

COMMISSION DE REGULATION DE L'ENERGIE EN REGION DE BRUXELLES-CAPITALE

PROPOSITION

(BRUGEL-PROPOSITION-20200902-26)

**Relatif au coefficient multiplicateur appliqué à la
cogénération dans le logement collectif – Analyse des
paramètres économiques.**

**Etabli sur base de l'article 21 §1^{er} de l'arrêté du
Gouvernement de Bruxelles-Capitale du 17 décembre 2015
relatif à la promotion de l'électricité verte.**

**Après consultation publique ayant eu lieu du 19/06/20 au
10/07/2020.**

2/09/2020

Table des matières

| | | |
|-------|--|----|
| 1 | Base légale..... | 4 |
| 2 | Historique et contexte | 5 |
| 3 | Modifications méthodologiques..... | 6 |
| 4 | Valeurs des paramètres économiques | 7 |
| 4.1 | Coût d'investissement | 7 |
| 4.1.1 | Etape 1 : calcul du coût moyen (hors frais annexes) sur base d'un échantillon..... | 7 |
| 4.1.2 | Etape 2 : calcul du coût moyen (hors frais annexes) sur base d'une courbe de tendance filtrée | 7 |
| 4.1.3 | Etape 3 : calcul du pourcentage que représentent les frais annexes dans le coût d'investissement total..... | 8 |
| 4.1.4 | Etape 4 : calcul du coût moyen (frais annexes inclus) sur base d'une courbe de tendance filtrée | 8 |
| 4.2 | Primes..... | 8 |
| 4.2.1 | Prime à l'investissement..... | 8 |
| 4.2.2 | Avantage fiscale..... | 9 |
| 4.3 | Prix de l'électricité..... | 9 |
| 4.3.1 | Électricité autoconsommée | 9 |
| 4.3.2 | Électricité injectée..... | 10 |
| 4.3.3 | « Prixélec » | 10 |
| 4.4 | Prix du gaz | 10 |
| 4.5 | Prix par Certificat Vert..... | 11 |
| 4.6 | Evolution des paramètres | 12 |
| 5 | Niveau de soutien selon la formule de l'arrêté | 13 |
| 6 | Calcul de rentabilité complet..... | 14 |
| 6.1 | Hypothèses..... | 14 |
| 6.2 | Rentabilité avec le niveau de soutien selon la formule de l'arrêté..... | 17 |
| 6.3 | Niveau de soutien proposé | 18 |
| 7 | Date d'entrée en vigueur | 19 |
| 8 | Conclusions | 19 |
| 9 | Annexes : Eléments principaux des retours récoltés lors de la consultation publique du 19 juin au 10 juillet 2020..... | 21 |
| 9.1 | Coût d'investissement initial | 21 |
| 9.2 | Nombre d'heures de fonctionnement..... | 23 |
| 9.3 | Prix du CV | 24 |
| 9.4 | Prix de l'électricité autoconsommée et du gaz | 26 |
| 9.5 | Prix de l'électricité injectée..... | 27 |
| 9.6 | Date d'entrée en vigueur | 28 |
| 9.7 | Catégorisation | 30 |
| 9.8 | Coûts d'O&M | 31 |
| 9.9 | Surconsommation de gaz..... | 32 |
| 9.10 | Niveau d'autoconsommation | 33 |
| 9.11 | Rendement | 33 |

Liste des Tableaux

| | |
|---|----|
| Tableau 1: Coûts spécifiques moyens (frais annexes non compris) - Base échantillon..... | 7 |
| Tableau 2: Coûts spécifiques moyens (frais annexes non compris) - Base courbe de tendance..... | 8 |
| Tableau 3: Coûts spécifiques moyens retenus (frais annexes compris) – Base courbe de tendance..... | 8 |
| Tableau 4: évolution du coût d'investissement depuis la dernière proposition du 15 décembre 2017.. | 8 |
| Tableau 5: prix de l'électricité autoconsommée par les ACP | 10 |
| Tableau 6: Valorisation de l'électricité produite..... | 10 |
| Tableau 7: prix du gaz pour les ACP..... | 11 |
| Tableau 8: Coefficients selon la formule de l'arrêté..... | 13 |
| Tableau 9: O&M : Maintenance préventive et curative « omnium » | 14 |
| Tableau 10: O&M : Grande révision à cinq ans | 15 |
| Tableau 11: O&M : Gestion et suivi..... | 15 |
| Tableau 12: Heures de fonctionnement | 15 |
| Tableau 13: Rendements électrique et thermique..... | 16 |
| Tableau 14: Rentabilité réelle des installations avec les coefficients calculés selon la formule de l'arrêté | 17 |
| Tableau 15: Rentabilité réelle des installations avec les coefficients requis pour atteindre un temps de retour simple de cinq ans..... | 18 |
| Tableau 16: Comparaison avec les coefficients actuellement en vigueur | 18 |
| Tableau 17: Coefficients multiplicateurs proposés | 20 |

I Base légale

L'article 18 §1^{er} de l'arrêté du Gouvernement de Bruxelles-Capitale du 17 décembre 2015 relatif à la promotion de l'électricité verte ci-après appelé « arrêté électricité verte », prévoit que BRUGEL octroie des certificats verts à une installation de production d'électricité verte certifiée pour l'électricité verte produite.

L'article 21 §1^{er} de ce même arrêté introduit un coefficient multiplicateur à appliquer au nombre de CV octroyés à une installation qui remplit les conditions suivantes :

- Il doit s'agir d'une installation de cogénération haut rendement au gaz naturel certifiée qui fournit sa chaleur utile produite en termes de MWh fournis, pour plus de 75% à plusieurs clients résidentiels. Dans la présente proposition, l'hypothèse est prise que ceci correspond au cas classique d'une installation installée dans un logement collectif ;
- La démonstration du bon dimensionnement de l'installation de cogénération doit être fournie à BRUGEL. La définition du « bon dimensionnement » est reprise dans l'arrêté, mais revient au principe que l'installation ne peut pas être sous-dimensionnée par rapport aux besoins de chaleur exploitables par cogénération du site concerné.

La formule ci-dessous permet de calculer le coefficient multiplicateur (CM) nécessaire pour garantir un temps de retour forfaitaire de cinq années pour les installations de cogénération :

$$coef = \frac{\frac{(1,3 invest_c - primes_c)}{(5 * \frac{3}{0,35})} - 0,35 * prix_{elec} + 0,39 * prix_{gaz}}{0,25 * prix_{cv}}$$

Les paramètres de la formule sont définis dans l'arrêté de la manière suivante :

1. « coef » est le coefficient multiplicateur du nombre de certificats verts octroyés ;
2. « investc » est le coût moyen unitaire pour une installation de cogénération au gaz naturel, y compris les frais de connexion au réseau de distribution, les coûts du compteur bi-directionnel et les frais administratifs afférents à l'installation (euro/kWélec) ;
3. « primesc » sont les aides financières à l'investissement (euro/kWélec) disponibles pour une installation de cogénération au gaz naturel ;
4. « prixélec » est la valeur moyenne de l'électricité produite tenant compte d'un taux d'autoconsommation fixé à 20% et d'une part de vente au réseau fixée à 80% (euro/MWh) ;
5. « prixgaz » est le prix moyen d'achat de gaz naturel au réseau (euro/MWh) ;
6. « prixCV » est le prix moyen pondéré de revente des certificats verts sur le marché (euro/CV).

La valeur de ces paramètres est communiquée par BRUGEL dans les deux mois qui suivent la demande du Ministre. Si la variation des paramètres conduit à une variation du nombre de certificats verts à octroyer selon la formule ci-dessus supérieure ou égale à 20% par rapport au nombre octroyé actuel pour la gamme de puissance électrique visée, le Ministre adapte le coefficient multiplicateur du nombre de certificats verts octroyés avec effet au minimum quatre mois après publication au Moniteur belge.

Dans sa demande, le Ministre a sollicité une proposition de BRUGEL pour le 1^{er} septembre 2020. La présente proposition fait suite à cette demande.

2 Historique et contexte

Les coefficients multiplicateurs actuellement en vigueur ont été fixés par l'arrêté ministériel du 2 juin 2017 portant sur l'adaptation des gammes de puissance et des valeurs du coefficient multiplicateur du nombre de certificats verts octroyés pour les installations de cogénération éligibles. Ils s'élèvent à :

- 6,3 si la puissance électrique totale de ou des installations est inférieure ou égale à 15 kW ;
- 3 si la puissance électrique totale de ou des installations est supérieure à 15 mais inférieure ou égale à 50 kW ;
- 2 si la puissance électrique totale de ou des installations est strictement comprise entre 50 et 200 kW ;
- 1,5 si la puissance électrique totale de ou des installations est supérieure ou égale à 200 kW.

Dans sa proposition du 15 décembre 2017 relative au coefficient multiplicateur appliqué à la cogénération dans le logement collectif¹, BRUGEL proposait une baisse de 20% du coefficient multiplicateur appliqué à la catégorie de puissance inférieure ou égale à 15 kW_e. Cette proposition n'a toutefois pas été suivie d'un arrêté ministériel et les coefficients multiplicateurs n'ont pas été adaptés.

La présente proposition met à jour l'analyse des paramètres économiques ainsi que la rentabilité des installations, selon les dernières données disponibles. Cette proposition finale fait suite à un projet de proposition² qui a été soumis à consultation publique ayant eu lieu du 19 juin au 10 juillet 2020.

