

*Date du document : 14/11/2024*

**PROPOSITION**  
CD-24k14-CWaPE-0954

**PROPOSITIONS DE SIMPLIFICATIONS ADMINISTRATIVES  
À PROPOS DE CERTAINES DISPOSITIONS  
DU CADRE WALLON RELATIF AU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE**

## Table des matières

1.	OBJET .....	3
2.	PROPOSITIONS .....	3
2.1.	<i>Mobilité CNG</i> .....	3
2.2.	<i>Mobilité électrique</i> .....	4
2.3.	<i>Lignes directes électriques</i> .....	4
2.4.	<i>Fourniture d'électricité en ligne directe</i> .....	4
2.5.	<i>Fourniture de service de flexibilité</i> .....	4
2.6.	<i>Injection de biométhane</i> .....	4
2.7.	<i>Flexibilité technique</i> .....	5
2.8.	<i>Partage d'énergie</i> .....	5
2.9.	<i>Pair à pair</i> .....	5
2.10.	<i>Obligations de publication pesant sur les gestionnaires de réseaux fermés professionnels</i> .....	6
3.	ANNEXES .....	6

## 1. OBJET

Dans le cadre de l'élaboration du futur Pacte pour un choc de simplification et des premières mesures que le Gouvernement wallon prévoit d'adopter pour le 13 décembre 2024, la Ministre en charge de l'énergie a demandé à la CWaPE, par courrier du 28 octobre 2024, de lui transmettre, pour le 15 novembre 2024, une première liste de propositions de simplification dans les matières relevant des compétences de la Ministre, mais également dans les matières transversales, en les répartissant selon diverses thématiques.

À l'instar de ce qui est exprimé dans la Déclaration de politique régionale, la CWaPE est convaincue que des mesures de simplifications administratives doivent être adoptées afin d'accélérer la mise en œuvre de certains leviers qui s'inscrivent notamment dans le cadre de la transition énergétique ou qui peuvent augmenter l'attractivité du marché wallon de l'énergie. Dans cette optique, elle avait initié un travail d'identification de simplifications administrative dès le mois de juillet dernier. La CWaPE avait par ailleurs insisté sur ce point dans sa [Feuille de route à l'horizon 2027](#) ainsi que dans son [Mémoire 2024](#) publié avant les dernières élections régionales. C'est aussi dans ce contexte qu'elle a déjà fait des propositions détaillées dans une série de publications, dont notamment dans l'évaluation des décrets électricité et gaz qu'elle réalise chaque année.

Le présent document fait la synthèse de ces propositions. La CWaPE se tient à la disposition de la Ministre et de l'équipe en charge de la simplification au sein du Cabinet afin d'apporter les éventuelles clarifications nécessaires dans le cadre des travaux de la Task Force mise en place pour piloter le projet de Pacte pour un choc de simplification et pour permettre la concrétisation de tout ou partie de ces propositions.

Il convient par ailleurs de noter que la CWaPE est chargée d'évaluer deux dispositifs mis en place en Wallonie, à savoir d'une part les décrets dits « juge de paix », qui encadrent les procédures de défaut de paiement des factures d'électricité et de gaz, et d'autre part les mécanismes légaux relatifs au partage et aux communautés d'énergie. La CWaPE a procédé à une première évaluation des « décrets juge de paix » qu'elle a publiée fin juin et elle est en train de réaliser son évaluation des dispositions relatives au partage et aux communautés au travers notamment d'une consultation publique. Ces évaluations touchent parfois aussi des questions liées à la simplification administrative. En ce qui concerne le partage et les communautés d'énergie, il pourrait y avoir des recoupements entre l'évaluation et les présentes propositions. Concernant les « décrets juge de paix », nous avons clairement souhaité dissocier ce dossier et ne pas l'aborder ici étant donné que, selon notre évaluation, des réformes plus profondes pourraient intervenir.

## 2. PROPOSITIONS

### 2.1. **Mobilité CNG**

La CWaPE propose d'exonérer, dans le cas de la livraison de CNG au départ d'une station de CNG, l'obligation de détenir une licence de fourniture dès lors que les opérateurs de ces stations sont livrés eux-mêmes en gaz couvert par une licence. Cette exonération serait analogue à ce qui prévaut pour les bornes de rechargement pour véhicules électriques qui bénéficient d'une telle exonération conformément à la simplification intervenue à la suite de la modification de l'article 30, § 6 du décret électricité.

## 2.2. Mobilité électrique

La CWaPE propose d'exempter d'une autorisation de construction et d'exploitation de réseau fermé professionnel et de lignes directes certaines configurations d'alimentation de bornes de recharge de véhicules électriques situées en aval du point de raccordement d'un tiers. Ces contraintes génèrent en effet des obligations disproportionnées à charge des opérateurs concernés au regard de l'objectif visé et peut décourager la concrétisation de projets utiles au développement de la mobilité électrique en Wallonie. Cette simplification impliquerait de modifier l'AGW du 18 juillet 2019 relatif aux réseaux fermés professionnels et l'AGW du 17 septembre 2015 relatif aux lignes directes électriques (en vertu d'habilitations prévues aux articles 15<sup>ter</sup>, § 1<sup>er</sup> alinéa 5 et 29, § 2 du décret électricité).

## 2.3. Lignes directes électriques

La CWaPE propose d'exonérer de demande d'autorisation de construction et d'exploitation de lignes directes les configurations où un tiers alimente directement un consommateur au départ d'une petite installation de production implantée sur le toit de l'immeuble où est établi ce consommateur.

Pour les mêmes raisons, la CWaPE est également d'avis que d'une manière générale, les projets prévoyant une alimentation électrique au départ d'une installation de production de très petite puissance pourrait faire l'objet également d'une exonération.

Ces assouplissements devraient intervenir dans l'AGW du 17 septembre 2015 relatif aux lignes directes électriques.

## 2.4. Fourniture d'électricité en ligne directe

La CWaPE est d'avis que les opérations de fourniture d'électricité via des lignes directes devraient bénéficier d'office de l'octroi d'une licence de fourniture en même temps qu'est délivrée l'autorisation d'établissement de cette ligne directe. Une adaptation en ce sens devrait être apportée à l'arrêté du Gouvernement wallon du 21 mars 2022 relatif à la licence de fourniture d'électricité. Par ailleurs, en vertu de l'article 30, § 4, alinéa 3 du décret électricité, le Gouvernement pourrait « *prévoir un régime conjoint de licence limitée de fourniture et d'autorisation individuelle de construire une ligne directe* ».

## 2.5. Fourniture de service de flexibilité

La Wallonie est la seule région du pays à imposer une licence pour offrir un service de flexibilité. La CWaPE considère que cette exigence est inutilement lourde et qu'elle devrait dès lors être supprimée. Cette exigence est prévue à l'article 35<sup>quater</sup> du décret électricité et dans son arrêté d'exécution.

## 2.6. Injection de biométhane

La CWaPE propose de réviser le mécanisme de soutien qui est actuellement indirect, complexe et porté par le vecteur électricité. L'enveloppe de certificats verts est par ailleurs insuffisante pour les nouveaux projets. Une évolution du soutien vers un *feed in tariff* ou via la mise en œuvre des dispositions prévues à l'article 32 § 1<sup>er</sup>, 4° c) et d) du décret gaz concernant le prix garanti (ou tout autre système de soutien compatible : appel à projets, *contract for difference*, PPA...) devrait être encouragée (voyez l'avis CD-23108-CWaPE-0941 (repris en [annexe 1](#)) et le rapport CD-22f29-CWaPE-0098 (repris en [annexe 2](#)).

## 2.7. Flexibilité technique

La CWaPE propose de simplifier le processus prévu en vue de réduire le nombre d'analyses coûts-bénéfices requises. Beaucoup de ces analyses sont en effet superflues car la modulation d'énergie attendue est trop faible pour déboucher sur une analyse coûts-bénéfices positive. Cela alourdit inutilement la charge administrative des acteurs concernés et ralentit le processus de raccordement. La CWaPE plaide dès lors pour que le nouvel arrêté du Gouvernement wallon mettant en œuvre les dispositions des articles 25*decies* et 26 du décret électricité soit adopté. À ce sujet, la CWaPE s'en réfère à sa proposition CD-23g31-CWaPE-0934 (reprise en [annexe 3](#)).

## 2.8. Partage d'énergie

La CWaPE est d'avis que la délivrance d'autorisations pour la mise en œuvre des activités de partage d'énergie au sein des communautés d'énergie devrait être remplacée par une simple notification à adresser au gestionnaire de réseau.

L'exigence d'une autorisation engendre une lourdeur administrative inutile dans le chef de tous les acteurs et allonge excessivement les délais qui précèdent la mise en service du partage. Dans le cadre d'une procédure d'autorisation d'un partage d'énergie au sein d'une communauté d'énergie, la CWaPE doit procéder à une vérification du respect des conditions autres que techniques qu'elle pourrait réaliser d'office notamment dans le cadre de la procédure de notification des communautés d'énergie auprès de la CWaPE.

La CWaPE recommande donc que la procédure d'autorisation de partage au sein d'une communauté soit remplacée par une procédure de notification auprès du ou des gestionnaires de réseaux concernés, lesquels sont les seuls compétents pour vérifier, à l'instar de ce qui est prévu pour le partage au sein d'un même bâtiment, que les conditions techniques liées au partage sont bien rencontrées (compteur AMR ou communicant, le cas échéant renonciation à la compensation, etc.).

Cette simplification implique d'adapter les dispositions du décret électricité et de l'arrêté du Gouvernement wallon du 17 mars 2023 relatif aux communautés d'énergie et au partage d'énergie. À cet égard, la CWaPE s'en réfère à ses propositions inscrites dans son évaluation CD-23j11-CWaPE-0082 (reprise en [annexe 4](#)) du 11 octobre 2023 portant sur les dispositions des décrets du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz.

La CWaPE estime également que certaines contraintes, dont l'obligation de conclure une convention entre le représentant du partage et le gestionnaire de réseau, apportent peu de valeur ajoutée et entraînent une charge administrative peu justifiée. Cette obligation pourrait être remplacée par une notification de début et notification de modification de partage délivrée par le gestionnaire de réseau.

## 2.9. Pair à pair

Pour les échanges de pair à pair, la CWaPE propose également de supprimer la nécessité d'obtenir une autorisation de la CWaPE pour la remplacer par une notification à adresser à la CWaPE et au gestionnaire de réseau. Cette charge pourrait constituer en effet un obstacle à la mise en œuvre du régime dont la procédure doit en toutes hypothèses être réexaminée au regard de la directive (UE) 2024/1711 du 13 juin 2024 modifiant les directives (UE) 2018/2001 et (UE) 2019/944.

La CWaPE n'aperçoit d'ailleurs pas la plus-value de son examen dans le cadre de l'autorisation, seul le gestionnaire de réseau étant compétent pour vérifier le respect des conditions techniques.

Cette simplification implique une modification du décret électricité ou l'adoption d'un arrêté d'exécution pour remplacer la procédure d'autorisation par une procédure de notification (habilitation prévue par l'article 35octies, § 4, du décret électricité).

En ce qui concerne les simplifications proposées pour le pair à pair la CWaPE s'en réfère à nouveau à son évaluation CD-23j11-CWaPE-0082 du 11 octobre 2023 portant sur les dispositions des décrets du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz.

## 2.10. Obligations de publication pesant sur les gestionnaires de réseaux fermés professionnels

L'article 15ter § 2, 3° du décret électricité dispose que « *tout gestionnaire de réseau fermé professionnel élabore ses tarifs de réseaux suivant une méthode de calcul transparente, précise et clairement définie. La méthode de calcul et les tarifs sont publiés sur le site internet du gestionnaire de réseau fermé professionnel avant leur entrée en vigueur.* »

Cette obligation de publication est peu réaliste dès lors que certains réseaux fermés professionnels, qui ne concernent qu'un petit nombre d'utilisateurs, sont gérés par de grands groupes industriels et qu'il est incongru d'imposer ce genre d'informations sur leurs sites internet à vocation très large. Une simple notification aux clients avuls de cette méthode de calcul et de ces tarifs seraient certainement suffisante pour garantir la publicité voulue.

## 3. ANNEXES

- [Annexe 1](#) : Document CD-23l08-CWaPE-0941 - Avis sur l'avant-projet d'arrêté du Gouvernement wallon modifiant la méthodologie de calcul du taux d'octroi additionnel applicable pour les installations de cogénération fossile participant au mécanisme de verdissement du gaz naturel défini à l'article 15decies 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 (injection de biométhane), adopté en 1re lecture le 23 novembre 2023
- [Annexe 2](#) : Document CD-22f29-CWaPE-0098 - Rapport annuel relatif à l'évolution des projets d'injection de gaz SER - Année 2021
- [Annexe 3](#) : Document CD-23g31-CWaPE-0934 - Proposition d'arrêté du Gouvernement wallon relatif à la gestion des congestions issues des unités de production et de stockage d'électricité raccordées sur le réseau moyenne et haute tension
- [Annexe 4](#) : Document CD-23j11-CWaPE-0082 - Évaluation des dispositions des décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz

\* \*  
\*



*Date du document : 08/12/2023*

## AVIS

CD-23I08-CWaPE-0941

**AVANT-PROJET D'ARRÊTÉ DU GOUVERNEMENT WALLON MODIFIANT  
LA MÉTHODOLOGIE DE CALCUL DU TAUX D'OCTROI ADDITIONNEL  
APPLICABLE POUR LES INSTALLATIONS DE COGÉNÉRATION FOSSILE  
PARTICIPANT AU MÉCANISME DE VERDISSEMENT DU GAZ NATUREL  
DÉFINI À L'ARTICLE 15<sup>DECIES</sup> 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 (INJECTION DE BIOMÉTHANE),  
ADOPTÉ EN 1<sup>re</sup> LECTURE LE 23 NOVEMBRE 2023**

*Rendu en application de l'article 43bis, § 1<sup>er</sup>, du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et de l'article 36bis du décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz*

## Table des matières

1.	OBJET .....	3
2.	COMMENTAIRE INTRODUCTIF.....	3
3.	DÉFAUT DE MOTIVATION QUANT AU DÉLAI REQUIS .....	3
4.	CONSIDÉRATIONS GÉNÉRALES.....	4
5.	AVIS.....	5
5.1.	<i>Ajustement de soutien sur base trimestrielle .....</i>	<i>5</i>
5.2.	<i>Prise en compte de l'indice ZTP .....</i>	<i>5</i>
5.3.	<i>Indexation du revenu cible .....</i>	<i>6</i>
5.4.	<i>Catégorisation des installations selon le débit d'injection moyen.....</i>	<i>6</i>



## 1. OBJET

Par courrier daté du 23 novembre 2023, réceptionné le 29 novembre 2023, le Cabinet du Ministre wallon de l'Énergie a soumis pour avis à la CWaPE le texte d'un avant-projet d'arrêté du Gouvernement wallon modifiant la méthodologie de calcul du taux d'octroi additionnel applicable pour les installations de cogénération fossile participant au mécanisme de verdissement du gaz naturel défini à l'article 15<sup>decies</sup> 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 (injection de biométhane), adopté en 1<sup>re</sup> lecture par le Gouvernement wallon lors de sa séance du 23 novembre 2023.

L'avis de la CWaPE a été sollicité dans un délai de 10 jours.

## 2. COMMENTAIRE INTRODUCTIF

Les modifications introduites dans la méthodologie de calcul du taux d'octroi additionnel de certificats verts applicable pour les cogénérations fossiles participant au mécanisme de verdissement du gaz naturel poursuivent les objectifs suivants :

- a) permettre un ajustement du soutien sur base trimestrielle plutôt qu'annuelle ;
- b) prendre en compte l'indice ZTP plutôt que l'indice TTF (les producteurs wallons de biométhane vendant leur gaz sur le marché ZTP) ;
- c) indexer le revenu cible de 85€/MWh au-delà duquel le soutien à la production de biométhane n'est plus jugé nécessaire ;
- d) prendre en compte le débit moyen d'injection en lieu et place de la capacité d'injection de l'installation de production pour déterminer le coefficient  $q_{ECO}$  applicable lors de chaque octroi des LGO gaz SER.

Il s'agit donc essentiellement de faire mieux coïncider le niveau de soutien avec les évolutions économiques du marché (points a, b et c) et de tenir compte des contraintes importantes en matière de bridage qui limiteraient les outils de production de biométhane (point d).

## 3. DÉFAUT DE MOTIVATION QUANT AU DÉLAI REQUIS

La CWaPE rappelle que, conformément au Décret électricité<sup>1</sup> (Art. 43bis, §1, Alinéa 2), elle :

*« (...) est tenue de rendre son avis **dans un délai de trente jours** à compter de la date à laquelle la demande écrite lui est parvenue. Le défaut d'avis dans le délai susmentionné équivaut à un avis favorable.*

*Dans les **cas d'urgence spécialement motivée**, le ministre peut requérir de la CWaPE un avis dans un délai ne dépassant pas cinq jours ouvrables à compter de la date à laquelle la demande écrite lui est parvenue. »*

La CWaPE constate l'absence de motivation de l'urgence pour la présente demande d'avis.

---

<sup>1</sup> Décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et ses amendements successifs

## 4. CONSIDÉRATIONS GÉNÉRALES

Le mécanisme de soutien à l'injection de biométhane dans le réseau de gaz via l'octroi de certificats verts additionnels aux cogénérations fossiles est un mécanisme indirect et complexe.

S'il a le mérite d'exister, il faut rappeler qu'il a été élaboré pour permettre le démarrage d'une filière, dans l'urgence, sur base d'un mécanisme de soutien préexistant. Il n'avait pas pour but de perdurer et devait évoluer vers un mécanisme de soutien direct et plus simple, comme par exemple un *feed-in tariff* (FIT) dont les modalités et paramètres ne seraient pas liés au marché de l'électricité. À ce propos, la CWaPE rappelle que le décret gaz<sup>2</sup> prévoit également la possibilité d'imposer des obligations de service public aux GRD permettant d'élaborer un soutien au producteur de biométhane via son article 32, §1<sup>er</sup>, 4<sup>o</sup>, c, et d :

« (...)

*c) acheter, à la demande des producteurs et dans les limites de leurs besoins propres, en ce compris la fourniture aux clients finals dans les cas prévus par le présent décret, à un prix garanti, et suivant les modalités, définis par le Gouvernement après avis de la CWaPE, du gaz issu de SER produit et injecté dans le réseau de distribution ou de transport par des installations établies en Région wallonne ;*

*d) acheter, à la demande des producteurs, à un prix garanti, et suivant les modalités, définis par le Gouvernement après avis de la CWaPE, des garanties d'origines octroyées au gaz issus de SER produit et injecté dans le réseau de distribution ou de transport, par des installations établies en Région wallonne en application de l'article 34 ;*

(...) »

La CWaPE avait d'ailleurs publié en 2016 une communication<sup>3</sup> relative à la méthodologie de calcul d'un prix d'achat garanti pour le gaz SER injecté dans le réseau. Toutefois à ce jour, il manque un arrêté d'exécution pour mettre en œuvre ce mécanisme de prix d'achat garanti.

Concernant les enveloppes de réservation de certificats verts (voir tableau ci-dessous<sup>4</sup>), la CWaPE constate qu'elles ne sont pas suffisantes pour voir de nouveaux projets d'injection se développer. Elles avaient été constituées pour des projets connus (années 2019 à 2022) mais les années suivantes ne tiennent pas compte de projets d'injection de biométhane vu la volonté de passer à un autre système.

Filière \ Année	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Hydro-électricité</b>	45.000	15.000	3.100	3.000	2.800	7.200	2.500	2.400	2.300	2.200	2.100	2.000
<b>Eolien</b>	312.070	162.600	130.000	123.000	117.000	111.000	106.000	100.000	95.000	91.000	86.000	82.000
<b>Photovoltaïque &gt;10kW</b>	70.000	67.500	67.400	60.700	54.600	49.100	44.200	39.800	35.800	32.200	29.000	26.100
<b>Géothermie</b>	0	0	0	0	0	0	80.000	0	0	0	0	0
<b>Biomasse solide</b>	92.000	100.000	100.000	100.000	44.000	44.000	44.000	44.000	43.000	43.000	43.000	43.000
<b>Biogaz et biométhane</b>	80.000	105.000	105.000	105.000	5.300	5.300	5.300	5.200	5.200	5.200	5.200	5.200
<b>Cogénération fossile</b>	20.000	15.880	12.000	10.000	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200
<b>TOTAL</b>	<b>619.070</b>	<b>465.980</b>	<b>417.500</b>	<b>401.700</b>	<b>224.900</b>	<b>217.800</b>	<b>283.200</b>	<b>192.600</b>	<b>182.500</b>	<b>174.800</b>	<b>166.500</b>	<b>159.500</b>

Annexe 8. Enveloppes de certificats verts additionnels par an par filière susceptibles de réservation pour la période 2019-2030

<sup>2</sup> [Décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz](#)

<sup>3</sup> Communication CD-16115-CWaPE-0009 relative à la méthodologie de calcul du prix d'achat garanti du gaz SER injecté dans les réseaux de gaz naturel

<sup>4</sup> Extrait de l'AGW du 11 avril 2019 modifiant 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

Notons finalement que les plans d'investissement des GRD font pourtant état de futurs projets d'injection de biométhane sur le réseau de distribution wallon. L'ensemble de ces projets représente une capacité d'injection comprise entre 5 200 et 6 600 Nm<sup>3</sup>/h. A ce jour, la CWaPE identifie : un projet pour lequel une offre de raccordement a été faite par le GRD, deux projets au stade de la demande d'étude et huit projets au stade de demandes d'avis préalables.

En conclusion, il y aurait lieu, idéalement, de revoir le mécanisme de soutien en prévoyant un soutien direct et plus simple ; à défaut, de revoir les enveloppes de réservation de certificats verts pour la filière biométhane.

## 5. AVIS

Outre la nécessité évoquée au titre précédent de revoir plus profondément le mécanisme de soutien à l'injection de biométhane dans le réseau, la CWaPE reprend ci-dessous une série d'observations et de commentaires à propos des principes méthodologiques revus dans cet avant-projet d'AGW.

### 5.1. Ajustement de soutien sur base trimestrielle

La CWaPE n'a pas de remarque concernant cette adaptation du niveau de soutien de manière trimestrielle, permettant ainsi d'éviter un décalage trop important entre les prix observés sur les marchés auxquels sont vendus les volumes de biométhane injectés et le niveau de soutien nécessaire au producteur afin d'assurer une exploitation financièrement viable de son installation de production.

### 5.2. Prise en compte de l'indice ZTP

Il existe plusieurs indices utilisés pour la cotation du gaz naturel en Europe ; les principales cotations sont :

- Title Transfer Facility (TTF) aux Pays-Bas ;
- National Balancing Point (NBP) au Royaume-Uni ;
- Zeebrugge Trading Point (ZTP) en Belgique ;
- Trading Hub Europe (T.H.E.) en Allemagne, anciennement Gaspool Hub (GPL) ;
- Le Trading Region France (TRS) en France, fusion des anciens PEG (Nord, Sud, TIGF).

Le TTF est considéré comme le principal indice de référence en raison de sa liquidité. Toutefois, depuis la guerre en Ukraine, l'Europe cherche à limiter sa dépendance au gaz russe. Le flux de gaz naturel en Europe qui allait historiquement depuis l'Est (Russie) vers l'Ouest s'est alors inversé provoquant des congestions aux points d'interconnexion entre la Belgique d'une part, et la Hollande et l'Allemagne d'autre part. Ces congestions ont eu pour conséquence de faire apparaître des différentiels de prix plus élevés entre certains marchés qui historiquement étaient proches. Ainsi, on observe depuis mars 2022 que les cotations anglaise, belge et française sont plus faibles que les cotations néerlandaise et allemande. Ceci a déjà été mis en évidence par la CREG dans plusieurs de ses avis et études<sup>5</sup>.

---

<sup>5</sup> - Avis (A)2424 de la CREG daté du 30 juin 2022  
- Etude sur l'impact de la persistance de prix élevés sur les marchés de gros du gaz et de l'électricité du 31 août 2022

De plus en plus de fournisseurs en Belgique se tournent aujourd'hui davantage vers le marché belge (ZTP) que vers le marché hollandais (TTF) pour s'approvisionner. Dans cette même logique, les contrats d'achat qu'ils proposent aux producteurs de biométhane s'alignent davantage sur le ZTP que sur le TTF. Les producteurs ont dès lors demandé à ce que l'on puisse changer de référence pour le prix du gaz naturel dans le mécanisme de soutien à la production.

La CWaPE n'a pas d'objection à ce changement de référence qui reflèterait mieux la réalité commerciale à laquelle sont confrontés les producteurs.

### 5.3. Indexation du revenu cible

La CWaPE n'a pas de remarque concernant cette adaptation prévoyant une indexation du niveau de soutien pour une installation de cogénération fossile utilisant les LGO gaz SER d'un site de production de biométhane certifié conformément à l'arrêté du Gouvernement wallon du 23 décembre 2010 relatif aux certificats et labels de garantie d'origine pour les gaz issus de renouvelables. Cet ajustement tient compte de l'évolution des coûts de la main d'œuvre, des coûts de production de l'industrie et de production des produits agricoles et horticoles composant un part des matières premières nécessaires à la production de biométhane.

Cette indexation vise à ajuster le soutien durant la période d'octroi des LGO gaz SER et ne tient dès lors pas compte d'un ajustement en fonction de l'évolution des coûts d'investissement d'une installation de production de biométhane de référence. Il conviendrait toutefois de tenir compte de cette évolution pour les futurs projets potentiels et, dès lors, d'ajuster périodiquement le coefficient économique  $q_{ECO}$ , ainsi que les paramètres utilisés pour déterminer le facteur  $\rho_{gaz}$  étant entendu qu'une fois déterminés pour l'installation de production donnée ceux-ci ne doivent plus être revus (il n'y aura en principe plus d'investissements en génie civil).

### 5.4. Catégorisation des installations selon le débit d'injection moyen

Bien que la CWaPE comprenne la philosophie de l'adaptation de la méthodologie quant à la catégorisation selon le débit d'injection moyen, il conviendrait sans doute d'amender la proposition sur certains aspects.

Tout d'abord, il importe de distinguer les notions de « capacité » et de « débit moyen » pour une période donnée. En effet, la notion de « capacité » est liée à un débit maximal, en fonction duquel les équipements de raccordement sont dimensionnés. Le règlement technique pour la gestion des réseaux de distribution de gaz et l'accès à ceux-ci (arrêté du Gouvernement wallon du 12 juillet 2007) définit à ce titre la « capacité de raccordement » comme étant « la capacité maximale, mentionnée dans le contrat de raccordement et exprimée en  $m^3(n)$  par heure, dont peut disposer l'URD » et le contrat de raccordement pour l'injection dans le réseau de distribution de gaz établi par ORES Assets et approuvé par la CWaPE fait également référence à la capacité de raccordement mise à disposition suivant le débit normalisé. Selon l'avis de la CWaPE, lorsqu'il est fait mention de la capacité d'injection, celle-ci réfère à la capacité de raccordement. Le parallélisme avec les réseaux d'électricité peut en outre également être fait quant à ces notions.

Ensuite, il faut noter que la méthodologie d'octroi des certificats verts pour les installations de production d'électricité actuellement en vigueur, régime  $k_{ECO}$ , tout comme le projet de nouvelle méthodologie devant permettre d'assurer la compatibilité avec les lignes directrices de la Commission européenne, régime CPMA, prévoit un niveau de soutien différencié en fonction de la puissance de l'installation de production. Or, il s'agit dans ce cadre de la puissance nette développable de l'installation de production telle que renseignée lors de la réservation des certificats verts et non de la puissance nette développable périodique, laquelle serait équivalente au débit moyen sur la période

d'octroi des LGO gaz SER en faisant le parallélisme avec la méthodologie d'octroi du soutien à l'injection de biométhane. Il serait opportun de prévoir un traitement similaire pour les deux méthodologies de soutien (électricité et gaz) et les possibilités de changement de « classe » et d'application de facteurs/coefficients économiques en fonction de la puissance nette développable ou de la capacité d'injection.

Si la volonté du Gouvernement est toutefois maintenue de différencier le facteur économique  $q_{ECO}$  en fonction du débit moyen sur la période d'octroi, il serait dès lors sans doute plus judicieux et approprié de ne plus faire référence à la notion de « capacité d'injection » mais d'indiquer explicitement que le seuil déterminant le facteur économique applicable est lié au débit moyen sur la période d'octroi des LGO gaz SER, comprise entre deux relevés d'index des compteurs.

La CWaPE attire toutefois l'attention du Gouvernement que le fait de définir l'appartenance d'une installation en fonction d'un seuil de production revu périodiquement peut entraîner une série d'effets pervers (optimisation financière, surprofits, etc.) d'autant plus si d'autres installations sont présentes sur le site de production (cogénération, station de carburant CNG) permettant alors de jouer sur le marché de la flexibilité commerciale et de, par exemple, restreindre volontairement le volume injecté en détournant une partie de celui-ci vers d'autres sources de revenus, tout en bénéficiant d'un soutien à l'injection renforcé. Compte-tenu du délai imparti pour remettre le présent avis, la CWaPE n'est pas en mesure de les évaluer plus en avant mais se tient à la disposition de l'Administration le cas échéant pour les évaluer ultérieurement.

