

Proposition de mise à jour des kECO toutes filières Contribution d'EDORA

Consultation du 02/12/2020

Contacts : falbitar@edora.be (0496/12.22.31) et emonami@edora.be (0478/300.867)

➤ **Disclaimer**

EDORA a pris connaissance d'une proposition de révision des kECO pour les filières d'électricité verte envoyée en date du 2 décembre 2020 sous forme d'un tableau Excel. L'administration a ensuite souhaité apporter des modifications à ce fichier, en y intégrant des données et paramètres plus récents et en envoyant ainsi un fichier Excel mis à jour le 4 décembre 2020. C'est sur base de ce dernier fichier que la présente contribution a été élaborée.

Le fichier Excel ne comporte qu'un nombre très limité de paramètres (heures de fonctionnement, % autoconsommation, CAPEX, OPEX, durée d'octroi de CV). EDORA a demandé depuis plusieurs mois de pouvoir disposer de l'ensemble du modèle mais également du détail des calculs et de la décomposition des différents paramètres, afin de pouvoir alimenter l'autorité de la manière la plus adéquate possible. Il a cependant été confirmé qu'il n'était, à ce stade, pas possible de nous fournir ce genre de détail.

Le positionnement d'EDORA n'aura dès lors pas toujours le degré de finesse requis dans les propositions alternatives formulées. Une mise à disposition de l'ensemble du modèle, des paramètres précis et de l'ensemble des données exogènes permettrait d'affiner le positionnement d'EDORA, afin que celui-ci nourrisse le plus adéquatement possible la réflexion de l'autorité à cet égard.

➤ **A propos d'EDORA**

EDORA fédère une filière renouvelable tournée vers un triple optimum : socio-économique, énergétique et environnemental. Notre fédération plaide pour un développement renouvelable ambitieux, équilibré, intégré et de qualité.

EDORA agit pour que les énergies renouvelables contribuent efficacement à l'indépendance énergétique et la prospérité économique.

EDORA est la fédération des entreprises actives dans les énergies renouvelables. Nos actions visent à favoriser et soutenir le développement de la filière renouvelable. Nous fédérons l'ensemble des acteurs économiques développant des produits et services innovants tournés vers la transition énergétique, l'intégration des renouvelables et la gestion durable de l'énergie dans les bâtiments.

➤ Messages-clés

EDORA **remercie l'administration** pour l'opportunité qui lui est donnée de réagir à la proposition de révision des kECO toutes filières.

EDORA estime **essentiel d'assurer une révision régulière** des paramètres conduisant au calcul du niveau de soutien à l'électricité verte en Wallonie, afin que celui-ci soit le plus juste possible, offrant aux projets le taux de rentabilité souhaité sans risque de soutien indu, le plus près possible de la réalité de terrain des projets en développement en Wallonie et le plus à même de contribuer aux objectifs énergétiques, climatiques, environnementaux et économiques de la Région.

EDORA souhaite rappeler, à cet égard, que les filières renouvelables ne sont pas rentables sans soutien parce qu'il n'existe pas encore de tarification du carbone effective dans notre pays. Si les énergies fossiles payaient l'ensemble de leurs coûts, y compris environnementaux, les énergies renouvelables n'auraient plus besoin de soutien.

EDORA **regrette** cependant amèrement que la consultation ait lieu si **tardivement**, laissant trop peu de temps à la réflexion et à un échange constructif avec le secteur et regrette également fortement **l'absence de détails quant aux paramètres** qui ont conduit au calcul de ces taux d'octroi. Certains paramètres affichés nous semblent cruellement **déconnectés de la réalité de terrain** (remarques maintes fois réitérées pour certains d'entre eux) tandis que d'autres paramètres globaux apparaissent erronés, sans qu'un détail de leur calcul ne nous permette de clairement identifier la raison. D'autres données fondamentales (ex : hypothèses en matière de prix de l'électricité, taux d'intérêt bancaire pris en considération...) sont par ailleurs manquantes et pourtant essentielles pour vérifier l'atteinte du niveau de rentabilité visé.

