

Contribution d'EDORA-FEBEG à la consultation publique du SPW énergie sur la proposition de méthodologie 'prolongation certificats verts' 25 octobre 2019

Personne de contact chez EDORA : Jehan DECROP (jdecrop@edora.be)

Personne de contact chez FEBEG : Vincent DEBLOCCQ (vincent.debloccq@febeg.be)

Préambule

Le régime de prolongation de l'octroi de certificats verts a été instauré par l'arrêté du 11 avril 2019 modifiant l'AGW du 30 novembre 2006 dit 'arrêté promotion de l'électricité verte' (PEV), via le remplacement de l'article 15ter et l'insertion dans cet article d'un §2.

Le régime de la prolongation, couplé au régime de l'extension (article 15ter §3), remplace le régime actuel des 'modifications significatives' à partir du 1^{er} janvier 2020. Toutefois, EDORA et la FEBEG notent que la consultation ne porte que sur le régime de la prolongation, et non sur celui de l'extension.

EDORA et la FEBEG ont pris connaissance des différents documents du SPW énergie soumis à la consultation publique, portant sur la proposition de méthodologie pour la détermination du taux d'octroi de certificats verts du régime de prolongation.

Les deux Fédérations ont également participé à la journée de présentation par le SPW énergie organisée le 17 octobre, et a pris également connaissance des documents Powerpoint qui ont été transmis par courriel dans la foulée.

Le présent document constitue la contribution d'EDORA et la FEBEG à la consultation publique organisée par le SPW énergie. Il est structuré en 2 parties :

1. Les messages-clés relatifs à la proposition globale présentée ;
2. Les réponses aux questions formulées par le SPW via son questionnaire. Ces réponses comportent des éléments généraux et spécifiques aux filières.

EDORA et la FEBEG remercient le SPW énergie de l'opportunité qui est donnée aux acteurs du secteur renouvelable de contribuer activement à l'élaboration du futur régime de la prolongation, et apprécie en particulier la volonté de transparence (notamment via le simulateur Excel mis à disposition) et d'écoute témoignée notamment lors de la journée du 17 octobre.

Messages clés

- L'atteinte des **objectifs d'électricité verte** à l'horizon 2030 en Wallonie repose sur deux piliers : les nouveaux projets (en ce compris les extensions) et le maintien/l'amélioration des installations existantes. Le régime de prolongation constitue un élément essentiel pour le bon accomplissement du second pilier.
- La **proposition globale** soumise à consultation (méthodologie, paramètres et valeurs) n'est **pas du tout attractive** pour les opérateurs d'installations existantes. Dans les conditions proposées, il est probable que la grande majorité des acteurs ne recoure pas au régime de prolongation mais procède à un « *run to failure* » de leurs installations. La Wallonie risque dès lors de rater ses objectifs et sa trajectoire si le mécanisme proposé n'est pas fondamentalement revu.
- Les **niveaux de rentabilité** sur investissement proposés sont extrêmement bas, en particulier pour les filières intensives en CAPEX, et incompréhensibles par rapport à une valeur plancher de 4,6% (WACC d'Elia qui est une activité régulée et dont les investissements peuvent être répercutés dans les tarifs) et une valeur 'idéale' de 5,9% telle que proposée dans le rapport Diacore pour l'éolien on-shore. Par ailleurs, il y a lieu de prendre en compte la fiscalité dans le calcul du taux d'octroi (IRR post-tax) comme indiqué dans l'AGW PEV du 30 novembre 2006 (art. 15, §1bis,/2)¹ à propos de la méthodologie à établir pour les nouvelles installations à partir de 2021.
- Les **références utilisées** pour les valeurs des paramètres correspondent à de nouvelles installations, or il s'agit ici de définir un cadre pour la prolongation **d'anciennes installations**. Il convient d'adapter les valeurs en conséquence. Vu le nombre relativement restreint des installations existantes (hors photovoltaïque) qui entrent en ligne de compte pour une demande de prolongation, et la variabilité des cas présents sur le territoire wallon, nous suggérons d'évaluer la possibilité d'un traitement systématique sur dossier, qui pourrait être pré-rempli via quelques paramètres-clés de l'outil Excel.
- Par ailleurs, la méthodologie, les paramètres et les valeurs proposés ne peuvent pas servir de référence pour la détermination des taux d'octroi de certificats verts pour **les nouveaux projets et les extensions**. Cette question nécessite une **réflexion approfondie** qui doit être menée rapidement afin d'être prêt au plus tard fin juin 2020 (pour une application au 1^{er} janvier 2021 avec suffisamment de visibilité).
- Pour les installations de biomasse existantes, la suppression du **facteur kCO2** est un mauvais signal pour la majorité des unités qui cogèrent de l'électricité et de la chaleur, et le secteur est toujours dans l'attente d'un **mécanisme de soutien à la**