Enfin, la CWaPE se questionne quant aux conséquences liées au dépassement du seuil prévu dans la méthodologie. En effet, le tableau relatif aux facteurs  $q_{ECO}$  prévoit :

	$\leq 750 \text{ Nm}^3/\text{h}$ (1)	$> 750 \text{ Nm}^3/\text{h}$ (1)
<b>Installation neuve (2)</b>	2,6	2,25
<b>Extension d'installation existante (3)</b>	2,6	2,25
<b>TRI, CET, STEP (4)</b>	0	0

Et sous ce tableau, le complément (1) concernant le seuil fixé pour le débit moyen stipule que « dès lors qu'une installation donnée initialement neuve ou en extension voit sa capacité d'injection dépasser le seuil pivot, le  $q_{ECO}$  applicable aux LGO gaz SER est considéré comme nul pour l'injection de biométhane correspond à la fraction injectée au-delà de ce seuil. L'utilisation d'un seuil vise à tenir compte du facteur d'échelle dont bénéficie un projet de taille plus importante, dont le coût de production est supposé inférieur à celui d'un projet de plus petite taille. Le seuil de  $750 \text{ Nm}^3/\text{h}$  est fixé ».

Vu la définition de la capacité d'injection donnée dans le projet soumis à l'avis de la CWaPE, il semble y avoir une incohérence entre le complément (1) et le fait d'avoir établi une valeur différente de 0 pour le facteur  $q_{ECO}$  pour un débit moyen  $> 750 \text{ Nm}^3/\text{h}$ . A moins que ce ne soit la valeur du seuil, défini dans le complément (1), au-delà duquel le facteur  $q_{ECO}$  prend une valeur nulle, qui n'est pas correcte. Suivant la formulation actuelle, il semble que, quel que soit le type d'installation de production de biométhane, lorsque le débit moyen sur la période d'octroi dépasse  $750 \text{ Nm}^3/\text{h}$ , un pourcentage des volumes injectés se voit attribuer des LGO gaz SER reprenant un facteur  $q_{ECO}$  de 0, ne donnant par conséquent, *in fine*, pas certificats verts additionnels.

Au regard de ce qui précède, la CWaPE est d'avis, comme cela est prévu dans la méthodologie actuellement applicable, que le facteur économique  $q_{ECO}$  applicable lors des octrois de LGO gaz SER soit fixé suivant l'appartenance initiale à la catégorie «  $\leq 750 \text{ Nm}^3/\text{h}$  » ou «  $> 750 \text{ Nm}^3/\text{h}$  » sur base de la « capacité de production » prévue au contrat de raccordement initial et ne le revoir que lors d'une extension de la capacité d'injection (donc uniquement un saut vers la catégorie supérieure, pas inférieure).

\* \*  
\*

*Date du document : 29/06/2022*

## RAPPORT

CD-22f29-CWaPE-0098

### **RAPPORT ANNUEL RELATIF À L'ÉVOLUTION DES PROJETS D'INJECTION DE GAZ SER - ANNÉE 2021**

*Rendu en application de l'article 29septies de l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché du gaz*

## Table des matières

1. OBJET .....	3
2. CONTEXTE .....	3
3. POTENTIEL EN BELGIQUE ET EN RÉGION WALLONNE.....	4
4. CAPACITÉ DES RÉSEAUX.....	5
5. SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2021 .....	6
6. MÉCANISME DE SOUTIEN .....	7
7. TRAÇABILITÉ DU GAZ INJECTÉ DANS LES RÉSEAUX .....	7
8. CONCLUSIONS.....	8



## 1. OBJET

Le Gouvernement wallon a adopté, le 29 mars 2018, un arrêté modifiant l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché du gaz. Cet arrêté assigne à la CWaPE la réalisation d'un rapport annuel sur l'évolution des projets d'injection de gaz SER en Wallonie. Le présent document a donc pour objectif de répondre à cette obligation.

Art. 29septies. :

*« La CWaPE adresse au Gouvernement, pour le 30 juin de chaque exercice, un rapport annuel relatif à l'évolution des projets d'injection de gaz SER pour l'exercice précédent.*

*Le rapport visé à l'alinéa 1er :*

*1° intègre le potentiel de développement d'unités d'injection en fonction de la capacité des réseaux de distribution et de transport ;*

*2° analyse l'équilibre du marché à la lumière de la balise suivante : le coût total d'installation des cabines d'injection de gaz SER n'entraîne pas un dépassement de plus de 0,3 % du revenu total des gestionnaires de réseau de distribution, pour l'activité de distribution de gaz naturel en Région wallonne, sur base annuelle.*

*Dans les conclusions du rapport visé à l'alinéa 1er, la CWaPE propose, en cas de non-respect de la balise, une adaptation du mécanisme de soutien aux cabines d'injection pour les futures installations. »*

## 2. CONTEXTE

L'AGW du 29 mars 2018 met en place un mécanisme de soutien à l'injection de gaz SER dans le réseau de gaz naturel en Région wallonne via :

- l'installation et l'exploitation d'une cabine d'injection, par le GRD, à la demande du producteur. Les coûts d'exploitation sont à charge du producteur sur base d'un tarif périodique approuvé par la CWaPE ; les coûts d'installation de la cabine sont répercutés sur l'ensemble des consommateurs ;
- la valorisation économique des LGO gaz SER sous la forme de l'octroi de certificats verts additionnels pour un producteur d'électricité verte de la filière cogénération fossile qui les utilise.

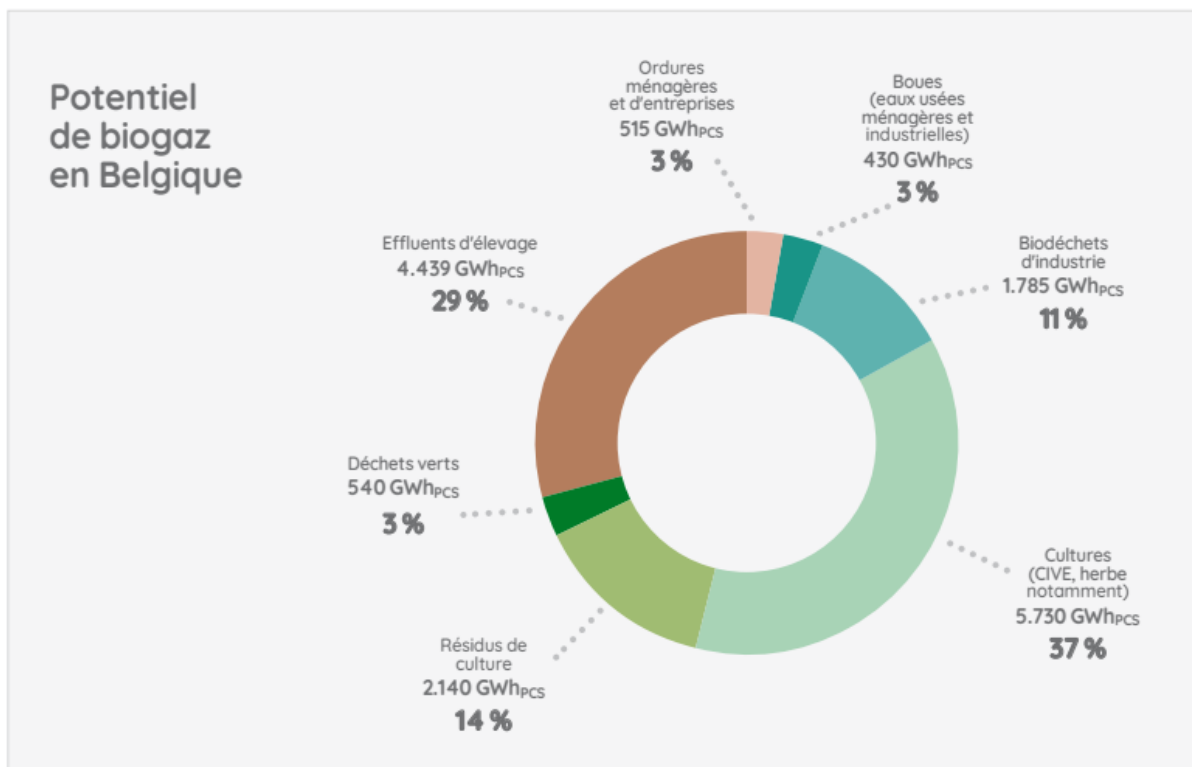
Un des objectifs de ce rapport annuel est de monitorer ce mécanisme de soutien ; en particulier la partie liée à l'installation et l'exploitation de la cabine d'injection. La CWaPE n'est en effet plus compétente en ce qui concerne les garanties d'origines et l'octroi de certificats verts depuis le transfert de ces compétences à l'Administration wallonne au 1<sup>er</sup> mai 2019.

La première installation d'injection de biométhane a été inaugurée le 7 octobre 2020 sur le site de Cinergie à Fleurus. Le premier rapport a donc porté sur l'année 2020. Le présent rapport est quant à lui une mise à jour du rapport de 2020 avec les données relatives à l'année 2021.

### 3. POTENTIEL EN BELGIQUE ET EN RÉGION WALLONNE

En octobre 2019, gas.be a publié une étude réalisée par Valbiom sur le potentiel de biométhane en Belgique<sup>1</sup>. Sur base de cette étude, le potentiel réaliste (c.-à-d. pris en tenant compte des éventuels conflits d'utilisation sur les matières premières et des limites techniques, sociales, agronomiques ou environnementales) a été évalué à 15,6 TWh pour la Belgique. Ce gisement se trouve à 53% sur le territoire wallon ; ce qui correspond donc à un potentiel de 8,3 TWh pour la Région wallonne.

Le graphique ci-dessous extrait de l'étude menée par Valbiom donne une répartition de ce potentiel belge en fonction de la provenance du gisement. Sans surprise, c'est l'agriculture qui représente la plus grosse part du gisement (80%).



Source : « Quelle place pour le biométhane injectable en Belgique ? », gas.be rédigé par Valbiom, octobre 2019

L'invasion de l'Ukraine par la Russie a perturbé le marché mondial de l'énergie obligeant l'Europe à accélérer radicalement la transition énergétique et accroître son indépendance énergétique. La Commission a ainsi publié son plan REPowerEU visant à réduire la dépendance de l'Europe à l'égard des combustibles fossiles russes bien avant 2030 et à accélérer la transition écologique. Ce plan se découpe autour de trois axes : réalisation d'économies d'énergie ; produire une énergie propre et diversifier les sources d'approvisionnement en énergie.

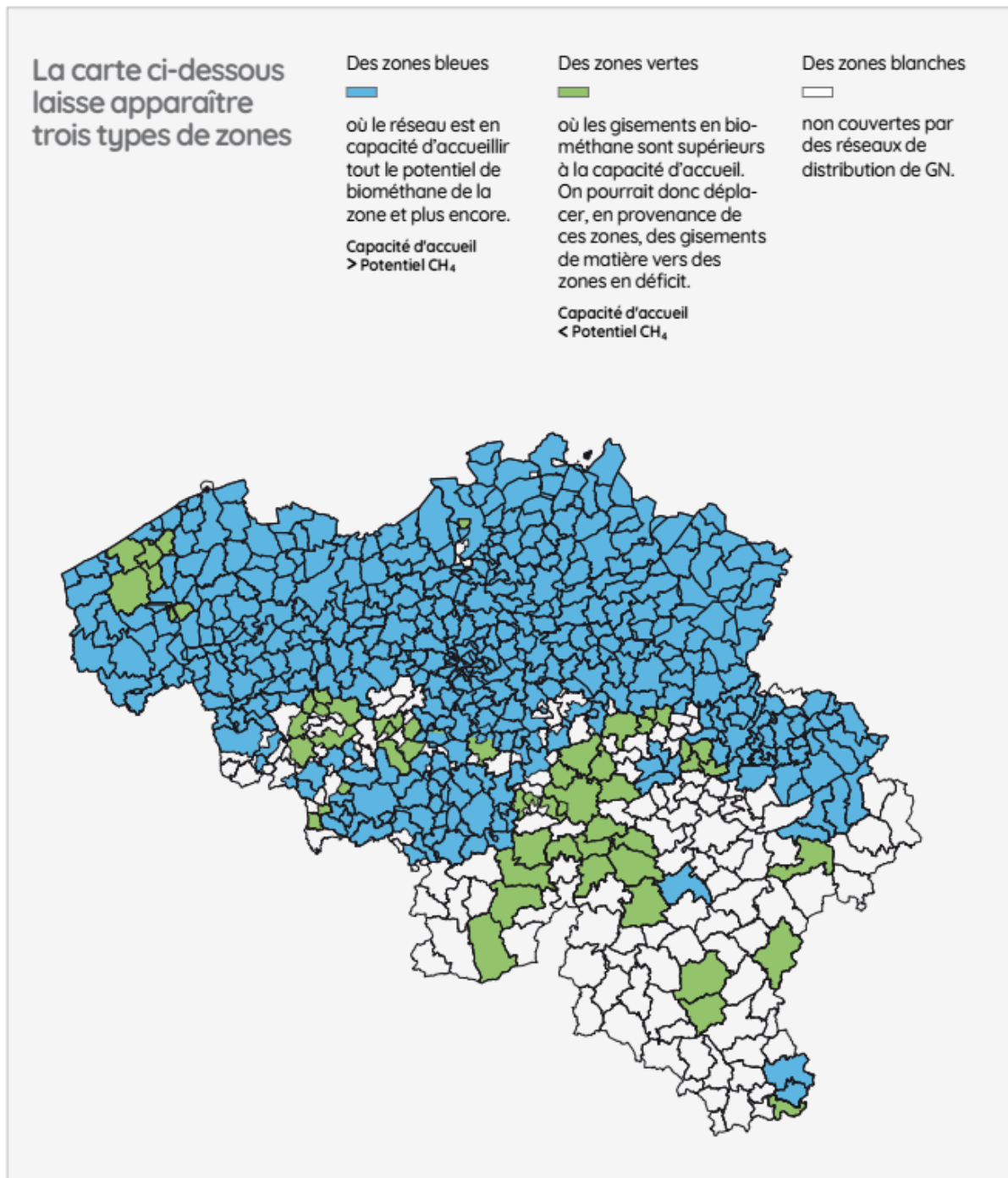
Concernant l'énergie provenant de sources renouvelables, la Commission propose de porter de 40% à 45% l'objectif pour 2023 en matière d'énergies renouvelables. La Commission a entre autres publié un plan d'action pour le biométhane<sup>2</sup> visant à porter la production à 35 milliards de m<sup>3</sup> d'ici 2030.

<sup>1</sup> <https://monprojet.labiomasseenwallonie.be/download/file/fid/3222>

<sup>2</sup> « Implementing the REPowerEU Action Plan : Investment needs, hydrogen accelerator and achieving the bio-methane targets », European Commission, 18/05/2022, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=SWD%3A2022%3A230%3AFIN&qid=1653033922121>

## 4. CAPACITÉ DES RÉSEAUX

L'étude commanditée par gas.be à Valbiom reprend également plusieurs cartes dont celle reprise ci-dessous où sont mises en évidence les capacités d'accueil du biométhane dans le réseau par rapport au potentiel de la commune. Du point de vue de la CWaPE, cette carte constitue une estimation brute, sur base de certaines hypothèses simplificatrices (p.ex. non-prise en compte du réseau Fluxys ou de la structure MP/BP des réseaux de distribution...). C'est cependant la seule étude disponible permettant une telle corrélation, raison pour laquelle elle est reprise ici à titre d'illustration.



Source : « Quelle place pour le biométhane injectable en Belgique ? », gas.be rédigé par Valbiom, octobre 2019

Les plans d'investissements des gestionnaires de réseau de gaz qui sont transmis annuellement à la CWaPE reprennent par ailleurs des mesures du débit minimal journalier par station de réception agrégée (SRA). Cette information vise à établir un premier niveau indicatif de sélection (et d'exclusion) des zones susceptibles, moyennant étude plus approfondie, d'accueillir d'éventuelles productions décentralisées. Notons également qu'ORES publie à titre informatif sur son site Internet<sup>3</sup> plusieurs cartes avec les capacités d'injection de gaz alternatifs (biométhane et hydrogène).

Finalement, lorsqu'un porteur de projet arrive chez le gestionnaire de réseau avec un projet plus abouti, le GRD peut alors procéder à des essais d'injection permettant d'affiner encore ce potentiel d'injection pour un endroit précis du réseau.

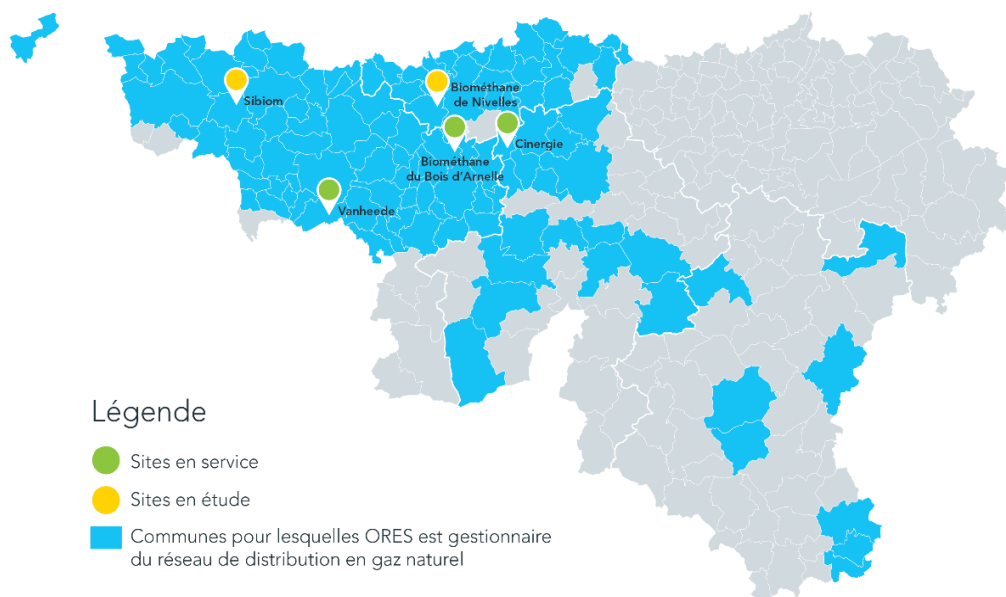
## 5. SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2021

Au 31 décembre 2021, trois installations d'injection de biométhane dans le réseau de gaz naturel wallon étaient fonctionnelles ; soit deux de plus que l'année précédente !

Unité d'injection	Mise en service
Cinergie (Fleurus)	Octobre 2020
Vanheede (Quévy)	Juin 2021
Biométhane du Bois d'Arnelle (Les Bons Villers)	Septembre 2021

Ces trois unités de production qui totalisent une capacité d'injection de 2 155 m<sup>3</sup>(n)/h ont injecté en 2021 81 037 098 kWh<sub>PCS</sub> de biométhane dans le réseau de distribution de gaz en Wallonie, soit l'équivalent de la consommation annuelle de ± 4 800 ménages. Les 2 dernières unités ayant été mises en service en cours d'année, elles n'ont donc pas injecté durant une année complète. Pour l'année 2022, ORES estime que les trois unités de production injecteront de l'ordre de 150 000 MWh de gaz renouvelable, soit l'équivalent de la consommation annuelle de ± 8 800 ménages wallons.

### Les sites d'injection de biométhane



Source : site Internet d'ORES - <https://www.ores.be/particuliers-et-professionnels/biomethane> - consulté le 24 juin 2022

<sup>3</sup> <https://www.ores.be/entreprises-et-industries/capacite-accueil-gaz>

Aucun projet d'injection n'est assez abouti à ce jour qu'espérer encore une mise en service en 2022. Par contre, ORES estime que deux projets d'injection verront le jour en 2023.

Du côté du second gestionnaire de réseau de distribution de gaz actif en Wallonie, RESA, trois dossiers au stade de réunions d'information avec des porteurs de projets ont été relevés à ce jour.

## 6. MÉCANISME DE SOUTIEN

Comme évoqué dans le chapitre lié au contexte, le mécanisme de soutien à l'injection de biométhane dans le réseau de gaz naturel mis en place en Région wallonne est constitué de deux parties :

- l'installation et l'exploitation d'une cabine d'injection par le GRD ;
- un taux d'octroi de certificats verts additionnels pour les garanties d'origines gaz SER valorisés dans une cogénération fossile.

Les coûts consentis par ORES en 2021 s'élèvent à 459 000 € (cabine client, contrôles qualité, tests et mise en service inclus). Les dépenses pour une cabine d'injection sont de l'ordre de 450 000 € mais celles-ci sont généralement réparties sur deux ans. Ce qui explique qu'en 2021 on n'ait pas doublé les dépenses comme on aurait pu s'y attendre.

Les revenus des GRD gaz en 2021 étaient de 305 M€. Par conséquent, les coûts liés aux cabines d'injection mises en service en 2021 représentent 0,15% des revenus des GRD pour l'année 2021, soit un pourcentage inférieur à la balise de 0,3% reprise à l'AGW du 29 mars 2018 ; seuil à partir duquel l'AGW du 29 mars 2018 impose une adaptation du mécanisme de soutien doit être envisagée.

Pour 2022, compte-tenu qu'aucun projet d'injection n'est assez abouti à ce jour pour espérer une mise en service cette année, le seuil de 0,3% ne devrait donc pas être dépassé.

## 7. TRAÇABILITÉ DU GAZ INJECTÉ DANS LES RÉSEAUX

Par l'arrêté du Gouvernement du 23 décembre 2010<sup>4</sup>, la Wallonie a adopté le principe des « garanties d'origine » et a chargé son Administration (SPW Energie) de mettre en place un système de gestion permettant l'émission, l'échange et l'annulation des garanties d'origine relativement similaire à ce qui est en vigueur pour l'électricité.

Si les textes légaux ont le mérite d'exister, force est de constater que, plus de 10 ans après l'adoption de cet arrêté, ce registre n'est toujours pas implémenté à ce jour. La demande est pourtant là et est de plus en plus forte ; des projets bénéficiant de subsides européens importants sont bloqués dans l'attente d'une mise en œuvre urgente du registre.

---

<sup>4</sup> [Arrêté du Gouvernement wallon du 23 décembre 2010 relatif aux certificats et labels de garantie d'origine pour les gaz issus de renouvelables](#)

## 8. CONCLUSIONS

Bien que la Wallonie ait été précurseur en instaurant dès 2010 les garanties d'origines pour le gaz renouvelable, le registre permettant l'émission, l'échange et l'annulation des garanties d'origine pour le gaz n'est aujourd'hui pas fonctionnel et il devient urgent de le mettre en place.

Un premier projet d'injection a en été inauguré le 7 octobre 2020 et, courant de l'année 2021, deux nouveaux projets d'injection se sont concrétisés en Wallonie. D'autres concrétisations sont quant à elles attendues pour 2023.

L'envolée du prix du gaz naturel sur les marchés internationaux (conséquence de la reprise économique post COVID-19 et de l'invasion de l'Ukraine par la Russie), bien qu'il soit difficile aujourd'hui d'en estimer la persistance dans le temps, devrait être de nature à générer une rentabilité plus soutenue pour les projets d'injection pour autant que l'évolution du prix des OPEX (intrants, frais de personnel, ...) soit plus faible que cette envolée du prix de l'énergie.

Le mécanisme de soutien mis en place le Gouvernement wallon tient aujourd'hui en deux éléments. Le premier étant l'installation de la cabine d'injection par le GRD. Le deuxième, plus conséquent pour le producteur, réside dans la valorisation des garanties d'origine dans une cogénération fossile permettant ainsi de bénéficier d'un octroi de certificats verts additionnels.

Le présent rapport a entre autres pour but d'évaluer le premier mécanisme de soutien (installation de la cabine d'injection) et de s'assurer que les coûts supportés par les gestionnaires de réseau ne dépassent pas 0,3% de leurs revenus liés à la distribution du gaz naturel. Au-delà de ce seuil, une révision du mécanisme doit être proposée par la CWaPE.

Pour cette année 2021, le seuil évoqué ci-dessus n'est pas dépassé puisque ces coûts représentaient 0,15% des revenus de l'activité gaz des GRD. Aucune mise en service n'est prévue pour l'année 2022 mais des dépenses ne sont toutefois pas exclues liées soit à des mises en service déjà réalisées soit à des mises en service futures (2023). Rappelons que le mécanisme en place avec ce seuil de 0,3% des revenus correspond à l'installation d'environ 2 cabines/an ; on devrait donc vraisemblablement atteindre ce seuil en 2023.

Comme évoqué dans le rapport précédent, il semblerait qu'une révision du mécanisme de soutien soit prévue pour cette législature. La CWaPE profite de l'occasion pour rappeler au Gouvernement que le décret gaz<sup>5</sup> prévoit d'autres possibilités pour réaliser le soutien cf. Art. 32, §1<sup>er</sup>, 4<sup>o</sup>, c, et d :

« (...)

*c) acheter, à la demande des producteurs et dans les limites de leurs besoins propres, en ce compris la fourniture aux clients finals dans les cas prévus par le présent décret, à un prix garanti, et suivant les modalités, définis par le Gouvernement après avis de la CWaPE, du gaz issu de SER produit et injecté dans le réseau de distribution ou de transport par des installations établies en Région wallonne ;*

*d) acheter, à la demande des producteurs, à un prix garanti, et suivant les modalités, définis par le Gouvernement après avis de la CWaPE, des garanties d'origines octroyées au gaz issus de SER produit et injecté dans le réseau de distribution ou de transport, par des installations établies en Région wallonne en application de l'article 34 ;*

(...) »

---

<sup>5</sup> [Décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz](#)

Ces possibilités pourraient en effet s'avérer plus compréhensibles et sécurisantes pour les futurs porteurs de projets (évitant entre autres un intermédiaire) mais également plus simple à mettre en œuvre que le mécanisme actuel de taux d'octroi de certificats verts additionnels.

La CWaPE profite également de l'occasion pour rappeler au Gouvernement qu'elle lui a remis en octobre 2021 une proposition (CD-21j28-CWaPE-0885) d'adaptation des textes légaux pour faire en sorte que seuls les gestionnaires de réseau de gaz naturel puissent installer et exploiter des cabines d'injection de gaz.

\* \*  
\*



*Date du document : 31/07/2023*

## **PROPOSITION**

CD-23g31-CWaPE-0934

### **PROPOSITION D'ARRÊTÉ DU GOUVERNEMENT WALLON RELATIF À LA GESTION DES CONGESTIONS ISSUES DES UNITÉS DE PRODUCTION ET DE STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ RACCORDÉES SUR LE RÉSEAU MOYENNE ET HAUTE TENSION**

*Rendue en application de l'article 25decies, §§ 3 et 4, et de l'article 26, §§ 2bis et 2quinquies du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité*



## Table des matières

<b>1. Objet .....</b>	<b>3</b>
<b>2. Aperçu de la concertation.....</b>	<b>3</b>
<b>3. Bases légales.....</b>	<b>4</b>
<b>4. Eléments de motivation .....</b>	<b>6</b>
4.1. ETUDE PRÉALABLE .....	6
4.1.1. Objectifs de l'étude préalable.....	6
4.1.2. Les conditions particulières d'accès.....	6
4.2. ANALYSE COÛT-BÉNÉFICE .....	7
4.2.1. Rappel de la base légale.....	7
4.2.2. Objectif et champ d'application de l'analyse coût-bénéfice.....	7
4.2.3. Méthode de calcul du caractère économiquement justifié d'un projet de renforcement du réseau .....	8
4.2.4. Délai de réalisation des travaux économiquement justifiés .....	9
4.3. LES INSTALLATIONS DE PRODUCTION ET DE STOCKAGE RACCORDÉES AU RÉSEAU MOYENNE ET HAUTE TENSION .....	10
4.3.1. Quelles sont les unités concernées ? .....	10
4.3.2. Obligation de pouvoir moduler sa production sur ordre du gestionnaire de réseau .....	10
4.3.3. Les unités de production ou de stockage de plus de 250 kVA .....	10
4.3.4. Les installations de production et de stockage d'une puissance supérieure à 56 kVA et inférieure ou égale à 250 kVA .....	18
4.3.5. Les installations de production avec accès flexible dont le contrat a été signé avant l'entrée en vigueur de l'AGW proposé.....	19
4.4. LE RAPPORTAGE DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAU .....	19
<b>5. Proposition d'arrêté du Gouvernement wallon relatif à la gestion des congestions issues des unités de production et de stockage d'électricité raccordées sur le réseau moyenne et haute tension .....</b>	<b>21</b>
<b>6. Annexes.....</b>	<b>38</b>

## Index des illustrations

FIGURE 1 : VOLUME D'ÉNERGIE NON PRODUITE SOUMIS À COMPENSATION FINANCIÈRE .....	14
FIGURE 2 : VOLUME D'ÉNERGIE NON PRODUITE MIS À DISPOSITION DU GESTIONNAIRE DE RÉSEAU SANS COMPENSATION FINANCIÈRE .....	14

## 1. OBJET

Cette proposition vise à mettre en œuvre des nouvelles dispositions décrétales en matière de raccordement avec accès flexible des unités de production décentralisée sur le réseau moyenne et haute tension, introduites par le décret du 5 mai 2022 modifiant diverses dispositions en matière d'énergie dans le cadre de la transposition partielle des directives 2019/944/UE du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et 2018/2001/UE du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et en vue d'adapter les principes relatifs à la méthodologie tarifaire (ci-après : « décret CEP »), modifiant ainsi le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité (ci-après : « décret électricité »).