EDORA est aussi fort étonnée de la décision, avant la mise en œuvre de la nouvelle méthodologie qui vient d'être reportée, de modifier certains paramètres comme la durée du taux d'octroi et **ne pourrait tout simplement pas admettre une période de moins de 3 mois** entre l'adoption de ces nouveaux paramètres et leur mise en application, empêchant ainsi les entreprises du secteur de s'adapter et de finaliser les projets en cours. Il faut en effet parfois plusieurs années aux développeurs pour mettre un projet en place et aux installateurs pour gagner la confiance d'un industriel et le convaincre d'embrasser les énergies renouvelables. Un changement des niveaux de soutien trop brutal engendrera inévitablement des pertes financières considérables, en plus de l'annulation pure et simple de nombreux projets qui devaient se concrétiser en 2021.

Le niveau de soutien présenté semble tellement préjudiciable à certaines filières qu'il devrait conduire à **l'arrêt brutal de leur développement** et ainsi considérablement **hypothéquer la stratégie énergétique de la région** ainsi que les engagements du nouveau Gouvernement présentés dans sa DPR. Une révision en profondeur de ces paramètres nous semble dès lors essentielle avant la période de 3 mois précédant leur mise en œuvre.

EDORA se demande ainsi s'il ne serait pas plus sage de **concentrer l'énergie sur une consultation en profondeur au sujet des paramètres**, dans la perspective de la mise en œuvre de la nouvelle méthodologie, afin que cette dernière puisse bien entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2022. Sur ces entre-faits, il serait alors essentiel d'acter la prolongation des kECO actuellement en vigueur.

Ce travail de fond permettrait ainsi d'appuyer la volonté affichée par M. le Ministre Henry et par tout le Gouvernement de garantir une visibilité suffisante à ce secteur essentiel à la lutte contre les changements climatiques et à l'accélération de la transition énergétique wallonne. Il devra également s'inscrire comme un outil précieux de mise en œuvre du PACE2030, dont le niveau d'ambition doit être revu à la hausse en 2021.

Comme rappelé par la CWaPE dans sa méthodologie de 2018, la note au Gouvernement wallon du 27 septembre 2018 « relative à l'actualisation de la méthodologie de calcul des coefficients économiques

(kECO) dans le cadre de l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération » souligne que **les filières à combustibles ne devraient pas être concernées par l'actualisation des coefficients économiques kECO car elles atteignent une certaine complexité que la méthodologie actuelle ne permet plus de traiter en raison de sa rigidité** et conclut que *par conséquent, les coefficients économiques applicables pour les filières à combustibles à partir du 1er janvier 2019 sont ceux publiés dans la communication CD-14j24-CWaPE sur les « coefficients économiques kECO applicables pour les différentes filières de production d'électricité verte à partir du 1er janvier 2015 » du 31 octobre 2014.*

S'en tenir, aujourd'hui encore, à ces principes permettrait, d'une part, de respecter la volonté du Cabinet de ne pas toucher à la méthodologie approuvée par le GW en 2018, et d'autre part, d'éviter de mettre à mal tout un secteur pour une période transitoire d'un an avant l'entrée en vigueur du nouveau régime.

➤ Réactions sur la filière éolienne

La filière éolienne (puissance > 1MW) est particulièrement inquiète des nouveaux kECO qui, s'ils étaient appliqués tels quels, hypothéqueraient la réalisation d'un grand nombre de projets en cours, pour lesquels des investissements conséquents ont déjà été consentis et des demandes de permis ont déjà été introduites.

Comme pour les autres filières, le secteur voudrait pouvoir disposer du détail de certains paramètres (comme le CAPEX et l'OPEX) afin de mieux identifier la source des différences parfois importantes entre les chiffres du tableau et la réalité de terrain. Il serait aussi essentiel de disposer des hypothèses retenues en termes de prix de l'électricité, afin de s'assurer de la prise en compte de la crise Covid-19 sur celui-ci.

En tout état de cause, l'adaptation du niveau de soutien impliquerait, selon le retour des acteurs de terrain, une diminution de 1 à 2 % de l'IRR et impliquerait un décrochage conséquent avec l'IRR de référence fixé. Le kECO proposé, sans adaptations réglementaires importantes et urgentes, semble mettre en péril la politique de développement éolien de la Région.