¹ « f) les charges fiscales, à l'exception des éventuelles taxes carbone et autres charges associées aux émissions de gaz à effet de serre, à savoir l'impôt des sociétés effectif moyen tel que publié par le Conseil supérieur des Finances. »

chaleur renouvelable opérationnel tel que prévu dans le PACE. EDORA et la FEBEG proposent de reporter l'entrée en vigueur du régime de la prolongation pour les unités biomasse/biogaz, et plaide pour conserver le régime des modifications significatives jusqu'au 31 décembre 2020.

- Pour les **éoliennes** existantes, il convient de bien **distinguer les investissements/coûts supplémentaires liés à la prolongation** d'unités existantes, des investissements liés à de nouvelles unités sur le même site (*repowering*). À cet égard, EDORA et la FEBEG proposent de supprimer les catégories de CAPEX supérieures à 50% pour le régime des prolongations de parcs éoliens.
- Pour les **centrales hydro-électriques**, certains éléments de la structure du barrage et des équipements mécaniques directement liés à la production d'électricité doivent être pris en compte pour assurer la production électrique des installations.
- Le régime de la prolongation doit pouvoir être accessible pour les unités de cogénération fossile qui prévoient un **passage au gaz vert** dans le cadre de leur programme d'investissement.
- Les deux Fédérations comprennent la logique sous-jacente au **programme d'investissement** en contrepartie de la prolongation d'octroi de certificats verts. Toutefois, il est rappelé que l'AGW prévoit une **obligation de moyens** (réaliser les mesures prévues) et non de résultats (productible), et il convient de prévoir une certaine souplesse au respect du programme d'investissement, notamment dans la filière biomasse.
- Eu égard aux modifications majeures à apporter à la proposition actuellement sur la table, EDORA et la FEBEG demandent qu'une **deuxième phase de consultation** puisse être menée avec le secteur en fonction des réponses qui seront apportées aux problèmes soulevés lors de la consultation.

Réponses au questionnaire

1. Définitions

La méthodologie prévoit une segmentation basée sur la filière, la technologie, les combustibles, la classe de puissance et enfin la catégorie de consommateur bénéficiant de l'électricité verte produite.

Q1 : Avez-vous une objection à formuler concernant la segmentation proposée ? les catégories prévues par la méthodologie vous paraissent-elles suffisantes, excessives ou insuffisamment détaillées ?

Réponse EDORA-FEBEG- FEBEG :