En synthèse, ces dispositions du décret électricité ont pour principaux objectifs de :

- limiter le risque contractuel des producteurs sans coût déraisonnable pour la collectivité ;
- limiter la charge administrative liée à l'établissement d'analyses coût-bénéfice (CBA) ; et de
- créer un cadre pour les unités de stockage.

Par ailleurs, le décret électricité ainsi modifié prévoit également la possibilité pour le Gouvernement wallon d'établir, sur proposition de la CWaPE, un régime d'indemnisation en cas de limitation d'injection des unités raccordées en basse tension. Cette disposition fera l'objet d'une proposition distincte de la part de la CWaPE, la logique sous-jacente étant différente de celle pour la basse et moyenne tension.

## 2. APERÇU DE LA CONCERTATION

Conformément au décret électricité, un processus de concertation avec les producteurs et les gestionnaires de réseau a été mis en place en vue d'aboutir à la présente proposition.

- 3 avril 2023 : envoi d'une première proposition d'AGW aux parties prenantes ;
- 20 avril 2023 : date limite pour la réception des réactions des parties prenantes ;
- 25 avril 2023 : réunion de concertation avec les parties prenantes et octroi d'un délai de réaction supplémentaire ;
- 15 mai 2023 : date limite pour la réception des derniers commentaires.

En outre, quelques échanges bilatéraux se sont tenus dans le cadre de cette concertation.

En annexe du présent document figurent :

1. le **rapport de concertation** qui reprend les commentaires des parties prenantes et les réactions associées de la CWaPE ; et
2. la première version de **la proposition qui a fait l'objet de la consultation** organisée le 25 avril 2023.

### 3. BASES LÉGALES

#### Article 25decies

« [...] »

§ 3. Le raccordement des installations de production ou de stockage au réseau moyenne et haute tension fait l'objet d'une étude préalable par le gestionnaire de réseau.

L'étude préalable fournit les meilleures estimations du volume d'énergie non produite suite aux limitations d'injection qui pourraient le cas échéant être imposées par le gestionnaire du réseau afin de lever une congestion, et du volume d'énergie non produit suite aux limitations d'injection qui n'est pas soumis à compensation financière conformément à l'article 26, § 2bis.

Le cas échéant, l'étude préalable contient également les informations nécessaires à la réalisation de l'analyse coût-bénéfice visée à l'article 26, § 2ter.

Les gestionnaires de réseau sont tenus de fournir les informations relatives au raccordement et à l'accès des installations de production et de stockage aux réseaux.

Sur proposition de la CWaPE concertée avec les gestionnaires de réseaux et les acteurs concernés, le Gouvernement précise les modalités de calcul et de mise en œuvre de l'étude préalable. »

§ 4. Afin de garantir la sécurité du réseau, concernant les installations de production ou de stockage d'une puissance cumulée supérieure à 250 kVA, l'utilisateur du réseau doit être capable de réduire son injection en cas de congestion. Après avis de la CWaPE et concertation avec les gestionnaires de réseau et les acteurs concernés, le Gouvernement peut préciser les modalités de mise en œuvre de cette obligation. » (La CWaPE souligne les éléments pertinents dans le cadre du présent avis).

#### Article 26

« [...] »

§2bis. Sur proposition de la CWaPE, le Gouvernement précise les critères permettant de définir, conformément à l'article 11, § 2, alinéa 2, 8°, l'ordre de priorité pour les limitations d'injection imposées aux unités de production et de stockage en vue de lever une congestion.

Pour les raccordements au réseau moyenne et haute tension des unités de production et de stockage d'une puissance supérieure à 250 kVA, le contrat mentionne :

1° La capacité d'injection et, le cas échéant, de prélèvement ;

2° Sur base de l'étude préalable, l'estimation du volume d'énergie non produite suite aux limitations d'injection, exprimé en MWh/unité de temps, susceptibles d'être imposées par le (ou les) gestionnaire(s) de réseau en vue de lever une congestion, tant dans des conditions normales du réseau qu'en cas de perte d'un élément du réseau ayant un effet critique sur le fonctionnement de celui-ci, en tenant compte des investissements prévus dans les plans d'adaptation du réseau de distribution, de transport local et de transport ainsi que de tout autre moyen mis en œuvre pour rencontrer en tout ou partie la demande de raccordement ;

3° Sur base de l'étude préalable, le seuil contractuel en-dessous duquel le volume d'énergie non produite suite aux limitations d'injection n'est pas soumis à compensation financière. Il est calculé sur base de l'estimation, au stade de l'étude préalable, et plafonné à cinq pourcents du volume de production attendu de l'installation de production et de stockage, du volume d'énergie non produit suite aux limitations d'injection susceptibles d'être imposées par le (ou les) gestionnaire(s) de réseau en vue de lever une congestion, tant dans des conditions normales du réseau qu'en cas de perte d'un élément du réseau ayant un effet critique sur le fonctionnement de celui-ci ;

*§2ter. Pour les installations de production et de stockage d'une puissance supérieure à 250 kVA mises en service à une date postérieure à la date d'entrée en vigueur de la présente disposition, une compensation financière est octroyée au producteur d'électricité verte. Cette compensation financière porte sur les pertes de revenus dues aux limitations d'injection imposées par le gestionnaire de réseau dont le volume d'énergie ainsi limité est supérieur au seuil contractuel visé au paragraphe 2bis ;*

*Par dérogation à l'alinéa 1er, lorsque le volume estimé d'énergie non produite suite aux limitations d'injection est supérieur à un volume jugé non raisonnable, le gestionnaire de réseau peut disposer d'un volume additionnel d'énergie non produite suite à des limitations d'injection qui n'est pas soumis à compensation financière, le cas échéant le temps de la réalisation des investissements qui ont été jugés économiquement justifiés à la suite de l'analyse coût-bénéfice visée à l'alinéa suivant. Le volume d'énergie non produite suite aux limitations d'injection qui est jugé non raisonnable correspond à quinze pourcents du volume de production attendu de l'installation de production et de stockage.*

*Lorsqu'une étude préalable met en évidence des limitations d'injection attendues dans des conditions normales du réseau ou un volume d'énergie non produite suite aux limitations d'injection supérieur au volume jugé non raisonnable visé à l'alinéa précédent, la CWaPE réalise une analyse coût-bénéfice. Cette analyse vise à examiner le caractère économiquement justifié d'un projet de renforcement du réseau destiné à permettre une capacité d'accueil supplémentaire d'injection d'électricité verte.*

*Le délai de réalisation des investissements qui ont été jugés économiquement justifiés à la suite d'une analyse coût-bénéfice est plafonné à cinq ans. Ce délai pourra être prolongé par une décision motivée de la CWaPE lorsque le retard dans l'adaptation du réseau est dû à des circonstances que le gestionnaire de réseau ne maîtrise pas.*

*Lorsque le seuil contractuel visé au paragraphe 2bis, alinéa 2, 3° et le volume additionnel d'énergie non produite suite à des limitations d'injection qui n'est pas soumis à compensation financière résultent de la prise en compte de plusieurs éléments limitants du réseau, ils sont répartis entre les gestionnaires de réseau concernés en vue de répartir l'obligation de compensation financière conformément au paragraphe 2septies.*

*§ 2quater. Lorsque l'étude préalable met en évidence des limitations d'injection attendues en vue de lever une congestion, les installations de production et de stockage d'une puissance supérieure à 56 et inférieure ou égale à 250 kVA raccordées en moyenne et haute tension, et mises en service à une date postérieure à la date d'entrée en vigueur de la présente disposition, peuvent bénéficier du régime visé aux paragraphes 2bis et 2ter pour autant que l'utilisateur du réseau soit capable de réduire son injection en cas de congestion.*

*§ 2quinquies. Sur proposition de la CWaPE, concertée avec les gestionnaires de réseaux et les acteurs concernés, le Gouvernement définit les modalités de mise en œuvre des dispositions visées aux paragraphes 2bis, 2ter et 2quater, ainsi que des dispositions transitoires qui s'appliquent aux installations de production disposant d'un contrat conclu avant l'entrée en vigueur de la présente disposition.*

*§ 2sexies. Dans le cadre de la mise en œuvre de la présente disposition, les unités de stockage raccordées au réseau de distribution ou de transport local et mises en service à une date postérieure à la date d'entrée en vigueur de la présente disposition sont assimilées à des unités de production d'électricité non verte, à moins qu'elles ne concernent un site qui ne peut pas prélever de l'énergie sur le réseau. Dans ce dernier cas, ces unités sont assimilées aux unités de production qu'elles desservent et la compensation financière serait plafonnée à la capacité d'injection associée à celles-ci. » (La CWaPE souligne les éléments pertinents dans le cadre du présent avis).*

## 4. ÉLÉMENTS DE MOTIVATION

### 4.1. Etude préalable

#### 4.1.1. Objectifs de l'étude préalable

Le décret électricité distingue le traitement des unités de production (et de stockage) raccordées sur le réseau moyenne et haute tension, et celui appliqué en cas de limitations d'injection pour les unités de production (et de stockage) raccordées en basse tension.

Dorénavant, seules les demandes de raccordement d'unités de production et de stockage sur le réseau moyenne et haute tension feront l'objet d'une étude préalable. Les unités de production et de stockage raccordées sur le réseau basse tension ne conduiront plus à la réalisation d'une étude préalable par le gestionnaire de réseau.

Cette étude préalable aura pour principaux objectifs de :

- définir les conditions particulières d'accès au réseau pour le producteur - à reprendre dans le contrat de raccordement ; et
- en cas de limitations d'injection attendues dans des conditions normales de réseau (appelée ci-après la situation de « modulation en N ») ou en cas de limitations d'injection attendues (sur base d'une hypothèse de situation de modulation en N ou en N-1<sup>1</sup>) jugées déraisonnables (supérieures à 15% du productible attendu de l'unité), inclure les éléments technico-économiques permettant de nourrir l'analyse coût-bénéfice, à mener par la CWaPE, d'un projet de renforcement du réseau afin de réduire les limitations d'injection d'électricité verte.

#### 4.1.2. Les conditions particulières d'accès

Les conditions particulières d'accès, à reprendre dans le contrat de raccordement, comprennent 3 informations :

##### *1° le volume estimé d'énergie non produite suite aux limitations d'injection, exprimé en MWh/an*

Il s'agit du volume total estimé d'énergie non produite suite aux limitations d'injection attendues en vue de lever tout risque de congestion sur le réseau. Cette information, nécessaire pour calculer le seuil contractuel mentionné au point suivant, est fournie à titre indicatif. Elle donne une indication du niveau de modulation attendu du producteur s'il décide de se raccorder sur le poste en question.

##### *2° le seuil contractuel en-dessous duquel le volume d'énergie modulé n'est pas soumis à compensation financière*

Le seuil contractuel correspond au volume estimé d'énergie non produite mentionnée au point précédent, plafonné à 5% du productible attendu de l'unité de production. Le seuil contractuel, qui comme sa dénomination le suggère, est contraignant pour les parties, signifie qu'un droit à la compensation du producteur vert s'ouvrirait dès lors que le volume réellement modulé (par le gestionnaire de réseau en vue de maintenir le réseau dans les limites de sécurité opérationnelle) viendrait à lui être supérieur. En-dessous de ce seuil, toute modulation du

---

<sup>1</sup> C'est-à-dire en cas de perte d'un élément du réseau ayant un effet critique sur le fonctionnement de celui-ci.

producteur ne générerait aucune obligation de compensation financière dans le chef du gestionnaire de réseau.

La CWaPE propose que ce seuil de 5% soit traduit en volume annuel d'énergie au moyen d'un profil standard de la filière de production concernée.

### *3° le volume additionnel d'énergie non produite non soumis à compensation financière*

Lorsque le raccordement d'une unité de production sur un point donné du réseau est susceptible de conduire à un niveau attendu d'énergie non produite jugé non raisonnable (soit 15% du productible attendu de l'unité pour laquelle une demande de raccordement a été établie), alors un volume additionnel d'énergie non produite qui ne serait pas soumis à compensation financière est mis à la disposition du gestionnaire de réseau.

La CWaPE propose que le volume additionnel en question soit calculé comme la différence positive entre le volume estimé d'énergie non produite suite aux limitations d'injection et le volume correspondant à 15% du productible de la demande. Ce volume additionnel serait alors mis à disposition du gestionnaire de réseau une fois que le volume d'énergie réellement modulée serait supérieur au seuil de 15% précité.

## **4.2. Analyse coût-bénéfice**

### **4.2.1. Rappel de la base légale**

L'article 26, § 2ter, du décret électricité dispose que :

*« [...] Lorsqu'une étude préalable met en évidence des limitations d'injection attendues dans des conditions normales du réseau ou un volume d'énergie non produite suite aux limitations d'injection supérieur au volume jugé non raisonnable visé à l'alinéa précédent, la CWaPE réalise une analyse coût-bénéfice. Cette analyse vise à examiner le caractère économiquement justifié d'un projet de renforcement du réseau destiné à permettre une capacité d'accueil supplémentaire d'injection d'électricité verte. » (La CWaPE souligne).*

### **4.2.2. Objectif et champ d'application de l'analyse coût-bénéfice**

L'élément déclencheur d'une analyse coût-bénéfice repose, comme précisé à l'article 26, § 2ter, du décret, sur les estimations, réalisées au stade de l'étude préalable, du volume attendu d'électricité verte non produite. Plus précisément, lorsque cette étude préalable met en évidence des limitations d'injection attendues dans des conditions normales du réseau (modulation en N) ou un volume d'énergie non produite suite aux limitations d'injection<sup>2</sup> supérieur au volume jugé non raisonnable correspondant à 15% du productible attendu de la demande, la CWaPE doit mener une analyse coût-bénéfice sur la base des informations contenues dans l'étude préalable.

Notons que si le critère relatif au dépassement du volume jugé non raisonnable est distinct de celui relatif à la modulation en N, une modulation en N constituera souvent une condition nécessaire pour permettre la survenance d'une situation où le volume d'énergie non produite excédera le « seuil jugé non raisonnable » de 15%.

---

<sup>2</sup> Estimé en situation de modulation en N et de modulation en N-1.

L'objectif de cette analyse coût-bénéfice est d'examiner le caractère économiquement justifié d'un projet de renforcement du réseau destiné à permettre une capacité d'accueil supplémentaire d'injection d'électricité verte.

Selon l'interprétation de la CWaPE, il résulte de l'article 26, § 2<sup>ter</sup>, précité que seules les demandes de raccordement d'unités de production d'électricité verte sont susceptibles de conduire à la réalisation d'une analyse coût-bénéfice. En effet, l'analyse coût-bénéfice aura pour objectif de vérifier si la mise en service de l'unité de production faisant l'objet de la demande de raccordement est susceptible de conduire à un niveau total d'énergie verte non produite (du fait de la capacité d'accueil insuffisante du réseau)<sup>3</sup> telle qu'un projet de renforcement du réseau devienne *économiquement justifié*, alors qu'il ne l'était pas auparavant (sans la prise en compte de la nouvelle demande de raccordement).

En somme, seules des demandes de raccordement concernant des unités de production d'électricité verte sont susceptibles de conduire à une situation où un projet de renforcement du réseau peut être qualifié de projet *économiquement justifié*.

#### 4.2.3. Méthode de calcul du caractère économiquement justifié d'un projet de renforcement du réseau

Bien que l'article 26, § 2<sup>quater</sup>, du décret électricité ait été modifié par le décret CEP, et que le décret électricité se limite à rappeler dorénavant l'objectif de l'analyse coût-bénéfice à l'examen du caractère économiquement justifié d'un projet de renforcement du réseau *destiné à permettre une capacité d'accueil supplémentaire d'injection d'électricité verte*, celui-ci ne modifie pas de manière importante la philosophie de calcul du caractère économiquement justifié d'un projet de renforcement du réseau telle qu'elle existait avant la modification décrétole.

Pour rappel, cette méthodologie :

- A été établie sur la base des critères définis à l'article 26, § 2<sup>quater</sup><sup>4</sup>, introduit par le décret modificatif du 11 avril 2014. Celui-ci disposait :

*« Art.26, § 2<sup>quater</sup>. Sur la base d'une analyse coût-bénéfice, la CWaPE évalue le caractère économiquement justifié d'un projet de raccordement. Cette analyse examine le caractère économiquement justifié des investissements nécessaires pour permettre une injection excédentaire par rapport à la capacité immédiatement disponible dans des circonstances d'exploitation normales au regard des bénéfices attendus de la production d'électricité verte. Cette analyse coût-bénéfice est notamment basée sur les critères suivants : coût des investissements nécessaires pour le gestionnaire de réseau, adéquation au plan d'adaptation, importance relative de la contribution de la production visée à l'objectif wallon de production d'énergie renouvelable et alternatives possibles à cette production pour atteindre, à moindre coût, les objectifs wallons en matière de production d'énergie renouvelable, impact tarifaire. » (La CWaPE souligne).*

Selon l'interprétation de la CWaPE, ces critères, bien qu'ils ne soient plus repris dans l'article 26, § 2<sup>quater</sup>, ne sont pas incompatibles avec celui-ci et restent pertinents pour l'évaluation du caractère économiquement justifié d'un projet de renforcement du réseau destiné à permettre *une capacité d'accueil supplémentaire d'injection d'électricité verte* ;

<sup>3</sup> En tenant compte des unités de production d'électricité verte déjà en service ou ayant déjà bénéficié d'une réservation de capacité.

<sup>4</sup> Modifié par le décret du 5 mai 2022.

- a fait l'objet d'une publication<sup>5</sup> sur le site internet de la CWaPE à la suite d'une consultation des gestionnaires de réseau et des producteurs.

Cette méthodologie devra néanmoins être actualisée de manière à prendre en compte à la fois l'évolution de la pratique en la matière et l'évolution du régime de raccordement garanti avec accès flexible conformément au décret électricité. Elle devra également être précisée dans les aspects où elle pouvait souffrir parfois d'imprécision.

Conformément à l'article 37, § 1<sup>er</sup>, de la proposition, la méthodologie de calcul actualisée fera l'objet d'une consultation auprès des gestionnaires de réseau et des producteurs, avant d'être publiée sur le site internet de la CWaPE.

#### 4.2.4. Délai de réalisation des travaux économiquement justifiés

Le décret électricité prévoit en son article 26, § 2<sup>ter</sup>, que : « [...]

*Le délai de réalisation des investissements qui ont été jugés économiquement justifiés à la suite d'une analyse coût-bénéfice est plafonné à cinq ans. Ce délai pourra être prolongé par une décision motivée de la CWaPE lorsque le retard dans l'adaptation du réseau est dû à des circonstances que le gestionnaire de réseau ne maîtrise pas.*

[...]. » (La CWaPE souligne)

Le délai de réalisation des investissements jugés économiquement justifiés est de maximum 5 ans, à moins que le retard dans l'adaptation du réseau ne soit dû à des circonstances que le gestionnaire de réseau ne maîtrise pas.

Tout d'abord, pour éviter une situation où des travaux jugés *économiquement justifiés* seraient réalisés alors que l'unité de production ayant mené à l'analyse coût-bénéfice positive ne serait en définitive jamais mise en service, la CWaPE propose que la date de commande des travaux de raccordement constitue la date de référence pour lancer le compteur pour la durée de 5 ans. Il convient de mentionner qu'il s'agit évidemment d'un délai maximum, que le gestionnaire de réseau est encouragé à réduire dans la mesure des moyens techniques disponibles et des procédures administratives à respecter. Une liste de travaux permettant un délai plus court peut être établie.

Ensuite, la méthodologie de calcul de l'analyse coût-bénéfice repose sur l'hypothèse que l'ensemble des unités de production visées dans les demandes de raccordement ayant bénéficié d'une réservation de capacité soient mises en service. En pratique, cette hypothèse est peu réaliste et il peut arriver qu'un projet économiquement justifié au terme de l'analyse coût-bénéfice ne se justifie plus dans les faits au vu du nombre et de la puissance des unités de production décentralisée réellement mises en service. Ceci peut également être vrai pour les investissements ayant été jugés pertinents par le gestionnaire de réseau ou ceux ayant été repris dans le plan d'adaptation. La CWaPE propose en conséquence que le gestionnaire de réseau puisse, moyennant accord de la CWaPE, déroger à l'obligation de réaliser les travaux dans les 5 ans ou dans les délais annoncés. Néanmoins, la CWaPE est d'avis que ce report des travaux n'induisent pas un report de l'application des conditions contractuelles prévues en cas de réalisation de ces travaux. En d'autres termes, le producteur devrait pouvoir bénéficier du même droit à la compensation financière que si les travaux avaient été réalisés

---

<sup>5</sup> Communication CD-17f14-CWaPE-0018 sur la méthodologie de calcul de l'analyse coût-bénéfice et les valeurs de référence applicables.



conformément au planning annoncé. Ainsi, le producteur ne serait pas, contractuellement parlant, affecté par la décision du gestionnaire de réseau de postposer l'investissement en question.

Enfin, les travaux jugés économiquement justifiés intègrent la nouvelle situation de référence pour l'analyse de l'ensemble des demandes ultérieures. Toute dérogation à cette règle devra être motivée auprès de la CWaPE et approuvée par celle-ci. Une telle dérogation permettrait de prendre en compte le cas où la demande de raccordement ayant conduit à qualifier le projet d'économiquement justifié serait annulée par le demandeur.

### **4.3. Les installations de production et de stockage raccordées au réseau moyenne et haute tension**

#### **4.3.1. Quelles sont les unités concernées ?**

En application de l'article III.4 du RTDE<sup>6</sup>, les unités de production susceptibles de se raccorder sur le réseau moyenne et haute tension seront principalement des unités dont la puissance de raccordement est :

- supérieure à 250 kVA ; et
- supérieure à 56 kVA et inférieure ou égale à 250 kVA (celles-ci peuvent également être raccordées sur le réseau basse tension).

#### **4.3.2. Obligation de pouvoir moduler sa production sur ordre du gestionnaire de réseau**

Parallèlement à l'article 25decies, § 4, du décret électricité, qui impose aux installations de production ou de stockage d'une puissance cumulée supérieure à 250 kVA d'être capables de réduire leur injection en cas de congestion, l'article III.22 du RTDE précise en ses paragraphes 2 et 3 :

« Art. III.22. [...] »

*§2. Les nouvelles unités de production d'une puissance supérieure à 250 kVA et inférieure à 1 MW, et les unités dont l'adjonction à des unités existantes porte la puissance totale entre ces limites, sont munies, aux frais du producteur, d'un dispositif de réception et de gestion des consignes de limitation de l'injection, portant sur l'entièreté de la puissance cumulée, conformément aux dispositions de l'AGW T-Flex, ainsi que d'un dispositif de mesure des puissances active et réactive au point de raccordement. Toutefois, ces dispositifs ne sont pas requis lorsque l'injection sur le réseau est rendue en permanence techniquement impossible par un appareillage de type « anti-retour ».*

*§3. Les nouvelles unités de production d'une puissance maximale supérieure ou égale à 1MW sont munies du dispositif visé au § 2, indépendamment de leur faculté d'injection sur le réseau, ainsi que des dispositifs de télécommande et télésignalisation complémentaires prévus par la prescription SYNERGRID C10/11. ». (La CWaPE souligne).*

#### **4.3.3. Les unités de production ou de stockage de plus de 250 kVA**

Compte tenu des dispositions précitées, les unités de production ou de stockage de plus de 250 kVA sont à même, techniquement, de rentrer dans les conditions de mise en œuvre d'un régime de raccordement avec accès flexible.

---

<sup>6</sup> Arrêté du Gouvernement wallon du 27 mai 2021 approuvant le règlement technique pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité en Région wallonne et l'accès à ceux-ci

#### 4.3.3.1. Ordre de priorité pour les limitations d'injection imposées aux unités de production et de stockage en vue de lever une congestion

- **Règlement européen 2019/943**

Les règles de priorité définies dans la proposition d'AGW ont été établies dans le respect du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (ci-après, « *règlement (UE) 2019/943* »), et plus précisément de son article 13, (6), qui dispose :

« Article 13. [...]

*6. Lorsque le redispatching à la baisse non fondé sur le marché est utilisé, les principes suivants s'appliquent:*

*a. les installations de production d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelables ne peuvent faire l'objet de redispatching à la baisse que s'il n'existe aucune autre solution ou si les autres solutions entraîneraient des coûts fortement disproportionnés ou des risques majeurs pour la sécurité du réseau;*

*b. l'électricité produite par un processus de cogénération à haut rendement ne peut faire l'objet d'un redispatching à la baisse que si, en dehors d'un redispatching à la baisse visant des installations de production d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelables, il n'existe aucune autre solution ou si les autres solutions entraîneraient des coûts disproportionnés ou des risques majeurs pour la sécurité du réseau;*

*c. l'électricité autoproduite par des installations de production utilisant des sources d'énergies renouvelables ou la cogénération à haut rendement qui n'est pas injectée dans le réseau de transport ou de distribution ne peut pas faire l'objet d'un redispatching à la baisse sauf si aucune autre solution ne permettrait de résoudre les problèmes de sécurité du réseau;*

*d. les mesures de redispatching à la baisse visées aux points a), b) et c) sont justifiées en bonne et due forme et en toute transparence. La justification est incluse dans le rapport visé au paragraphe 3. ».*

- **Règles de priorité**

- *Réseau de distribution*

Il se déduit de l'article 13, (6), du règlement (UE) 2019/943 que l'injection issue des unités de production d'électricité non verte et des unités de stockage devra être la première à faire l'objet d'une modulation.

Parmi ces unités, dès lors que cette injection pourrait être déplacée dans le temps, la CWaPE considère que les unités de stockage devront être prioritairement modulées par rapport aux unités de production d'électricité non verte.

Aussi, la proposition prévoit qu'au sein de chacune des filières de production et de stockage d'électricité, l'ordre de priorité devra tenir compte du principe « Last in, First out » (LIFO) qui permet, dans un régime d'accès flexible où l'énergie non produite (suite à un ordre de modulation) ne fait l'objet que d'une compensation financière partielle, de limiter au mieux le risque d'un producteur de voir sa situation détériorée de par le raccordement ultérieur de nouvelles unités de production (ou de stockage).

Ceci étant dit, rappelons que :

- les nouvelles dispositions décrétales fournissent une garantie contractuelle au producteur sous la forme d'un seuil contractuel en-dessous duquel le volume d'énergie non produite suite aux limitations d'injection n'est pas soumis à compensation financière, ou exprimé autrement d'un seuil contractuel au-dessus duquel le volume d'énergie non produite est soumis à compensation financière ; et que
- le droit à la compensation financière n'est plus lié à une dichotomie capacité permanente *versus* capacité flexible, mais au fait que le volume d'énergie réellement modulée est supérieur ou non au seuil contractuel précité.

Dès lors que le risque du producteur est précisé de manière contractuelle, la CWaPE estime que le gestionnaire de réseau devrait être en droit de déroger, au sein de chacune des filières de production, à la règle LIFO pour autant que cette dérogation permette de respecter un critère d'optimisation économique basé sur une minimisation des compensations financières.

Cette dérogation à la règle LIFO vise à éviter une situation où le gestionnaire de réseau imposerait des consignes de limitation d'injection uniquement selon la règle LIFO, et ce indépendamment du fait que le seuil contractuel des producteurs soit atteint ou non. En d'autres mots, dès lors que le risque du producteur est plafonné contractuellement, il apparaît raisonnable, selon la CWaPE, de vider d'abord les pots gratuits d'énergie modulée avant d'entamer les pots soumis à compensation financière.

Précisons que cette règle d'optimisation reste cohérente avec les règles de priorité définies dans le règlement (UE) 2019/943 puisque cette optimisation devra être menée au sein de chacune des filières de production.

- [Réseau de transport local](#)

### **Les Power Transmission Distribution Factors (« PTDF »)**

En présence d'une congestion attendue sur le réseau de transport local en raison (notamment) du refoulement de l'énergie injectée sur le réseau de distribution, le gestionnaire de transport local est susceptible d'imposer des consignes de limitation d'injection sur les postes de distribution à la source du risque de congestion.

L'efficacité contributive de chaque poste à la résolution de la congestion sur une ligne donnée est fonction de paramètres techniques. Suivant les procédures opérationnelles du GRTL, cela concerne plus spécifiquement les Power Transmission Distribution Factors (ci-après, « PTDF ») des postes en question. En somme, pour réduire à un niveau donné les flux de puissance sur une ligne donnée, le gestionnaire de réseau de transport local devra moduler plus ou moins l'injection en fonction des PTDF des postes en question, et ce indépendamment du caractère vert ou non de l'injection sur chacun de ces postes.

Les PTDF varient entre 0 et 100%. A titre d'exemple, si le PTDF d'un poste donné est de :

- 100% (par rapport à une ligne donnée) : cela signifie que 100% du refoulement du poste prend la direction de la ligne susceptible d'être congestionnée. Dans ce cas, le gestionnaire de réseau devra moduler 1 MW d'injection sur ce poste pour réduire de 1 MW la puissance circulant sur la ligne ;

- 50% : cela signifie que 50% du refoulement du poste prend la direction de la ligne susceptible d'être congestionnée et que les 50 autres pourcents ne contribuent pas à la congestion de cette ligne. Dans ce cas, le gestionnaire de réseau devra moduler 2 MW d'injection sur ce poste pour réduire de 1 MW la puissance circulant sur la ligne ;
- 0% : cela signifie que le poste ne contribue pas à la congestion sur la ligne. Il est donc inutile pour le gestionnaire de réseau de transport de moduler les unités raccordées sur ce poste.