En effet, les hypothèses en termes de nombre d'heures de fonctionnement (2500h) sont en total désaccord avec la réalité de terrain sur les nouveaux projets. Le **nombre d'heures de fonctionnement moyen** d'un nouveau projet composé d'éoliennes de 150m de haut se situe **entre 15% et 20% sous le chiffre pris en considération dans le tableau**. Il est cependant évident qu'une politique volontariste du Gouvernement d'installer des éoliennes de grandes tailles en Wallonie et d'ainsi mettre en pratique l'engagement du Gouvernement d'installer les « meilleures technologies disponibles » serait de nature à reconsidérer ce facteur. EDORA plaide ainsi, dans le cadre de la nouvelle méthodologie, pour un kECO par tranche de hauteur d'éolienne. Cependant, la mise en œuvre d'une telle politique demande l'adoption urgente des mesures de la Pax Eolienica II, une révision des critères de distances aux zones d'habitat et la levée d'une série d'autres contraintes. A l'heure actuelle, aucun élément ne semble indiquer la mise en œuvre de ces mesures dans les semaines à venir. EDORA plaide donc, à ce stade, pour une prise en compte d'un nombre d'heure de fonctionnement moyen pour le grand éolien situé entre 2000 et 2200h. Pour la future méthodologie (2022), le secteur estime qu'il faut s'interroger sur la pertinence de conserver un tel paramètre de taux de charge car celui-ci est lié à la puissance de l'éolienne. Une approche directement liée au productible semble plus judicieuse.

Les chiffres avancés pour le montant du CAPEX semblent également fort étonnants. Le secteur se demande si l'administration a bien pris en compte **l'augmentation actuelle du prix des machines** liée à la faillite de Senvion et à la crise du Covid-19, la **flambée inexplicable des coûts de raccordement** (30% à parfois 50%), la hausse considérable **des bridages imposés** (acoustique, ombrage, chauve-souris...) et bien sûr **l'insécurité juridique** de plus en plus profonde à laquelle le secteur est confronté.

Concernant les OPEX, EDORA s'interroge également si l'administration a bien pris en compte le niveau important de coûts lié au paiement de la taxe communale, du droit de superficie et des mesures agro-environnementales de plus en plus importantes.

Une prise en compte de l'ensemble de ces paramètres nécessite une analyse approfondie et un échange plus poussé avec le secteur dans la perspective de la mise en œuvre de la nouvelle méthodologie en 2022. Entre-temps, et afin d'assurer le continuum de développement nécessaire à ce secteur et la bonne réalisation des permis déjà déposés, il serait utile de **maintenir les taux actuels** en espérant que le nouveau Gouvernement adoptera rapidement une série de mesures permettant d'envisager une diminution du niveau de soutien à court terme.

Concernant le **petit éolien**, il est nécessaire de permettre à cette filière de démarrer étant donné que le petit éolien a toute sa place pour augmenter le potentiel de production renouvelable destinée à l'autoconsommation. Ainsi, de nombreuses entreprises dans les zones d'activité économique disposent de la place pour implanter une petite éolienne. Le niveau de soutien pour la tranche de 25 à 1000 kW devrait être affiné compte tenu que le CAPEX au kW est inversement proportionnel à la puissance installée.

➤ **Réaction sur la filière photovoltaïque**

Le secteur photovoltaïque est bien conscient qu'il est nécessaire de diminuer graduellement les niveaux d'aide au vu de la diminution effective du prix des installations réalisées et de ses composants (panneaux/onduleurs/...). Cependant, le secteur ne comprend nullement les raisons d'une diminution aussi abrupte et injustifiée des kECO. Une mise en œuvre de ces propositions impliquerait **l'arrêt brutal de la plupart des projets concernés et aurait des conséquences économiques catastrophiques pour cette filière**. Ceci témoignerait d'une volonté de la région de tourner (définitivement ?) le dos à la source d'énergie renouvelable la plus concurrentielle sur le marché et hypothéquerait les engagements politiques de la Région en matière de lutte contre les changements climatiques, d'accélération de la transition énergétique, de sécurité d'approvisionnement et de relance économique.

L'analyse du tableau soumis à consultation indique que différents facteurs ne correspondent nullement à la réalité de terrain et devraient être modifiés afin de pouvoir calculer un kECO permettant d'atteindre le niveau de rentabilité requis (IRR de 7%) :