- EDORA est globalement favorable à une segmentation suffisamment fine, de manière à coller à la réalité des installations existantes.
- Toutefois, vu le nombre relativement restreint des installations existantes (hors photovoltaïque), et la variabilité des cas présents sur le territoire wallon, nous suggérons d'évaluer la possibilité d'un traitement systématique sur dossier, qui pourrait être pré-rempli via quelques paramètres-clés de l'outil Excel. Une approche sur dossier permettrait de soutenir au plus juste la prolongation de la production d'électricité verte des installations existantes, d'éviter les effets de seuil inhérents à une segmentation et d'ainsi réduire le coût sociétal du système.
- Si l'approche des valeurs de référence par segment est maintenue, il est proposé d'introduire les catégories suivantes :
 - Pour l'éolien :
 - Ajouter des catégories supplémentaires au-delà de 1 MW, en particulier si le régime de prolongation est appelé à perdurer jusque 2030. Une distinction pourrait être opérée entre 1-2 MW, 2-3 MW, > 3 MW, afin d'ajuster au mieux le niveau de soutien.
 - Une plus grande granularité des catégories de CAPEX pourrait être proposée, par exemple 5 catégories entre 0 et 50% de CAPEX.
 - Pour la biomasse : prévoir une catégorie pour le gaz de bois, si possible en la rattachant à une catégorie de la filière biogaz.
 - Le secteur renouvelable est caractérisé par une diversité en matière de financement (rapport entre fonds propres et emprunts), en fonction du type d'acteurs et des stratégies de développement propres à chacun. Afin de prendre en compte ces réalités différenciées, il serait opportun de prévoir différentes catégories de ratio fonds propres/emprunts.

2. Principes

Point 6 : La méthodologie prévoit une révision du taux d'octroi prolongation sur base annuelle tout au long de la période de prolongation afin de tenir compte des variations de prix sur les marchés de l'électricité verte, en ce compris les labels de garantie d'origine, et des certificats verts.

Q2 : Avez-vous une objection à formuler concernant la formule de révision proposée ?

Réponse EDORA-FEBEG :

- EDORA et la FEBEG comprennent la logique qui sous-tend une adaptation annuelle du taux d'octroi prolongation, pour les filières intensives en CAPEX injectant sur le réseau. On s'orienterait vers un 'contract for difference', permettant de viser un soutien global (électricité + CV) stable pour les porteurs de projets de prolongation. Toutefois, il convient d'analyser l'impact de cette proposition sur les contrats des petits porteurs de projets et de ceux qui dépendent uniquement des recettes liées aux certificats verts (tiers investisseur par exemple).
- Par contre, EDORA et la FEBEG demandent d'exclure les filières biomasse de ce régime d'adaptation annuelle, au même titre que ces filières sont exclues du facteur rho annuel pour les nouveaux projets dans la législation actuelle. Les recettes liées au marché de l'électricité ne constituent qu'un paramètre qui évolue parmi beaucoup d'autres (prix des intrants, chaleur cogénérée, etc.), il est dangereux de faire évoluer le taux d'octroi CV en fonction d'un seul paramètre.

3. Demande de prolongation

Point 12 : La méthodologie prévoit qu'une demande peut être introduite avant la fin de la période initiale d'octroi des certificats verts dans un délai qui est fonction de la filière.

Q3 : Avez-vous une objection à formuler concernant les délais prévus par filière pour introduire une demande de prolongation ?

Réponse EDORA-FEBEG :

- EDORA et la FEBEG n'ont pas d'objection majeure sur les délais proposés.
- EDORA et la FEBEG demandent toutefois de prévoir une période transitoire pour la filière éolienne également, afin de permettre aux parcs éoliens ayant déjà dépassé (ou étant sur le point de dépasser) la période d'octroi initial de pouvoir rentrer un dossier de demande de prolongation jusqu'au 31 décembre 2020. Le nombre de parcs en question est faible, mais il s'agit d'une mesure d'équité par rapport aux autres parcs.

4. Cas de prolongation

Points 13-16 : La méthodologie prévoit de distinguer 5 cas de prolongation (0 ; 0-25% ; 25-50%, 50%-75%, 75%-100%) selon le montant des investissements prévus sur les 10 premières années.

Q4 : Avez-vous une objection à formuler concernant la segmentation proposée ?

Réponse EDORA-FEBEG:

- Pour la filière éolienne, EDORA et la FEBEG proposent de supprimer les catégories de CAPEX supérieures à 50% qui ne correspondent pas à une logique de prolongation, mais bien de repowering. Une plus grande granularité des catégories de CAPEX pourrait en outre être proposée, par exemple 5 catégories entre 0 et 50% de CAPEX.