Par souci d'efficacité, il semble légitime d'attendre du gestionnaire de réseau de transport local qu'il module prioritairement l'injection sur les postes disposant des PTDF les plus élevés. Selon l'interprétation de la CWaPE, cette approche est cohérente par rapport au règlement (UE) 2019/943 qui prévoit explicitement deux possibilités d'exception aux règles de priorité, à savoir « *s'il n'existe aucune autre solution ou si les autres solutions entraîneraient des coûts fortement disproportionnés ou des risques majeurs pour la sécurité du réseau* ».

- **Le cas particulier des unités de stockage**

A la différence des unités de production, une consigne de limitation d'injection sur une unité de stockage ne conduit en général pas à un volume d'énergie non produite. En effet, une consigne de limitation d'injection conduira à une modification du programme prélèvement/injection de l'unité de stockage, mais l'énergie qui n'a pu être injectée suite à la consigne du gestionnaire de réseau de transport local pourrait être injectée ultérieurement.

En outre, comme rappelé lors de la réunion de concertation du 25 avril 2023, il apparaît que l'on peut raisonnablement attendre des unités de stockage qu'elles appuient et aident le réseau, plutôt qu'elles ne le desservent en contribuant à une situation de congestion.

En raison de quoi, à supposer que l'injection d'une unité de stockage contribue à créer une congestion, la CWaPE considère que les unités de stockage devraient être modulées avant toute autre unité de production, et ce indépendamment du critère d'efficacité précité.

#### 4.3.3.2. La compensation financière

- **Le volume annuel d'énergie modulée soumis à compensation financière<sup>7</sup>**

- *Principe général*

Une compensation financière est octroyée au producteur d'électricité verte dans les cas suivants :

- soit (A) lorsque le volume d'énergie réellement modulée est supérieur au seuil contractuel, défini comme le volume estimé d'énergie non produite mentionnée au point précédent, plafonné à 5% du productible attendu de l'unité de production ;

---

<sup>7</sup> La méthode de calcul du volume d'énergie modulée suite aux limitations d'injection du gestionnaire de réseau fera, après consultation des producteurs, l'objet d'une proposition par les gestionnaires de réseau à soumettre à l'approbation de la CWaPE.

- soit (B) dans l'hypothèse où le volume estimé (au stade de l'étude préalable) d'énergie non produite est supérieur à un volume jugé non raisonnable (15% du productible attendu de la demande), un volume additionnel d'énergie modulée est mis à disposition du gestionnaire de réseau, à titre gratuit, une fois que le volume jugé non raisonnable est atteint. Ce volume additionnel est calculé comme la différence positive entre le volume estimé (au stade de l'étude préalable) d'énergie non produite et le volume, exprimé en MWh, correspondant à 15% du productible de la demande.

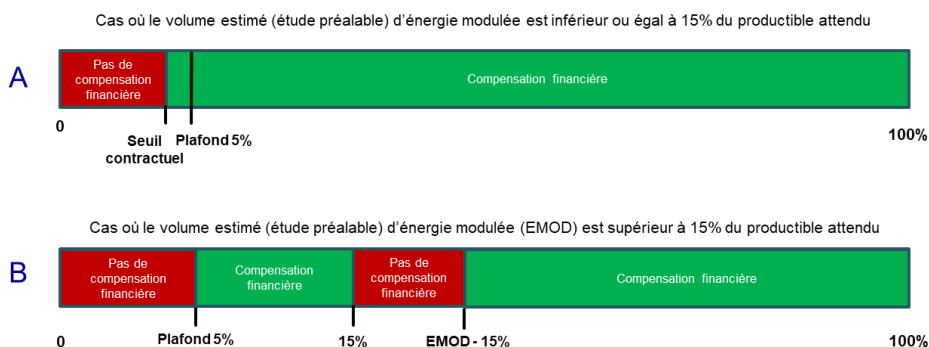


Figure 1 : Volume d'énergie non produite soumis à compensation financière

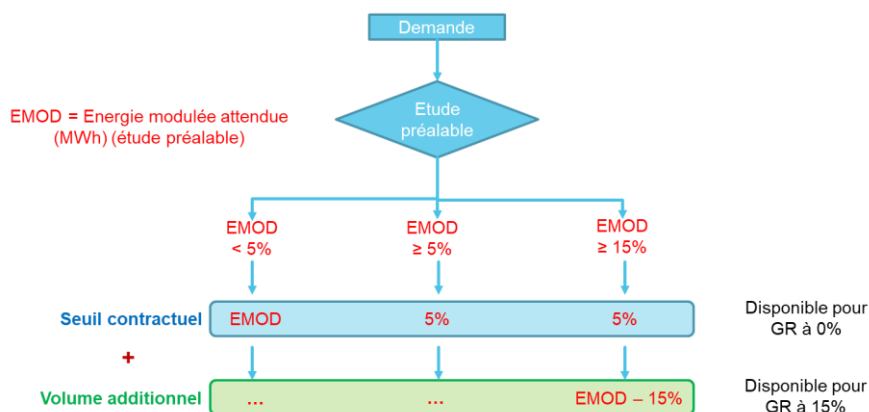


Figure 2 : Volume d'énergie non produite mis à disposition du gestionnaire de réseau sans compensation financière

### - Temporalité du régime d'octroi des compensations financières

Le régime de raccordement avec accès flexible a été mis en place afin de permettre aux utilisateurs de réseau de bénéficier de l'accès à l'ensemble des actifs de réseau disponibles, en ce inclus les éléments redondants destinés à garantir la fiabilité du réseau en cas de perte d'un élément du réseau (situation N-1).

En d'autres termes, en situation N-1, en fonction du profil de charge et d'injection sur le réseau, le gestionnaire de réseau ne sera plus forcément en mesure de garantir l'accès à 100% des producteurs.

A moins de la survenance d'un évènement imprévisible conduisant une portion du réseau en situation N-1, ce type de situation est principalement le fait d'interventions programmées destinées à l'entretien des éléments du réseau. La périodicité de ces travaux d'entretien n'est pas forcément annuelle. Certains travaux peuvent être effectués une fois par période de plusieurs années.

Or, l'estimation du volume annuel d'énergie non produite repose sur la traduction de la durée et la périodicité de ces évènements sur une durée annuelle d'intervention durant laquelle le réseau devrait être en situation N-1.

En clair, toutes autres choses étant égales par ailleurs, cette estimation :

- surestime le volume attendu d'énergie non produite durant les années où aucune intervention d'entretien n'est programmée ; et
- sous-estime le volume attendu d'énergie non produite durant les années où des travaux d'entretien seront réalisés.

Cet effet sera d'autant plus marqué que la périodicité de ces travaux est grande.

Il en résulte une question sur la temporalité à prendre en considération dans le processus d'octroi des compensations financières. En somme, y a-t-il lieu ou non de définir des seuils contractuels s'étalant sur des intervalles de temps supérieurs à une année ?

La CWaPE propose de définir le seuil contractuel, de même que le volume additionnel d'énergie non produite qui ne serait pas soumis à compensation financière, sur la base d'une périodicité annuelle. Les motifs de ce choix sont les suivants :

- la question de la temporalité prend particulièrement son sens lors de l'analyse de l'impact des interventions programmées (conduisant à une situation N-1) sur la capacité d'accueil du réseau. Cette question n'intervient guère dans l'analyse des limitations d'injection attendues dans des conditions normales de réseau, soit en situation N. Or, dès lors que des cas de modulation sont attendus en situation N, le volume attendu de limitations d'injection (qui permet de déterminer le seuil contractuel) augmente de manière très significative. A telle enseigne que, dans ces cas de figure, le producteur est bien davantage impacté (en moyenne) par la modulation en N, que par la modulation en N-1. Selon la CWaPE, la prise en compte d'une périodicité autre qu'annuelle nécessiterait de prendre en compte une périodicité différente (et donc des seuils contractuels différents) pour la modulation en N et la modulation en N-1. Un tel choix contribuerait à complexifier exagérément le modèle, et ce d'autant qu'il y aurait alors lieu également d'être en mesure de distinguer ces types de modulation pour éviter une situation où un « pot » de MWh gratuits destiné à la modulation en N-1 ne soit utilisé par le gestionnaire de réseau en situation N, et inversement ;
- La périodicité des interventions programmées est différente selon l'actif réseau examiné, notamment en ce qui concerne celles destinées à l'entretien des transformateurs et celles destinées à l'entretien des lignes en amont des postes de transformation. La prise en compte de ces périodicités différentes complexifierait davantage encore le modèle, et le rendrait encore moins lisible pour l'utilisateur de réseau ;

- En cas d'interventions programmées, soit durant les années où le seuil contractuel aurait été sous-estimé, le gestionnaire de réseau sera davantage incité à recourir à tous les moyens à sa disposition pour réduire le volume de limitations d'injection. Parmi ces moyens, en-dehors des investissements supplémentaires, nous notons en particulier :
  - o la recherche d'une concomitance entre les travaux d'entretien des actifs du réseau et ceux des unités de production susceptibles de subir des limitations d'injection ; ou encore,
  - o le recours à de la flexibilité commerciale permettant d'éviter des limitations d'injection soumis à compensation financière.

- **Valorisation du volume d'énergie modulée dans le cadre de la compensation financière**

La méthodologie de valorisation de la compensation financière, à la suite d'une consultation des gestionnaires de réseau et des producteurs, fera l'objet d'une communication de la CWaPE.

A l'heure actuelle, cette valorisation prend la forme suivante :

$$\text{Compensation financière} = \text{Valeur de la commodité} + \text{Valeur du soutien} - \text{Coût épargné}$$

Une des questions pendantes de ce régime de valorisation, soulevé par certains producteurs, porte sur la prise en compte ou non d'une dernière composante reflétant le coût de l'équilibrage associé à l'énergie modulée.

La CWaPE est d'avis que ce point sera traité par la mise en œuvre ultérieure par les gestionnaires de réseau d'un mécanisme visant à *assurer la correction du périmètre du responsable d'équilibre du producteur pour les volumes à compenser* conformément à l'article 29, § 3, du décret électricité.

- **Le cas particulier des unités de stockage**

En son article 26, § 2sexies, le décret électricité précise :

*« § 2sexies. Dans le cadre de la mise en œuvre de la présente disposition, les unités de stockage raccordées au réseau de distribution ou de transport local et mises en service à une date postérieure à la date d'entrée en vigueur de la présente disposition sont assimilées à des unités de production d'électricité non verte, à moins qu'elles ne concernent un site qui ne peut pas prélever de l'énergie sur le réseau. Dans ce dernier cas, ces unités sont assimilées aux unités de production qu'elles desservent et la compensation financière serait plafonnée à la capacité d'injection associée à celles-ci. ».*

Il résulte de cette disposition que :

- une unité de stockage d'électricité verte doit être distinguée des unités de stockage d'électricité grise et peut être assimilée à l'unité de production d'électricité verte qu'elle dessert si elle concerne un site qui ne peut prélever de l'énergie sur le réseau ; et
- dans ce cas, la compensation financière est plafonnée à la capacité d'injection associée à cette unité de production d'électricité verte.

Sur le plan de l'estimation du volume d'énergie à compenser, cette disposition soulève des difficultés de par le fait que le régime de compensation financière, basé sur l'application de l'article 26, § 2<sup>ter</sup>, du décret électricité, repose dorénavant sur des MWh perdus donnant droit ou non à une compensation financière en fonction du fait que le seuil contractuel est atteint ou non, et non plus sur la base de la distinction entre capacité d'injection permanente (compensée) et capacité d'injection flexible (non compensée).

En outre, l'estimation du volume d'énergie non déstockée durant la période soumise à la consigne du gestionnaire de réseau est d'autant plus problématique que l'estimation d'un volume d'énergie modulée devrait reposer sur la comparaison entre le volume maximum autorisé (par la consigne) d'injection et le volume d'injection attendu établi sur la base d'une courbe de référence. Or, l'établissement d'une telle courbe de référence pour une unité de stockage est problématique de par le fait que le comportement de ces unités est réputé plutôt imprévisible<sup>8</sup> (en comparaison avec les unités de production) et que le volume d'énergie stockée dans l'unité de stockage (susceptible d'être injectée durant la période concernée) est inconnu du gestionnaire de réseau.

De même, sur la question de la valorisation de l'énergie modulée, dès lors qu'il s'agit d'énergie non déstockée, plutôt que d'énergie non produite, il est difficile d'associer une valeur à celle-ci alors qu'elle pourrait être réinjectée ultérieurement.

Conformément au décret, dans le cadre de cette proposition :

- une distinction est faite entre le stockage d'électricité verte et le stockage d'électricité non verte selon les principes repris à l'article 26, § 2<sup>sexies</sup>. Celle-ci intervient notamment dans le classement des unités de stockage dans l'ordre de priorité d'accès de ces unités ;
- comme les unités de production d'électricité grise, les unités de stockage d'électricité non verte ne sont pas éligibles à la compensation financière.

En outre, la CWaPE propose que :

- la valeur de l'énergie non déstockée d'une unité de stockage verte soit réputée nulle ; et que
- les gestionnaires de réseau soient dispensés de réaliser le calcul du volume d'énergie non déstockée d'une unité de stockage verte comme celui d'une unité de stockage non verte (du fait de l'impossibilité d'établir une courbe de référence permettant de simuler le comportement de l'unité de stockage sur la période de temps concernée).

### • **Le cas particulier d'une demande d'augmentation de puissance**

Les discussions avec les gestionnaires de réseaux montrent qu'il serait difficile de prévoir plusieurs dates de réservation en cas d'augmentation de la capacité de production d'une même filière. Dès lors, une augmentation de puissance au sein d'une même filière nécessiterait une modification de la date de réservation de la capacité globale. L'ordre au niveau du LIFO serait donc également modifié pour la capacité initiale.

---

<sup>8</sup> En fonction de ses paramètres d'optimisation, une batterie peut - en très peu de temps - passer d'une situation d'injection sur le réseau à une situation de prélèvement, et inversement.



Cependant, la CWaPE suggère que le volume d'énergie non produite associé à la puissance initiale soit préservé et ajouté à celui de la nouvelle demande. Le « pot gratuit » du producteur devrait donc être vidé plus rapidement (du fait de la modification de la date de réservation de la capacité), mais la taille de la partie historique de ce pot ne serait pas augmentée par la dégradation du site de production dans l'ordre de priorité.

A titre d'exemple, supposons que :

- une unité de production dite historique d'une puissance de 10 MVA située sur un site auquel s'ajouterait une nouvelle demande de raccordement pour une nouvelle unité (de la même filière) d'une puissance de 5 MVA ;
- le seuil contractuel associé à l'unité de production de 10 MVA aurait historiquement été estimé et établi à un volume d'énergie modulée équivalent à 3 % de sa production attendue ;
- le seuil contractuel associé à la nouvelle demande (5 MVA), estimé au stade de la nouvelle étude préalable, correspondrait à un volume d'énergie modulée équivalent à 5% de sa production attendue ;

Dans cet exemple, le nouveau seuil contractuel correspondrait à un volume d'énergie modulée correspondant à :

$3\% \text{ de } 10 \text{ MVA} + 5\% \text{ de } 5 \text{ MVA}$  de cette filière de production

Dans l'hypothèse où l'augmentation de puissance porte sur une filière différente de la filière initiale, il serait cependant possible de conserver la date de réservation de la capacité pour la filière "historique". La nouvelle demande (portant sur une unité de production d'une autre filière) pourrait dès lors être traitée de manière distincte tant au niveau du LIFO qu'au niveau (comme dans le cas précédent) de l'estimation du volume d'énergie non produit.

#### **4.3.4. Les installations de production et de stockage d'une puissance supérieure à 56 kVA et inférieure ou égale à 250 kVA**

Les unités de production et de stockage d'une puissance inférieure ou égale à 250 kVA ne sont pas soumises à l'obligation de pouvoir moduler en cas de consigne du gestionnaire de réseau.

Si l'étude préalable ne met pas en évidence de risque de congestion en cas de mise en service de l'unité, alors son raccordement n'est pas de nature à soulever de risque pour le réseau, ni de risque de détérioration de la situation des producteurs historiques.

Par contre, si l'étude préalable met en évidence que le risque de congestion serait amplifié en cas de mise en service de l'unité, un raccordement sans condition de celle-ci aboutirait à détériorer la situation des producteurs historiques qui risqueraient d'être modulés davantage du fait de l'injection de cette unité.

Conformément à l'article 26, § 2<sup>quater</sup>, du décret, ces unités pourront bénéficier du régime de raccordement avec accès flexible octroyé aux unités de plus grande puissance, à condition toutefois que ces unités soient en mesure de répondre à un ordre de modulation du gestionnaire de réseau. A défaut, le gestionnaire de réseau pourra demander des garanties pour que l'injection reste en tout temps inférieur de cette filière de production au seuil risquant d'engendrer la congestion.

#### 4.3.5. Les installations de production avec accès flexible dont le contrat a été signé avant l'entrée en vigueur de l'AGW proposé

Les contrats des installations de production avec accès flexible dont le contrat a été signé avant l'entrée en vigueur de l'AGW proposé devront être adaptés pour être cohérents avec la philosophie des nouvelles dispositions décrétales en matière de raccordement avec accès flexible des unités de production décentralisée.

La CWaPE propose que l'actualisation de ces contrats s'effectue de la façon suivante :

- le volume estimé d'énergie non produite suite aux limitations d'injection correspondant à une capacité d'injection permanente est réputé nul. Ce volume d'énergie non produite, lorsqu'il correspond à une capacité d'injection flexible, est celui qui a été estimé au stade de l'étude préalable ou, le cas échéant, de l'analyse coût-bénéfice menées préalablement à la conclusion du contrat ;
- sur la base de volume estimé d'énergie non produite et des modalités définies à l'article 23, §§ 2 et 3, de la proposition d'AGW, il est possible d'en déduire le seuil contractuel et, le cas échéant, le volume additionnel d'énergie non produite non soumis à compensation financière.

Cette approche garantirait au producteur :

- au minimum, une équivalence de traitement au niveau contractuel par rapport à la situation actuelle car toute modulation de la capacité d'injection permanente conduira à une compensation financière dans le nouveau régime (comme dans le régime actuel). En cela, les droits acquis des producteurs sont préservés ;
- dans le cas où il bénéficie, dans le régime actuel, d'une capacité d'injection flexible, de voir son risque limité au volume d'énergie non produite (plafonné à 5% du productible attendu) estimé au stade de l'étude préalable, alors que son risque porte actuellement sur l'entièreté de sa capacité d'injection flexible. Cette situation est plus favorable au producteur que le régime actuellement applicable.

#### 4.4. Le rapportage des gestionnaires de réseau

La proposition d'AGW ci-après prévoit en matière de rapportage des gestionnaires de réseaux des dispositions plus étendues que celles prévues actuellement par l'AGW du 10 novembre 2016 relatif à l'analyse coût-bénéfice et aux modalités de calcul et de mise en œuvre de la compensation financière, lequel est abrogé selon la présente proposition de la CWaPE. Celles-ci prévoient ainsi :

- l'ajout d'une disposition destinée à refléter le mécanisme de rapportage imposé par l'article 13, (4), du Règlement (UE) 2019/943 ;

*« Article 13. [...]*

*4. Les gestionnaires de réseau de transport et les gestionnaires de réseau de distribution concernés font rapport à l'autorité de régulation compétente au moins une fois par an sur:*

*a) le niveau de développement et d'efficacité des mécanismes de redispatching fondés sur le marché pour les installations de production d'électricité, de stockage d'énergie et de participation active de la demande;*

*b) les motifs, les volumes en MWh et le type de sources de production soumis à un redispatching;*

*c) les mesures prises pour diminuer, à l'avenir, le besoin de redispatching à la baisse des installations de production utilisant des sources d'énergie renouvelables ou la cogénération à haut rendement, y compris les investissements dans la numérisation de l'infrastructure de réseau et dans les services qui augmentent la flexibilité. » ;*

- l'ajout d'un rapport spécifique à destination des producteurs ayant reçu des consignes de limitation d'injection. Cette disposition a pour objectif de fournir aux producteurs un certain niveau de transparence sur les limitations d'injection destinées à prévenir les situations de congestion.

## 5. PROPOSITION D'ARRÊTÉ DU GOUVERNEMENT WALLON RELATIF À LA GESTION DES CONGESTIONS ISSUES DES UNITÉS DE PRODUCTION ET DE STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ RACCORDÉES SUR LE RÉSEAU MOYENNE ET HAUTE TENSION

Le Gouvernement wallon,

Vu le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, l'article 26 modifié en dernier lieu par le décret du 5 mai 2022 modifiant diverses dispositions en matière d'énergie dans le cadre de la transposition partielle des directives 2019/944/UE du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et 2018/2001/UE du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et en vue d'adapter les principes relatifs à la méthodologie tarifaire ;

Vu la proposition n° XXXX du XX XX XXXX de la CWaPE d'arrêté du Gouvernement wallon relatif à la gestion des congestions issues des unités de production et de stockage d'électricité raccordées sur le réseau moyenne et haute tension, prise sur la base de l'article 26, § 2 *quinquies*, du décret précité ;

Considérant que celle-ci a fait l'objet d'une concertation des acteurs de marché et des gestionnaires de réseaux conformément à l'article 26, § 2 *quinquies* ;

Vu l'avis XXXXX/XX du Conseil d'Etat, donné le XX XX XXXX, en application de l'article 84, § 1<sup>er</sup>, alinéa 1<sup>er</sup>, 1°, des lois sur le Conseil d'Etat, coordonnées le 12 janvier 1973 ;

Sur proposition du Ministre ayant l'Energie dans ses attributions,

Après délibération,

ARRETE

### **Projet d'arrêté du Gouvernement wallon relatif à la gestion des congestions issues des unités de production et de stockage d'électricité raccordées sur le réseau moyenne et haute tension**

#### **Titre 1. - Définitions**

**Article 1<sup>er</sup>.** Pour l'application du présent arrêté, l'on entend par :

1° « analyse coût-bénéfice » : l'évaluation du caractère économiquement justifié, telle que visée à l'article 26, § 2<sup>ter</sup> du décret, d'un projet d'adaptation du réseau visant à satisfaire au mieux la demande de raccordement d'un projet de site de production d'électricité verte ;

2° « capacité d'injection flexible » : le droit d'accès au réseau exprimé en voltampères (VA) et octroyé au producteur par le gestionnaire de réseau de manière supplémentaire à la capacité d'injection permanente en mettant à disposition tous les éléments de son réseau ;

3° « capacité d'injection permanente » : le droit d'accès au réseau octroyé au producteur, exprimé en voltampères (VA) dont la disponibilité est garantie tant sur base des éléments principaux que des éléments redondants de fiabilité du réseau et déterminée conformément à la méthodologie visée à l'article 3, § 2 ;

4° « congestion » : l'état d'un élément du réseau lorsque la capacité maximum de transit y est atteinte et risque de mettre à mal la sécurité du réseau ;

5° « consigne » : l'ordre d'activation envoyé par le gestionnaire de réseau au producteur afin de réduire l'injection de puissance électrique au niveau de son point de raccordement en vue de prévenir ou de remédier à la survenance de congestions sur le réseau d'électricité et exprimé en termes de puissance active maximale d'injection autorisée et de délai de réaction ;

6° « compensation financière » : le dédommagement alloué au producteur selon les modalités prévues à l'article 23 du présent arrêté conformément au décret, pour compenser les pertes de revenus découlant de l'application de consignes ;

7° « correction du périmètre du responsable d'équilibre » : le moyen visant à neutraliser les impacts éventuels de l'application de la consigne sur le responsable d'équilibre ;

8° « mécanisme de redispatching » : une mesure, y compris de réduction, qui est activée par un ou plusieurs gestionnaires de réseau de transport ou de réseau de distribution et consistant à modifier le modèle de production, de charge, ou les deux, de manière à modifier les flux physiques sur le système électrique et soulager ainsi une congestion physique ou assurer autrement la sécurité du système ;

9° « coût d'investissement unitaire maximum de référence » : la valeur pivot en deçà de laquelle le coût d'un projet de renforcement du réseau rapporté sur la production d'électricité verte que sa mise en œuvre permettrait est jugé économiquement justifié ;

10° « décret » : le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité ;

11° « demande de raccordement » : la somme des puissances exprimées en voltampères (VA) et installées en aval du point de raccordement, réparties par source d'énergie primaire, pour lesquelles l'utilisateur de réseau souhaite disposer d'un raccordement au réseau ;

12° « demandeur » : la personne, physique ou morale, qui introduit une demande auprès du gestionnaire de réseau en vue du raccordement d'un projet de site de production ou de stockage ;

13° « énergie verte » : l'électricité verte telle que définie à l'article 2 du décret ;

14° « étude préalable » : l'étude réalisée par le gestionnaire de réseau visant à établir les conditions particulières d'accès au réseau à reprendre dans le contrat de raccordement conformément à l'article 4, et évaluer, en application de l'article 6 et préalablement à l'analyse coût-bénéfice réalisée par la CWaPE, le caractère économiquement justifié d'un projet de renforcement du réseau ;

15° « point de raccordement » : la localisation physique et le niveau de tension du point où le Raccordement de l'utilisateur de réseau est relié au réseau ;

16° « projet de renforcement du réseau » : le projet de renforcement du réseau établi par le gestionnaire de réseau afin de supprimer, ou le cas échéant, de réduire le volume des limitations d'injection dans la zone de réseau concernée par la demande de raccordement d'un site de production d'électricité verte par rapport à celui attendu en situation de référence ;

17° « raccordement avec accès flexible » : le raccordement pour lequel le gestionnaire de réseau peut limiter temporairement l'injection d'un producteur ;

18° « situation de référence » : l'hypothèse de configuration du réseau et des flux d'énergie sur ce réseau qui est utilisée pour estimer l'énergie exprimée en kilowattheure (kWh) qui pourra être produite par un projet de site de production d'électricité verte sans projet de renforcement du réseau autre que ceux prévus dans les plans d'adaptation approuvés, le cas échéant adaptés sur une base motivée, ou jugés économiquement justifiés à la suite d'une analyse coût-bénéfice antérieure ;

19° « valeur de référence » : la valeur établie préalablement par la CWaPE sur la base de sa connaissance du marché, le cas échéant en concertation avec les gestionnaires de réseau, de laquelle le gestionnaire de réseau et la CWaPE ne peuvent s'écarter dans le cadre de l'établissement de l'étude préalable et de l'analyse coût-bénéfice ;

20° « valeur par défaut » : la valeur établie préalablement par la CWaPE sur la base de sa connaissance du marché, le cas échéant en concertation avec les gestionnaires de réseau et/ou les producteurs, et de laquelle le gestionnaire de réseau et la CWaPE peuvent, de manière motivée et en fonction des caractéristiques du projet de renforcement du réseau, s'écarter dans le cadre de l'établissement de l'étude préalable ou de l'analyse coût-bénéfice ;

21° « volume estimé d'énergie non produite » : volume annuel d'énergie active non produite, estimé au stade de l'étude préalable ou le cas échéant de l'analyse coût-bénéfice, à la suite de limitations d'injection attendues du gestionnaire de réseau tant dans des conditions normales du réseau qu'en cas de perte d'un élément du réseau ayant un effet critique sur le fonctionnement de celui-ci ;

22° « volume d'énergie modulée » : volume d'énergie active non produite estimé à la suite d'une consigne du gestionnaire de réseau ;

23° « volume d'énergie non produite non raisonnable » : le volume estimé d'énergie non produite jugé non raisonnable visé à l'article 26, § 2<sup>ter</sup>, du décret. Il correspond à quinze pourcents du volume annuel de production attendu de l'installation de production ;

24° « installation historique de production ou de stockage d'électricité » : une installation de production ou de stockage d'électricité pour laquelle la date de mise en service, telle que stipulée dans l'accord de mise en service délivré par le gestionnaire de réseau, est strictement antérieure au :

a. 27 juin 2014 pour le gestionnaire de réseau de transport/transport local ;

b. 1<sup>er</sup> janvier 2015 pour les gestionnaires de réseau suivants : AIEG, AIESH, Gaselwest, PBE, Réseau d'Energies de Wavre et RESA ;

c. 1<sup>er</sup> mars 2015 pour l'ensemble des secteurs d'ORES ASSETS SPRL ;

25° « nouvelle installation de production ou de stockage d'électricité » : une installation de production ou de stockage d'électricité qui n'est pas historique ;

26° « règlements techniques » : le règlement technique pour la gestion du réseau de transport local d'électricité en Région wallonne et l'accès à celui-ci et le règlement technique pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité en Région wallonne et l'accès à ceux-ci établis en vertu de l'article 13 du décret ;

27° « stockage d'électricité » : le stockage d'énergie tel que défini à l'article 2, 35<sup>onies</sup>, du décret ;

28° « filières de production d'électricité verte » : les filières de production d'électricité verte telle que reprise à l'annexe 5 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 ;

29° « filières de production d'électricité non verte » : les filières de production d'électricité qui ne sont pas des filières de production d'électricité verte ;

30° « filières de production » : les filières de production d'électricité verte et les filières de production d'électricité non verte ;

31° « réseau moyenne et haute tension » : le réseau de distribution présentant un niveau de tension supérieur à 1 kilovolt (kV) et le réseau de transport local ;

32° « CWaPE » : Commission Wallonne pour l’Energie, telle que définie à l’article 2, 49°, du décret ;

33° « administration » : l’administration, telle que définie à l’article 2, 50°, du décret.