¹ BRUGEL-Proposition-20171215-20

² BRUGEL-Proposition-20200617-24

3 Modifications méthodologiques

Suite à la consultation publique sur le projet de proposition de juin 2020 relatif au coefficient multiplicateur appliqué à la cogénération dans le logement collectif³, les modifications méthodologiques suivantes sont à noter concernant l'analyse des paramètres économiques :

- Dans la proposition précédente, le coût d'investissement retenu, par catégorie de puissance, était le minimum entre le coût spécifique moyen basé sur un échantillon de dossiers concrets et celui basé sur la courbe de tendance de cet échantillon filtré de ses valeurs extrêmes. Ce coût était ensuite majoré de 5% pour tenir compte des frais annexes⁴. Dans la présente proposition, la part des coûts annexes dans le coût d'investissement total d'une installation a été calculée sur base de factures transmises par différents acteurs du secteur de la cogénération. Le coût d'investissement retenu, par catégorie de puissance, est celui obtenu sur base d'une courbe de tendance d'un échantillon de dossiers concrets filtré de ses valeurs extrêmes et majoré des coûts annexes ;
- Dans la précédente proposition, les prix de l'électricité autoconsommée et du gaz étaient calculés sur base du tarif résidentiel et ne variaient pas selon les catégories. L'hypothèse est désormais prise que les ACP procèdent à un achat groupé pour l'électricité et le gaz leur permettant d'avoir un contrat de consommation d'électricité et de gaz de type B2B. Les prix sont calculés sur base d'une courbe de tendance tracée à partir d'un échantillon de données pour la clientèle professionnelle⁵. Les clients résidentiels étant assujettis à la TVA contrairement aux clients professionnels qui peuvent la récupérer, les tarifs renseignés ont été majorés de 21%. Les prix varient selon les différentes catégories de puissance et les niveaux de consommation considérés correspondent aux classes de consommation E1 à E4 pour l'électricité et G1 à G4 pour le gaz ;
- Dans le calcul de rentabilité complet, les coûts d'O&M prennent en considération une maintenance préventive et curative « omnium » alors que seule une maintenance préventive était précédemment considérée. Ce changement permet de mieux prendre en compte les coûts induits par les pannes éventuelles de l'installation ;
- Dans la proposition précédente, la part de coûts d'O&M liée à la gestion et au suivi de l'installation était calculée en considérant 1€ par heure de fonctionnement. Dans la présente proposition, le coût de gestion et suivi a été calculé suivant une courbe de tendance tracée sur base d'un échantillon de coûts communiqués par différents acteurs du secteur de la cogénération lors de la consultation publique.

³ BRUGEL-Proposition-20200617-24

⁴ FORBEG - A European comparison of electricity and natural gas prices for residential, small professional and large industrial consumers (May 2020)

⁵ Observatoire des prix de l'électricité et du gaz en région de Bruxelles-Capitale Janvier-Février-Mars 2020

4 Valeurs des paramètres économiques

4.1 Coût d'investissement

« investc » est défini comme le coût moyen unitaire pour une installation de cogénération au gaz naturel, y compris les frais de connexion au réseau de distribution, les coûts du compteur bi-directionnel et les frais administratifs afférents à l'installation (euro/kWélec). Le coût d'investissement a été déterminé à travers différentes étapes successives détaillées ci-dessous.

4.1.1 Etape 1 : calcul du coût moyen (hors frais annexes⁶) sur base d'un échantillon

Les coûts moyens suivants (coûts annexes non inclus) résultent de l'analyse d'un échantillon de 47 dossiers concrets d'installations de cogénération en Région de Bruxelles-Capitale, dont la puissance électrique varie de 15 à 199 kW_e. Toutes les installations se trouvent dans des logements collectifs et ont été mises en service courant 2019 ou après :

| Catégorie de puissance [kW _e] | ≤ 15 |]15 – 50] |]50 – 200[| ≥ 200 |
|---|-------|-----------|------------|--------------|
| Coût spécifique [€ HTVA / kW _e] | 4.790 | 3.580 | 2.505 | ⁷ |

Tableau 1: Coûts spécifiques moyens (frais annexes non compris) - Base échantillon

4.1.2 Etape 2 : calcul du coût moyen (hors frais annexes) sur base d'une courbe de tendance filtrée

Certaines installations présentent des coûts spécifiques qui s'écartent fortement de la tendance moyenne des autres installations. Afin d'identifier et de filtrer ces valeurs extrêmes, une analyse statistique (boîte à moustaches par la méthode des « 1,5 IQR »⁸) a été effectuée et a permis d'écarter 3 points de l'échantillon.

Ensuite, comme l'échantillon ne présente pas nécessairement une dispersion homogène selon la puissance électrique des installations, et vu la nécessité de segmenter les installations selon leur puissance électrique, la moyenne des coûts spécifiques par catégorie de puissance a été calculée sur base de la courbe de tendance globale de l'échantillon filtré⁹ :

$$y = 9534,1x^{-0,275} \left[\frac{\text{€ HTVA}}{\text{kW}_e} \right] \text{ avec } R^2 = 0,6127$$

| Catégorie de puissance [kW _e] | ≤ 15 |]15 – 50] |]50 – 200[| ≥ 200 |
|---|-------|-----------|------------|-------|
| Coût spécifique [€ HTVA / kW _e] | 4.776 | 3.712 | 2.588 | 1.865 |

⁶ Les coûts annexes comprennent les coûts administratifs, d'engineering, de gestion de projet, de modification des systèmes hydraulique et de régulation, de regroupement des compteurs, de tubage de la cheminée, de mise en conformité de la chaufferie, de sécurité, de raccordement, d'acheminement et de manutention.

⁷ Aucune installation d'une puissance électrique supérieure à 200 kW_e n'a été mise en service à partir de 2019 dans un logement collectif.

⁸ L'espace interquartile (IQR) est par définition la différence entre le troisième quartile et le premier quartile. La barre supérieure (resp. inférieure) de l'échantillon à considérer est déterminée en ajoutant (resp. soustrayant) 1,5 fois l'espace interquartile à la limite supérieure (resp. inférieure) du troisième quartile (resp. premier quartile).

⁹ Pour la catégorie de puissance ≥ 200 kW_e, la moyenne de la courbe de tendance a été calculée jusqu'à une puissance de 600 kW_e.

Tableau 2: Coûts spécifiques moyens (frais annexes non compris) - Base courbe de tendance

4.1.3 Etape 3 : calcul du pourcentage que représentent les frais annexes dans le coût d'investissement total

Une courbe de tendance a été tracée sur base des factures incluant les coûts annexes, transmises par différents acteurs du secteur de la cogénération lors de la consultation publique. L'écart avec la courbe de tendance de l'échantillon filtré a permis d'évaluer le pourcentage que représentent les coûts annexes dans le coût d'investissement total d'une installation.

4.1.4 Etape 4 : calcul du coût moyen (frais annexes inclus) sur base d'une courbe de tendance filtrée

Finalement, la moyenne des coûts spécifiques par catégorie de puissance a été calculée sur base d'une courbe de tendance, tracée sur base de l'échantillon filtré majoré des coûts annexes :

$$y = 15685x^{-0,357} \left[\frac{\text{€ HTVA}}{\text{kWe}} \right] \text{ avec } R^2 = 0,7116$$

Les coûts spécifiques moyens retenus sont les suivants :

| Catégorie de puissance [kWe] | ≤ 15 |]15 – 50] |]50 – 200[| ≥ 200 |
|--------------------------------|-------|-----------|------------|-------|
| Coût spécifique [€ HTVA / kWe] | 6.396 | 4.617 | 2.893 | 1.889 |
| % coûts annexes | 34% | 24% | 12% | 1% |

Tableau 3: Coûts spécifiques moyens retenus (frais annexes compris) – Base courbe de tendance

Le Tableau 4 reprend, pour chacune des catégories de puissance, l'évolution en pourcentage du coût d'investissement par rapport à la proposition précédente du 15 décembre 2017 :

| Catégorie de puissance [kWe] | ≤ 15 |]15 – 50] |]50 – 200[| ≥ 200 |
|---|-------|-----------|------------|-------|
| Evolution du coût d'investissement (hors coûts annexes) | - 10% | +24% | +24% | +24% |
| Evolution du coût d'investissement (coûts annexes inclus) | + 22% | + 54% | + 38% | + 25% |

Tableau 4: évolution du coût d'investissement depuis la dernière proposition du 15 décembre 2017

4.2 Primes

« primesc » est défini comme les aides financières à l'investissement (euro/kWélec) disponibles pour une installation de cogénération au gaz naturel.

4.2.1 Prime à l'investissement

Depuis le régime de primes 2016, la prime régionale pour l'investissement dans une installation de cogénération a été complètement supprimée.

4.2.2 Avantage fiscale

Les autorités fédérales accordent un avantage fiscal aux entreprises industrielles, commerciales ou agricoles (exploitées par une personne physique ou par une société) et aux titulaires de professions libérales, lorsqu'ils investissent dans les économies d'énergie.

Etant donné qu'il s'agit d'une déduction sur les bénéfices nets acquis pendant la période d'investissement, les ACP et les entreprises publiques tombent en dehors de la portée de cette mesure. Par conséquent, cet avantage fiscal ne sera pas considéré.

4.3 Prix de l'électricité

« prixélec » est défini comme la valeur moyenne de l'électricité produite tenant compte d'un taux d'autoconsommation fixé à 20% et d'une part de vente au réseau fixée à 80% (euro/MWh).

4.3.1 Électricité autoconsommée

La majorité des installations de cogénération installées dans des logements collectifs est raccordée électriquement au compteur des communs. L'hypothèse est prise dans la présente proposition que les ACP procèdent à un achat groupé pour l'électricité leur permettant d'avoir un contrat de consommation d'électricité de type B2B relié à ce compteur.