5. Calcul du coût de production moyen actualisé (Cpma)

Points 18 : Les durées de vie économiques sont fixées à 15 ans pour les filières biomasse, 20 ans pour la filière éolienne et 25 pour la filières hydro-électricité.

Q5 : Avez-vous une objection à formuler concernant les durées de vie économiques retenues ?

Réponse EDORA-FEBEG:

- De manière générale, pour les investissements importants (proches de 100% du capex initial), il est logique de prendre une durée de vie économique comparable à celle utilisée pour une installation neuve. Pour des investissements plus faibles, la durée de vie économique réelle sera beaucoup plus faible que pour une installation neuve.
- Pour les filières biomasse, la durée de vie de 15 ans est acceptable.
- Pour la filière éolienne, EDORA et la FEBEG proposent une durée de 10 ans (au lieu de 20 ans), pour deux raisons : (i) il s'agit bien de prolongation d'unités existantes et (ii) il convient de coupler la durée sur la durée de validité maximale des permis (cf Décret du 22 juin 2016). L'outil Excel devra être adapté pour permettre de simuler une durée de vie économique inférieure à 15 ans (ce qui n'est pas le cas actuellement).
- Pour la filière hydro-électrique, la durée de vie pourrait être adaptée en fonction de l'importance de l'investissement considéré. Par exemple, 25 ans pour les projets dont les CAPEX sont supérieurs à 25%. En cas de petits investissements de prolongation (< 25%), possibilité d'appliquer une durée de vie plus réduite (10 ans par exemple).

Points 20-22 : Formule de calcul du C_{pm}

Q6 : Avez-vous une objection à formuler concernant la formule proposée ?

Réponse EDORA-FEBEG:

- Tant qu'aucun mécanisme de soutien à la chaleur renouvelable n'existe, et en l'absence d'un coefficient kCO₂ récompensant les bons élèves en matière de performance environnementale globale des installations, EDORA propose de retirer la valorisation de la chaleur ou de froid (HEAT et COLD) de la formule proposée.
- Nous constatons que la formule tient compte d'une part d'un ratio entre fonds propres et emprunt qui ne correspond pas toujours à la réalité. Il y aurait lieu de prévoir plus de souplesse à ce propos pour tenir compte des situations différentes.
- Par ailleurs la formule intègre également une rentabilité cible pour les fonds propres mais cette rentabilité est calculée avant impôts ce qui fausse donc complètement le calcul. Il y aurait lieu d'ajouter ces impôts dans le calcul, comme cela se fait d'ailleurs en Flandre et comme c'est prévu par l'arrêté du 30 novembre 2006 pour les nouvelles installations à partir de 2021.

6. Taux d'actualisation

Points 23-25 :

Q7 : Avez-vous une objection à formuler concernant la formule proposée ?

Réponse EDORA-FEBEG:

- Les deux Fédérations demandent la réintroduction d'une rentabilité de référence par filière qui ne dépend pas de la manière dont les projets sont financés (part de fonds propres vs emprunt).
- Les taux d'actualisation prévus doivent s'appliquer post-taxes ; il y a donc lieu de prendre en compte les sorties de cash liées à l'imposition des sociétés. La valeur de référence actuellement en vigueur (26% de fiscalité, tout compris à savoir imposition et déductions) pourrait être reprise dans la méthodologie de calcul.
- Si les autorités décident toutefois de conserver le calcul d'un WACC, il convient de prendre en compte une valeur plancher de 4,6% (WACC d'Elia qui est une activité régulée et dont les investissements peuvent être répercutés dans les tarifs), à laquelle doit être ajoutée une prime de risque en fonction des filières². En outre, les valeurs suivantes doivent être adaptées en tenant compte de la réalité de terrain pour des projets en prolongation (Attention, ces valeurs ne constituent donc pas une référence pour les nouveaux projets) :
 - Part de fonds propres :
 - Éolien : min 20% (au lieu de 10%)
 - Hydro : min 30% (au lieu de 20%)
 - Biomasse et biogaz : min 40% (au lieu de 30%)
 - Taux de rentabilité sur fonds propres :
 - Éolien : 11% (au lieu de 7%), voir rapport Diacore

² À titre d'exemple, une valeur 'idéale' de 5,9% est proposée pour l'éolien on-shore dans le rapport Diacore (cf. lien vers le rapport proposé dans le tableur Excel fourni lors de la consultation).