## **Titre 2. - Principe général**

**Art. 2.** Conformément à l’article 25*decies*, § 2, du décret, le gestionnaire du réseau ne peut pas refuser le raccordement d’une installation de production ou de stockage d’électricité pour cause d’éventuelles limitations dans les capacités disponibles du réseau ou dans le réseau en amont, ou au motif que celui-ci entraînerait des coûts supplémentaires résultant de l’éventuelle obligation d’accroître la capacité des éléments du réseau dans la zone de réseau concernée.

## **Titre 3. - Raccordement avec accès flexible des installations de production et de stockage d’électricité sur le réseau moyenne et haute tension**

### **Chapitre 1er. - Généralités**

**Art. 3.** Le présent Titre précise, en application de l’article 26, §§ 2*bis* et 2*quinquies* du décret, les modalités de mise en œuvre du raccordement avec accès flexible pour les nouvelles installations de production ou de stockage d’électricité raccordées sur le réseau moyenne et haute tension, ainsi que celles du régime de compensation financière en cas de consigne de réduction ou d’interruption d’injection transmise par le gestionnaire de réseau.

### **Chapitre 2. - Etude préalable**

**Art. 4.** § 1<sup>er</sup>. Le raccordement des installations de production ou de stockage au réseau moyenne et haute tension fait l’objet d’une étude préalable par le gestionnaire de réseau. Cette étude préalable vise à établir les conditions particulières d’accès au réseau reprises dans le contrat de raccordement, en application de l’article 17, § 2.

§ 2. Les conditions particulières d’accès au réseau visées au paragraphe 1<sup>er</sup> comprennent :

1° le volume estimé, exprimé en MWh/an, d’énergie non produite suite aux limitations d’injection susceptibles d’être imposées par le (ou les) gestionnaire(s) de réseau en vue de prévenir ou de remédier à la survenance d’une situation de congestion, tant dans des conditions normales du réseau qu’en cas de perte d’un élément du réseau ayant un effet critique sur le fonctionnement de celui-ci ;

2° le seuil contractuel visé à l’article 23, § 2, en-dessous duquel le volume d’énergie modulée n’est pas soumis à compensation financière ;

3° le cas échéant, le volume additionnel d’énergie modulée non soumis à compensation financière et les conditions de sa mise à disposition du gestionnaire de réseau conformément à l’article 23, § 3.

Les conditions particulières d’accès sont établies, par filière de production, pour chacune des situations suivantes :

1° la configuration actuelle du réseau (situation actuelle) ;

2° le cas échéant, une configuration future de réseau incluant les investissements, ainsi que leurs échéanciers, prévus dans les plans d’adaptation du réseau de distribution, de transport local et de

transport ainsi que de tout autre moyen mis en œuvre pour rencontrer en tout ou partie la demande de raccordement, tant dans des conditions normales du réseau qu'en cas de perte d'un élément du réseau ayant un effet critique sur le fonctionnement de celui-ci (situation de référence) ;

3° le cas échéant, une configuration future de réseau incluant les investissements jugés pertinents par le gestionnaire de réseau ou économiquement justifiés à la suite d'une analyse coût-bénéfice établie conformément au Chapitre 3 du présent Titre, ainsi que leurs échéanciers (situation future).

En présence d'un report des travaux visé à l'article 5, § 2, celui-ci est sans préjudice de l'application, à la date initialement prévue, des conditions particulières d'accès établies dans ces situations.

§ 3. Dans le cas des installations de stockage d'électricité, l'énergie non produite est assimilée à celle qui ne peut être déstockée suite aux limitations d'injection.

§ 4. En cas de demande pour une augmentation de puissance, les conditions particulières d'accès sont déclinées de manière distincte pour la puissance initiale et pour la demande d'augmentation de puissance.

**Art. 5. § 1<sup>er</sup>.** Lorsque, dans des circonstances que le gestionnaire de réseau n'est pas en mesure de prévoir, une nouvelle capacité d'injection se libère, le gestionnaire de réseau la met à disposition des futurs demandeurs, en ce compris les demandeurs n'ayant pas encore reçu de proposition de raccordement, et en informe le marché par la mise à jour des informations visées à l'article 36.

§ 2. Sur demande motivée du gestionnaire de réseau, et moyennant approbation de la CWaPE, notamment en raison de retard dû à des circonstances que le gestionnaire de réseau ne maîtrise pas, le gestionnaire de réseau peut s'écarter des délais annoncés pour les investissements prévus dans les situations de référence et future, visées à l'article 4, § 2.

**Art. 6.** En présence d'une situation où des limitations d'injection d'électricité verte sont attendues dans des conditions normales de réseau ou lorsque le volume estimé d'énergie verte non produite est supérieur au volume non raisonnable visé à l'article 23, § 3, le gestionnaire de réseau procède également dans l'étude préalable à un examen préliminaire du caractère économiquement justifié d'un projet de renforcement du réseau selon une méthodologie conforme au Titre 4 du présent arrêté. L'étude préalable reprend alors l'ensemble des informations nécessaires à la réalisation de l'analyse coût-bénéfice par la CWaPE.

Le projet de renforcement du réseau visé à l'alinéa 1<sup>er</sup> vise à supprimer, ou le cas échéant à réduire, le volume d'énergie verte non produite dans la zone de réseau concernée.

**Art. 7. § 1<sup>er</sup>.** Dans les cas visés à l'article 6, le gestionnaire de réseau décrit et motive dans l'étude préalable les caractéristiques technico-économiques du projet de renforcement du réseau et de la situation de référence visée à l'article 34, en tenant compte de l'ensemble des installations de production ou de stockage susceptibles de contribuer à la formation de situations de congestion. Les caractéristiques techniques du projet de site de production d'électricité verte faisant l'objet de la demande de raccordement sont également décrites.

§ 2. La description et la motivation visées au paragraphe 1<sup>er</sup> comprend :

1° l'ensemble des éléments permettant de justifier l'adéquation du projet de renforcement du réseau, en comparaison avec les autres éventuelles solutions techniques envisageables, par rapport à la demande de raccordement du projet de site de production d'électricité verte ; et



2° le cas échéant, une description des mesures étudiées en application de l'article 15, §§ 1<sup>er</sup> et 2, du décret afin d'éviter la nécessité du renforcement du réseau pour satisfaire la demande de raccordement du projet de site de production d'électricité verte.

§ 3. Dans le cadre de son examen du caractère économiquement justifié du projet de renforcement du réseau, le gestionnaire de réseau peut, de manière motivée, s'écarter des valeurs par défaut telles que définies en application du présent arrêté.

§ 4. Le gestionnaire de réseau annexe à l'étude préalable les pièces justificatives permettant à la CWaPE de valider, dans le cadre de l'analyse coût-bénéfice visée au Chapitre 3 du présent Titre, les options techniques et les valeurs technico-économiques utilisées par le gestionnaire de réseau, notamment dans le cadre de l'établissement du terme spécifique au projet de renforcement du réseau à l'étude visé à l'article 31.

**Art. 8.** Lorsque le projet de renforcement du réseau concerne plusieurs gestionnaires de réseaux, le gestionnaire du réseau auquel le raccordement est effectué se concerta avec les autres gestionnaires de réseau concernés, notamment dans le cadre de la définition des valeurs et paramètres liés au projet de renforcement et à la situation de référence visée à l'article 34.

**Art. 9.** Après concertation avec les gestionnaires de réseaux et consultation des producteurs, la CWaPE peut établir un modèle destiné à l'analyse du caractère économiquement justifié d'un projet de renforcement du réseau, et le cas échéant, un modèle de synthèse d'étude préalable à communiquer au demandeur dans les cas visés à l'article 6.

**Art. 10.** § 1<sup>er</sup>. Dans les cas visés à l'article 6, le gestionnaire de réseau communique, par envoi électronique et dans un délai de trente jours après réception de la demande de raccordement, les résultats préliminaires de l'étude préalable, et son annexe, à la CWaPE. Ce délai peut être prolongé de quinze jours si plusieurs gestionnaires de réseau sont concernés par le projet de renforcement du réseau.

§ 2. Dans le même délai que celui visé au paragraphe 1<sup>er</sup>, le gestionnaire de réseau communique au demandeur, par envoi électronique, une synthèse de l'étude préalable.

### **Chapitre 3. - Analyse coût-bénéfice**

**Art. 11.** A la suite de la réception de l'étude préalable et de son annexe, la CWaPE examine le caractère complet du dossier et réclame, le cas échéant, au gestionnaire de réseau tout élément additionnel nécessaire à la réalisation de l'analyse coût-bénéfice. Le cas échéant, elle peut, sur base motivée, demander au gestionnaire de réseau de compléter l'étude préalable en tenant compte d'hypothèses différentes de celles visées dans l'étude préalable initiale. La CWaPE fixe un délai raisonnable endéans lequel le gestionnaire de réseau communique l'ensemble des éléments additionnels sollicités et complète son étude préalable, ne pouvant dépasser trente jours à compter de la date d'envoi de la demande.

**Art. 12.** § 1<sup>er</sup>. Une fois le caractère complet du dossier établi, la CWaPE procède à l'analyse coût-bénéfice du projet de renforcement du réseau. Cette analyse coût-bénéfice a pour objet de déterminer, selon une méthodologie conforme au Titre 4 du présent arrêté, si le projet de renforcement du réseau à l'étude est économiquement justifié ou non.

§ 2. Dans le cadre de la réalisation de l'analyse coût-bénéfice visée au paragraphe 1<sup>er</sup>, la CWaPE peut, sur base motivée, s'écarter des valeurs utilisées par le gestionnaire de réseau ou des valeurs par défaut telles que définies en application du présent arrêté.

**Art. 13.** Dans un délai de quarante-cinq jours à compter de l'avis actant le caractère complet du dossier, la CWaPE communique sa décision concernant le caractère économiquement justifié du projet de renforcement du réseau au gestionnaire de réseau et au demandeur.

Les conclusions de l'analyse coût-bénéfice, dans les différents aspects qui la constituent, s'appliquent à l'étude préalable.

**Art. 14.** Le délai de réalisation des investissements qui ont été jugés économiquement justifiés à la suite d'une analyse coût-bénéfice est par principe le plus court possible, et en tous les cas est plafonné à cinq ans à compter de la date de commande des travaux de raccordement par le demandeur dont l'examen de la demande a permis de conclure au caractère économiquement justifié du projet de renforcement du réseau, ou par tout autre demandeur ayant introduit sa demande après celui-ci.

La CWaPE peut établir, en concertation avec les gestionnaires de réseaux, une liste reprenant, par type d'investissement de renforcement du réseau, un délai maximum pour la réalisation de ces travaux économiquement justifiés, sans dérogation du délai maximal de 5 ans visé à l'alinéa qui précède.

## **Chapitre 4. - Les installations de production et de stockage de plus de 250 kVA raccordées au réseau moyenne et haute tension**

### ***Section 1. - Raccordement avec accès flexible***

**Art. 15.** Toute nouvelle installation de production et de stockage d'électricité de plus de 250 kVA raccordée au réseau moyenne et haute tension est connectée au moyen d'un raccordement avec accès flexible.

### ***Section 2. - Obligation pour le producteur de pouvoir moduler sa production sur ordre du gestionnaire de réseau***

**Art. 16.** § 1<sup>er</sup>. Les nouvelles installations de production et de stockage d'électricité d'une puissance supérieure à 250 kVA sont munies d'une interface de communication permettant de recevoir les consignes de limitation de l'injection émanant du gestionnaire de réseau. L'utilisateur traduit ces consignes en un ordre de pilotage de ses installations et répond aux consignes dans les délais requis.

Le gestionnaire de réseau peut refuser l'accès d'une installation d'une puissance supérieure à 250 kVA pour laquelle l'utilisateur du réseau ne respecte pas les obligations du présent paragraphe.

§ 2. Le gestionnaire de réseau fournit à l'utilisateur de réseau l'interface de communication visée au paragraphe 1<sup>er</sup> et définit le format des consignes appliquées.

§ 3. L'exigence visée au paragraphe 1<sup>er</sup> vaut également pour toute augmentation de puissance, au sein d'une même filière de production ou de stockage, supérieure à 250 kVA et porte, dans ce cas, sur l'entièreté de la puissance cumulée de cette filière.

L'application de ce seuil concerne toutes les demandes introduites pour le même raccordement depuis trois ans.

§ 4. L'exigence visée au paragraphe 1<sup>er</sup> peut être imposée par le gestionnaire de réseau lors d'une demande d'augmentation de puissance ou d'installation de nouvelle unité de production ou de stockage sur un raccordement existant, dont le contrat a été conclu avant le 1<sup>er</sup> janvier 2015, portant le total de capacité de production ou de stockage à un niveau supérieur ou égal à 1 MVA et porte, dans ce cas, sur l'entièreté de la puissance cumulée de production ou de stockage.

### ***Section 3. - Aspects contractuels relatifs au raccordement sur le réseau moyenne et haute tension des installations de production et de stockage d'électricité***

**Art. 17.** § 1<sup>er</sup>. Le gestionnaire du réseau propose des contrats de raccordement avec accès flexible pour les nouvelles installations de production ou de stockage d'une puissance supérieure à 250 kVA.

§ 2. Conformément à l'article 26, § 2bis, du décret, chaque contrat de raccordement avec accès flexible précise les éléments suivants :

1° la capacité d'injection et, le cas échéant, de prélèvement ;

2° Sur la base de l'étude préalable et, le cas échéant, de l'analyse coût-bénéfice visée au Chapitre 3 du présent Titre, les conditions particulières d'accès au réseau visées à l'article 4, § 2 ;

3° les modalités de réduction ou d'interruption de l'injection tenant compte, notamment, des plages de fonctionnement du site de production ou de stockage telles que communiquées par le producteur ;

4° le cas échéant, les délais dans lesquels le gestionnaire de réseau s'engage à réaliser les travaux de renforcement du réseau repris dans le plan d'adaptation et les travaux de renforcement du réseau jugés pertinents ou économiquement justifiés conformément au Titre 4 du présent arrêté ;

5° les modalités d'octroi de la compensation financière pour les pertes de revenus subies à la suite de la réduction ou l'interruption de l'injection, en ce compris les certificats verts ou tout autre régime de soutien à la production ;

6° les modalités d'estimation du volume d'énergie modulée en cas de limitation de l'accès imposé par le gestionnaire de réseau ;

7° les prévisions indicatives basées sur des données historiques et statistiques en matière de risques d'apparition d'une situation pouvant provoquer la réduction ou l'interruption de l'injection ;

8° les modalités de communication des entretiens programmés pour les éléments du réseau dont la disponibilité est critique pour garantir la capacité d'injection demandée par le producteur.

§ 3. Les contrats de raccordement flexible des installations de production et de stockage signés par les parties contractantes sont notifiés à la CWaPE par le gestionnaire de réseau, selon une périodicité définie par celle-ci.

### ***Section 4. - Limitation d'injection des installations de production et de stockage d'électricité en vue de prévenir ou de remédier à la survenance de congestions sur le réseau***

**Art. 18.** § 1<sup>er</sup>. Une installation de production ou de stockage d'électricité telle que visée à l'article 16 peut, sur ordre du gestionnaire de réseau, faire l'objet d'une réduction ou d'une interruption d'injection visant à prévenir ou de remédier à la survenance de congestions sur le réseau.

§ 2. Les réductions ou interruption d'injection visées au paragraphe 1<sup>er</sup> sont dûment motivées au producteur et reposent sur des critères objectifs techniquement et économiquement fondés.

**Art. 19.** § 1<sup>er</sup>. Si le gestionnaire de réseau de distribution limite l'injection d'une ou plusieurs installations de production ou de stockage pour maintenir l'exploitation du réseau dans les limites de sécurité opérationnelle, la répartition du volume des limitations d'injection suit les règles suivantes :

1° le volume est d'abord assigné aux nouvelles installations de stockage d'électricité non verte, selon un ordre « dernier arrivé, premier sorti » ;

2° si le volume nécessaire n'est pas atteint, il est assigné aux nouvelles installations de stockage d'électricité verte, selon un ordre « dernier arrivé, premier sorti » ;

3° si le volume nécessaire n'est pas atteint, il est assigné aux nouvelles installations de production d'électricité non verte, selon un ordre « dernier arrivé, premier sorti » ;

a) 4° si le volume nécessaire n'est toujours pas atteint, il est assigné aux nouvelles installations de cogénération de qualité selon un ordre « dernier arrivé, premier sorti » ;

5° si le volume nécessaire n'est toujours pas atteint, il est assigné aux autres nouvelles installations de production d'électricité verte selon un ordre « dernier arrivé, premier sorti » ;

6° si le volume nécessaire n'est pas atteint, il est assigné aux installations historiques de production dans l'ordre de priorité suivant :

a) aux installations historiques de production d'électricité non verte ; et ensuite

b) aux installations historiques de production d'électricité verte.

L'ordre d'arrivée est établi sur la base de la date de réservation de capacité acquise conformément aux règlements techniques, déclinée par filière de production ou de stockage.

En cas d'augmentation de puissance pour une filière, la date de réservation de capacité la plus récente est prise en compte pour l'ensemble de la filière.

Le gestionnaire de réseau de distribution peut déroger à la règle « dernier arrivé, premier sorti » prévue pour les catégories 1° à 5° visées à l'alinéa 1<sup>er</sup>, pour autant que cette dérogation permette de respecter un critère d'optimisation économique fondé sur une minimisation des compensations financières visées à la Section 5 du présent Chapitre.

§ 2. Si le gestionnaire de réseau de transport local envoie des consignes de limitation d'injection pour maintenir l'exploitation du réseau dans les limites de sécurité opérationnelle, il envoie prioritairement ses consignes aux unités de stockage d'électricité non verte et ensuite aux unités de stockage d'électricité verte. Ensuite, il observe une règle de minimisation du volume d'énergie non produite avant, le cas échéant, d'appliquer les règles de priorité visées au paragraphe 1<sup>er</sup>.

§ 3. Les consignes visées aux paragraphes 1<sup>er</sup> et 2 servant au pilotage sont différenciées par filière de production ou de stockage d'électricité.

§ 4. Les consignes de limitation d'injection visées aux paragraphes 1<sup>er</sup> et 2 ne peuvent porter sur une puissance supérieure à la puissance d'injection observée de l'installation de production ou de stockage.

§ 5. Les consignes de limitation d'injection visées aux paragraphes 1<sup>er</sup> et 2 peuvent prendre la forme d'une consigne sur la production pour autant que la vérification de son respect porte sur le résultat attendu en matière d'injection.

**Art. 20.** § 1<sup>er</sup>. Le gestionnaire de réseau prend toutes les mesures utiles et proportionnées en vue de limiter l'impact sur les producteurs d'actions prises pour garantir la sécurité opérationnelle du réseau.

§ 2. En ce qui concerne les interventions programmées, le gestionnaire de réseau doit pouvoir démontrer les moyens mis en œuvre pour minimiser tant la fréquence que la durée des réductions d'injection nécessaires afin de garantir la sécurité opérationnelle du réseau, notamment en favorisant la simultanéité des entretiens effectués par le gestionnaire de réseau et le producteur.

**Art. 21.** En cas de non-respect de la consigne par l'utilisateur du réseau dans les délais imposés, le gestionnaire de réseau peut interrompre la production qui ne respecte pas ladite consigne, sans compensation financière des pertes de revenus du producteur.

### ***Section 5. - Disposition spécifique aux unités de stockage d'électricité***

**Art. 22.** Les installations de stockage raccordées au réseau de distribution moyenne et haute tension ou de transport local sont assimilées à des installations de stockage d'électricité non verte, à moins qu'elles ne concernent un site de production d'électricité verte qui ne peut pas prélever de l'énergie sur le réseau autre que celle nécessaire au démarrage ou au fonctionnement des équipements auxiliaires.

### ***Section 6. - Régime de compensation financière pour les pertes de revenus dues aux limitations d'injection***

#### **Sous-section 1. - Principes généraux**

**Art. 23.** § 1<sup>er</sup>. En cas de limitations d'injection d'électricité verte imposées par le gestionnaire de réseau en vue de prévenir ou de remédier à la survenance de congestions sur le réseau, le producteur est dédommagé pour les pertes de revenus dues aux limitations d'injection soumises à compensation financière.

§ 2. Les pertes de revenus dues aux réductions ou interruptions d'injection d'électricité verte font l'objet d'une compensation financière dès lors que le volume d'énergie modulée excède le seuil contractuel visé à l'alinéa suivant.

Le seuil contractuel en-dessous duquel le volume d'énergie modulée n'est pas soumis à compensation financière correspond au volume, estimé en MWh par an au stade de l'étude préalable ou le cas échéant de l'analyse coût-bénéfice, d'énergie non produite. Ce seuil contractuel est plafonné à cinq pourcents du volume annuel de production attendu de l'installation de production ou de stockage.

§ 3. Lorsque le volume estimé d'énergie non produite est supérieur à un volume non raisonnable, le gestionnaire de réseau peut disposer d'un volume additionnel d'énergie non produite qui n'est pas soumis à compensation financière.

Le volume additionnel d'énergie non produite non soumis à compensation financière correspond à la différence positive entre le volume d'énergie non produite estimé au stade de l'étude préalable, ou le cas échéant de l'analyse coût-bénéfice, et le volume d'énergie non produite non raisonnable, correspondant à quinze pourcents du volume de production attendu de l'installation de production ou de stockage.

Le gestionnaire de réseau bénéficie de ce volume additionnel une fois que le volume d'énergie modulée excède le volume d'énergie non produite non raisonnable.

§ 4. La conversion du volume d'énergie non produit, exprimé en MWh/an, en un pourcentage du volume de production attendu de l'installation de production ou de stockage s'effectue au moyen d'un profil standard de la filière de production ou de stockage concernée.

§ 5. Lorsque le volume estimé d'énergie non produite suite aux limitations d'injection qui n'est pas soumis à compensation financière résulte de la prise en compte d'éléments du réseau appartenant à plusieurs gestionnaires de réseau, il est réparti entre les gestionnaires de réseau concernés en fonction de l'infrastructure à l'origine de la limitation d'injection attendue.

**Art. 24.** La compensation financière est octroyée au producteur sur une base mensuelle pour les sites d'une puissance maximale d'injection strictement supérieure à 250 kVA, et sur une base annuelle pour les sites de production d'une puissance maximale d'injection inférieure ou égale à 250 kVA. L'ensemble des activations d'une année donnée devra être compensé, sous réserve de la vérification des conditions d'octroi de cette compensation financière, dans les 3 mois suivant la fin de l'année considérée.

**Art. 25.** La compensation financière des pertes de revenus du producteur est due par le gestionnaire de réseau de distribution ou le gestionnaire de réseau de transport local en fonction de l'infrastructure à l'origine de la limitation d'injection.

**Art. 26.** Lorsque l'injection sur un point d'accès a été interrompue ou limitée par le gestionnaire de réseau, le gestionnaire de réseau ayant émis la consigne informe également le gestionnaire de réseau de transport des volumes d'énergie non injectée. Le gestionnaire de réseau de transport informe sans délais le responsable d'équilibre des volumes activés, de manière agrégée pour l'ensemble de son portefeuille. Le gestionnaire de réseau sur lequel le producteur est raccordé, communique cette information également au détenteur d'accès qui reçoit cette information par point d'accès concerné par la contrainte.

## **Sous-section 2. - Estimation du volume d'énergie modulée**

**Art. 27.** Le gestionnaire du réseau auquel l'installation de production est raccordée est responsable de l'estimation des volumes d'énergie modulée qui n'ont pas pu être produits à la suite de consignes de réduction ou d'interruption de la production.

**Art. 28.** § 1<sup>er</sup>. Le volume d'énergie modulée est calculé pour chaque période élémentaire, exprimée en quart d'heure, constituant la durée d'application de l'ordre d'interruption ou de limitation. Son estimation tient compte des plages de fonctionnement disponibles respectant la consigne.

§ 2. Pour les filières dites intermittentes, dont l'éolien et le photovoltaïque, l'estimation se base sur l'utilisation d'un profil de référence alimenté par les données de mesures des sites de production similaires situés en Région wallonne. Les caractéristiques individuelles du site de production sont prises en compte par l'utilisation d'un facteur de qualité, défini comme le rapport entre d'une part, la puissance fournie par un site de production durant une période donnée et, d'autre part, la puissance fournie des sites de production du même type sur cette même période. Le facteur de qualité est défini par site de production. A défaut de données historiques, le facteur de qualité d'un site de production est supposé égal à un.

§ 3. Pour les filières dont le niveau de production peut raisonnablement être qualifié de prévisible ou de contrôlable, l'estimation peut se baser sur les données de nomination lorsqu'elles sont disponibles ou sur les prévisions fournies par le producteur ou encore sur les données mesurées immédiatement antérieures et postérieures à l'activation.

§ 4. Par dérogation aux paragraphes 1<sup>er</sup> à 3, après accord entre le producteur et le gestionnaire du réseau de distribution auquel il est raccordé, et approbation de la CWaPE, une méthode alternative d'estimation des volumes d'énergie modulée peut être utilisée. A défaut d'accord entre les parties, celles-ci peuvent requérir une rencontre en présence de la CWaPE.

§ 5. En cas de modulation d'une unité de stockage, le gestionnaire de réseau n'est pas soumis à l'obligation d'estimer le volume d'énergie modulée.

### **Sous-section 3 : Valorisation des volumes soumis à compensation financière**

#### **Art. 29. § 1<sup>er</sup>.**

La compensation financière est déterminée en appliquant au volume d'énergie à compenser un prix de référence reflétant la perte de revenus imposée au producteur.

La compensation financière se compose de trois parties : une composante A qui vise à compenser la valeur de l'électricité qui n'a pas pu être produite, une composante B qui vise à compenser les certificats verts ou tout autre mode de soutien qui n'ont pas pu être attribués au producteur, et une composante C qui vise à prendre en compte, en déduction des autres composantes, les éventuels coûts évités par le producteur.

La composante A est déterminée sur la base d'une formule de référence tenant compte de la valeur de l'électricité qui n'a pas pu être produite. La composante B est déterminée sur la base d'une formule de référence tenant compte du modèle de soutien. La composante C est déterminée sur la base d'une formule de référence tenant compte des coûts évités engendrés par la réduction d'injection sur le réseau, en ce inclus les coûts évités d'injection.

Les formules de référence utilisées pour calculer les composantes A, B et C sont arrêtées par la CWaPE, après consultation de l'Administration, des producteurs et des gestionnaires de réseau, et sont publiées sur son site internet.

Les pertes de revenu associées aux limitations d'injection des installations de stockage sont réputées nulles.

§ 2. Après consultation des producteurs, les gestionnaires de réseau mettent en œuvre un mécanisme visant à informer le marché des consignes de limitation et à assurer la correction du périmètre du responsable d'équilibre du producteur pour les volumes à compenser, sous réserve de l'accord de la CWaPE quant au caractère proportionné des coûts de mise en œuvre du mécanisme au regard des volumes d'énergie devant être compensés.

§ 3. Lorsque les gestionnaires de réseau corrigent le périmètre du responsable d'équilibre du producteur pour les volumes à compenser, la composante A n'est pas due.

### **Chapitre 5. - Les installations de production et de stockage d'une puissance supérieure à 56 kVA et inférieure ou égale à 250 kVA raccordées sur le réseau moyenne et haute tension**

**Art. 30.** Lorsque, à la suite d'une demande de raccordement sur le réseau moyenne et haute tension pour un site de production ou de stockage d'une puissance supérieure à 56 kVA et inférieure ou égale à 250 kVA, l'étude préalable met en évidence le risque d'apparition de congestions nécessitant de procéder à des limitations d'injection, pour mettre à disposition la capacité totale demandée, ces installations peuvent bénéficier du régime visé au Chapitre 4 du présent Titre, pour autant qu'elles soient mises en service à une date postérieure à la date d'entrée en vigueur de la présente disposition et que l'utilisateur du réseau soit capable de réduire son injection en cas de congestion. Dans le cas

contraire, le gestionnaire de réseau peut demander des garanties pour que l'injection reste, en tout temps, inférieure au seuil risquant d'engendrer la congestion.

## **Titre 4. - Modalités de calcul pour l'examen du caractère économiquement justifié d'un projet de renforcement du réseau**

### **Chapitre 1<sup>er</sup>. - Dispositions transversales relatives aux modalités de calcul**

**Art. 31.** § 1<sup>er</sup>. L'analyse technico-économique menée dans le cadre de l'étude préalable et de l'analyse coût-bénéfice est établie sur la base d'une comparaison entre :

1° d'une part, un terme spécifique au projet de renforcement du réseau à l'étude composé d'un numérateur reflétant le coût du projet de renforcement du réseau de distribution ou de transport local et d'un dénominateur reflétant la production d'électricité verte supplémentaire attendue du fait de la réalisation du projet de renforcement du réseau et ;

2° d'autre part, un terme de référence reflétant le coût d'investissement unitaire maximum de référence, adapté, le cas échéant, en fonction d'un coefficient correctif visant à tenir compte d'un éventuel écart structurel significatif, observé ou attendu, par rapport aux objectifs en matière d'énergie renouvelable exprimés par filière, pour autant qu'une des causes présumées de cet écart se situe dans les modalités de calcul établies en application du Titre 4.