L'étude comparative de mai 2020 des prix de l'électricité et du gaz naturel réalisée par PwC pour le compte des quatre régulateurs belges de l'énergie permet à BRUGEL d'obtenir une vue très précise et détaillée sur les prix réellement pratiqués pour le segment de clientèle professionnelle¹⁰. Ce rapport analyse les prix de l'électricité en janvier 2020 notamment pour les consommateurs professionnels ayant une consommation annuelle de 30 MWh, 160 MWh, 2 000 MWh, 10 000 MWh, 25 000 MWh, 100 000 MWh et 500 000 MWh.

Ces données ont été complétées par celles fournies par l'Observatoire des prix de l'électricité et du gaz en région de Bruxelles-Capitale pour le premier trimestre 2020 concernant la clientèle « petit professionnel » ayant une consommation annuelle de 20 MWh et 50 MWh.¹¹

Les clients résidentiels étant assujettis à la TVA contrairement aux clients professionnels qui peuvent la récupérer, les tarifs renseignés ont été majorés de 21%.¹²

Le prix de l'électricité autoconsommée par les ACP a ensuite été calculé suivant une courbe de tendance tracée sur base des points mentionnés ci-dessus :

$$y = 259,29x^{-0,096} \left[\frac{\text{€ TVAC}}{\text{MWh}} \right] \text{ avec } R^2 = 0,9729$$

¹⁰ FORBEG - A European comparison of electricity and natural gas prices for residential, small professional and large industrial consumers (May 2020)

¹¹ Observatoire des prix de l'électricité et du gaz en région de Bruxelles-Capitale Janvier-Février-Mars 2020

¹² Vu qu'il importe de prendre en compte le coût réel de l'électricité et qu'on se trouve dans le cas de figure d'une installation de cogénération dans le logement collectif, le prix de l'électricité est donc considéré TVAC.

Les niveaux de consommation considérés pour les différentes catégories d'installations correspondent aux classes E1 à E4 reprises dans l'étude relative à l'évolution des prix de l'électricité et du gaz naturel pour les clients professionnels en Région de Bruxelles-Capitale de 2009 à 2014¹³. Le tableau suivant reprend les prix ainsi calculés pour les différentes catégories de puissance :

| Catégorie de puissance [kWe] | ≤ 15 |]15 – 50] |]50 – 200[| ≥ 200 |
|---|--------|-----------|------------|--------|
| Prix électricité autoconsommée [€ TVAC/MWh] | 200,14 | 173,17 | 147,72 | 132,19 |

Tableau 5: prix de l'électricité autoconsommée par les ACP

4.3.2 Électricité injectée

Pour connaître la valeur de l'électricité injectée, BRUGEL s'est basé sur les contrats de rachat d'électricité contenus dans des dossiers de certification d'installations bruxelloises de production décentralisées. Des contrats récents, rentrant en vigueur durant l'année 2019 ou l'année 2020 et proposés par cinq fournisseurs différents, ont pu être utilisés. Si le prix de rachat est basé sur une formule d'indexation, la moyenne des prix entre avril 2019 et mars 2020 (période de 12 mois précédant la crise sanitaire) a été calculée, en prenant en compte l'index en vigueur durant le mois concerné.

Enfin, la moyenne « heures pleines/heures creuses » a été calculée, ce qui résulte en un prix de rachat moyen de 34,7 €/MWh.

4.3.3 « Prixélec »

Tenant compte du taux d'autoconsommation fixé dans la définition du paramètre « prixélec » à 20%, et du taux d'injection fixé à 80%, la valorisation de l'électricité produite est la suivante :

| Catégorie de puissance [kWe] | ≤ 15 |]15 – 50] |]50 – 200[| ≥ 200 |
|-------------------------------|-------|-----------|------------|-------|
| Prix électricité [€ TVAC/MWh] | 67,80 | 62,40 | 57,31 | 54,21 |

Tableau 6: Valorisation de l'électricité produite

4.4 Prix du gaz

« prixgaz » est défini comme le prix moyen d'achat de gaz naturel au réseau (euro/MWh).

L'hypothèse est prise dans la présente proposition que les ACP procèdent à un achat groupé pour le gaz leur permettant d'avoir un contrat de consommation d'électricité de type B2B.

¹³ Etude 20180918-25 relative à l'évolution des prix de l'électricité et du gaz naturel pour les clients professionnels en Région de Bruxelles-Capitale de 2009 à 2017

L'étude comparative de mai 2020 des prix de l'électricité et du gaz naturel réalisée par PwC pour le compte des quatre régulateurs belges de l'énergie permet à BRUGEL d'obtenir une vue très précise et détaillée sur les prix réellement pratiqués pour le segment de clientèle professionnelle¹⁴. Ce rapport analyse les prix du gaz en janvier 2020 notamment pour les consommateurs ayant une consommation annuelle de 23,26 MWh, 300 MWh, 1 250 MWh, 100 000 MWh et 2 500 000 MWh.

Ces données ont été complétées par celles fournies par l'Observatoire des prix de l'électricité et du gaz en région de Bruxelles-Capitale pour le premier trimestre 2020 concernant la clientèle « petit professionnel » ayant une consommation annuelle de 50 MWh et 100 MWh.¹⁵

Les clients résidentiels étant assujettis à la TVA contrairement aux clients professionnels qui peuvent la récupérer, les tarifs renseignés ont été majorés de 21%.¹⁶

Le prix du gaz pour les ACP a ensuite été calculé suivant une courbe de tendance tracée sur base des points mentionnés ci-dessus :

$$y = 54,972x^{-0,08} \left[\frac{\text{€ TVAC}}{\text{MWh}} \right] \text{ avec } R^2 = 0,8872$$

Les niveaux de consommation considérés pour les différentes catégories d'installations correspondent aux classes G1 à G4 reprises dans l'étude relative à l'évolution des prix de l'électricité et du gaz naturel pour les clients professionnels en Région de Bruxelles-Capitale de 2009 à 2014¹⁷. Le tableau suivant reprend les prix ainsi calculés pour les différentes catégories de puissance :

| Catégorie de puissance [kWe] | ≤ 15 |]15 – 50] |]50 – 200[| ≥ 200 |
|---------------------------------------|-------|-----------|------------|-------|
| Prix gaz autoconsommé [€ TVAC/MWh] | 40,66 | 34,96 | 29,55 | 27,43 |

Tableau 7: prix du gaz pour les ACP

4.5 Prix par Certificat Vert

« prixCV » est défini comme le prix moyen pondéré de revente des certificats verts sur le marché (euro/CV).

Le prix moyen pondéré de vente des certificats verts, en prenant la moyenne générale sur les périodes retour quota 2018 à 2019, est de 93,54 €.

¹⁴ FORBEG - A European comparison of electricity and natural gas prices for residential, small professional and large industrial consumers (May 2020)

¹⁵ Observatoire des prix de l'électricité et du gaz en région de Bruxelles-Capitale Janvier-Février-Mars 2020

¹⁶ Vu qu'il importe de prendre en compte le coût réel de l'électricité et qu'on se trouve dans le cas de figure d'une installation de cogénération dans le logement collectif, le prix de l'électricité est donc considéré TVAC.

¹⁷ Etude 20150909-09 de BRUGEL relative à l'évolution des prix de l'électricité et du gaz naturel pour les clients professionnels en Région de Bruxelles-Capitale de 2009 à 2014

4.6 Evolution des paramètres

Par rapport à la dernière proposition datant du 15 décembre 2017 ¹⁸, les paramètres ont évolué de la manière suivante :

- Le coût d'investissement (hors coûts annexes) a diminué pour les installations dont la puissance est inférieure ou égale à 15 kW_e et il a augmenté pour les trois autres catégories. Le coût d'investissement (coûts annexes inclus) a augmenté pour les 4 catégories (voir Tableau 4) ;
- Le prix de l'électricité autoconsommée tient désormais compte du niveau de consommation associé à chaque catégorie d'installations. Il a augmenté de près de 10% pour la première catégorie et diminué de respectivement 5%, 19% et 38% pour les 3 catégories supérieures ;
- Le prix de rachat de l'électricité injectée a baissé de 1% ;
- Le prix du gaz tient désormais compte du niveau de consommation associé à chaque catégorie d'installations. Il a diminué de respectivement 26%, 36%, 46% et 50% pour les différentes catégories ;
- Le prix du certificat vert a légèrement augmenté de 88,61 € à 93,54 €.

L'augmentation (resp. la baisse) de la valorisation de l'électricité produite, la hausse du prix du certificat vert et la baisse du prix du gaz influencent à la baisse (resp. à la hausse) le calcul des coefficients multiplicateurs requis. Néanmoins c'est l'évolution du coût d'investissement qui, du fait de son amplitude de variation, détermine si le coefficient multiplicateur requis varie finalement à la hausse ou à la baisse.

¹⁸ Proposition 20171215-20 de BRUGEL relative au coefficient multiplicateur appliqué à la cogénération dans le logement collectif – Analyse des paramètres économiques

5 Niveau de soutien selon la formule de l'arrêté

Dans ce paragraphe, le coefficient est calculé en suivant strictement la formule suivante, établie dans l'arrêté (Cfr. Chapitre I « Base légale ») :

$$coef = \frac{\frac{(1,3 invest_c - primes_c)}{(5 * \frac{3}{0,35})} - 0,35 * prix_{elec} + 0,39 * prix_{gaz}}{0,25 * prix_{cv}}$$

Cette formule prend en compte un temps de retour simple (TRS) de cinq ans (fixé par l'arrêté électricité verte), un nombre de 3000 heures de fonctionnement annuel, un rendement électrique de 35% et un rendement thermique de 55%. Un facteur de 130% a également été appliqué au coût d'investissement, pour prendre en compte les frais de gestion et de maintenance de manière forfaitaire. A l'exception du coût d'investissement, les paramètres ne varient pas entre les catégories de puissance.