- **Le niveau d'auto-consommation doit être revu à la baisse** pour les installations < 1MW : un passage de 73-75% à environ 60% pour les projets alimentant directement tel ou tel utilisateur. Le taux de 60% est d'application en Flandre et correspond mieux au segment des PME et des bâtiments publics, qui fonctionnent généralement 5 jours sur 7 avec un creux saisonnier en juillet-août. Même si les taux d'autoconsommation présentés dans le tableau sont une moyenne de projets précédents, ils sont biaisés par des taux élevés ne correspondant plus à la volonté de développer des projets plus nombreux et de plus grande ampleur en Wallonie.
- **Pour les installations > 1 MW** : il est capital de prévoir une catégorie supplémentaire pour les parcs photovoltaïques au sol, **sans autoconsommation**, d'une puissance supérieure à 1 MW, voire davantage. En effet, tenir compte de taux d'autoconsommation artificiellement élevés pour de telles fermes solaires ne permettant pas d'autoconsommation ou alors très peu, rendra dorénavant impossible la réalisation de tels projets en 100% injection, alors même qu'il en existe déjà en Wallonie et qu'ils peuvent contribuer significativement aux objectifs énergétiques de la Région.

- Bien qu’il ne soit pas repris dans le tableau, il y a certainement lieu de modifier le **prix de l’électricité auto-consommée** de référence, fixé jusqu’à présent artificiellement par arrêté à 130€/MWh, alors qu’en réalité le prix est situé le plus souvent entre 90 et 120€/MWh (moyenne autour de 110€/MWh) en fonction de la taille et de la puissance des installations. EDORA plaide ainsi pour un prix de l’électricité autoconsommée revu à la baisse et spécifique par taille de segment.
- La **moyenne des heures de fonctionnement** reprise dans le tableau est également trop élevée car elle correspond à des installations plein sud 15-25° et non à la majorité des toitures. La moyenne devrait plutôt se situer entre 875h et 975h afin d’intégrer également des installations Est-Ouest (880 à 900h) dans ce schéma. L’orientation Est-Ouest permet en effet plus de panneaux par m² de toiture et *in fine* plus de kWh. Une moyenne **tournant autour de 925h** semblerait dès lors plus judicieuse pour le développement de la filière.
- **CAPEX** : selon les acteurs du secteur, les niveaux pris en considération semblent trop bas pour des chantiers employant de la main d’œuvre locale. Il serait utile d’introduire un segment de petite puissance supplémentaire, à savoir le segment de 10 à 100 kW. Ce segment présente un potentiel réel mais est actuellement pénalisé par des coûts fixes plus élevés par kW installé (1000€/KW), de sorte qu’il n’est pas réellement exploité. La deuxième tranche présentée dans le tableau est basée sur un CAPEX sous-estimé car ne tenant pas compte des frais d’adaptation HT pour le raccordement du RTU (avec souvent des frais de câblage importants). Par ailleurs, il serait aussi intéressant d’ajouter une tranche de 1MW à 10MW afin de viser la gamme de puissance des installations au sein des communautés d’énergie renouvelables.
- **OPEX** : les OPEX n’évoluent pas proportionnellement au CAPEX. Alors que les CAPEX baissent, les OPEX ont tendance à stagner, voire à augmenter. Par conséquent, le pourcentage avancé devrait être augmenté ou les OPEX ne devraient plus être connectés au CAPEX dans le futur.

Il est en tout cas fondamental que la filière photovoltaïque ne subisse pas une nouvelle fois des soubresauts mais puisse au contraire se déployer comme espéré, en installant plus de 200 MW/an. Si l’année 2019 a atteint 50% de cet objectif essentiellement grâce au segment résidentiel, l’année 2020 s’annonce encore en baisse et il est crucial d’enfin restaurer la confiance des investisseurs de cette filière. EDORA demande ainsi une révision des critères mentionnés ci-dessus et, si une telle révision en profondeur ne s’avérait pas possible dans un délai fort limité, de maintenir pour 2021 les taux en vigueur pour le premier semestre 2020, tout en travaillant dès maintenant sur une adaptation fine des paramètres de la filière dans la perspective de la nouvelle méthodologie de 2022. Il est important de rappeler que pour maintenir une stabilité dans le secteur photovoltaïque wallon, l’évolution de la diminution semestrielle du kECO devra en tout état de cause être progressive et limitée à max. 25 % si les paramètres réels conduisent à une diminution supérieure d’un semestre à l’autre.