§ 2. Le projet de renforcement du réseau est jugé économiquement justifié lorsque le terme spécifique au projet de renforcement du réseau à l'étude est inférieur ou égal au terme de référence.

§ 3. Après concertation avec les gestionnaires de réseau et les producteurs et après consultation de l'Administration, la CWaPE établit une valeur de référence pour le coût d'investissement unitaire maximum de référence visé au paragraphe 1<sup>er</sup>.

### **Chapitre 2. - Détermination du numérateur**

**Art. 32.** § 1<sup>er</sup>. Le numérateur visé à l'article 31, § 1<sup>er</sup>, 1°, reprend la différence entre, d'une part, les coûts associés au projet de renforcement du réseau de distribution ou de transport local visant à satisfaire au mieux la demande de raccordement et, d'autre part, ceux associés à une situation de référence.

§ 2. Les coûts visés au paragraphe 1<sup>er</sup>, 1°, sont constitués des coûts d'investissement portant sur le ou les tronçons du réseau concernés par le projet de renforcement du réseau. Les interventions de tiers, en cas de mise en œuvre des travaux de renforcement du réseau, sont déduites des coûts d'investissement.

§ 3. Les coûts visés au paragraphe 1<sup>er</sup>, 1°, sont établis en tenant compte de :

1° l'utilisation attendue du ou des investissements réseau concernés au terme de la durée de vie économique des sites de production d'électricité verte concernés par le projet de renforcement du réseau. Par défaut, la durée de vie économique des sites de production d'électricité verte est supposée égale à celle du projet de renforcement du réseau.

2° l'utilisation attendue du ou des investissements réseau concernés au-delà de la puissance des sites de production d'électricité verte concernés par le projet de renforcement du réseau.



La CWaPE peut établir des valeurs par défaut pour les paramètres intervenant dans l'établissement des coûts conformément à l'alinéa 1er.

### **Chapitre 3. - Détermination du dénominateur**

**Art. 33.** § 1<sup>er</sup>. Le dénominateur visé à l'article 31, § 1<sup>er</sup>, 1°, est établi, en tenant compte de l'ensemble des sites de production d'électricité verte impacté par le projet de renforcement du réseau :

1° sur la base de la différence entre d'une part, la production d'énergie attendue en cas de réalisation du projet de renforcement du réseau, et d'autre part, la production d'énergie attendue en situation de référence ;

2° par dérogation au 1°, lorsque le gestionnaire de réseau applique des conditions particulières d'accès tenant compte du volume additionnel d'énergie non produite non soumis à compensation financière visé à l'article 4, § 2, sur la base de la production totale d'énergie estimée en l'absence de limitations d'injection.

§ 2. L'estimation visée au paragraphe 1<sup>er</sup> tient compte de la durée de vie économique des sites de production d'électricité verte existants ou en projet concernés par le projet de renforcement du réseau et de leurs profils de production. Par défaut, la durée de vie économique des sites de production d'électricité verte est supposée égale à celle du projet de renforcement du réseau.

§ 3. L'estimation de l'énergie non produite tient compte des prévisions en matière de risque d'apparition d'une situation pouvant provoquer la réduction ou l'interruption de l'injection.

§ 4. La CWaPE peut établir des valeurs par défaut pour la durée de vie économique et le profil de production par filière de production d'électricité verte. Ces valeurs par défaut peuvent être variables en fonction des filières de production d'électricité verte.

### **Chapitre 4. - La situation de référence**

**Art. 34.** § 1<sup>er</sup>. Par défaut, la situation de référence visée aux articles 32, § 1<sup>er</sup> et 33, § 1<sup>er</sup>, est celle définie par le dernier plan d'adaptation du réseau approuvé par la CWaPE, le cas échéant adaptée en vue de tenir compte des projets de renforcement du réseau ayant préalablement été, au terme d'une analyse coût-bénéfice appliquée conformément au présent Titre, qualifiés d'économiquement justifiés, et des capacités de prélèvement ou d'injection déjà contractualisées mais pas encore en service.

§ 2. Sur une base motivée, et après validation de la CWaPE, la situation de référence prise en compte dans l'étude préalable ou dans l'analyse coût-bénéfice peut s'écarter de celle visée au paragraphe 1<sup>er</sup>.

### **Titre 5. - Obligations de rapportage et de publication**

**Art. 35.** § 1<sup>er</sup>. Les interruptions et réductions d'injection effectuées sur ordre du gestionnaire du réseau font l'objet d'un rapportage à la CWaPE, notamment en termes de volume d'énergie modulée, d'énergie donnant droit à une compensation des pertes financières, de niveau de puissance, de moment d'activation et de durée.

§ 2. Le raccordement des installations de production ou de stockage sur le réseau moyenne et haute tension décentralisée, est l'objet d'un rapportage à la CWaPE par le gestionnaire du réseau.

§ 3. Les gestionnaires de réseau de transport local et les gestionnaires de réseau de distribution concernés font également rapport à la CWaPE au moins une fois par an sur :

1° le niveau de développement et d'efficacité des mécanismes de redispatching fondés sur le marché pour les installations de production d'électricité, de stockage d'énergie et de participation active de la demande ;

2° les motifs, les volumes en MWh et le type de sources de production soumis à un redispatching ; et

3° les mesures prises pour diminuer, à l'avenir, le besoin de redispatching à la baisse des installations de production utilisant les installations de production d'électricité verte, y compris les investissements dans la numérisation de l'infrastructure de réseau et dans les services qui augmentent la flexibilité.

§ 4. Après concertation avec les gestionnaires de réseau, la CWaPE fixe la portée, la fréquence et les modalités pratiques des rapportages visés aux paragraphes 1<sup>er</sup> à 3.

§ 5. Les gestionnaires de réseaux établissent, au moins une fois par an, un rapport spécifique à l'attention des producteurs ayant fait l'objet de limitations d'injection. Ce rapport spécifique répond à au modèle établi conformément à l'article 38, § 6.

Art. 36. Chaque gestionnaire de réseau publie sur son site internet la capacité d'injection disponible et future sur son réseau, pour chaque ensemble de charges et de sites de production qui est considéré pour la planification du réseau et notamment pour le dimensionnement de la transformation vers la moyenne tension.

## **Titre 6. – De l'ensemble des documents devant faire l'objet d'une approbation ou d'une publication par la CWaPE**

**Art. 37.** § 1<sup>er</sup>. Après concertation avec les gestionnaires de réseau et les producteurs et après consultation de l'Administration, la CWaPE publie la méthodologie permettant d'appliquer les modalités de calcul visées au Titre 4.

§ 2. Après concertation avec les gestionnaires de réseau et les producteurs et après consultation de l'Administration, la CWaPE publie les valeurs de référence et les valeurs par défaut visées au Titre 4.

**Art. 38.** § 1<sup>er</sup>. Les gestionnaires de réseau proposent pour approbation à la CWaPE une méthode d'estimation des conditions particulières d'accès au réseau conforme à l'article 4, § 2. Après approbation par la CWaPE, cette méthode est publiée sur le site internet des différents gestionnaires de réseau.

§ 2. Les gestionnaires de réseau proposent pour approbation à la CWaPE une méthode d'estimation des volumes d'énergie modulée conforme à l'article 28, et qui aura préalablement été soumise pour avis aux producteurs. Cette méthode est basée sur des données auditables, et est adaptée à la filière de production considérée, à sa classe de puissance et tient compte du caractère raisonnablement prévisible ou non de la source d'énergie primaire. Après approbation par la CWaPE, cette méthode d'estimation des volumes d'énergie modulée est publiée sur le site internet des différents gestionnaires de réseau.

§ 3. Après consultation avec les producteurs, les gestionnaires de réseau définissent et soumettent à l'approbation de la CWaPE la procédure visant à compenser les pertes de revenus du producteur au moyen de simples transactions financières. Cette procédure tient compte du type de comptage du producteur, de la présence ou non d'un dispositif de contrôle-commande ainsi que de la période d'application du régime de soutien à la production d'électricité verte sur la base des données

transmises par le producteur d'électricité verte. Après approbation par la CWaPE, cette procédure est publiée sur le site internet des différents gestionnaires de réseau.

§ 4. Les gestionnaires de réseaux soumettent à l'approbation de la CWaPE les modalités de mise en œuvre de l'article 23, § 5.

§ 5. Après consultation des producteurs, les gestionnaires de réseaux soumettent à l'approbation de la CWaPE la liste des critères objectifs techniques et économiquement fondés visés à l'article 18, § 2. Après approbation par la CWaPE, cette liste est publiée sur le site internet des différents gestionnaires de réseau. Le cas échéant, cette liste est actualisée après approbation de la CWaPE.

§ 6. Après consultation avec les producteurs, les gestionnaires de réseaux soumettent à l'approbation de la CWaPE le modèle de rapport spécifique visé à l'article 35, § 5.

## **Titre 7. - Dispositions transitoires et finales**

**Art. 39.** Lors de leur première mise en œuvre, les dispositions du Titre 6 doivent avoir produit leurs effets au plus tard dans les six mois de leur entrée en vigueur, laquelle est déterminée conformément à l'article 44 du présent arrêté.

**Art. 40.** Pour les installations historiques de production d'électricité sans accès flexible :

- Le seuil contractuel visé à l'article 4, § 2, est égal à zéro MWh/an ;
- Il n'y a pas de volume additionnel d'énergie non produite non soumis à compensation financière.

Les autres installations historiques de production d'électricité sont assimilées dans le cadre du présent arrêté à des nouvelles installations de production d'électricité et leurs contrats de raccordement doivent être actualisés en vue de tenir compte des dispositions du présent arrêté.

**Art. 41.** § 1<sup>er</sup>. Les contrats de raccordement des nouvelles installations de production, signés avant l'entrée en vigueur du présent arrêté, sont adaptés pour être conformes aux dispositions du présent arrêté. Le gestionnaire de réseau peut se limiter à transmettre, moyennant accusé de réception, un courrier informant le producteur des nouvelles conditions contractuelles qui lui seront dorénavant applicables en application du présent arrêté.

Ces nouvelles conditions contractuelles sont d'application à la date d'entrée en vigueur du présent arrêté.

§ 2. Dans le cadre de la mise en conformité visée au paragraphe 1<sup>er</sup>, le volume estimé d'énergie non produite suite aux limitations d'injection, tel que mentionné à l'article 4, § 2, du présent arrêté, correspondant à une capacité d'injection permanente est réputé nul. Ce volume d'énergie non produite, lorsqu'il correspond à une capacité d'injection flexible, est celui qui a été estimé au stade de l'étude préalable ou, le cas échéant, de l'analyse coût-bénéfice menées préalablement à la conclusion du contrat.

**Art. 42.** Lors de l'année calendaire correspondant à la date d'entrée en vigueur du présent arrêté, les conditions particulières d'accès sont calibrées au prorata du nombre de jours restants de cette année calendaire.

**Art. 43.** L'arrêté du Gouvernement wallon du 10 novembre 2016 relatif à l'analyse coût-bénéfice et aux modalités de calcul et de mise en œuvre de la compensation financière est abrogé.

**Art. 44.** Le présent arrêté entre en vigueur huit mois après sa publication au *Moniteur belge*.

Sauf en ce qui concerne les dispositions dont la date d'entrée en vigueur est fixée par l'alinéa 1<sup>er</sup>, les articles 37, 38 et 41, § 1<sup>er</sup>, alinéa 1<sup>er</sup>, du présent arrêté entrent en vigueur le dixième jour qui suit la publication du présent arrêté au *Moniteur belge*.

**Art. 45.** Le ministre qui a l'Énergie dans ses attributions est chargé de l'exécution du présent arrêté.

\* \*  
\*

## 6. ANNEXES

- I. Commentaires stakeholders ;
- II. Proposition AGW TFLEX 2023 : version soumise à concertation.

Numéro	Article	§	Auteur	Commentaire	CWaPE
1	1er		ELIA	Conserver le principe et la définition de "correction du périmètre du responsable d'équilibre" : le moyen visant à neutraliser les impacts éventuels de l'application de la consigne sur le responsable d'équilibre	Pas d'objection.
2	1er		ELIA	13° le projet de renforcement du réseau : le projet de renforcement du réseau établi par le gestionnaire de réseau afin de de supprimer, ou le cas échéant, de réduire le volume des limitations d'injection dans la zone de réseau concernée par la demande de raccordement d'un site de production ou de stockage vert par rapport à celui attendu en situation de référence ;	Pas d'objection sous réserve que les projets de renforcement de réseau étudiés sont destinés à <i>permettre une capacité d'accueil supplémentaire d'injection d'électricité verte</i> (art.26, §2ter du décret). Or, selon la CWaPE, la modulation d'une unité de stockage ne réduit pas l'injection d'électricité verte mais la déplace.
3	1er		ELIA	Conserver dans les définitions 21° à 23° la notion de volume d'énergie active non produite	Pas d'objection sous réserve que le 23° renvoie au 21° qui, lui, sera adapté.
4	1er		ORES	Capacité d'injection permanente: "le droit d'accès au réseau octroyé au producteur, exprimé en voltampères (VA) [...]" ==> Quelles sont les modalités de modulation pour la puissance réactive (VAR)? Tant pour la puissance active c'est clair, selon moi, la consigne envoyée à un production et une puissance maximale à ne pas dépasser. Par contre, pour la puissance réactive, ce n'est pas clair. Où est-ce que est défini? Voir annexe dans l'onglet "modulation puissance réactive" qui était un début de réflexion partagé avec la CWaPE en 2015	Copier-coller art.1, 3° AGW actuel.  <u>Rappel</u> : la consigne est exprimée en termes de puissance active maximale d'injection autorisée. La modulation de la puissance réactive est hors scope de la présente proposition.
5	1er		ORES	Capacité d'injection permanente: le droit d'accès au réseau octroyé au producteur, exprimé en voltampères (VA) dont la disponibilité est garantie tant sur base des éléments principaux que des éléments redondants de fiabilité du réseau et déterminée conformément à la méthodologie visée à l'article 3, § 2 ==> Attention de tenir compte également du réseau télécom et de l'infrastructure IT. <u>Proposition</u> : Ajouter une précision quand on parle de "Fiabilité du réseau" en rajoutant la partie Télécom et IT.	Copier-coller art.1, 3° AGW actuel.  <u>Rappel</u> : ce ne sont plus les notions de capacité d'injection permanente/flexible qui interviennent dans le droit au bénéfice d'une compensation financière.
6	1er		ORES	la congestion: l'état d'un élément du réseau lorsque la capacité maximum de transit y est atteinte et risque de mettre à mal la sécurité du réseau ==> Attention la limite que l'on reçoit d'Elia est une limite à ne pas atteindre! Le "Atteint" n'est pas correct. De plus on attend pas d'avoir une congestion pour limiter les prod. le but est d'envoyer des consignes pour éviter d'y arriver	Copier-coller de l'art.1 ,4° AGW actuel  Cette définition est correcte puisque l'objectif des consignes, définies à l'art.1, 5°, est de prévenir ou de remédier à la survenance de congestions sur le réseau d'électricité.
7	1er		ORES	la consigne: l'ordre d'activation envoyé par le gestionnaire de réseau au producteur afin de réduire l'injection de puissance électrique en vue de prévenir ou de remédier à la survenance de congestions sur le réseau d'électricité et exprimé en termes de puissance active maximale d'injection autorisée et de délai de réaction ==> Parle-t-on d'une injection au niveau du point de raccordement? Si oui pas juste par rapport a la suite. Sinon changer le terme de puissance active maximale à production maximale. Au début de la définition, nous parlons de "réduire l'injection de la puissance électrique", puissance électrique = VA = W + VAR. Or ensuite, nous parlons de consigne pour prévenir et remédier à une congestion... exprimé en puissance active. Ce qui n'est pas complet. QUID de la puissance réactive car nous avons des demandes du GRT que nous dev(ri)ons transmettre aux clients. <u>Proposition</u> : Clarifier si on parle d'injection au point de raccordement?	Copier-coller art.1, 5° AGW actuel.  La consigne peut, le cas échéant, porter sur la production mais la contrainte qu'il convient de vérifier doit porter sur l'injection au point de raccordement.  <u>Proposition</u> : Voir article 19, §5.  La modulation de la puissance réactive est hors scope de cet AGW.
8	1er		ORES	la compensation financière : le dédommagement alloué au producteur pour compenser les pertes de revenus découlant de l'application de consignes portant sur des volumes d'énergie non produite supérieurs au seuil contractuel en-dessous duquel le volume d'énergie non produite n'est pas soumis à compensation financière. <u>Proposition</u> : Adapter la phrase en éviter de mettre 2 négations pour faciliter la compréhension du message.	<u>Proposition</u> : Voir article 1, 6° adapté.
9	1er		ORES	l'étude préalable : l'évaluation par le gestionnaire de réseau des conditions particulières d'accès au réseau à reprendre dans le contrat de raccordement et, en application de l'article 6, du caractère économiquement justifié d'un projet de renforcement du réseau. L'étude préalable correspond à la solution technique pour ORES et peut prêter à confusion avec l'avis préalable. <u>Proposition</u> : Utiliser le terme Solution technique au lieu d'étude préalable.	L'étude préalable est une notion décrétable.

10	1er		ORES	le projet de renforcement du réseau : le projet de renforcement du réseau établi par le gestionnaire de réseau afin de de supprimer, ou le cas échéant, de réduire le volume des limitations d'injection dans la zone de réseau concernée par la demande de raccordement par rapport à celui attendu en situation de référence ==> Supprimer le "de" en trop	Pas d'objection
11	1er		ORES	la puissance de raccordement : la puissance maximale définie dans le contrat de raccordement et exprimée en voltampères (VA), dont l'utilisateur de réseau de distribution peut disposer au moyen de son raccordement au réseau. <u>Proposition</u> : Préciser si on parle de production ou de consommation	Cette notion de puissance de raccordement peut être supprimée car n'est plus utilisée dans cette proposition d'AGW. <u>Proposition</u> : supprimer la définition de puissance de raccordement.
12	1er		ORES	le raccordement avec accès flexible : le raccordement pour lequel le gestionnaire de réseau peut limiter temporairement l'injection d'un producteur ==> on ne limite pas l'injection, on limite la production pour avoir un effet sur l'injection. <u>Proposition</u> : Remplacer le mot injection par production.	Voir réponse à la ligne 7.
13	1er		ORES	la valeur par défaut : la valeur établie préalablement par la CWaPE sur base de sa connaissance du marché, le cas échéant en concertation avec les gestionnaires de réseau et/ou les producteurs, de laquelle le gestionnaire de réseau et la CWaPE peuvent, de manière motivée et en fonction des caractéristiques du projet d'adaptation du réseau, s'écarter dans le cadre de l'établissement de l'étude préalable ou de l'analyse coût-bénéfice ==> <u>Proposition</u> : Cohérence dans le vocabulaire utilisé. Modifier d'"adaptation" par "renforcement"	Pas d'objection
14	1er		ORES	le volume estimé d'énergie non produit : volume d'énergie non produite à la suite d'une consigne de limitation d'injection du gestionnaire de réseau en vue de préserver la sécurité opérationnelle du réseau estimé au stade de l'étude préalable ou, le cas échéant de l'analyse coût-bénéfice ==> Ce n'est pas une consigne de limitation d'injection mais une limitation de production qui agit sur l'injection. <u>Proposition</u> : Remplacer le mot injection par production	Voir réponse à la ligne 7.
15	1er		ORES	la puissance électrique nette développable (Pend, kWe) : la puissance électrique générée par l'installation de production ou de stockage avant transformation éventuelle vers le réseau, obtenue en déduisant la puissance moyenne des équipements fonctionnels de l'installation de la puissance maximale réalisable ==> On parle de puissance d'injection au point de raccordement? Pas clair	Notion supprimée du fait de la modification de l'article 28, §2. Voir réponse à la ligne 65.
16	1er		ELIA	Ajouter la définition du stockage d'électricité verte sur base de la description reprise dans le décret	Pas d'objection
17		2	ORES	Le gestionnaire du réseau ne peut pas refuser le raccordement d'une installation de production ou de stockage d'électricité pour cause d'éventuelles limitations dans les capacités disponibles du réseau ou dans le réseau en amont, ou au motif que celui-ci entraînerait des coûts supplémentaires résultant de l'éventuelle obligation d'accroître la capacité des éléments du réseau dans la zone de réseau concernée. <u>Proposition</u> : Préciser une notion de délai raccordement	Les délais de raccordement sont précisés dans le RTDE.
18	4	§1er	ORES	Raccordement avec accès flexible des installations de production et de stockage d'électricité sur le réseau moyenne et haute tension ==> <u>Proposition</u> : Remplacer le terme Moyenne par HT 1er catégorie pour être en phase avec le RGIE	L'appellation "Raccordement avec accès flexible des installations de production et de stockage d'électricité sur le réseau moyenne et haute tension" est cohérente avec le décret. Voir article 25decies, §3, du décret.
19	4	§2	ORES	Les conditions particulières d'accès au réseau visées au paragraphe 1er comprennent : 1° le volume estimé d'énergie non produite suite aux limitations d'injection, exprimé en MWh/an, susceptibles d'être imposées par le (ou les) gestionnaire(s) de réseau en vue de lever une congestion, tant dans des conditions normales du réseau qu'en cas de perte d'un élément du réseau ayant un effet critique sur le fonctionnement de celui-ci. ==> Même remarque que précédemment, Production et non injections. Vu que les puissances permanentes et flexibles contractuelles sont en voltampère (VA), est-il aussi prévu une compensation pour des MVARh/an? <u>Proposition</u> : Remplacer le mot injection par production	Voir réponse à la ligne 7.

20	18		ORES	Une installation de production ou de stockage d'électricité peut, sur ordre du gestionnaire de réseau, faire l'objet d'une réduction ou d'une interruption d'injection en cas de risque de dépassement de la limite de sécurité opérationnelle du réseau. ==> Remplacer Injection par production [Remarque JCB] : Vérifier si c'est une volonté de la CWAPE de parler d'injection et non production. S'assurer de la compréhension commune.	Voir réponse à la ligne 7.
21	19	§1er	ORES	Si le gestionnaire de réseau de distribution limite l'injection de plusieurs installations de production ou de stockage pour maintenir l'exploitation du réseau dans les limites de sécurité opérationnelle, la répartition du volume des limitations d'injection sur les installations équipées d'une interface de communication conformément aux paragraphes 1er, 2 et 3 suit les règles suivantes ==> On parle de limite d'injection alors que ce sont des consignes par productions décentralisées et non une limite d'injection. <u>Proposition</u> : Modifier le terme limite d'injection qui ne représente pas la réalité.	Voir réponse à la ligne 7.
22	19	§2	ELIA	Il nous semble recommandé de préciser dans l'AGW a quel niveau ont lieu les obligations qui en découlent : (i) au niveau de l'unité ou (ii) au niveau de l'interface GR-UR	La consigne peut, le cas échéant, porter sur la production mais la contrainte qu'il convient de vérifier doit porter sur l'injection au point de raccordement.  Voir réponse à la ligne 7.
23	19	§5	ORES	Si le gestionnaire de réseau de transport local envoie des consignes de limitation d'injection pour maintenir l'exploitation du réseau dans les limites de sécurité opérationnelle, il observe prioritairement une règle de minimisation du volume d'énergie non produite avant, le cas échéant, d'appliquer les règles de priorité visées au §1er.==> <u>Proposition</u> : Remplacer la terminologie Injection par Production	Voir réponse à la ligne 7.
24	25		ELIA	Lorsque l'injection sur un point d'accès a été interrompue ou limitée par le gestionnaire de réseau, le gestionnaire de réseau ayant émis la consigne informe également le gestionnaire de réseau de transport des volumes d'énergie non injectée. Le gestionnaire de réseau de transport informe sans délais le responsable d'équilibre des volumes activés, de manière agrégée pour l'ensemble de son portefeuille <u>sauf lorsque le périmètre du responsable d'équilibre est corrigé par le gestionnaire de réseau conformément à l'article 28</u> . Le gestionnaire de réseau sur lequel le producteur est raccordé, communique cette information également au détenteur d'accès qui reçoit cette information par point d'accès concerné par la contrainte.	La CWAPE estime qu'il s'agit d'une information intéressante pour le responsable d'équilibre, même en cas de correction du périmètre d'équilibre.
25	4	§2	ELIA	Sur base de l'AGW, nous comprenons que seuls la production et le stockage vert portent à conséquence du point de vue de l'AGW au travers de la mise en place d'obligations en terme de compensation et de CBA. Pouvez-vous confirmer/infirmier cela à la lumière de la question précédente ?	Confirmation. Toutefois, la valeur associée à l'énergie verte non déstockée est supposée nulle.
26	5		ORES	Lorsque, pour des circonstances que le gestionnaire de réseau n'est pas en mesure de prévoir, une nouvelle capacité d'injection se libère, le gestionnaire de réseau la met à disposition des futurs demandeurs et en informe le marché par la mise à jour des informations visées à l'article 35. ==> On parle de capacité en Energie ou en Pussance? <u>Proposition</u> : Préciser si on parle d'Energie ou de Puissance	La notion de capacité induit une notion de capacité d'accueil de la puissance. Celle-ci sera traduite en énergie pour les nouveaux demandeurs (ou les demandeurs en lice pour la réception de la proposition de raccordement) dans le cadre de l'établissement des conditions particulières d'accès visées à l'article 4, §2.
27	28	§2	ELIA	Ajout d'un alinéa : "Lorsque les gestionnaires de réseau corrigent le périmètre du responsable d'équilibre du producteur pour les volumes à compenser, la composante A n'est pas due."  ==> Nous sommes surpris de voir que la disposition de l'article 11§1 de l'AGW de 2016 a disparu.Nous demandons de conserver la possibilité pour les GR de corriger le périmètre du BRP en lieu et place de la compensation financière directe au producteur.	Pas d'objection. Voir article 29, §4.



28	6		ORES	En présence d'une situation où des limitations d'injection d'électricité verte sont attendues dans des conditions normales de réseau ou lorsque le volume estimé d'énergie verte non produite est supérieur au volume non raisonnable visé à l'article 22, § 3, le gestionnaire de réseau procède également dans l'étude préalable, conformément au chapitre 4, à l'examen du caractère économiquement justifié d'un projet de renforcement du réseau selon une méthodologie conforme au chapitre 4. L'étude préalable reprend alors l'ensemble des informations nécessaires à la réalisation de l'analyse coût-bénéfice. <u>Proposition</u> : Rajouter une définition sur la notion d'énergie verte	Pas d'objection. Voir article 1, 13°.
29	6		ORES	Le projet de renforcement du réseau visé à l'alinéa 1er vise à supprimer, ou le cas échéant à réduire, le volume d'énergie verte non produite dans la zone de réseau concernée. <u>Proposition</u> : Préciser "A un niveau inférieur au volume non raisonnable"	L'objectif premier de cet investissement est de supprimer <u>TOUT</u> le volume d'énergie verte non produite. Si un tel projet n'est pas économiquement justifié, alors l'objectif suivant sera de réduire autant que possible le volume d'énergie verte non produite.  L'objectif de proposer des investissements de renforcement du réseau permettant de renforcer le réseau de façon à limiter la modulation à un niveau inférieur au volume non raisonnable (15%) ne paraît pas compatible avec l'objectif d'assurer la transition énergétique, et semble incohérent avec l'article 13, 5 (a) du Règlement européen 2019/943.
30	7		ORES	Les compensations sont accordées uniquement aux productions renouvelables?	L'article 7 ne porte pas sur les compensations financières. Seules les unités de production d'électricité verte sont éligibles pour la compensation financière (+ réserve pour les unités de stockage d'énergie verte pour lesquelles la valeur de la compensation financière est nulle).
31	12		ORES	L'AGW porte-t-il sur toutes les productions, qu'elles soient renouvelables ou pas? <u>Proposition</u> : Clarifier de quelle production on parle? Uniquement renouvelables ou toutes?	L'AGW porte sur le raccordement des unités de production (grises + vertes) et de stockage raccordées sur le réseau moyenne et haute tension.
32	4 §2		ORES	En cas de demande pour une augmentation de puissance de production, les conditions particulières d'accès sont déclinées de manière distincte pour la puissance historique et pour la demande d'augmentation de puissance. ==> Impact potentiellement important pour les GRD	Voir réponse ligne 115.
33	4 §2		ELIA	Ajouter "les hypothèses de production et de charge du réseau" dans les conditions particulières d'accès	Ce point a été explicité par ELIA lors de la réunion de concertation du 25 avril 2023.  L'esprit de la proposition d'ELIA est, en présence d'une demande de raccordement d'une unité de production grise ou d'une unité de stockage, le calcul de l'énergie non produite au stade de l'étude préalable soit effectué en tenant compte d'un potentiel de production d'électricité d'origine renouvelable dans la zone, plutôt que des seules unités de production en exploitation ou ayant fait l'objet d'une demande de raccordement. L'idée est de fournir des estimations de l'énergie non produite plus réalistes (étant entendu que l'approche de calcul traditionnelle est une approche pûre LIFO, alors que ces unités grises ou de stockage seront - indépendamment de la date de réservation de capacité - modulées avant les autres).  La CWaPE s'interroge sur cette proposition qui propose le recours à des potentiels alors que ceux-ci ne seraient pas utilisés dans l'examen du caractère économiquement justifié d'un projet de renforcement du réseau.  La CWaPE rappelle que le volume d'énergie non produite estimé au stade de l'étude préalable sert, sous réserve de l'article 33, §1er (tiret 2), de référence pour l'estimation du dénominateur lors de la réalisation de l'analyse coût-bénéfice.  La CWaPE est ouverte à la discussion sur ce point mais, en l'absence de proposition explicite, propose d'utiliser une méthode de calcul identique pour l'ensemble des filières, tout en précisant les limites de cette approche pour les unités de production d'électricité grise ou de stockage.