Le tableau suivant contient le coefficient multiplicateur à appliquer suivant la formule établie dans l'arrêté et les paramètres économiques estimés, par catégorie de puissance :

| | Unité | Valeur | | | |
|---|--------|--------|-----------|------------|--------|
| Catégorie de puissance | kWe | ≤ 15 |]15 - 50] |]50 - 200[| ≥ 200 |
| Objectif | | | | | |
| Temps de Retour Simple | Années | 5 | | | |
| Hypothèses contenues dans la formule | | | | | |
| Surcoût investissement => O&M | % | 30% | | | |
| Rendement électrique | % | 35% | | | |
| Rendement thermique | % | 55% | | | |
| Heures de fonctionnement annuelles | h | 3.000 | | | |
| Autoconsommation électrique | % | 20% | | | |
| Paramètres économiques | | | | | |
| Coût d'investissement | €/ kWe | 6.396 | 4.617 | 2.893 | 1.889 |
| Primes | €/ kWe | 0 | | | |
| Prix électricité autoconsommée | €/ MWh | 200,14 | 173,17 | 147,72 | 132,19 |
| Prix électricité injectée | €/MWh | 34,7 | | | |
| Prix gaz | €/MWh | 40,66 | 34,96 | 29,55 | 27,43 |
| Prix CV | €/ CV | 93,54 | | | |
| Résultats | | | | | |
| Coefficient Multiplicateur | - | 8,0 | 5,6 | 3,4 | 2,1 |

Tableau 8: Coefficients selon la formule de l'arrêté

Les hypothèses liées à la formule de l'arrêté résultent en un coefficient variant de 8,0 pour les petites installations d'une puissance électrique inférieure ou égale à 15 kWe jusqu'à 2,1 pour les installations d'une puissance supérieure ou égale à 200 kWe.

6 Calcul de rentabilité complet

Dans le paragraphe précédent, les coefficients sont calculés de manière stricte suivant la formule établie dans l'arrêté. Cette formule, qui est une simplification de la réalité pour des raisons de clarté législative, implique de manière implicite certaines hypothèses qui ne correspondent pas nécessairement à la réalité. De plus, la formule se base sur le temps de retour simple. Cet indicateur a sa valeur mais ne prend pas en compte les éventuels flux financiers qui occurrent par après et ne contient pas d'informations sur la rentabilité de l'investissement.

Cette section a pour objectif d'évaluer la rentabilité réelle de l'investissement. Pour ce faire, les hypothèses implicites contenues dans la formule établie dans l'arrêté ont été confrontées à des données récentes disponibles et au retour d'expérience de différents acteurs du marché de la cogénération.

6.1 Hypothèses

I. Basé sur le retour d'expérience de différents acteurs dans le marché de la cogénération¹⁹ :

- Une part de coûts d'opération et d'entretien (« O&M ») liée à la maintenance préventive et curative, souvent contractée via une assurance de type « omnium » auprès d'une tierce partie, à un coût par heure de fonctionnement qui varie selon la puissance de l'installation suivant la relation suivante :

$$y = 0,114x^{0,6348} \text{ [€/h]} \text{ avec } R^2 = 0,8747$$

Sur base de cette courbe, le calcul du coût moyen spécifique par catégorie de puissance résulte dans les valeurs suivantes :

| Catégorie de puissance [kWe] | ≤15 |]15-50] |]50-200[| ≥200 |
|---------------------------------|------|---------|----------|------|
| Maintenance « omnium » [c€/kWh] | 4,55 | 3,29 | 2,06 | 1,35 |

Tableau 9: O&M : Maintenance préventive et curative « omnium »

- Une part de coûts d'opération et d'entretien (« O&M ») liée à la grande révision de demi-vie (supposée à cinq ans) de l'installation, qui varie selon la puissance de l'installation suivant la relation suivante :

$$y = 1533,3x^{0,6031} \text{ [€]} \text{ avec } R^2 = 0,7954$$

Sur base de cette courbe, le calcul du coût moyen spécifique par catégorie de puissance résulte dans les valeurs suivantes :

¹⁹ En considérant, pour le calcul des coûts moyens spécifiques respectifs, les installations d'une puissance électrique comprise entre 10 et 600 kWe.

| Catégorie de puissance [kWe] | ≤ 15 |]15 - 50] |]50 – 200[| ≥ 200 |
|-------------------------------|------|-----------|------------|-------|
| O&M : Grande révision [€/kWe] | 566 | 394 | 234 | 146 |

Tableau 10: O&M : Grande révision à cinq ans

- Une part de coûts d'opération et d'entretien (« O&M ») liée à la gestion et au suivi de l'installation, qui varie selon la puissance de l'installation suivant la relation suivante :

$$y = 6216,3x^{-0,995} \text{ avec } R^2 = 0,9944[\text{€}]$$

Sur base de cette courbe, le calcul du coût moyen spécifique par catégorie de puissance résulte dans les valeurs suivantes :

| Catégorie de puissance [kWe] | ≤ 15 |]15 - 50] |]50 – 200[| ≥ 200 |
|--------------------------------|------|-----------|------------|-------|
| O&M : Gestion et suivi [€/kWe] | 513 | 213 | 59 | 18 |

Tableau 11: O&M : Gestion et suivi

2. Basé sur les données de production et de consommation des unités certifiées de cogénération installées dans des logements collectifs, validées par le gestionnaire de réseau de distribution (GRD) et utilisées par BRUGEL pour le calcul et l'octroi des Certificats Verts :

- Un nombre d'heures de fonctionnement annuel de :

| Catégorie de puissance [kWe] | ≤ 15 |]15 - 50] |]50 – 200[| ≥ 200 |
|--|--|--|--|---|
| Nombre d'installations | 81 | 41 | 13 | 4 |
| Nombre de données de production par trimestre, sur la période 2016 à T1 2020 | Trim. 1 : 135 Trim. 2 : 73 Trim. 3 : 92 Trim. 4 : 123 | Trim. 1 : 91 Trim. 2 : 64 Trim. 3 : 60 Trim. 4 : 78 | Trim. 1 : 37 Trim. 2 : 32 Trim. 3 : 26 Trim. 4 : 32 | Trim. 1 : 18 Trim. 2 : 15 Trim. 3 : 7 Trim. 4 : 16 |
| Heures de fonctionnement moyen [h] | 5.410 | 5.625 | 4.822 | 4.482 |

Tableau 12: Heures de fonctionnement

Pour chaque installation, le nombre d'heures de fonctionnement a été obtenu en divisant la consommation de carburant (kWhi) par la puissance fournie par le combustible (kW_i). Si le résultat était incohérent, c'est le rapport entre la production d'électricité (kWhe) et la puissance nominale électrique de l'installation (kWe) qui a été considéré.

La période analysée s'étend du premier trimestre 2016 au premier trimestre 2020. Pour chaque année et pour chaque catégorie de puissance, le nombre d'heures de fonctionnement connaît un pic au premier trimestre, traverse un creux aux deuxième et troisième trimestres puis remonte au quatrième trimestre. Par conséquent, les données rattachées à une même catégorie de puissance et à un même trimestre, toutes années confondues, ont été regroupées et moyennées. Le nombre d'heures de fonctionnement moyen résulte de la somme des moyennes trimestrielles ainsi obtenues.

Néanmoins, certaines données de production présentent un nombre d'heures de fonctionnement qui s'écarte fortement de distribution des autres données de production. Afin d'identifier et de filtrer ces valeurs extrêmes, une analyse statistique (boîte à moustaches par la méthode des « 1,5 IQR ») a été effectuée et a permis d'écarter 24 points de l'échantillon.

- Les rendements électrique et thermique :

| Catégorie de puissance [kWe] | ≤ 15 |]15 - 50] |]50 – 200[| ≥ 200 |
|----------------------------------|------|-----------|------------|-------|
| Nombre d'installations | 81 | 41 | 13 | 4 |
| Nombre de périodes de production | 344 | 157 | 52 | 21 |
| Rendement thermique [%] | 65 | 63 | 61 | 53 |
| Rendement électrique [%] | 30 | 32 | 33 | 36 |

Tableau 13: Rendements électrique et thermique

La période analysée s'étend du premier trimestre de 2018 au premier trimestre de 2020²⁰. Les rendements électrique et thermique ont été obtenus en divisant respectivement la production d'électricité (kWh_e) et la production de chaleur (kWh_h) par la consommation de carburant (kWh_i).

Néanmoins, certaines données de production présentent des rendements qui s'écartent fortement de la distribution des autres données de production. Afin d'identifier et de filtrer ces valeurs extrêmes, une analyse statistique (boîte à moustaches par la méthode des « 1,5 IQR ») a été effectuée et a permis d'écarter pour le rendement électrique et le rendement thermique respectivement 54 et 53 points de l'échantillon.

3. Basé sur des hypothèses propres :

- Une inflation annuelle des prix de l'électricité, du gaz et des coûts d'opération et d'entretien de 2% ;
- Sans aucun préjudice, sous toute réserve et sans que cela implique une quelconque prévision ou souhait de la part de BRUGEL, une évolution du prix par CV à la baisse de 2%. Cette hypothèse est prise principalement en raison du fait qu'il serait inopportun de calculer la rentabilité réelle sur base d'un prix de plus de 93 € par CV pendant dix ans, alors que ce prix se situe justement à un niveau historiquement haut. Aussi, des décisions d'investissements se font bien souvent sur base d'estimations prudentes en ce qui concerne l'évolution du prix par CV.