➤ Réaction sur la filière hydroélectrique

Les chiffres présentés conduisent à des projets in finançables, que ce soit via un emprunt bancaire ou sur fonds propres :

- Le **nombre d'heures de fonctionnement est clairement surestimé**, pour les catégories d'installations envisagées¹, et ce, surtout pour les plus petites unités. Un chiffre de 3.900 heures/an (nombre d'heures équivalentes pleine puissance par an), pour les installations d'une puissance supérieure à 1.000 kWé, et de 3.000 heures/an pour les installations de taille plus modeste, serait déjà plus en ligne avec la réalité.²
- **Les OPEX avancés** – avec des valeurs relatives qui augmentent avec la puissance des installations (!) – ne correspondent en rien à la réalité. Dans les faits, plus la puissance des installations diminue, plus les OPEX sont importants en valeur relative, à tel point que les petites unités ne sont envisageables qu'en mode « artisan », voire propriétaire privé-exploitant (gérant lui-même la maintenance, sans valoriser les heures prestées).³
- **Les CAPEX**, quant à eux, augmentent très nettement quand la taille des unités diminue. Les hypothèses présentées pour les catégories 10-100 kW et 100-1.000 kW, en tout cas, sont bien trop optimistes ; En effet, ceux-ci varient plutôt entre 6.000 et 8.000 euros/kW installé, dans la catégorie 10-100 kW, et entre 4.000 et 5.000 euros/kW installé, dans la catégorie 100-1.000 kW.
- **Le taux d'autoconsommation des moyennes installations est également surestimé**. En effet, les installations de 100 à 1.000 kW fonctionnent essentiellement en pleine injection (avec 0% d'autoconsommation), tandis que les installations dont la puissance est comprise entre 10 et 100 kW bénéficient tout au plus de 10% d'autoconsommation.

En résumé, EDORA ne voit guère de possibilité d'encore diminuer les niveaux de soutien accordés à la filière hydroélectrique. Déjà avec les niveaux de soutien actuels, les centrales en projet ne peuvent s'envisager et ne sont envisagées qu'avec une majoration des kECO (heureusement approuvée par l'administration, sur base des business models et des résultats des centrales déjà existantes). Diminuer les KECO dans ces circonstances serait difficilement compréhensible. Il est d'ailleurs essentiel de conserver le principe des majorations sur dossier.

Par ailleurs, le passage d'une durée de soutien de 20 à 25 ans se comprend aisément du point de vue de la durée de vie économique des installations, mais il pose un problème de dissociation avec la durée d'exploitation qui est en principe liée à la concession obtenue. La plupart des concessions n'excèdent

¹ Les grosses unités (de plusieurs MW) installées sur la Meuse bénéficient de débits plus importants et plus réguliers, grâce à l'étendue géographique de ses bassins versants, mais on n'y dépasse pas pour autant 4.000 heures de fonctionnement par an, notamment en raison des contraintes imposées par la navigation.

² Même sans considérer les valeurs anormalement basses de ces dernières années (qui tendent cependant à devenir la norme), les taux d'utilisation sur les rivières varient de moins de 30% à un peu plus de 40%. On pourrait diminuer la puissance installée pour augmenter le taux d'utilisation, mais le CAPEX/kW augmenterait et le business model n'en serait dès lors pas amélioré. De plus, on se priverait ainsi d'un potentiel hydroélectrique productible, ce qui serait dommage dans l'optique d'augmenter la production d'énergie verte.

³ Les OPEX réels, pour une centrale de 500 kW ou de 1.000 kW sont en fait très similaires : les coûts de main-d'œuvre de l'exploitant (qui représentent la plus grosse part) sont les mêmes ; La plupart des coûts relatifs aux équipements ou aux interventions externes sont les mêmes aussi. Seuls certains coûts sur des équipements de protection (remplacement de disjoncteurs, par exemple) dépendent des puissances installées (mais sans y être proportionnels).

pas 20 ans, ce qui est d'ailleurs également le cas des permis, de sorte que cette durée nous paraît devoir être retenue également pour l'octroi des certificats verts.

➤ **Réaction sur la filière biogaz (autres)**

Nous souhaitons tout d'abord pointer ce qui ressemble à une erreur de formule dans la section du tableur Excel relative à cette filière : au lieu d'appliquer le plafond de max. 2,5 CV/MWh au taux d'octroi applicable à chaque gamme de puissance, ce plafond semble avoir été appliqué aux kECO eux-mêmes, de sorte que les taux d'octroi obtenus par multiplication avec les kCO2 (>1) sont systématiquement inférieurs à ce qu'ils devraient être. Il est donc capital de corriger le tableau sur ce point.

Les hypothèses de calcul pour la biométhanisation agricole semblent assez correctes, dans l'ensemble.