- Biomasse et biogaz : 14% (au lieu de 11%), cf. maintien du différentiel de prime de risque de 300 points de base avec les filières intensives en CAPEX
- Taux d'intérêt nominal : 3% pour toutes les filières

7. Paramètres techniques, économiques et financiers

Point 30 : Les postes de coût non directement liés à la production d'électricité verte ne sont pas pris en considération. L'Administration publique, pour chaque filière, la liste non exhaustive des postes de coûts qui ne sont pas éligibles.

Q8 : Avez-vous une objection à formuler concernant cette proposition ?

Réponse EDORA-FEBEG:

- EDORA et la FEBEG comprennent la logique de prendre en considération l'ensemble des coûts liés à la production d'électricité verte dans le calcul du taux d'octroi de certificats verts. Toutefois, les deux Fédérations remarquent qu'à ce stade, bon nombre de coûts considérés comme non directement liés (mais néanmoins indispensables) à la production d'électricité verte :
 - Ne sont pas (ou très peu) financés par les départements des Ministres concernés (environnement, agriculture, etc.), a fortiori dans le cadre d'une prolongation ;
 - Ne peuvent être répercutés sur les prix de l'électricité qui sont fixés sur des marchés, notamment en fonction des centrales fonctionnant de manière marginale (centrales au gaz par exemple).

Il convient dès lors de trouver une solution concrète pour permettre aux porteurs de projets de poursuivre leurs investissements. EDORA et la FEBEG en appellent à une action gouvernementale concertée sur ce sujet.

- Pour la FEBEG et EDORA, une liste limitative de coûts éligibles est de facto compliquée à établir puisqu'il est difficile de prévoir les différentes situations qui se présenteront dans les différents dossiers. Une liste exemplative de coûts éligibles paraît plus simple.
- Pour les filières biomasse/biogaz, à tout le moins, il serait utile de partir de la liste positive des investissements éligibles des aides UDE.
- Pour l'hydro-électricité, certains éléments de la structure du barrage et des équipements mécaniques directement liés à la production d'électricité doivent être pris en compte pour assurer la production électrique des unités, notamment :
 - Conduite alimentant la centrale, vannes sur cette conduite, éléments de structure du barrage,
- Pour la filière éolienne, il convient d'intégrer une série de postes de coûts récurrents liés à la prolongation tels que les coûts de location de terrain, de mesures de compensation environnementales, de taxes éoliennes, les assurances et les frais de réseau.

8. Valeur de l'électricité verte produite

Point 35 :

Q9 : Avez-vous une objection à formuler concernant la formule proposée ?

Réponse EDORA-FEBEG:

- Pas de commentaires à ce stade. Il conviendra d'avoir des précisions sur les références pour les niveaux d'électricité auto-consommée et à l'avenir, sur l'intégration des niveaux de fourniture locale dans la formule de valorisation de l'électricité.
- La formule ne permet pas de comprendre correctement comment le prix de l'électricité est calculé : quelle cotations, pendant quelle période, quel type de moyenne, quelle période d'observation des prix se répercute pour quelle période de production,, ... La fourniture d'un exemple chiffré permettrait de mieux comprendre ce point.

Points 37-38 :

Q10 : Quelles méthodologie, références et modalités l'Administration devrait-elle utiliser dans le cadre de l'actualisation des prix ?

Réponse EDORA-FEBEG:

- Pour la valeur de l'électricité injectée, les prix 'future' applicables au marché belge de l'électricité constituent une bonne base pour l'actualisation. A l'instar de la pratique en Flandre, la formule pour une année N pourrait se baser sur la moyenne des prix forward observés pendant l'année N-1.
- La décote à appliquer pour les filières à profil variables est également justifiée ; il conviendra de faire un monitoring de l'évolution de cette décote en fonction des évolutions sur les marchés de l'électricité.