Sur base de ces hypothèses et des paramètres économiques exposés au chapitre 3, le « taux de rentabilité interne modifié » (« TRIM »)²¹ a été calculé sur la durée de vie estimée de

²⁰ Les données de consommation de carburant et de production de chaleur ne sont extractibles facilement des bases de données qu'à partir de 2018.

²¹ Le TRIM peut être comparé au taux d'intérêt. Il permet d'évaluer la rentabilité de l'investissement en supposant que les bénéfices engendrés par l'installation sont placés à un taux d'intérêt choisi (pour le calcul, un taux de réinvestissement de 2% a été pris comme hypothèse). Le TRIM représente le taux d'intérêt annuel équivalent qu'aurait rapporté le montant initial de l'investissement. Dépendant de l'origine des fonds pour l'investissement initial, il doit être comparé au taux d'emprunt ou non.

l'installation, c'est-à-dire 10 ans. Il est utilisé comme indicateur financier de rentabilité à côté du temps de retour simple.

6.2 Rentabilité avec le niveau de soutien selon la formule de l'arrêté

Le tableau suivant contient la rentabilité réelle des installations par catégorie de puissance, avec le coefficient calculé selon la formule de l'arrêté et sous les hypothèses décrites ci-dessus (en vert : les hypothèses qui diffèrent des hypothèses implicites contenues dans la formule de l'arrêté) :

| | Unité | Valeur | | | |
|---|--------|--------|-----------|------------|--------|
| Catégorie de puissance | kWe | ≤ 15 |]15 - 50] |]50 - 200[| ≥ 200 |
| Coefficient Multiplicateur | | | | | |
| Coefficient Multiplicateur | - | 8,0 | 5,6 | 3,4 | 2,1 |
| Hypothèses sous conditions réelles | | | | | |
| Rendement électrique | % | 30% | 32% | 33% | 36% |
| Rendement thermique | % | 65% | 63% | 61% | 53% |
| Heures de fonctionnement annuelles | h | 5.410 | 5.625 | 4.822 | 4.482 |
| Autoconsommation électrique | % | 20% | | | |
| O&M: Maintenance "omnium" | c€/kWe | 4,55 | 3,29 | 2,06 | 1,35 |
| O&M: Grande révision à 5 ans | €/ kWe | 566 | 394 | 234 | 146 |
| O&M: Gestion et suivi | €/ kWe | 513 | 213 | 59 | 18 |
| Inflation prix élec, gaz et coûts O&M | % / an | 2% | | | |
| Evolution prix CV | % / an | -2% | | | |
| Paramètres économiques | | | | | |
| Coût d'investissement | €/ kWe | 6.396 | 4.617 | 2.893 | 1.889 |
| Primes | €/ kWe | 0 | | | |
| Prix électricité autoconsommée | €/ MWh | 200,14 | 173,17 | 147,72 | 132,19 |
| Prix électricité injectée | €/MWh | 34,7 | | | |
| Prix gaz | €/MWh | 40,66 | 34,96 | 29,55 | 27,43 |
| Prix CV | €/ CV | 93,54 | | | |
| Résultats | | | | | |
| Temps de Retour Simple | Années | 2,23 | 2,02 | 2,44 | 3,43 |
| TRIM | % | 15,94% | 17,23% | 15,27% | 11,59% |

Tableau 14: Rentabilité réelle des installations avec les coefficients calculés selon la formule de l'arrêté

Il apparaît que le temps de retour simple varie avec la catégorie de puissance, de 2,02 à 3,43, pour un TRIM allant de 17,23% à 11,59%. Les coefficients calculés de manière stricte selon la formule de l'arrêté semblent donc permettre d'atteindre un temps de retour réel bien inférieur aux cinq ans visés, tout comme une certaine sur-rentabilité.

6.3 Niveau de soutien proposé

En partant des paramètres économiques décrits dans le chapitre 4 et en analysant la rentabilité réelle selon les hypothèses décrites dans le paragraphe 6.1, les coefficients requis pour atteindre un temps de retour simple de cinq ans tout en affichant une rentabilité suffisamment intéressante sont calculés dans le tableau suivant :

| | Unité | Valeur | | | |
|---|---------|--------|-----------|------------|--------|
| Catégorie de puissance | kWe | ≤ 15 |]15 - 50] |]50 - 200[| ≥ 200 |
| Coefficient Multiplicateur | | | | | |
| Coefficient Multiplicateur | - | 4,6 | 2,8 | 1,8 | 1,5 |
| Hypothèses sous conditions réelles | | | | | |
| Rendement électrique | % | 30% | 32% | 33% | 36% |
| Rendement thermique | % | 65% | 63% | 61% | 53% |
| Heures de fonctionnement annuelles | h | 5.410 | 5.625 | 4.822 | 4.482 |
| Autoconsommation électrique | % | 20% | | | |
| O&M: Maintenance "omnium" | c€/kWhe | 4,55 | 3,29 | 2,06 | 1,35 |
| O&M: Grande révision à 5 ans | €/ kWe | 566 | 394 | 234 | 146 |
| O&M: Gestion et suivi | €/ kWe | 513 | 213 | 59 | 18 |
| Inflation prix élec, gaz et coûts O&M | % / an | 2% | | | |
| Evolution prix CV | % / an | -2% | | | |
| Paramètres économiques | | | | | |
| Coût d'investissement | €/ kWe | 6.396 | 4.617 | 2.893 | 1.889 |
| Primes | €/ kWe | 0 | | | |
| Prix électricité autoconsommée | €/ MWh | 200,14 | 173,17 | 147,72 | 132,19 |
| Prix électricité injectée | €/MWh | 34,7 | | | |
| Prix gaz | €/MWh | 40,66 | 34,96 | 29,55 | 27,43 |
| Prix CV | €/ CV | 93,54 | | | |
| Résultats | | | | | |
| Temps de Retour Simple | Années | 4,99 | 4,97 | 5,01 | 4,92 |
| TRIM | % | 7,06% | 7,34% | 7,51% | 7,78% |

Tableau 15: Rentabilité réelle des installations avec les coefficients requis pour atteindre un temps de retour simple de cinq ans

A titre d'information, le tableau suivant compare les coefficients ainsi calculés avec les coefficients actuellement en vigueur :

| Catégorie de puissance [kVWe] | ≤ 15 |]15 - 50] |]50 – 200[| ≥ 200 |
|--|------|-----------|------------|-------|
| Coefficients actuellement en vigueur | 6,3 | 3,0 | 2,0 | 1,5 |
| Coefficients requis pour TRS de cinq ans | 4,6 | 2,8 | 1,8 | 1,5 |

Tableau 16: Comparaison avec les coefficients actuellement en vigueur

7 Date d'entrée en vigueur

Vu les délais auxquels font face des projets de cogénération dans le secteur du logement collectif, et afin de préserver la confiance dans le mécanisme de soutien, de permettre aux différents acteurs du secteur de la cogénération d'honorer leurs offres en cours et de ne pas léser les futurs titulaires d'installation qui se sont basés sur les coefficients multiplicateurs actuellement d'application dans leur calcul de rentabilité, il est recommandé d'appliquer un certain délai entre l'annonce officielle de modification de l'arrêté et son entrée en vigueur. Entre le délai minimum de 4 mois après publication au Moniteur belge (voir Base légale au chapitre 1) et la mise en vigueur au 1^{er} janvier 2022 demandée par certains acteurs, une application effective des nouveaux coefficients en date du 1^{er} septembre 2021 nous paraît raisonnable.

8 Conclusions

L'arrêté « *électricité verte* » du Gouvernement de Bruxelles-Capitale du 17 décembre 2015 a introduit une formule pour le coefficient multiplicateur (CM) pour les installations de cogénération « bien dimensionnées » installées dans des logements collectifs.

La communication des paramètres de cette formule, qui reflète, en incluant les revenus et les coûts d'une installation de cogénération, le CM nécessaire à garantir un temps de retour simple forfaitaire de cinq ans, a été demandée par le Ministre pour le 1^{er} septembre 2020.

La présente proposition met à jour l'analyse des paramètres économiques ainsi que la rentabilité des installations par rapport au dernier exercice réalisé dans la proposition du 15 décembre 2017 relative au coefficient multiplicateur appliqué à la cogénération dans le logement collectif.

Les coûts d'investissement par catégorie de puissance ont pu être établis par BRUGEL sur base d'une analyse d'un échantillon de 47 dossiers concrets et récents ainsi que des factures transmises par différents acteurs lors de la consultation publique ayant eu lieu du 19 juin au 10 juillet 2020.

Également, les paramètres « primes », « prix de l'électricité », « prix du gaz » et « prix du Certificat Vert » ont pu être évalués, sur base de données propres à BRUGEL (prix par CV), des données communiquées à BRUGEL par des tiers (prix de l'électricité et du gaz), ou des données publiques (primes).

Le calcul strict selon la formule établie dans l'arrêté jette les bases pour les coefficients à déterminer, mais est effectué selon des hypothèses implicites et simplificatrices contenues dans la formule et ne tient pas compte de la rentabilité complète des investissements. C'est la raison pour laquelle la rentabilité réelle est également calculée, sous des hypothèses les plus complètes et réalistes possibles. Cette analyse de rentabilité réelle démontre que les coefficients calculés de manière stricte selon la formule de l'arrêté permettent d'atteindre un temps de retour réel bien inférieur aux cinq ans visés, en rendant les investissements sur-rentables.