34	14		ORES	Le délai de réalisation des investissements qui ont été jugés économiquement justifiés à la suite d'une analyse coût-bénéfice est plafonné à cinq ans à compter de la date de commande des travaux. Ce délai pourra être prolongé par une décision motivée de la CWaPE lorsque le retard dans l'adaptation du réseau est dû à des circonstances que le gestionnaire de réseau ne maîtrise pas. ==> En attendant l'investissement, sommes nous obligés de raccorder le client? <u>Proposition</u> : Vérifier si on nous oblige pas à raccorder le client en attendant l'investissement!	Le raccordement est garanti (voir décret, art.25decies, §2), pas l'accès!
35	16	§1er	ORES	Le gestionnaire de réseau fournit à l'utilisateur de réseau l'interface de communication visée au paragraphe 1er et définit le format des consignes appliquées. ==> Pas très clair, dans le paragraphe précédent, on parle d'interface permettant de recevoir les consignes. Ce n'est pas clair qui fournit cela. <u>Proposition</u> :Clarifier les notions d'interface de communication et interface permettant de recevoir les consignes. ( ou s'arrête la fourniture du client et celle du GRD)	<u>Proposition</u> : voir article 16 adapté.
36	16	§3	ORES	L'application de ce seuil concerne toutes les demandes introduites pour le même raccordement depuis trois ans. ==> Pas clair non plus, si il y a une augmentation de la puissance qui engendre un dépassement des 250kva installé, la totalité de l'installation doit être modulable, la date n'intervient plus. <u>Proposition</u> : Nécessaire de clarifier cette proposition de date de 3 ans qui n'a pas beaucoup de sens.	Copier - coller de l'article 4, §6, de l'AGW actuel, article rédigé à l'époque à la demande des gestionnaires de réseau.
37	16	§3	ORES	L'exigence d'un dispositif de contrôle commande visée au § 1er vaut également pour toute augmentation de puissance supérieure à 250 kVA. Dans ce cas, le dispositif de contrôle commande porte sur l'entièreté de la puissance cumulée de production et de stockage. ==> <u>Proposition</u> : Préciser "De chacune des filières de production"	Tout en rappelant l'article 30 de la proposition d'arrêté, la CWaPE estime qu'une augmentation de puissance de plus de 250 kVA dans une filière donnée ne doit nécessairement conduire à l'ajout d'un dispositif de contrôle d'une installation de plus petite puissance appartenant à une filière différente.
38	17	§2	ORES	les modalités d'octroi de la compensation pour les pertes de revenus subies suite à la réduction ou l'interruption de l'injection, en ce compris les certificats verts ou tout autre régime de soutien à la production ==> <u>Proposition</u> : Préciser "Compensation financière"	Pas d'objection
39	5		ORES	Ne faut-il pas évoquer les clients historiques qui auraient un contrat full flex et qui pourraient bénéficier d'une partie ou d'une totalité de permanent ? ==> On ne parle que des futurs demandeurs, intégrer une précision quand aux clients historiques.	Les contrats historiques de type GFLEX ont fait l'objet d'une actualisation après l'entrée en vigueur de l'AGW actuel.
40	18		ORES	Une installation de production ou de stockage d'électricité peut, sur ordre du gestionnaire de réseau, faire l'objet d'une réduction ou d'une interruption d'injection en cas de risque de dépassement de la limite de sécurité opérationnelle du réseau. ==> On parle de risque de dépassement alors qu'au niveau de définitions on parle de consigne en cas de congestion. A clarifier Risque de congestion vs consigne en cas de congestion	Voir réponse à la ligne 6.
41	19	§1er	ORES	le volume est d'abord assigné aux nouvelles installations de stockage d'électricité non verte, selon un ordre « dernier arrivé, premier sorti » ; <u>Proposition</u> : Rajouter une définition sur le stockage d'électricité non verte	Voir article 22.
42	39		ORES	Pour les installations historiques de production d'électricité sans accès flexible, la capacité d'injection permanente est au moins égale à la capacité d'injection initialement mentionnée dans le contrat de raccordement. Les installations historiques de production d'électricité disposant d'un contrat de raccordement dénommé « classique avec accès flexible en N-1 » sont assimilées dans le cadre du présent arrêté à des nouvelles installations de production d'électricité et leurs contrats de raccordement doivent être actualisés en vue de tenir compte des dispositions du présent arrêté. Dans ce cas, la capacité d'injection permanente est évaluée uniquement sur base du réseau existant ==> Ce nouveau point n'est-il pas déjà d'application aujourd'hui? Chez ORES, tous ces anciens contrats ont été revus en 2018 conformément aux exigences réglementaires	<u>Proposition</u> : Voir article 40 adapté.

43	19	§1er	ELIA	Suppression du 2° car redondance avec 4°, a	Effectivement, il y a une redondance incompatible entre le 2° et le 4° a. La CWaPE propose de supprimer le 4° a) plutôt que le 2° car les unités de stockage, quelles qu'elles soient, devraient être modulées avant toute unité de production.
44	40		RESA	Devons-nous comprendre que nous devons réactualiser l'ensemble des contrats réalisés depuis l'application du premier AGW T-Flex, recalculer l'estimation du volume annuel modulé basé sur le réseau actuel ? Devons-nous garder la date d'acquisition historique pour le LIFO ?	Ces valeurs ne doivent pas être recalculées car elles ont déjà été estimées au stade de l'étude préalable et de l'analyse coût-bénéfice. La date d'acquisition historique est maintenue.  Voir réponse à la ligne 45.
45	40		ORES	Attention le volume de contrat à renouveler peut être important! Révision de tous les contrats?	OUI. La coexistence de ces deux régimes semble incompatible. Toutefois, afin de limiter la charge administrative liée à la réactualisation des contrats, la CWaPE propose d'ajouter un second alinéa à l'article 40.  <u>Proposition</u> : Voir article 41, §1er, adapté.
46	19	§2	ORES	si le volume nécessaire n'est pas atteint, il est assigné aux nouvelles installations de stockage d'électricité verte, selon un ordre « dernier arrivé, premier sorti » ==> Pourquoi parle t on de stockage et non plus de production dans ce cas?	Les unités de stockage d'électricité non verte doivent, en application de cet arrêté, être distinguées des unités de stockage d'électricité verte.  Voir réponse à la ligne 43.
47	19	§2	ELIA	Ne faut-il pas ici préciser que la minimisation porte en priorité sur le gris (priorité au vert) ? Nous sommes aussi surpris de lire que la priorité n'est pas donnée au vert lors de la minimisation des volumes modulés. En effet, si le plus petit volume modulable est vert, c'est ce dernier, avant le gris qui sera modulé. Cela nous semble contraire à l'esprit de l'AGW.	La CWaPE a tenté de refléter un mécanisme existant suite à l'approbation de la CWaPE du mécanisme proposé par SYNERGRID, dans son courrier daté du 11.12.2017, pour les modulations relatives à la gestion des congestions sur le réseau de transport local. En outre, la CWaPE estime que le principe de priorité au vert par rapport au gris doit s'entendre à conditions équivalentes. En clair, 1 MWh vert > 1 MWh gris mais on ne peut pas dire que 1 MWh vert > 10 MWh gris.  Ceci étant dit, la CWaPE partage les craintes formulées par ELIA lors de la réunion de concertation du 25 avril 2023 selon lesquelles, en application de cette disposition, des unités de production d'électricité verte pourraient être modulées avant des unités de stockage.  <u>Proposition</u> : voir article 19, §2, adapté.
48	19	§5	ORES	L'ordre d'arrivée est établi sur base de la date de réservation de capacité acquise conformément aux règlements techniques et se décline par filière de production. En cas d'augmentation de puissance pour une filière, la date la plus récente est prise en compte pour l'ensemble de la filière ==> Vérifier la date car aujourd'hui c'est la date d'accord encodée en MSI.	Ce commentaire a été supprimé lors de la réunion de concertation du 25 avril 2023.
49	19	§2	ELIA	L'ordre d'activation tel que proposé implique que les nouveaux raccordements impactent les existants sur lesquels le GR a du s'engager dans l'étude préalable. Bien que dans les faits peu de situations de la sorte se soient présentées, à l'avenir cela sera plus fréquent dans les zones avec beaucoup de projets comme la Boucle de l'Est. En effet, par exemple, une unité non-verte sera impactée par l'arrivée de nouvelles unités vertes. Concernant la production verte, une estimation du potentiel local peut nous permettre d'estimer la flexibilité attendue pour des unités non-vertes lorsque ce potentiel sera raccordé. Par contre, aucun potentiel (ni profil) de batterie verte n'existe à ce jour, ce qui à nos yeux complexifiera grandement la méthodologie à mettre en œuvre pour estimer la flexibilité attendue.	Voir réponses aux lignes 33 et 47.  Dès lors que les unités de stockage seront modulées avant les unités de production d'électricité verte, celle-ci n'interféreront plus avec l'estimation de l'énergie non produite pour les unités de production d'électricité verte.
50	19	§4	ORES	si le volume nécessaire n'est toujours pas atteint, il est assigné sur les nouvelles installations de stockage d'électricité verte selon un ordre « dernier arrivé, premier sorti », ensuite ; ==> Ce point est déjà mentionné plus au haut au point n°2 de l'article 19	Voir réponse à la ligne 43.
51	23		ORES	La compensation financière est attribuée au producteur sur base mensuelle pour les sites d'une puissance maximale d'injection strictement supérieure à 250 kVA, et sur base annuelle pour les sites de production d'une puissance maximale d'injection inférieure ou égale à 250 kVA. L'ensemble des activations d'une année donnée devra être compensé, sous réserve de la vérification des conditions d'octroi de cette compensation, dans les 3 mois suivant la fin de l'année considérée. ==> faisabilité périodicité mensuelle à étudier	Comme précisé lors de la réunion de concertation du 25 avril 2023, un paiement mensuel ne signifie pas un paiement le mois suivant de la consigne de limitation d'injection.

52	23		ELIA	La compensation financière est attribuée au producteur sur base mensuelle pour les sites d'une puissance maximale d'injection strictement supérieure à 250 kVA [...] ==> Nous ne comprenons pas bien la différence entre l'attribution annuelle et l'octroi annuel. Selon nous, le calcul de la compensation ne peut se faire que sur base annuelle pour avoir une unité de temps comparable au volume estimé d'énergie non-produite de l'étude préalable qui est annuel.	<p>Le volume d'énergie non produit servant de seuil avant l'octroi de compensation financière sera celui correspondant au seuil contractuel visé à l'article 23, §2 (sous réserve du volume additionnel visé à l'article 23, §3 qui, le cas échéant, serait disponible pour le gestionnaire de réseau à partir de 15% d'énergie modulée).</p> <p>Une fois que le seuil est atteint, il y a pour l'URD ouverture du droit à la compensation financière qui peut s'effectuer de manière mensuelle. Comment d'ailleurs le gestionnaire de réseau pourrait appliquer l'article 19, §1er, dernier alinéa (optimisation du GR) s'il ne suit pas l'évolution (<u>sur l'année calendaire</u>) des volumes modulés imposés aux URD?</p> <p>Attribué = Octroyé</p> <p>Les volumes correspondant aux 5% et 15% (pris respectivement en compte pour le seuil contractuel et pour le volume additionnel) seront établis ex ante sur base d'un profil de production annuel, et non sur base de la production réelle durant l'année t.</p> <p><u>Exemple</u> : Volume d'énergie non produit estimé au stade de l'étude préalable = 18%.  - Seuil contractuel : 5% (volume d'énergie non produit gratuit pour le GR à partir de 0 MWh modulé)  - Volume additionnel : 18%-15% = 3% (volume d'énergie non produit gratuit pour le GR à partir de 15% modulé)  ==&gt; Volume total disponible à titre gratuit pour le gestionnaire de réseau : 5%+3%=8%.</p>
53	19	§5	ORES	Les consignes de limitation d'injection ne peuvent porter sur une puissance supérieure à la capacité d'injection des installations de production et de stockage ==> La consigne Max ne peut pas dépasser la capacité installée et présente dans le contrat. Voir discussion HIP. <u>Proposition</u> : 'Modification de la phrase pour refléter une réalité	<p>Voir réponse à la ligne 83.</p> <p>Dans le cadre de cet AGW, les consignes de limitation d'injection (ou le cas échéant de production) ne peuvent être appliquées aux points de raccordement qui sont en prélèvement net.</p> <p>Voir article 19, §4, adapté</p>
54	14		ELIA	La prise en compte de la <u>date de commande des travaux</u> est un bon déclencheur mais ne tient pas compte de la concrétisation des éventuels projets liés à la CBA mais non encore réalisés	<p>Moyennant accord de la CWaPE, une flexibilité pourrait le cas échéant être laissée au gestionnaire de réseau sur le délai de réalisation des travaux, en particulier lorsque les hypothèses sur le raccordement d'UPD ne sont pas rencontrées dans la réalité. Néanmoins, le résultat positif de l'analyse coût-bénéfice permettant une amélioration des conditions particulières d'accès restera impactant sur un plan contractuel.</p> <p><u>Proposition</u>: voir article 5, §2 (et article 4, §2, alinéa 3).</p>
55	21		ORES	En cas de non-respect de la consigne par l'utilisateur du réseau dans les délais imposés et de risque de dépassement de la limite de sécurité opérationnelle du réseau, le gestionnaire de réseau peut interrompre la production qui ne respecte pas ladite consigne, sans compensation financière des pertes de revenus du producteur ==> Possible difficulté /impossibilité de mise en œuvre	<p>Voir contrat de raccordement d'ORES : "[...] En cas de non-respect de la consigne par le client dans les délais imposés et de risque de dépassement des limites de sécurité opérationnelle du réseau, le gestionnaire de réseau peut envoyer une commande visant à interrompre la production qui ne respecte pas ladite consigne (protection de back up), sans compensation financière des pertes de revenus du producteur.[...]"</p>
56	22	§2	ORES	Les pertes de revenus dues aux réductions ou interruptions d'injection d'électricité verte font l'objet d'une compensation financière dès lors que le volume d'énergie modulée excède le seuil contractuel visé à l'alinéa 2. ==> On parle bien du volume dans la partie flexible? si l'on module dans le Perm il y a directement une compensation? A clarifier si on parle bien uniquement dans la partie Flexible.	<p>Les notions de capacité d'injection permanente/flexible n'interviennent plus dans le régime de compensation financière.</p> <p>Voir réponse à la ligne 52.</p>
57	22	§2	ORES	Les pertes de revenus dues aux réductions ou interruptions d'injection d'électricité verte font l'objet d'une compensation financière dès lors que le volume d'énergie modulée excède le seuil contractuel visé à l'alinéa 2. ==> ca ne fonctionne que si le réseau n'évolue pas. comme déjà indiqué, les profil de charge peuvent changer et donc avoir un impact sur les volumes. Et j'ajouterai qu'aujourd'hui les volumes sont données pour info et ne sont pas engageant. On voit d'un retour d'expérience qu'on les dépasse dans la majorité des cas. Il faut être prudent avec ça. <u>Proposition</u> : A adapter car pas réaliste dans l'application.	<p>Voir article 26, §2ter, du décret.</p>

58	22	§§2 et 3	RESA + ORES	Demande de clarification : seuil contractuel + volume additionnel	Voir réponse à la ligne 97.
59	22	§3	ORES	Le volume additionnel d'énergie non produite non soumis à compensation financière correspond à la différence positive entre le volume d'énergie non produite estimé au stade de l'étude préalable, ou le cas échéant de l'analyse coût-bénéfice, et le volume d'énergie non produite non raisonnable, correspondant à quinze pourcents du volume de production attendu de l'installation de production ==> 1. Reclarifier la phrase. 2. Ajouter une précision sur le volume "Annuel"	Voir réponse à la ligne 97.
60	22	§4	ELIA	§4. Lorsque le volume estimé d'énergie non produite suite aux limitations d'injection qui n'est pas soumis à compensation financière résulte de la prise en compte d'éléments du réseau appartenant à plusieurs gestionnaires de réseau, il est réparti entre les gestionnaires de réseau concernés en fonction de l'infrastructure à l'origine de la limitation d'injection attendue. ==> Il nous semble utile que les GR prévoient des lignes directrices pour la répartition de ces volumes.	<u>Proposition</u> : voir article 38, §4.
61	14		ELIA	Liste reprenant, par type d'investissement de renforcement du réseau, un délai maximum pour la réalisation de ces travaux : Intéressant mais reste théorique. Quel est le but poursuivi par la CWaPE avec ce délai ? L'incitant du paiement de la compensation est suffisant pour que le GR investisse au moment le plus efficace.	L'objectif de la CWaPE est de fournir à l'URD des conditions contractuelles améliorées dans le cas où un projet économiquement justifié pourrait <u>de manière réaliste</u> être réalisé dans un délai inférieur à la durée maximale de 5 ans.
62	29		ORES	Lorsque, à la suite d'une demande de raccordement sur le réseau moyenne et haute tension pour un site de production ou de stockage d'une <u>puissance supérieure à 56 kVA et inférieure ou égale à 250 kVA</u> , l'étude préalable met en évidence le risque d'apparition de congestions nécessitant, pour mettre à disposition la capacité totale demandée, de procéder à des limitations d'injection. Ces installations peuvent bénéficier du régime visé à la section 4 pour autant qu'elles soient mises en service à une date postérieure à la date d'entrée en vigueur de la présente disposition et que l'utilisateur du réseau soit capable de réduire son injection en cas de congestion. Dans le cas contraire, le gestionnaire de réseau peut demander des garanties pour que l'injection reste en tout temps inférieure au seuil risquant d'engendrer la congestion. ==> On peut limiter le contrat? Oui si pas raisonnable? Derrière le mot "Garanties", on peut rajouter ce que l'on veut?	Par garantie, la CWaPE entend par exemple l'installation d'un limiteur d'injection.
63	23		ORES	La compensation financière est attribuée au producteur sur base mensuelle pour les sites d'une puissance maximale d'injection strictement supérieure à 250 kVA, et sur base annuelle pour les sites de production d'une puissance maximale d'injection inférieure ou égale à 250 kVA. L'ensemble des activations d'une année donnée devra être compensé, sous réserve de la vérification des conditions d'octroi de cette compensation, dans les 3 mois suivant la fin de l'année considérée. ==> la modulation ne concerne pas les PDC <250kva. non?	Voir article 30.
64	19	§2	ELIA	Est-ce que la CWaPE envisage la possibilité de flexibiliser la consommation (puissance mise à disposition) d'une unité de consommation ou de stockage ? Cette question peut sembler quelque peu hors du scope de l'AGW mais reste néanmoins indirectement liée lorsqu'on parle du stockage gris.	NON. La flexibilité « technique » prévue par le décret ne porte que sur l'injection.
65	27	§2	ELIA	Les caractéristiques individuelles du site de production sont prises en compte par l'utilisation d'un facteur de qualité, défini comme le rapport entre d'une part, la puissance fournie par un site de production durant une période donnée et, d'autre part, la puissance fournie des sites de production du même type sur cette même période. Le facteur de qualité est défini pour le site de production. ==> Ces modifications visent à refléter la pratique actuelle.	Pas d'objection. Voir article 28, §2.
66	28	§1er	ELIA	Les pertes de revenu associées aux limitations d'injection des installations de stockage sont réputées nulles. ==> Faut-il interpréter qu'il n'y a pas de compensation financière pour le stockage vert ?	La CWaPE estime que la perte de revenu associée à un volume d'énergie qui n'a pu être déstocké est nulle car cette énergie pourra être réinjectée plus tard.
67	19	§2	ELIA	Comment sont considérées les nouvelles unités de production sur un site de consommation ? Est-ce possible de les flexibiliser en cas d'injection nette sur le réseau ?	Oui. La modulation de l'injection sur le réseau au départ d'un site de consommation est autorisée (comme actuellement) pour autant que le site soit en injection nette.
68	28	§1er	RESA	Au niveau des coûts de compensation et d'indemnisation, sont-ils considérés comme non-contrôlables ?	Ces coûts ne sont pas repris dans la liste des coûts non contrôlables, et à ce titre sont donc considérés comme contrôlables.

69	19	Général	ORES	Quel est l'intérêt des capacités permanentes et flexibles. <u>Proposition</u> : Si on s'engage contractuellement sur des volumes, la notion de permanent ou flexible peut disparaître : de facto, un engagement sur un volume nul remplace la notion de permanent.	<u>Proposition</u> : voir article 17, §2 (1°) adapté.  Les définitions de capacités permanente/Flexible sont toutefois maintenues car elles interviennent dans la mise en œuvre de l'article 41, §2.
70	4	§2	ORES	Dans le cas des installations de stockage d'électricité, l'énergie non produite est assimilée à celle qui ne peut être déstockée suite aux limitations d'injection ==> On ne précise pas si c'est uniquement de l'énergie verte ou pas? <u>Proposition</u> : Clarifier de quel énergie parle t'on? Toute ou uniquement vert?	L'article 4 porte sur l'établissement obligatoire d'une étude préalable pour toute demande de raccordement sur le réseau moyenne et haute tension d'UPD ou de stockage (voir art.25decies, §3, du décret). Le caractère vert ou non vert de l'énergie destockée n'intervient pas à ce sujet.
71	32		ELIA	Il nous apparaît nécessaire de clarifier l'utilisation des notions de durée de vie économique des sites de production d'électricité verte ainsi que de productible théorique (profils de production) lors de la révision de la méthodologie CBA. En effet nous constatons que les CBA ne tiennent plus compte de ces aspects tels que décrits dans la méthodologie.	Cette discussion se tiendra dans le cadre de la consultation qui sera menée préalablement à la publication d'une méthodologie de calcul revue.  <u>Proposition</u> : voir article 33, § 2, adapté.
72	34	§3	ELIA	Quel est l'objectif de la CWaPE avec ce type de reporting ? En effet, il n'existe pas de redispatching fondé sur le marché actuellement. Quel redispatching est visé au b) et au c), aussi celui fondé sur le marché ? Quels « services qui augmentent la flexibilité » sont visés ici ? N'est-ce pas le redispatching en lui-même ?	L'objectif poursuivi est de donner davantage de visibilité à l'article 13.4 Règlement 2019/943 qui doit d'ores et déjà être d'application.
73	34	§4	ORES	Obligations de rapportage. § 4. Après concertation avec les gestionnaires de réseau, la CWaPE fixe la portée, la fréquence et les modalités pratiques des rapportages visés aux paragraphes 1er à 3. == >	Voir article 13.4 Règlement 2019/943.
74	34	§4	ORES	§ 4. Après concertation avec les gestionnaires de réseau, la CWaPE fixe la portée, la fréquence et les modalités pratiques des rapportages visés aux paragraphes 1er à 3. ==> très peu de détails sur ce qu'ils attendent. Est ce qu'il s'agit d'un chapitre encore à compléter? .	Voir article 13.4 Règlement 2019/943.
75	4	§2	ORES	Dans le cas des installations de stockage d'électricité, l'énergie non produite est assimilée à celle qui ne peut être déstockée suite aux limitations d'injection. ==> on se base sur quoi pour connaître l'énergie dispo dans le batterie et qui ne peut pas être délivrée?	Il convient de distinguer les notions de volume d'énergie non produite (établi à la suite de l'étude préalable) et de volume d'énergie modulée (calculé à la suite d'une consigne).  <u>Volume d'énergie non produite (non déstockée) d'une unité de stockage</u>  Ce point faire l'objet de discussions lors des processus de concertation suivant l'adoption de la proposition d'AGW. A ce stade, par souci de simplification, la CWaPE ne ferme pas la porte à la possibilité de recourir à un profil de 8.760 h/an. Ce point devra néanmoins faire l'objet de discussions ultérieures dans le cadre de la mise en oeuvre de l'article 38, §1er.  <u>Volume d'énergie modulée d'une unité de stockage</u>  Voir article 28, §5.
76	4	§2	ELIA	Quelle est la portée (quelles sont les conséquences) du volume estimé d'énergie non-produite pour les raccordements de production ou stockage gris ? Il est en effet repris dans le contrat de raccordement mais sans avoir de conséquence pour le producteur (pas de compensation ou de CBA). N'y-a-t-il pas une piste de simplification à envisager en limitant l'AGW à la production et au stockage vert ?	1. Conformément à l'article 25decies, §3, du décret, l'AGW prévoit qu'une étude préalable est nécessaire pour tout raccordement d'UPD et de stockage sur le réseau moyenne et haute tension. Les unités de production et de stockage grise font donc partie du champ d'application de l'AGW. En outre, du fait de la réalisation d'une étude préalable, l'information relative au volume estimé d'énergie non produite est disponible. 2. Cette information peut malgré tout être intéressante pour l'URD (même si ce volume pourrait être invalidé par la suite par l'emploi des règles de priorité ou par la possibilité laissée au gestionnaire de réseau d'optimiser la répartition des volumes). 3. A supposer que ces unités puissent un jour avoir droit à une compensation financière, il sera alors plus aisément possible de mettre en œuvre ce régime de compensation financière.
77	28	§1er	ELIA	Comment estime-t-on l'énergie non-produite par le stockage ?	Voir réponse ligne 75.