Point 41 :

Q11 : La méthodologie prévoit que le niveau d'autoconsommation peut varier en fonction de la catégorie d'installation considérée. Souhaitez-vous que ce niveau d'autoconsommation soit basé sur les valeurs réelles (mesurées trimestriellement) ou forfaitaire ?

Réponse EDORA-FEBEG:

- Il y a des avantages et des inconvénients aux deux options : les valeurs réelles constituent le meilleur moyen de coller au plus juste aux installations, l'application de valeurs forfaitaires permet d'avoir une bonne visibilité sur le niveau de soutien prolongation et de garder un incitant à auto-consommer davantage (sans être pénalisé par une baisse du taux d'octroi).
- A priori, EDORA et la FEBEG proposent l'application d'une valeur forfaitaire qui corresponde par exemple à P25 des installations de la catégorie, de manière à garder un incitant à auto-consommer davantage.
- En tout état de cause, l'utilisation des valeurs trimestrielles entraînerait une charge administrative complémentaire assez lourde.

9. Valeur de la chaleur cogénérée

Point 42 :

Q12 : Avez-vous une objection à formuler concernant la formule proposée ?

Réponse EDORA-FEBEG:

- Dans la majorité des projets biomasse intégrés, le prix du gaz ne constitue pas une bonne référence. Un prix de 5 €/MWh de chaleur pourrait être pris comme référence en première approche (logique de coût d'opportunité par rapport à l'utilisation des intrants spécifiques à la filière).
- Concernant les rendements de référence pour la valorisation de l'électricité et de la chaleur, EDORA et la FEBEG demandent de reprendre les valeurs de référence du parc actuel et non des valeurs théoriques beaucoup trop élevées.

Points 44-45 :

Q13 : Quelles méthodologie, références et modalités l'Administration devrait-elle utiliser dans le cadre de l'actualisation des prix ?

10. Calcul sur dossier

Points 51 : Seuls les investissements prenant place dans les 12 mois précédant la fin de la période d'octroi précédente sont pris en compte, les autres investissements ayant soit été compensés, soit entrants dans les risques industriels liés à la période précédente.

Q14 : Avez-vous une objection à cette restriction ?

Réponse EDORA-FEBEG:

- Pour les prolongations de projets biomasse, il convient de calquer la durée de prise en compte des investissements sur celle de la demande de prolongation, à savoir 36 mois.

Points 52 : La production doit être garantie pendant les dix premières années. La méthodologie prévoit de manière analogue que l'ensemble des investissements soit effectué dans les dix premières années de la prolongation. Les investissements prévus au-delà des 10 premières années ne sont donc pas pris en compte.

Q15 : Avez-vous une objection à formuler concernant cette disposition ?

Réponse EDORA-FEBEG:

- EDORA et la FEBEG rappellent que l'AGW ne prévoit pas de garantie sur le résultat (les MWh produits), mais bien une garantie de moyens (réaliser les mesures prévues dans le plan d'investissement). Au surplus, il faut rappeler que les certificats verts constituent une aide à la production et non à l'investissement ; cela vaut également pour les projets de prolongation. S'il n'y a plus de production, il n'y aura pas de profits indus qui serait réalisé par les exploitants.
- EDORA et la FEBEG comprennent la logique sous-jacente au programme d'investissement en contre-partie de la prolongation d'octroi de certificats verts afin de tout mettre en

œuvre pour assurer la continuation de la production renouvelable du parc wallon. Toutefois, pour la filière éolienne, le secteur estime aussi utile d'envisager une sortie du programme d'investissement pour des raisons d'optimisation du productible local et régional via un programme de repowering adapté (ex : en cas de nouvelle libération de contraintes) ou d'un problème technique qui n'avait pas été anticipé dans le programme d'investissement.