Ensuite, des coefficients sont calculés qui permettent d'atteindre un temps de retour simple de cinq ans, sous conditions et hypothèses réelles. Il en ressort que les coefficients actuellement en vigueur, à l'exception de celui pour la catégorie de puissance supérieure, rendent les installations sur-rentables.

À la suite du calcul de rentabilité complet, BRUGEL propose les coefficients suivants applicables aux différentes catégories. Ceux-ci permettent d'atteindre un temps de retour simple réel de 5 ans tout en affichant une rentabilité suffisante pour promouvoir des investissements sans pour autant rendre ces installations sur-rentables.

| Catégorie de puissance [kWe] | ≤ 15 |]15 - 50] |]50 – 200[| ≥ 200 |
|--|------|-----------|------------|-------|
| Coefficients requis pour TRS de cinq ans | 4,6 | 2,8 | 1,8 | 1,5 |

Tableau 17: Coefficients multiplicateurs proposés

* *

*

9 Annexes : Eléments principaux des retours récoltés lors de la consultation publique du 19 juin au 10 juillet 2020²²

9.1 Coût d'investissement initial

| Acteur | Retour |
|--------------|--|
| BuildOne | Le coût d'investissement initial repris dans les factures transmises lors de la demande de certification ne tiennent pas systématiquement compte des frais annexes tels que la fumisterie, le transformateur, les ensembles de comptage, l'ajout de compteur, la manutention, le suivi administratif. |
| Edora | Tenir compte de l'ensemble des frais d'installation nécessaires. |
| Watt Matters | Nous avons le sentiment que BRUGEL prend le coût d'investissement en fonds propres (moins cher qu'en mode tiers-investisseur) mais considère que la cogénération fonctionne autant d'heures que si elle était gérée par un tiers-investisseur (davantage d'heures de fonctionnement qu'en fonds propres). Ce faisant, BRUGEL tire le meilleur des deux cas de figure (faible coût et heures de fonctionnement élevées) et aboutit à une rentabilité excessive non rencontrée en pratique. |
| go4green | En ce qui concerne les frais d'investissement, cette proposition repose sur l'analyse de 47 cogens qui ont été installées depuis janvier 2019. Etant donné le poids important de nos machines dans cet échantillon, nous pouvons affirmer avec certitude que les chiffres avancés dans le rapport ne prennent pas en compte tous les coûts d'installation : tubage des cheminées, préparation électrique des installations (y compris : câbles de puissance, transformateurs, armoires TI, nouveaux TGBT, travaux de |

²² Code couleur : vert (position de BRUGEL favorable au retour), rouge (position de BRUGEL défavorable au retour), jaune (position de BRUGEL partiellement favorable)

| | |
|---------|---|
| | regroupement de compteurs, ...), achat des compteurs de la cogen, manutention et grutage, installation des compteurs par Sibelga (gaz et électricité), ainsi que frais d'engineering/bureau d'étude. |
| Luminus | Les coûts d'investissement sont 15 à 50% supérieurs aux montants mentionnés par BRUGEL dépendant du projet et de la puissance concernée. Nous pensons que les coûts pris en compte dans la proposition n'incluent qu'une partie des investissements et probablement pas les coûts d'engineering, de gestion de projet, de modification du système hydraulique et de régulation, de regroupement des compteurs, de tubage de la cheminée, de mise en conformité de la chaufferie, d'acheminement et de manutention, de sécurité. |
| Weflow | L'analyse de BRUGEL selon un temps de retour à 5 ans est réalisée dans le cas où l'investissement est réalisé en fonds propres et non en tiers-investissement. Excluant donc plusieurs paramètres de coûts propres aux structures de tiers-investissement. Si une copropriété désire investir dans un projet de cogénération et qu'elle n'a pas les fonds propres, elle peut toujours demander un emprunt bancaire. Compliqué de convaincre un banquier avec les hypothèses proposées par BRUGEL. Proposer une situation idéale, comme le fait BRUGEL, ne reflète pas les contraintes réelles liées au financement d'une telle installation. |
| Engie | La rentabilité a été calculée de manière moyenne avec des données concrètes, basées d'une part sur des installations gérées par des professionnels et d'autre part sur des installations gérées en fond propre. Nous notons donc globalement une absence de marges de sécurité. |
| Thema | Le coût d'installation de nos clients installateurs et tiers-investisseurs est largement sous-estimé dans la proposition. Nous avons pris part à pas mal de calculs et nous pouvons vous garantir que les frais annexes à la cogénération proprement dite sont loin d'être négligeables |

Prise de position de BRUGEL : Dans son projet de proposition, BRUGEL s'était basé sur les factures de 47 installations pour calculer le coût d'investissement initial par catégorie. Grâce aux données qui lui ont été transmises lors de la consultation publique, le calcul tient désormais compte des frais annexes suivants : administratifs, engineering, gestion de projet, modification des systèmes hydraulique et de régulation, regroupement des compteurs, tubage de la cheminée, mise en conformité de la chaufferie, sécurité, raccordement, acheminement et manutention. L'ajout d'une marge de sécurité supplémentaire n'apparaît pas nécessaire d'autant que les valeurs extrêmes de l'échantillon sont filtrées.

9.2 Nombre d'heures de fonctionnement

| Acteur | Retour |
|------------|---|
| BuildOne | L'augmentation du nombre d'heures de fonctionnement est le fruit d'un suivi permanent et constant des installations, qui représente un investissement considérable de la part du tiers-investisseur ou d'une société spécialisée. Proposition de maintenir à 4.500h/an le nombre d'heures de fonctionnement annuel, moyenne atteignable sans suivi permanent. |
| Edora | L'appréciation du nombre d'heures de fonctionnement prévisionnel pris en compte dans le calcul des taux d'octroi devrait s'accompagner d'une analyse plus fine des dépenses encourues pour maximiser celui-ci. |
| go4green | L'augmentation du nombre d'heures de fonctionnement est la conséquence de l'arrivée des tiers-investisseurs sur le marché (suivi permanent et interventions fréquentes). Nous préconisons de maintenir les 4.500 h/an comme moyenne de référence, c'est-à-dire la moyenne atteignable en l'absence de tiers-investisseur. Le nombre potentiel d'heures de fonctionnement des cogénérations dépend directement des immeubles dans lesquels elles sont installées et la moyenne des installations existantes n'est donc pas nécessairement comparable à celle des installations futures. Il n'est donc pas logique d'avoir une moyenne différente par catégorie. |
| Luminus | L'augmentation du nombre d'heures de fonctionnement est la conséquence de l'arrivée des tiers-investisseurs sur le marché (suivi permanent et interventions fréquentes). Les valeurs de fonctionnement considérées sont largement inférieures aux coûts réels de ces prestations. |
| Cogengreen | Augmentation du nombre d'heures de fonctionnement et des performances grâce aux tiers-investisseurs. La division par 2 des coefficients multiplicateurs pour la catégorie de puissance inférieure aurait pour conséquence l'effondrement de la filière et du marché essentiellement porté par les tiers-investisseurs. On se retrouvera dans une situation identique à celle que nous avons connue il y a 5-6 ans, où le nombre de projets annuels se comptait sur les doigts d'une main. |
| Engie | Si le nombre d'heures de fonctionnement moyen nous semble correct, il serait intéressant de séparer les projets gérés par les tiers-investisseur et ceux gérés en fond-propre afin de voir si la moyenne ne serait pas plus basse pour le fond propre. |

| | |
|--|--|
| Thema | S'il n'y a pas de tiers-investisseurs pour optimiser le fonctionnement des machines, le nombre d'heures de fonctionnement sera définitivement revu à la baisse. Or, si la proposition actuelle reste inchangée, les tiers-investisseurs s'en iront. 4500h de fonctionnement est donc, à nos yeux, une valeur moyenne raisonnable |
| <p>Prise de position de BRUGEL : Le nombre d'heures de fonctionnement a été calculé sur base d'un échantillon de données de production et de consommation des unités certifiées de cogénération installées dans des logements collectifs, validées par le gestionnaire de réseau de distribution (GRD) et utilisées par BRUGEL pour le calcul et l'octroi des CV. Pour chaque installation, le nombre d'heures de fonctionnement a été obtenu en divisant la consommation de carburant (kWhi) par la puissance fournie par le combustible (kW_i). Si le résultat était incohérent, c'est le rapport entre la production d'électricité (kW_{he}) et la puissance nominale électrique de l'installation (kW_e) qui a été considéré.</p> <p>Par conséquent, le nombre d'heures de fonctionnement n'a pas été revu à la baisse. En revanche, BRUGEL a revu à la hausse le coût induit par le suivi des installations qui permet d'augmenter le nombre d'heures de fonctionnement.</p> | |