Les hypothèses en matière de rendement thermique sont cependant trop optimistes. Les chiffres de rendement annoncés (tant électrique que thermique) s'entendent hors autoconsommation de l'unité en tant que telle (c'est-à-dire en énergie produite nette). Avec un rendement moteur de 42 % électrique et 43 % thermique (rendement assez bon), cela signifie (en tenant compte de l'autoconsommation) qu'on arrive à 35-37 % électrique et à environ 30-34 % de thermique théoriquement valorisables. Si pour l'électrique, c'est aisément faisable, pour le thermique, c'est plus compliqué. Si on part vers un réseau chaleur, il y a un facteur 10 environ, entre les consommations été et hiver. De même, un sécheur ne fonctionnera qu'en fonction de la matière disponible et de ses caractéristiques. D'autre part, si une installation cherche à fournir une grosse industrie agro-alimentaire, celle-ci ne fonctionnera généralement pas 100 % du temps (exemple : sucrerie, conserverie, ...).

En d'autres termes, valoriser de manière significative la chaleur d'une CoGen biogaz n'est pas chose facile. Une solution de compromis pourrait être de prendre comme référence le rendement optimal d'une turbine gaz-vapeur (55 % en électricité, sans valorisation de la chaleur) et d'utiliser ce seuil comme objectif de rendement global pour les unités de biométhanisation recourant à la cogénération.

Il faut également garder à l'esprit que la valorisation de la chaleur nécessite des CAPEX et des OPEX plus élevés que ceux évoqués et alourdit donc les kECO nécessaires. Pour les valeurs de kECO proposées, si le pourcentage de valorisation de l'énergie thermique est adapté pour avoir des objectifs plus réalistes (voir ci-dessus), 2,5 CV semblent néanmoins raisonnables.

Nous attirons cependant l'attention sur le fait que la législation sur la valorisation des LGO gaz renouvelable est rédigée d'une manière telle qu'en cas de suppression des certificats verts octroyés aux cogénérations fossiles d'une puissance supérieure à 100 kWé, il deviendra en outre impossible de convertir ces LGO gaz renouvelable en certificats verts « additionnels ». En effet, en vertu de la législation actuelle, seules les installations de cogénération qui bénéficient déjà du mécanisme des certificats verts sont susceptibles de bénéficier de certificats verts additionnels en cas d'utilisation de LGO gaz renouvelable.

➤ **Réaction sur la filière biocombustible solide (hors graisses animales et gazéification)**

La même erreur de formule que pour la filière biogaz (autres) (voir ci-dessus) semble présente dans cette partie du tableau, sauf à la ligne 23 (puissances comprises entre 1.000 et 5.000 kWé), qui présente une autre incohérence au niveau du calcul du taux d'octroi, tout comme la ligne 13 (Biogaz

CET/TRI/STEP), d'ailleurs. Les dernières colonnes du tableau nous semblent donc en définitive prêter à confusion pour toutes les filières biomasse/cogénération...

Le tableau suggère en outre que la valorisation de la chaleur augmente avec la taille de l'installation, ce qui semble peu réaliste ou pourrait résulter d'une importance trop grande donnée à un cas isolé. Dans la pratique, plus on a de chaleur à valoriser, plus il est difficile de trouver des utilisateurs réguliers pour la consommer (à part peut-être lorsque la source et les besoins de chaleur ont été développés conjointement, comme c'est parfois le cas pour le séchage de sciure en vue de produire des pellets). En règle générale, ce paramètre n'est pas lié à la taille et il semblerait plus logique de considérer un rendement moyen chaleur observé sur l'ensemble des installations.

Enfin, les installations biomasse qui traitent des déchets de bois (coefficient d'émission de 15kg CO₂/MWhP) sont soumises à des normes d'émissions tellement strictes que le CAPEX est sous-estimé, les systèmes d'épuration à mettre en oeuvre étant particulièrement coûteux. Pour prendre en compte ces surcoûts, il faudrait ajouter au CAPEX au minimum 500 euros/kW installé.

➤ **Réaction sur la filière biomasse solide (gazéification de bois)**

Le secteur de la gazéification de bois doit être traité sur un pied d'égalité avec la filière "Biogaz autres", sachant toutefois que les CAPEX et OPEX sont différents (supérieurs).

Les kECO devraient en tout état de cause être au minimum de 2, si on valorise la chaleur, et de 3 si on ne valorise pas ou partiellement la chaleur (ce qui peut se justifier pour certains projets), avec un objectif de taux d'octroi de 2.5 CV/MWh.