- La disposition convient moins bien pour les unités de biomasse car (i) les investissements couvrent une période souvent largement supérieure à 10 ans et (ii) il y a incertitude sur les moments les plus opportuns pour investir.
- Une possibilité à envisager serait de prévoir un remboursement partiel des CV octroyés en proportion des CAPEX non réalisés par rapport au programme initial.

11. Annexe 2 – Catégories d'installation

Q16 : Avez-vous une objection concernant les catégories d'installation proposées ?

Réponse EDORA-FEBEG:

- Il est proposé d'introduire les catégories suivantes :
 - Pour l'éolien : rajouter des catégories supplémentaires au-delà de 1 MW, en particulier si le régime de prolongation est appelé à perdurer jusque 2030. Une distinction pourrait être opérée entre 1-2 MW, 2-3 MW, > 3 MW, afin d'ajuster au mieux le niveau de soutien.
- Pour la biomasse : prévoir une catégorie pour le gaz de bois, si possible en la rattachant à une catégorie de la filière biogaz.

12. Annexe 3 – Paramètres techniques et économiques révisables

Q17 : Avez-vous une objection concernant les paramètres révisables proposés ?

Réponse EDORA-FEBEG:

- Vu le nombre relativement restreint des installations existantes (hors photovoltaïque) qui entrent en ligne de compte pour une demande de prolongation, et la variabilité des cas présents sur le territoire wallon, EDORA et la FEBEG suggèrent d'évaluer la possibilité d'un traitement systématique sur dossier, qui pourrait être pré-rempli via quelques paramètres-clés de l'outil Excel. Une approche sur dossier permettrait de soutenir au plus juste la prolongation de la production d'électricité verte des installations existantes, et d'éviter les effets de seuil inhérents à une segmentation.
- Les **durées d'utilisation** doivent pouvoir être adaptées en fonction de la réalité des installations qui font l'objet d'une prolongation. Le secteur a pu rassembler des valeurs suivantes dans le cadre du délai de consultation :
 - Pour l'hydro, les heures de fonctionnement (équivalent pleine charge) des unités hydrauliques sont très variables (exemples de moyenne) :
 - Unité barrage de 2MW : 1.000 heures
 - Unité barrage de 8MW : 2.700 heures
 - Unité barrage de 2MW : 3.200 heures

- Unité 'fil de l'eau' de 8MW : 3.000 heures

Conclusion : dans tous les cas, les 4.700 h/an repris dans les paramètres techniques sont beaucoup trop élevés. Il semble plus adéquat d'avoir une approche par dossier.

- Pour l'éolien, une valeur de référence de 1.800 heures/an devrait être retenue, afin de tenir compte des parcs qui feront l'objet de la prolongation (et non des nouveaux parcs) et des périodes de maintenance/indisponibilité dont la probabilité va augmenter après 15 ans d'exploitation. Vu le caractère très variable des durées d'utilisation d'un parc à l'autre, une approche sur dossier devrait être choisie.
- Les **OPEX** doivent faire partie des paramètres révisables. Les valeurs d'OPEX de référence telles que proposées doivent être fondamentalement revues.
- Pour la filière éolienne, les OPEX tels que proposés sont clairement une sous-estimation des coûts opérationnels réels pour deux raisons.
 - Tout d'abord, ils se réfèrent à des nouvelles éoliennes et non à des anciennes éoliennes présentant un pourcentage OPEX/CAPEX plus élevé et dont les frais d'exploitation/maintenance après 15 ans sont plus élevés qu'en début d'exploitation.
 - Ensuite, ils n'intègrent pas une série de postes de coûts récurrents tels que les coûts de location de terrain, de mesures de compensation environnementales, de taxes éoliennes, assurances, frais de réseau

Il convient dès lors, en première analyse, d'augmenter la valeur de référence de 41 k€/MW/an à au minimum 70-80 k€/MW/an, avec une possibilité de valeurs fixées sur dossier.