9.3 Prix du CV

| Acteur | Retour |
|----------|---|
| BuildOne | Le prix du CV considéré se base sur les références passées qui ne constituent pas une garantie pour l'avenir. Le risque de retomber au prix minimum garanti de 65€ pendant les 10 ans doit être pris en compte. Proposition de prendre le prix basé sur le passé pour les 4 premières années et le prix garanti pour les 6 suivantes. |
| Edora | Le prix élevé des CV pris en compte est loin d'être garanti pour l'avenir. Afin de limiter les risques résultant des fluctuations éventuelles de celui-ci, il conviendrait de partir d'une hypothèse de départ moins maximaliste ou de prévoir une révision automatique de ce paramètre en cas de baisse significative de celui-ci. |
| go4green | Nous pensons que le prix du CV présente un risque important. En effet, rien ne permet de présager d'une chute brutale. Considérer une baisse de 2% n'est pas correct, il faudrait plutôt considérer un prix « moyen » entre le prix actuel et le prix plancher, c'est-à-dire un prix situé entre 80 et 85€. |

| | |
|------------|---|
| Luminus | Le prix des CV semble rester élevé pour les 3-4 prochaines années. En revanche, rien ne peut garantir qu'il le restera pour les années suivantes de la période d'octroi de 10 ans. Une alternative, pourrait être de prendre ce prix de 93.54€/CV sur les 3 premières années de fonctionnement et de prendre 65€/CV par la suite. |
| Cogengreen | Concernant le prix des CV considéré, la plupart des études que nous réalisons prennent en compte un prix moyen à 80€ qui est la valeur médiane entre 95€ et 65€. L'hypothèses de diminution de 2% par an choisie dans la note paraît donc irréaliste et gonfle artificiellement la rentabilité des projets simulés. |
| Weflow | Le prix CV ne laisse aucune marge de sécurité dans un plan financier sur 10 ans. Il serait plus prudent de mettre ce chiffre à la baisse pour anticiper une baisse du prix dans les années à venir. |
| Engie | Une prévision plus prudente de l'évolution du prix des CV permettrait de répondre à l'incertitude liée et serait de nature à rassurer les copropriétaires. |
| Thema | Le prix des CV est, actuellement, particulièrement haut. Lors d'un investissement à 10 ans, il convient d'être prudent et de tenir en compte le "worst case" qui est à 65€. Il nous semble donc plus juste de considérer un prix moyen de 79€. |

Prise de position de BRUGEL : Le calcul de la rentabilité réel prend comme hypothèse une diminution linéaire du prix par CV de 2%/an. La moyenne du prix des CV sur les 10 ans d'éligibilité serait ainsi de 85€/CV et le prix des CV tomberait sous la barre des 78€/CV à l'année 10. La réalité sera probablement meilleure que les hypothèses retenues, d'autant plus dans les cas où un contrat d'achat long terme est conclu. Parallèlement, il est à noter que premièrement le niveau du système de soutien n'est pas voué à couvrir tout risque commercial, et deuxièmement la chute du prix par CV vers son niveau plancher de 65€/CV paraît très peu probable.

Pour ces raisons, l'hypothèse sur l'évolution du prix par CV est maintenue.

9.4 Prix de l'électricité autoconsommée et du gaz

| Acteur | Retour |
|--------------|---|
| BuildOne | Le prix de l'électricité utilisé est celui en heures pleines pour un ménage dont la consommation s'élève à 2.036 kWh/an, soit 239,5 €/MWh. Ce n'est pas représentatif des prix pratiqués dans le secteur. Nous préconisons de prendre un prix de 175 €/MWh. |
| Edora | Le prix d'achat pris en compte pour l'électricité autoconsommée semble lui aussi tenir compte de circonstances plus favorables que dans la réalité des faits. |
| Watt Matters | Dans l'évaluation du prix unitaire des énergies (gaz et électricité), BRUGEL table sur la consommation d'un particulier (12.728 kWh gaz/an et 2.036 kWh d'électricité/an). Or nous sommes dans une copropriété où l'effet volume influence le prix unitaire à la baisse. De notre expérience, le prix unitaire du gaz est plutôt à 30 € TVAC/MWh. |
| go4green | Le prix de l'électricité considéré dans le rapport concerne le prix en heures pleines pour un client ayant une consommation de 2.036 kWh/an. Il en découle un prix prohibitif de 239,5 €/MWh. Dans aucun dossier que nous avons eu à traiter nous n'avons eu à étudier des prix proches de ce niveau. |
| Luminus | L'hypothèse prise par BRUGEL d'un prix moyen de l'électricité consommée par les communs à 239,51€/MWh (TVAC) n'est pas exacte. Le tarif appliqué pour ces contrats n'est pas le tarif résidentiel. Les ACP gérées par les Syndics, passent en général par des appels d'offres « groupés » de leur consommation et les tarifs en vigueur sont bien inférieurs aux tarifs résidentiels. |
| Cogengreen | Les hypothèses de prix de l'électricité ne sont pas en ligne avec les prix que paient les ACP pour l'énergie des communs. La raison est que la consommation des compteurs communs est bien plus élevée que les 2.036 kWh considérés dans l'étude. |
| Weflow | Il n'est pas significatif de mettre des hypothèses sur les prix du gaz et de l'électricité autoconsommée ou réinjectée qui soient les mêmes pour les gammes de puissances différentes. En effet, les petites cogénérations auront des contrats moins importants et avec des montants plus élevés. Des économies de volume résultent des négociations avec les fournisseurs d'énergie et ce paramètre important n'est pas pris en compte dans la proposition de Brugel |

Prise de position de BRUGEL : BRUGEL appliquait le tarif résidentiel aux ACP en considérant le niveau de consommation du client médian bruxellois. L'hypothèse est désormais prise dans la présente proposition que les ACP procèdent à un achat groupé pour l'électricité et le gaz leur permettant d'avoir un contrat de consommation d'électricité de type B2B. Le prix de l'électricité autoconsommée et du gaz varie à présent selon les catégories d'installations en fonction du niveau de consommation considéré pour chacun d'entre elles.

9.5 Prix de l'électricité injectée

| Acteur | Retour |
|---------|--|
| Luminus | La valeur de l'électricité injectée de 34,31€/MWh est un peu trop élevée. |
| Weflow | Le prix de réinjection de l'électricité fixé à 35€/ MWh devrait être revu à la baisse. |

Prise de position de BRUGEL : Pour connaître la valeur de l'électricité injectée, BRUGEL s'est basé sur les contrats de rachat d'électricité contenus dans des dossiers de certification d'installations bruxelloises de production décentralisées. Des contrats récents, rentrant en vigueur durant l'année 2019 ou l'année 2020 et proposés par cinq fournisseurs différents, ont pu être utilisés. Si le prix de rachat est basé sur une formule d'indexation, la moyenne des prix entre avril 2019 et mars 2020 (période de 12 mois précédant la crise sanitaire) a été calculée, en prenant en compte l'index en vigueur durant le mois concerné. Le prix de l'électricité a effectivement fortement baissé durant les mois postérieurs à mars 2020 mais ceux-ci n'ont pas été considérés.

Enfin, la moyenne « heures pleines/heures creuses » a été calculée, ce qui résulte en un prix de rachat moyen de 34,7 €/MWh.

9.6 Date d'entrée en vigueur

| Acteur | Retour |
|--------------|--|
| BuildOne | Pas d'entrée en vigueur d'une adaptation éventuelle du système de coefficient multiplicateur avant janvier 2022 pour honorer les offres en cours et ne pas décevoir les clients potentiels. |
| Edora | La période de préavis précédant une modification des taux d'octroi doit tenir compte du cycle des projets et des délais de mise en œuvre particulièrement longs pour les copropriétés. La révision doit être progressive pour donner aux opérateurs et agents économiques le temps d'anticiper et d'intégrer les évolutions dans leurs entreprises et leurs projets. |
| Watt Matters | Nous suggérons que BRUGEL informe les acteurs de la transition énergétique comme Watt Matters dès qu'il reçoit du Ministre la demande d'actualisation des coefficients multiplicateurs. Cette information permet d'être prudent dans les remises d'offres tiers-investisseur engageantes, sachant qu'un changement peut avoir lieu dans les 6 mois qui suivent cette demande du Ministre à BRUGEL. |
| go4green | Timing de mise en œuvre. Prise de décision dans une ACP est un processus très lent. Combiné avec la COVID-19, nous pensons qu'aucune modification ne devrait avoir lieu avant janvier 2022. Si les coefficients devaient être modifiés, ils devraient l'être progressivement et seulement à partir de ce moment-là |
| Deplasse | Il s'écoule parfois près de deux ans entre le démarrage d'un projet et l'installation effective de la cogénération. Plusieurs projets en cours ne verront la cogénération installée que courant 2021. Nous estimons dès lors indispensable qu'un délai soit prévu avant l'application effective des nouveaux coefficients. Fin 2021 nous paraît ainsi justifié pour l'entrée en vigueur effective des nouveaux coefficients ce qui laissera encore l'été 2021 pour concrétiser les différents chantiers actuellement prévus. |
| Luminus | Définir un timing tenant compte des rythmes de décision des ACP et des reports des décisions dus à la COVID-19. Mise en place en Q1-2022. |

| | |
|---|---|
| Cogengreen | Réduction progressive des coefficients étalée sur 3 ans permettrait à la filière de s'adapter et cela d'autant que le cycle commercial d'une cogénération peut aller jusque 2 ans. Laisser un délai aux acteurs pour respecter leurs engagements contractuels. |
| Sibelga | Un projet d'intégration de nouvelle cogénération est un processus long qui se base sur une étude technico-économique préalable. La décision d'investissement et le choix du dimensionnement dépendent fortement des coefficients applicables à cette installation. Une fois cette décision prise, il y a encore un délai important entre la décision et la mise en service pour consulter le marché, comparer les offres, etc. Par la suite, il y a encore un délai pour la fourniture et la construction de l'installation. Il est donc crucial de tenir compte de ceci et de prévoir un délai raisonnable d'un an et demi voire deux ans entre la communication des nouveaux coefficients et leur application effective pour ne pas pénaliser des projets en cours de construction. Seuls les projets mis en service après ce délai se verraient appliquer les nouveaux coefficients. |
| ACP | L'assemblée générale a décidé à l'unanimité l'installation d'une cogénération avec un tiers-investisseur. Avec le nouveau coefficient multiplicateur, le nombre de CV sera réduit à 49,2%. Si cela devait se confirmer, le projet pourrait être abandonné. |
| <p>Prise de position de BRUGEL : Afin de préserver la confiance dans le mécanisme de soutien, de permettre aux différents acteurs du secteur de la cogénération d'honorer leurs offres en cours et de ne pas léser les futurs titulaires d'installation qui se sont basés sur les coefficients multiplicateurs actuellement d'application dans leur calcul de rentabilité (deux ans pouvant s'écouler entre le démarrage d'un projet de cogénération et son installation effective), il est nécessaire d'appliquer un délai raisonnable entre l'annonce officielle de modification de l'arrêté et son entrée en vigueur. Une application effective des nouveaux coefficients pour le 1er septembre 2021 devrait permettre de concrétiser les différents chantiers actuellement prévus. En revanche, l'arrêté électricité verte du 17 décembre 2015 ne prévoit pas de réduction progressive des coefficients. BRUGEL est consciente des conséquences d'un changement de CM pour les acteurs du marché de la cogénération. BRUGEL va analyser la possibilité d'informer le plus rapidement et efficacement possible les différents acteurs du marché de la cogénération.</p> | |