En-dessous de ces seuils, il est clair que le développement de cette filière est compromis. Il faut en effet savoir que la filière est confrontée aux réalités suivantes :

- Uep : 5.500 heures/an, en moyenne, mais ce chiffre dépend de la valorisation de la chaleur pour une cogénération (de 5.000h à 6.500h, suivant les besoins de chaleur ou Tri-génération en été),
- Rendement électrique : 20% en moyenne, pour une cogénération au gaz de bois,
- Rendement thermique : 30% en moyenne, pour une cogénération au gaz de bois,
- CAPEX : 9.000 €/kWe, valeur moyenne dans une fourchette qui peut cependant varier de 8.000 à 10.000 €/KWe, suivant la puissance de la cogénération,
- OPEX/CAPEX : 15% en moyenne (avec un entrant à 22 €/MWhp), pouvant évoluer à la baisse (12%), suivant les entrants (p. ex. bois), ou à la hausse (18%), si plaquette de bois séchée ou pellets,
- Valeur de la biomasse entrante (bois naturel) : 20 €/MWhp en moyenne, mais 8,5 €/MWhp en cas de bois recyclé (bois B).

➤ **Réaction sur la filière cogénération fossile**

Il convient tout d'abord de préciser que, sans soutien, les cogénérations d'une puissance supérieure à 100 kW verront leur déploiement sérieusement compromis, alors même qu'elles permettent de nettes améliorations de l'efficacité énergétique des clients concernés et répondent à une demande dans les secteurs ayant un besoin de chaleur (ou de froid) régulier, pendant toute l'année. Il serait particulièrement regrettable de donner un coup d'arrêt à cette filière à un moment où le développement du biogaz ouvre des perspectives de substituabilité au gaz naturel. Il convient par

ailleurs de garder à l'esprit l'impact psychologique du subside ; Celui-ci témoigne d'une forme de reconnaissance de la technologie par les autorités, à laquelle bon nombre de clients potentiels sont sensibles.

Nous attirons par ailleurs une nouvelle fois l'attention sur le fait que la législation sur la valorisation des LGO gaz renouvelable est rédigée d'une manière telle qu'en cas de suppression des certificats verts octroyés aux cogénérations fossiles, il deviendra également impossible de convertir ces LGO gaz renouvelable en certificats verts « additionnels ». En effet, en vertu de la législation actuelle, seules les installations de cogénération qui bénéficient déjà du mécanisme des certificats verts sont susceptibles de bénéficier de certificats verts additionnels en cas d'utilisation de LGO gaz renouvelable.

Il est en tout cas fondamental de se baser sur l'expérience des cogénérations en exploitation pour paramétrer les mécanismes de soutien et pas uniquement sur une approche théorique. Ainsi :

- Il faut faire la différence entre rendements théoriques (qui semblent ici corrects) et rendements moyens annuels, sur lesquels le calcul des CV devrait se baser et qui sont généralement inférieurs, surtout au niveau thermique, pour les grosses puissances avec production de vapeur ; Il conviendrait en tout cas de diminuer le rendement thermique moyen de 2% sur les machines de plus d'1 MW (valeur observée en moyenne sur 80 machines) ;
- De la même manière, il faudrait tenir compte d'un taux de disponibilité effectif d'environ 90%, pour arriver à un nombre d'heures de fonctionnement annuelles plus réaliste ;
- Une durée de vie de 120.000 heures est complètement irréaliste. On se situe plutôt entre 40.000 et 80.000 heures, en fonction de la taille des machines ; Il conviendrait donc d'intégrer dans le calcul le remplacement du moteur après 60.000 heures de fonctionnement en moyenne ;
- Attention également à l'hypothèse retenue pour le prix du gaz, qui est actuellement très bas, mais pourrait très vite remonter ; Il est de bonne pratique de prendre une moyenne sur 10 ans et donc un prix sensiblement plus élevé que celui retenu en vue de la présente consultation ;
- Les auxiliaires consomment eux-mêmes environ 1% de la production électrique ;
- Pour une cogénération fossile de 1.000 kW, le prix d'achat de l'électricité au réseau à prendre en considération est de l'ordre de 95 €/MWh ;
- Les CAPEX sont de l'ordre de 1.800 €/kWe, au lieu de 1.600 €/kWe, qui ne tiennent manifestement pas compte des adaptations nécessaires chez le client (ce chiffre est parfois encore bien plus élevé).