- Pour la filière hydro-électrique, les OPEX repris pour les centrales 'à accumulation' sont trop faibles et il est difficile de comprendre pourquoi elles sont estimées à un tiers des centrales au 'fil de l'eau'. Globalement, les OPEX à considérer reprennent pour toutes les hydros :
 - Personnel propre pour le suivi et la maintenance régulière des unités hydro-électriques
 - Pièces de rechange - Equipements et sous-traitants pour la maintenance des unités hydro-électriques
 - Assurances, Taxe, G&A
- Spécifiquement pour les centrales à accumulation, il convient de prendre en compte certains éléments de la structure du barrage et des équipements mécaniques directement liés à la production d'électricité doivent être pris en compte pour assurer la production électrique des unités comme la conduite alimentant la centrale, les vannes sur cette conduite, éléments de structure du barrage, Par conséquent, les OPEX directement liés à la production électrique de ces unités comprennent donc les activités suivantes :
 - Suivi et auscultation du barrage
 - Entretien conduite et vanne sur cette conduite
 - Partie de l'entretien et structure du barrage lié au bon fonctionnement des unités de production.

13. Autres remarques

Q18 : la production doit être garantie sur une durée minimale de dix ans, ce qui suppose que l'installation soit en ordre de permis pour au moins une durée équivalente. Avez une objection à formuler concernant cette obligation ?

Réponse EDORA-FEBEG:

- Voir réponse à la question 15.

Q19 : la méthodologie actuelle ne tient pas compte du coefficient de performance réelle CO2 (facteur « kCO2 »). Etes-vous d'avis que ce coefficient devrait être réintroduit ?

Réponse EDORA-FEBEG:

- Pour les installations de biomasse existantes, la suppression du facteur kCO2 est un mauvais signal pour la majorité des unités qui cogèrent de l'électricité et de la chaleur, et le secteur est toujours dans l'attente d'un mécanisme de soutien à la chaleur renouvelable opérationnel tel que prévu dans le PACE.
- Le secteur plaide pour réintroduire un coefficient kCO2 dont la valeur pourrait être basée sur le prix de la tonne de CO2 évitée nécessaire pour atteindre les objectifs requis. Pour donner un ordre de grandeur, le niveau de soutien de base se situerait, pour un prix de CO2 d'équilibre fixé dans un premier temps à 35€ la tonne à l'horizon 2030 (étude du Bureau du Plan³), à environ 10€/MWh pour la production de chaleur renouvelable (évitement de 300 kg CO2/MWh produit) et environ 15€/MWh pour la production d'électricité renouvelable (évitement de 450 kg CO2/MWh produit).

Q20 : la méthodologie ne tient pas compte de la fiscalité, et donc ne tient pas compte des réductions fiscales, ces informations étant difficilement individualisables. Avez-vous des remarques concernant cette exclusion ?

Réponse EDORA-FEBEG:

- EDORA et la FEBEG plaident pour réintroduire la fiscalité dans la méthodologie. Ne pas le faire consisterait à pénaliser les opérateurs qui remplissent dûment leurs obligations fiscales.
- L'argument du caractère non individualisables ne tient pas plus pour ce paramètre que pour l'ensemble des autres paramètres de la méthodologie.

Q21 : Avez-vous d'autres observations à formuler sur cette proposition de méthodologie ?

Réponse EDORA-FEBEG:

- Vu l'ampleur des modifications à apporter au régime pour les installations de biomasse/biogaz, EDORA et la FEBEG proposent de reporter l'entrée en vigueur du régime de la prolongation pour les unités biomasse/biogaz existantes, et plaide pour conserver le régime des modifications significatives jusqu'au 31 décembre 2020.

³ Working paper 5-18 du Bureau fédéral du Plan : « Insights in a clean energy future for Belgium »

- Le régime de la prolongation doit pouvoir être accessible pour les unités de cogénération fossile qui prévoient un passage au gaz vert dans le cadre de leur programme d'investissement. Il y a lieu d'adapter les textes (AGW et/ou méthodologie) en conséquence.
- Régime venteux/hydrique : il serait utile de faire une analyse d'un éventuel affaiblissement du régime venteux et/ou hydrique (impact potentiel des changements climatiques).