9.7 Catégorisation

| Acteur | Retour |
|---|---|
| BuildOne | Ne pas déplacer le seuil de la première catégorie à 20 kW _e . Pas assez d'incitants pour le segment de petite puissance (5-10 kW _e). Proposition de créer 3 catégories : ≤ 10 kW _e ,]10-20] kW _e ,]20-50]. |
| Edora | L'optimisation des niveaux de soutien doit s'appuyer sur une définition des catégories de puissance permettant aux unités de cogénération d'opérer autant que possible à l'optimum thermique. Si BRUGEL modifie lesdites catégories, que ce soit en augmentant le nombre et la finesse de celles-ci plutôt qu'en majorant la taille de la première catégorie. |
| go4green | L'élargissement de la première catégorie de 0-15kW à 0-20kW _e aurait un effet très néfaste pour les cogénérations de 15kW. Nous préconisons de conserver les catégories actuelles ou, mieux encore, de constituer plus de catégories dans la gamme 0-50kW _e . |
| Luminus | La différenciation des machines en fonction de leur puissance en différentes catégories avantage certaines machines alors que d'autres pourraient mieux convenir techniquement. Il est pratiquement impossible d'avoir un business case rentable pour des immeubles de 5 à 20 appartements qui techniquement demanderaient une machine inférieure à 10kW _e . Nous pensons qu'une division plus importante des catégories permettrait de toucher plus de logements avec la cogénération et permettrait d'avoir une meilleure harmonie entre la technique et la rentabilité. |
| Cogengreen | La proposition d'ajustement des catégories n'est pas pertinente, l'argument technologique selon lequel les moteurs de 20 kW sont les mêmes que les 15 kW n'est pas exact. Un soutien plus fort en dessous de 15 kW est nécessaire. Il serait préférable de conserver le découpage des puissances tel qu'actuellement. |
| Engie | BRUGEL devrait envisager de rajouter des catégories supplémentaires (une catégorie 0-10 kW _e par exemple) pour lisser les erreurs dues à la non-linéarité du coût d'investissement. |
| <p>Prise de position de BRUGEL : L'argument technique pour déplacer le seuil de 15 kW_e à 20 kW_e n'apparaît être valable que pour un nombre limité de cas. Par conséquent, BRUGEL a décidé de maintenir le seuil de 15 kW_e. Par ailleurs, BRUGEL ne dispose pas de suffisamment de données justifiant la création de catégories supplémentaires.</p> | |

9.8 Coûts d'O&M

| Acteur | Retour |
|------------|--|
| go4green | <p>Les frais de maintenance considérés n'incluent vraisemblablement que la maintenance périodique de la machine. Or, sur la vie de la cogénération, un certain nombre de pannes surviendront (sur la machine et/ou ses périphériques). Ces pannes engendreront des coûts. Pour tenir compte de ceux-ci nous pensons qu'il serait plus judicieux de considérer le prix de la maintenance « omnium ».</p> <p>Le coût de gestion et suivi ne dépend pas de la taille de la machine et le rapport en sous-estime largement la valeur.</p> |
| Luminus | <p>Les tarifs d'O&M utilisés par BRUGEL ne permettent pas de prendre en compte le cas d'un bris de machine qui peut arriver durant la période de 10 ans d'exploitation des cogénérations. Considérer des tarifs de maintenance préventive et curative « omnium ».</p> |
| Cogengreen | <p>Seuls les prix de maintenance préventive et d'overhaul sont pris en compte. Or la majorité des acteurs souscrivent une maintenance omnium, càd une extension de garantie 10 ans. Le surcoût de l'omnium est de 40 à 50% par rapport au coût de maintenance préventive.</p> |
| Weflow | <p>Les rendements électrique (30%) et thermique (65%) moyens sont basés sur des cogénérations qui ont été suivies par les sociétés de tiers-investissement. Ces moyennes sont donc hautes si on considère que ce sont des syndicats sans réelle expérience qui devront effectuer ce travail. La cogénération est une technologie qui demande un suivi quotidien rigoureux.</p> <p>Nous ne comprenons pas la logique derrière les paramètres coûts de gestion et suivi. A titre d'exemple et contrairement aux hypothèses de BRUGEL, le travail à fournir pour suivre une 7,5 ou une 15 est le même. Proposer une valeur en fonction du kWe n'a pas de sens.</p> <p>L'analyse proposée par BRUGEL ne prend pas en compte l'achat d'un système de monitoring à distance qui est primordial pour assurer un bon suivi. Elle ne prend pas non plus en compte des assurances pour couvrir des pertes de fonctionnement et des éventuels emprunts bancaires avec intérêts.</p> |

| | |
|-------|---|
| Engie | Maintenance continue : considérer une assurance « omnium » ou prendre en compte des forfaits de réparations supplémentaires pour compléter ce prix. Le coût de gestion et suivi de 1€/h est-il exhaustif ? |
| Thema | Le prix considéré pour la maintenance est trop bas pour que cela soit réalisé de manière professionnelle. Le coût du suivi pour le bon fonctionnement de la cogénération n'est également pas à négliger, cela représente des heures de suivi quotidien. Si ces heures ne sont pas prestées, les cogens ne fonctionneront pas de manière optimale voire pas du tout après quelques années. |

Prise de position de BRUGEL : les coûts de O&M considérés incluent désormais une maintenance préventive et curative « omnium », une maintenance de demi-vie et des coûts de « gestion et suivi ». Les coûts de gestion et suivi correspondant aux heures de fonctionnement et aux rendements retenus ont pu être déterminés de manière plus précise à la suite du retour de nombreux acteurs lors de la consultation publique. Par conséquent, celui-ci a été revu à la hausse. Le coût de gestion et suivi au kWe résulte de la catégorisation des installations. A titre d'exemple, si le coût de gestion et suivi est de 6000€/an pour une machine, il sera en moyenne de 489€/kWe pour les installations entre [10-15] kWe, et de 202€/kWe pour les installations entre]15-50] kWe.

9.9 Surconsommation de gaz

| Acteur | Retour |
|---------|--|
| Luminus | Il faut tenir compte d'un élément important qu'est la surconsommation de gaz induite par la production de la chaleur par une cogénération au lieu d'une chaudière. Souvent, lors du placement d'une cogénération, nous essayons d'optimiser le rendement de la chaufferie, ce qui amène à des améliorations de l'ordre de 5 à 10 % en consommation. Toutefois, la production de chaleur par la cogénération est effectuée avec un rendement thermique inférieur de 30% par rapport aux chaudières. Ceci entraîne une surconsommation gaz qui peut être de l'ordre de 2.000 à 8.000€ par an qu'il est nécessaire de prendre en compte dans l'équilibre financier. |

Prise de position de BRUGEL : la formule de calcul du CM, visant à obtenir un temps de retour sur investissement de 5 ans, tient déjà compte d'un coût pour la consommation de gaz supplémentaire. Le rendement thermique d'une chaudière de référence étant de 90%, le rendement électrique d'une TGV de référence étant de 55%, le rendement électrique et thermique d'une cogénération étant de respectivement 35% et 55%.

Par conséquent, pour produire 550 kWh, une chaudière consommera 61 l kWh de gaz tandis que la cogénération en consommera 1000 kWh. Cette différence de 389 kWh/MWh de gaz apparait dans la formule « + 0,39 x prix du gaz ».

Le calcul de rentabilité réelle prend également en considération les dépenses liées à la consommation de gaz.

9.10 Niveau d'autoconsommation

| Acteur | Retour |
|--|--|
| Luminus | Le niveau d'autoconsommation est fixé par facilité à 20 %. Vu de notre expérience, cette valeur est parfois dépassée et est une bonne approximation pour des petites cogénérations mais lorsque la puissance est supérieure, cette valeur descend rapidement en dessous des 10%. |
| <p>Prise de position de BRUGEL : l'article 21 de l'arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 17 décembre 2015 relatif à la promotion de l'électricité verte fixe le niveau d'autoconsommation à 20% pour les installations de cogénération éligibles. BRUGEL ne dispose pas de suffisamment de données documentées pour prendre en compte une autre valeur de ce paramètre dans son calcul de rentabilité complet.</p> | |

9.11 Rendement

| Acteur | Retour |
|--|---|
| Engie | Une grande partie du parc des 15 kWe est très récent, ce qui veut dire que le paramètre « vieillesse » n'est pas inclus dedans. Est-ce que le rendement pourrait diminuer avec le temps ? Nous proposons de travailler en rendement minimum plutôt qu'en rendement moyen. |
| <p>Prise de position de BRUGEL : Nous prenons en considération une augmentation de 2% par an des coûts d'O&M (omnium, demi-vie, gestion et suivi). Nous ne prenons pas en considération une diminution de rendement supplémentaire.</p> | |