78	Chapitre 6	ORES	<p>- Il s'agirait d'indemniser un manque à gagner pendant la durée de planification et de réalisation des travaux d'infrastructures nécessaires pour accepter la ou les injections.</p> <p>- Il est attendu du client qu'il agisse en bon père de famille en optimisant, autant que faire se peut, l'autoconsommation.</p> <p>- L'indemnisation d'un dommage réel (dont il appartiendrait au client d'en administrer la preuve) relève d'un exercice compliqué et amènerait des comportements s'inscrivant dans une mécanique de prime qui n'inciterait pas à l'autoconsommation.</p> <p>- L'indemnisation forfaitaire semble la plus appropriée. Le droit à celle-ci pourrait s'ouvrir non pas par le simple constat de la survenance de l'impossibilité d'injection mais bien pendant le délai qui s'écoulerait entre le délai minimal laissé au GRD pour adapter son réseau et la réalisation des travaux d'infrastructure. Cette indemnisation pourrait être versée une fois l'an après établissement de la facture de régularisation.</p> <p>- Le calcul de l'indemnisation devra tenir compte de la puissance de l'installation – de son âge -de la date de la mise en service – du constat de la restriction ou l'impossibilité avérée de l'injection – « d'une franchise temps laissée au GRD d'adapter le réseau ».</p> <p>- Essentiel, comme le prévoit le texte du décret de prévoir des dérogations pour des limitations de courte durée de viser les cas de FM, mais aussi le placement des groupes électrogènes. Le SRME connaît quelques dossiers médiation et voudrait ouvrir le droit à compensation dès lors qu'il on a recours à un groupe électrogène pendant un délai qu'elle estime anormalement long pour des raisons de seul confort. Or, on ne peut préjuger des raisons impérieuses qui justifient qu'un groupe doit rester en fonctionnement pendant une période longue (nécessité d'obtention d'autorisation SPW, Infrabel, délai avant coupure HT ...).</p>	<p>Conformément aux discussions tenues lors de la réunion de concertation du 25 avril 2023, le chapitre 6 relatif à l'indemnisation pour les limitations d'injection des installations de production et de stockage d'électricité verte raccordées en basse tension sera supprimé pour faire l'objet d'une proposition distincte.</p>	
79	1	17, 18	FEBEG	<p>" la valeur établie préalablement... " La FEBEG demande des précisions sur la référence de base prise en compte pour établir cette notion.</p>	<p>Ces valeurs seront déterminées dans le cadre du processus de concertation qui sera organisé conformément à l'article 37, §2.</p>
80	1	19	FEBEG	<p>" le volume estimé d'énergie non produit ". Le terme "estimé" porte à confusion avec l'estimation qui est faite lors de l'étude préalable. Selon notre compréhension, il s'agit plutôt ici du volume effectif et non du volume estimé.</p>	<p>Il s'agit bien du volume d'énergie non produit [...] estimé au stade de l'étude préalable ou, le cas échéant de l'analyse coût-bénéfice.</p> <p>Voir article 1er, 21°, adapté.</p>

81	1	21	FEBEG + Luminus	<p>"Volume d'énergie non produite jugé non raisonnable". La FEBEG s'interroge sur la motivation et justification d'une limite à 15%. Les retours de terrain indiquent que la limitation imposée d'un volume supérieur à 15% ne signifie pas qu'un projet est mal positionné mais peut refléter l'inadéquation du réseau aux besoins du développement de renouvelable.</p>	<p>Voir article 26, §2ter, alinéa 2 du décret électricité.</p> <p>En outre, la CWaPE estime que le texte en l'état est davantage de nature à inciter les gestionnaires de réseaux à anticiper le développement de la production décentralisée et ce au moins pour deux raisons :</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Le régime de compensation financière n'est plus fondé sur une dichotomie capacité permanente/capacité flexible ;</li> <li>2) Avec le plafonnement du volume d'énergie non produit repris dans le contrat, le volume de flexibilité technique gratuit ne sera plus systématiquement en adéquation avec les estimations des gestionnaires de réseaux de leurs besoins en flexibilité.</li> </ol> <p><u>Remarque</u> : en présence d'un volume d'énergie non produit jugé non raisonnable, une analyse coût-bénéfice d'un projet de renforcement du réseau est réalisée. En outre, si le gestionnaire de réseau exploite la possibilité de recourir (contractuellement) au volume additionnel d'énergie non produite sans compensation financière, le calcul du dénominateur de la CBA prendra en compte l'ensemble du productible attendu de la demande, en lieu et place du seul volume d'énergie non produit estimé au stade de l'étude préalable.</p> <p>Dans ce contexte, l'article 33, §1er (2ième tiret) a été adapté.</p> <p>Précisons également que le cadre en matière de raccordement avec accès flexible proposé pour les unités de production décentralisée ne remet pas en cause les dispositions décrétales relatives aux plans d'adaptation qui prévoient dorénavant que ceux-ci sont soumis à consultation auprès des utilisateurs de réseaux.</p>
82	4	1	FEBEG	<p>La FEBEG suppose que le terme "étude préalable" équivaut au terme "étude de détails" classiquement utilisé par certains GRD. La FEBEG demande des clarifications à ce sujet.</p>	<p>Dans les cas où celle-ci doit être menée, l'étude préalable constitue une composante de l'étude de détail. Conformément au RTDE, le délai de réalisation de l'étude de détail est prolongé pour tenir compte de la réalisation de l'analyse coût-bénéfice (voir article III. §3. du RTDE)</p>
83	4	2	FEBEG	<p>Pour la FEBEG, il est important que la méthode de calcul utilisée pour cette estimation soit transparente et basée sur des hypothèses correctes. Il est important que cette méthode de calcul soit précise et ne permette pas au GRD de systématiquement proposer un volume non produit proche de 5% .</p> <p>Sur le profil pris en compte, la FEBEG observe que si celui-ci est calculé en "100% injection", les projets "behind the meter" seront négativement impactés.</p>	<p>Cette méthode de calcul fera l'objet d'une publication conformément à l'article 38, §1er.</p> <p>La CWaPE peut entendre la remarque de la FEBEG mais fait valoir plusieurs observations :</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Est pris en considération l'impact de l'unité de production sur la zone qui subira la congestion (indépendamment en effet de la consommation in situ);</li> <li>2) la CWaPE peine à voir comment prendre en considération un profil de consommation standard du demandeur;</li> <li>3) La CWaPE rappelle que l'unité de production ne pourra faire l'objet d'une modulation qu'en cas d'injection nette, et à hauteur de cette puissance injectée nette, en un instant t (voir article 19, §4).</li> </ol>
84	10	1	FEBEG	<p>Pour la FEBEG, le projet prévoit de réduire le délai de 70 jours à 30 jours. La FEBEG demande confirmation de cette interprétation et de préciser quelles sont les conséquences pour le GR si ce délai n'est pas respecté.</p>	<p>Le délai de 30 jours pour la réalisation de l'étude préalable (le cas échéant, augmenté du délai de quinze jours) est identique à celui précisé dans l'AGW existant.</p> <p>Les conséquences en cas de non réalisation du délai de réalisation de l'étude préalable, ou de l'étude de détail, sont considérées comme hors scope de cet AGW.</p>



85	4	2	FEPEG	<p><i>Estimation du volume d'énergie non produit au stade de l'étude préalable</i> . Pour les projets éoliens, il semble qu'un profil standard pour un projet wallon soit utilisé par les GRD. Une telle standardisation ne reflète pas au mieux les spécificités du projet qui peuvent être très différentes en fonction des régions, et d'autres paramètres. Cela mène à des sur-estimations ou sous-estimation des volumes non produits en fonction des cas.</p> <p>Afin de représenter au mieux la réalité attendue, la FEPEG estime que demandeur pourrait fournir une étude de production réalisée par un bureau certifié sur base de laquelle le GRD pourrait réaliser son estimation.</p>	<p>Cette possibilité existe déjà dans la prescription technique C8/03 (voir point 4.3). Bien que celle-ci soit appelée à évoluer afin de tenir compte des nouvelles dispositions en matière de TFLEX, la CWaPE - qui sera chargée d'approuver la nouvelle prescription technique - n'est pas au courant d'une intention des gestionnaires de réseaux visant à lever cette option.</p> <p>La CWaPE précise néanmoins que tout raffinement (par rapport à l'approche standard) dans le calcul aura pour corollaire un risque d'augmentation des délais de réalisation des études.</p> <p>Enfin, précisons que l'application d'un profil individuel aura un impact limité sur l'estimation du volume d'énergie non produit puisque celle-ci sera notamment le fruit de la superposition de ce profil individuel au profil d'injection des autres unités de production de la zone, qui lui sera standardisé.</p>
86	14		FEPEG	<p>La disposition ne dit rien sur la facturation des travaux. La FEPEG suppose que la facturation totale ne se fait pas à la signature du contrat, et potentiellement jusque 5 ans avant leur réalisation. La FEPEG demande des précisions sur cette interprétation.</p> <p>La FEPEG observe en outre des différences entre GRD en matière de réservation de capacité: chez un GRD il faut payer un acompte, puis le solde lors de la commande des travaux. Auprès d'un autre GRD, il faut payer un acompte qui vaut la totalité du montant calculé dans l'offre. La FEPEG s'interroge sur ces différences de pratiques et se demande si les pratiques ne devraient pas être harmonisées.</p> <p>Egalement, la FEPEG demande que le projet précise que la référence "à compter de la date de commande des travaux " soit bien celle du demandeur.</p>	<p>Les dispositions en matière de facturation du raccordement ne relèvent pas de cet AGW, mais des dispositions tarifaires.</p> <p><u>Proposition</u> : voir article 14.</p>
87	15		FEPEG + Luminus	<p>la FEPEG s'interroge sur le fait que, selon cette disposition, tout projet de repowering passerait systématiquement en accès flexible, même sans augmentation de capacité.</p> <p>Une telle interprétation semblerait inutilement pénalisante pour les projets de repowering. Pour la FEPEG, seule l'augmentation de capacité doit pouvoir être prise en compte par le gestionnaire de réseau puisque le reste ne modifie pas la situation initiale.</p> <p>La FEPEG demande des précisions sur l'interprétation de cette disposition.</p>	<p>La notion de raccordement avec <u>accès flexible</u> est une notion générique qui d'une part, vise à se distinguer de la notion GTRAD traditionnelle et, d'autre part, signifie que le raccordement des unités de production décentralisée sur le réseau moyenne et haute tension s'effectue selon les modalités définies dans l'AGW (i.e. obligation pour le producteur de pouvoir moduler, possibilité d'une compensation financière dans les cas prévus, ...). Le raccordement avec accès flexible vaut en somme pour toutes les unités de production concernées par le chapitre 3 de la proposition d'AGW, et ne peut être confondu avec les notions de capacité d'injection permanente/flexible.</p>
88	17	2, 4°	FEPEG	<p>Pour la FEPEG, le contrat devrait prévoir également le calendrier de paiement en lien avec le calendrier d'exécution des travaux (le solde doit être payable après la fin des travaux, l'acompte ne doit pas être payé des années avant le début des travaux)</p>	<p>La CWaPE estime que ce sujet est hors scope de l'AGW.</p>
89	18		FEPEG + Luminus	<p>La réduction/interruption d'injection est une décision grave de la part du GRD entraînant des conséquences potentiellement lourdes pour le producteur. La FEPEG propose de monitorer la qualité de cette injonction en instaurant un KPI pour mesurer le lien entre le risque invoqué et la réalité.</p> <p>Actuellement, le producteur reçoit la consigne, et s'y conforme, sans savoir si la modulation a réellement permis d'éviter une situation de congestion. La pertinence des consignes envoyées aux producteurs devrait être mesurée en fonction de KPI à définir et des pénalités devraient être accordées au producteur en cas d'erreur du GR. Ces mesures permettraient d'inciter le GR à améliorer son modèle de prévision des congestions et à limiter ainsi les modulations inutiles.</p>	<p>Les questions relatives aux KPI sortent du cadre de cette proposition d'AGW. La CWaPE est ouverte à l'instauration d'un KPI pour autant que celui-ci satisfasse aux critères de pertinence définis par la CWaPE en la matière. La CWaPE relève enfin que les nouvelles dispositions en matière d'accès flexible inciteront bien davantage les gestionnaires de réseaux à ne moduler qu'en cas de nécessité puisque chaque MWh modulé devra être comptabilisé en vue de l'octroi éventuel de compensation financière.</p>

90	18		FEBEG + Luminus	<p>La FEBEG propose que "les critères objectifs techniquement et économiquement fondés" justifiant la réduction/interruption d'injection soient communiqués au producteur impacté.</p> <p>De même, la FEBEG souhaite que les données suivantes soient communiquées (par 15'):</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) l'élément structurant où la limite de sécurité opérationnelle a été jugé critique</li> <li>2) la limite opérationnelle en MVA,</li> <li>3) la limite atteinte avec la demande de flex</li> <li>4) la limite atteinte estimée sans demande de flex</li> </ol> <p>La motivation par pas de 15 minutes se justifie parce qu'il est important de pouvoir montrer que la limitation imposée n'a pas été exagérée ni pour la puissance concernée ni pour la durée pendant laquelle elle a été exercée. Dans le cas contraire, on arrive à des limitations non nécessaires, ce qu'il faut absolument éviter puisqu'elles sont coûteuses pour tous.</p>	<p><u>Proposition</u> : voir articles suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Article 35, §5</li> <li>- Article 38, § 5</li> <li>- Article 38, § 6</li> </ul>
91	19		FEBEG	<p>Cette disposition semble en opposition avec l'article 4 selon lequel les conditions d'accès pour une extension étaient distinctes des conditions applicables à une installation de base.</p>	<p>L'article 4 signifie que le calcul des conditions particulières d'accès auxquelles sera soumis le producteur (seuil contractuel, ...) sera établi par incrément de puissance (partie historique, augmentation de puissance). En somme, en cas de demande d'augmentation de puissance, le volume d'énergie non produit ne sera estimé que pour l'incrément de puissance demandé. Celui-ci sera alors ajouté au volume d'énergie non produit qui avait préalablement été estimé pour la capacité initiale.</p> <p>L'article 19 porte sur les règles de répartition des consignes. Celles-ci ne peuvent faire de distinction entre une capacité initiale et une capacité additionnelle <u>au sein d'une même filière</u>. Lorsque l'incrément de puissance porte sur une même filière que la capacité initiale, alors la date de réservation pour l'ensemble de la capacité de production de cette filière devra être modifiée. Toutefois, en application de l'article 4, le seuil contractuel qui avait été estimé pour la partie historique ne sera pas revu.</p>
92	19	1, 4	FEBEG + Luminus	<p>Pour la FEBEG, déroger à la règle préétablie revient à augmenter l'insécurité pour les producteurs. La minimisation des conséquences financières pour le GR nous paraît être un critère échappant totalement au contrôle des producteurs. En outre, la FEBEG s'interroge sur le fait d'établir des règles LIFO et de pouvoir y déroger ensuite.</p>	<p>L'application de la règle LIFO, associée à une dérogation de pouvoir y déroger à la seule condition que cette dérogation poursuive un objectif de minimisation des compensations financières, permettra de faire fonctionner un régime de compensation financière qui démarrera au moment où le volume de MWh modulé atteindra le seuil contractuel. Rappelons que ce seuil contractuel est l'instrument permettant de limiter le risque des investisseurs.</p> <p>A défaut, le gestionnaire de réseau modulera, au sein d'une même catégorie d'unités de production (ou de stockage), uniquement en fonction d'une règle LIFO, et ce indépendamment du fait que le seuil contractuel exprimé en unité d'énergie modulée soit atteint ou non.</p> <p>Selon la CWaPE, l'absence de dérogation à la règle LIFO se justifiait davantage dans le régime existant où la capacité d'injection flexible, modulée avant la capacité d'injection permanente, ne donnait droit à aucune compensation financière, et ce quel que soit le niveau de modulation imposé au producteur. La CWaPE est ouverte à toute proposition de texte permettant d'atteindre le même objectif, à savoir vider - selon une règle LIFO - l'ensemble des pots de MWh gratuits avant d'entamer, toujours selon un ordre respectant le critère LIFO, le pot des MWh faisant l'objet d'une compensation financière.</p>
93	19	2	FEBEG	<p>La FEBEG émet le même commentaire qu'au point précédent. La disposition déroge au principe LIFO sans véritable contrôle pour le producteur. La minimisation du volume impacté pourrait être un critère mais la concurrence de plusieurs critères aura un impact négatif sur la sécurité des investisseurs.</p>	<p>Voir réponse ligne 92.</p>

94	19	3	FEPEG	la FEPEG suppose que les consignes sont bien distinguées par unité de production concernée. Par exemple, en cas d'extension d'un parc éolien, la consigne de réduction d'injection devrait pouvoir être dirigée vers l'extension et non vers l'installation de base.	<p>Les consignes pourront être différenciées selon les filières concernées, mais ne pourront pas l'être au sein d'une même filière (voir article 19, §1er, alinéa 3).</p> <p>Par contre, en cas d'augmentation de puissance, le volume d'énergie non produit déterminé au stade de l'étude préalable à la suite de la demande historique sera préservé (voir article 4, §4).</p> <p>Voir réponse ligne 91.</p>
95	20	1	FEPEG + Luminus	la FEPEG estime qu'un contrôle devrait être exercé sur les mesures prises par le GR pour limiter les modulations d'injection. Il est primordial d'éviter les limitations d'injection et il est donc important que le GR puisse montrer les efforts fournis à cette fin. En d'autres termes, les limitations d'injection non compensées doivent être une mesure de dernier recours, quand toutes les autres mesures sont insuffisantes.	<p>La CWaPE estime que le nouveau régime sera davantage incitatif que le régime précédent. Tout MWh modulé, même gratuit, sera comptabilisé et conduira, en cas de dépassement du seuil contractuel, à l'octroi de compensation financière pour le producteur.</p> <p>En outre, dans l'hypothèse où un producteur s'estime lésé, celui-ci pourra contacter la CWaPE qui, au cas par cas, s'assurera que le gestionnaire de réseau a procédé conformément à l'article 20.</p>
96	21		FEPEG + Luminus	Symétriquement, la FEPEG estime qu'une compensation vers le producteur devrait être prévue pour les consignes envoyées sans raison par le GR (puissance modulée trop importante, durée de la modulation trop longue, difficulté technique liée à l'envoi de la consigne, ...). De manière générale, la FEPEG estime que le principe doit être que les limitations d'injection doivent être limitées au maximum. Un rapportage avec des KPI d'une part ainsi que des compensations pour le producteur pénalisé d'autre part paraissent indispensables sous peine de ne pas favoriser une saine gestion du réseau.	<p>Voir réponse au commentaire 95.</p> <p><u>Rappel</u> : Le régime de raccordement garanti avec accès flexible est un régime qui a pour objectif d'offrir aux utilisateurs de réseaux, et en particulier aux producteurs, la possibilité de bénéficier de l'ensemble des assets réseaux disponibles, en ce inclus les assets réseaux prévus initialement à garantir la sécurité du réseau 100% du temps. Si ce nouveau paradigme impose une refonte importante de la conception de la gestion des réseaux, il ne remet en aucun cas en cause le caractère intangible de la sécurité du réseau qui reste essentielle à l'ensemble des utilisateurs de réseaux. En clair, ce nouveau régime impose d'offrir au gestionnaire de réseau des marges de sécurité suffisantes pour qu'il puisse, dans la modularité, exploiter son réseau sans mettre en péril sa fiabilité. Il reste que cette proposition, établie en application du décret électricité, offrira au producteur une certitude : celle de bénéficier, en cas de dépassement de son seuil contractuel, de compensations financières.</p>
97	22		FEPEG + Luminus	La FEPEG souhaiterait obtenir des clarifications sur disposition. Le volume qui sera compensé porte uniquement sur la partie entre 5 et 15% du volume attendu ou uniquement sur la partie supérieure à 15%?	<p>Les valeurs estimées au stade de l'étude préalable et de l'analyse coût-bénéfice serviront de référence pour l'établissement du seuil contractuel en-dessous duquel le volume d'énergie modulée n'est pas soumis à compensation financière.</p> <p>- Si le volume d'énergie non produite (estimé au stade de l'étude préalable) est inférieur ou égal à 15% du productible attendu (traduit en MWh/an), il y aura compensation financière dès lors que le volume réellement modulé est supérieur au seuil contractuel, soit le volume estimé au stade de l'étude préalable et plafonné à 5% du productible attendu.</p> <p>- Si le volume d'énergie non produite (estimé au stade de l'étude préalable) est supérieur à 15% du productible attendu, alors - pour autant que le seuil de 15% (traduit en MWh/an) d'énergie modulée soit atteint - un volume additionnel d'énergie modulée sans compensation financière est mis à disposition du gestionnaire de réseau.</p> <p>Ce volume additionnel est calculé comme la différence, en MWh, entre le volume d'énergie non produite (estimé au stade de l'étude préalable) et le volume correspondant à 15% du productible attendu.</p>

98	22	2	FEBEG + Luminus	<p>Le seuil de 5% peut paraître raisonnable mais pour la FEBEG, dans la pratique, un tel seuil représente un niveau élevé de perte d'injection. Un tel niveau de perte de revenus est fortement susceptible d'impacter la rentabilité d'un projet, d'autant que cet élément n'est pas pris en compte dans le calcul du soutien. Il est donc très important de prendre en compte de l'impact de ce niveau de perte d'injection non compensée sur la production renouvelable et la viabilité des projets de production d'électricité renouvelable.</p> <p>La transition énergétique ne pourra pas se faire sans le développement du réseau et il sera essentiel que le réseau ne "suive" pas les projets de production renouvelable, mais qu'une gestion proactive soit menée par le GR en termes de développement, gestion et dimensionnement de réseau.</p>	<p>La CWaPE rappelle que :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- le cadre en matière de raccordement avec accès flexible ne se substitue pas aux dispositions décrétales en matière de plan d'adaptation;</li> <li>- le plafond de 5% correspond à une interprétation restrictive de l'article 13, 5 (a) du Règlement européen 2019/943;</li> <li>- en application de l'article 15, §1er, du décret, les plans d'adaptation doivent dorénavant faire l'objet d'une consultation publique auprès des utilisateurs de réseaux. Les lignes directrices relatives à l'établissement du plan d'adaptation pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité (CD-23b02-CWaPE-0042 bis) et les lignes directrices relatives à la consultation sur le plan d'adaptation du GRTL (CD-23b02-CWaPE-0044), toutes deux publiées par la CWaPE, contiennent les modalités de mise en oeuvre de cette consultation;</li> <li>- en application de l'article 36, chaque gestionnaire de réseau doit publier sur son site internet la capacité d'injection disponible et future sur son réseau.</li> </ul>
99	22	3	FEBEG + Luminus	<p>La FEBEG réitère sa remarque émise à l'article 1,21°. Limiter la compensation à 15% ne correspond pas à la réalité du réseau. L'adéquation entre les localisations adéquates pour le développement éolien et pour le raccordement au réseau est faible. Limiter la compensation à 15% du volume entraînera une pénalisation du producteur sans inciter le GR à développer son réseau pour le rendre plus compatible avec le développement de l'énergie renouvelable. Il nous semble qu'un incitant pour le GR est indispensable.</p>	<p>Voir réponse ligne 81.</p>
100	27	4	FEBEG + Luminus	<p>Pour éviter tout blocage dans l'adoption d'une méthode alternative, la FEBEG estime qu'elle devrait être approuvée par la Cwape après concertation des GR et des producteur (et non après accord entre eux)</p>	<p>Pas d'objection.</p> <p><u>Proposition</u> : voir article 28, §4.</p>
101	28	1	FEBEG + Luminus	<p>Pour la FEBEG, les pertes de revenus doivent également comprendre les coûts liés à la perte d'injection: coûts d'équilibrage, rachat de volume éventuels, ... Ceci est d'ailleurs également le cas pour les installations de stockage. (voir également point suivant)</p>	<p>La CWaPE ajoutera une nouvelle disposition permettant d'assurer la correction du périmètre du responsable d'équilibre du producteur pour les volumes à compenser. Cette disposition, prévue dans l'AGW actuel, n'a jamais été mise en oeuvre.</p> <p><u>Proposition</u> : voir article 29, §3.</p> <p>La CWaPE entend profiter de l'évolution des travaux relatifs à ICAROS (coordination et gestion de la congestion), notamment en ce qui concerne les installations raccordées sur le réseau de distribution, pour exploiter au mieux les possibilités ouvertes par cette disposition.</p>
102	28	1	FEBEG	<p>Le projet indique que "<i>Les pertes de revenu associées aux limitations d'injection des installations de stockage sont réputées nulles .</i> " Telle que formulée cette disposition reviendrait à ne jamais compenser les limitations pour les installations de stockage. La FEBEG demande des précisions sur cette disposition.</p>	<p>La CWaPE estime en effet que les unités de stockage ne devraient pas bénéficier d'une compensation financière en cas de limitation d'injection.</p>
103	28	2	FEBEG + Luminus	<p>Pour la FEBEG, une composante D représentant les coûts liés à la perte d'injection doit être ajoutée (coûts d'équilibrage, rachat de volumes, ...)</p>	<p>Voir réponse ligne 101.</p>
104	28	2	FEBEG	<p>Pour la FEBEG, il est très important qu'il y ait une adéquation entre les hypothèses qui sont prises dans ce calcul (les différentes composantes), et les hypothèses qui sont prises par le SPW pour la nouvelle méthodologie de calcul des certificats verts.</p>	<p>La méthodologie de calcul de la compensation financière a déjà fait l'objet (par le passé) d'une consultation auprès des producteurs et d'une publication sur le site de la CWaPE. La CWaPE entend réaliser un exercice similaire dans la foulée de l'adoption de cet AGW, notamment pour intégrer les adaptations prévues dans la proposition et les conséquences liées au transfert des activités non réglementaires de la CWaPE vers l'administration.</p>
105	30	3	FEBEG	<p>"<i>la CWaPE établit une valeur de référence pour le coût d'investissement unitaire maximum de référence visé au paragraphe 1er .</i> " La FEBEG déduit que cette valeur n'est pas encore établi aujourd'hui. La FEBEG demande des précisions sur le timing et le mode de communication de cette valeur.</p>	<p>Les valeurs de référence existent bel et bien aujourd'hui et sont présentes dans la communication CD-17f14-CWaPE-0018 sur la méthodologie de calcul de l'analyse coût-bénéfice et les valeurs de référence applicables. Cette communication est disponible sur le site de la CWaPE.</p>

106	32		FEBEG + Luminus	<p>Pour la FEBEG, la méthodologie proposée présente un côté un peu statique en ce qu'elle ne tient compte que des projets connus mais pas des objectifs de développement de la production renouvelable en Wallonie.</p> <p>La transition énergétique ne peut se permettre d'avoir un réseau qui suit les projets de production renouvelable avec 5 ans de retard et il est important que le dimensionnement du réseau permette le développement de la production renouvelable et ne le freine pas (ce qui est le cas en autorisant des limitations d'injection non compensées susceptibles de mettre en péril la viabilité économique de ces projets).</p> <p>Pour la FEBEG, il est donc important de ne pas se limiter aux projets connus mais de considérer que la libération de nouvelles capacités de raccordement entraînera de toute façon le développement de nouveaux projets de production renouvelable.</p>	<p>Voir réponse ligne 98.</p> <p>La CWaPE estime que la méthodologie de calcul, basée notamment sur l'ensemble des demandes de raccordement en cours, permet de rationaliser les investissements de renforcement du réseau, et par là, de rationaliser la séquence des investissements qui seront nécessaires à la transition énergétique.</p> <p>En outre, la prise en compte de l'ensemble des demandes de raccordement offre bien souvent une vision optimiste de l'évolution "in situ" de la production d'électricité d'origine renouvelable. Dans la réalité, parmi ces demandes de raccordement, un nombre non négligeable d'entre elles seront annulées en raison de barrières autres que celles liées au dimensionnement du réseau.</p>
107	32	1	FEBEG + Luminus	<p>Le projet utilise la notion de production attendue si l'investissement sur le réseau est autorisé. Le projet ne précise toutefois pas le mode de calcul de la production attendue. Il serait certainement bon de préciser cette méthode pour assurer l'objectivité des chiffres utilisés.</p>	<p>A l'heure actuelle, cette méthode de calcul s'inscrit dans la philosophie de la C8-03 (à moins que le volume d'énergie non produit estimé soit supérieur à 5%). A la suite de l'adoption de l'AGW, cette méthode fera l'objet d'une publication conformément aux articles 37, §1er et 38, §1er.</p>
108	32	1	FEBEG	<p>Il n'est pas clair si les demandes précédentes qui ont mené à des analyses cout-bénéfice non justifiées sont également intégrées dans une nouvelle analyse lorsqu'une nouvelle demande de raccordement est introduite. La FEBEG demande des précisions à ce sujet.</p>	<p>Toutes les demandes introduites précédemment sont prises en compte, à moins que celles-ci n'aient fait l'objet d'une annulation.</p>
109	34	1	FEBEG + Luminus	<p>Pour la FEBEG, rapportage devrait être fait par 15' et, outre à la Cwape, devrait être communiqué au producteur impacté (voir commentaire sous l'article 18).</p>	<p>La CWaPE estime que le rapportage prévu à l'article 35, qui contient des informations confidentielles, ne doit pas être public. Il est destiné à la CWaPE afin de lui permettre d'évaluer l'évolution du régime de raccordement avec accès flexible. Les modalités de mise en oeuvre de ce rapportage relèvent exclusivement de la CWaPE et des gestionnaires de réseaux.</p> <p>Rappelons en outre qu'en application de l'article 36, chaque gestionnaire de réseau doit publier sur son site internet la capacité d'injection disponible et future sur son réseau.</p> <p>Voir également réponse ligne 90.</p>
110	34	3	FEBEG + Luminus	<p>Pour la FEBEG, le rapportage annuel devrait également comprendre des informations sur le nombre de contrats flexibles signés et les volumes permanents et flexibles contractualisés. Un tel monitoring contribuerait à donner une indication sur le développement du réseau et sa gestion aux candidats investisseurs notamment. Ce rapportage devrait être public (au minimum de façon agrégée le cas échéant).</p>	<p>Voir réponse ligne 109.</p>
111	37	3	FEBEG + Luminus	<p>Pour la FEBEG, une concertation des producteurs pourrait être prévue avant l'approbation par la Cwape de la méthode de paiement des compensations.</p>	<p>Pas d'objection.</p> <p><u>Proposition</u> : voir article 38, §3.</p>
112	40		FEBEG + Luminus	<p>Pour la FEBEG, la disposition signifie que les raccordements existants sous un contrat historique ne pourront pas se voir imposer le placement d'un RTU. La FEBEG demande de confirmer cette interprétation.</p>	<p>La CWaPE valide cette interprétation sous réserve de la définition de l'article 1er, 24° "l'installation historique de production ou de stockage d'électricité" et de l'article 16, §§ 3 et 4.</p>

113	40		FEBEG	<p>Pour les contrats existants (avant entrée en vigueur du nouvel AGW), la FEBEG comprend que :</p> <p>1. pour les contrats 100% permanent : le seuil de volume non produit = 0%. Chaque MWh perdu sera donc compensé.</p> <p>2. pour un contrat 100% Flexible : le seuil sera celui estimé lors de l'étude préalable de l'époque. Ce seuil sera plafonné à 5%. En dessous du seuil, les volumes perdus ne seront pas compensés. Au dessus du seuil, il y aura compensation mais pas au-delà de 15%. La compensation interviendra donc sur un volume compris entre : [Minimum [seuil estimé, 5%) ; 15%]</p> <p>3. pour un contrat hybride (partie permanente et partie flexible) :</p> <p>* Si la consigne (en terme de puissance) reste inférieure à la partie flexible, le volume perdu sera calculé sur la base : (P_consigne * temps_coupure) et sera compensé si ce volume dépasse le seuil estimé dans l'étude préalable.</p> <p>* Si la consigne (en terme de puissance) dépasse la partie flexible,</p> <p>- le volume perdu provenant de la partie flexible sera calculé sur base : (P_flexible)*temps_coupure) et sera compensé si ce volume dépasse le seuil estimé dans l'étude préalable.</p> <p>- le volume perdu provenant de la partie permanent sera calculé sur base : (P_consigne - P_flexible)*temps_coupure) et sera totalement compensé.</p> <p>La FEBEG demande confirmation de ces interprétations et estime que le cadre relatif aux contrats hybrides devrait être clarifié.</p>	<p>1. Correct.</p> <p>2. <u>2 cas possibles</u></p> <p>1° volume d'énergie non produit (estimé au stade de l'étude préalable) ≤ 15% =&gt; absence de compensation financière pour les volumes d'énergie modulée compris entre [0 ; volume d'énergie non produit plafonné à 5%]</p> <p>2° volume d'énergie non produit (estimé au stade de l'étude préalable) &gt; 15%</p> <p>= &gt; Pas de compensation financière pour les volumes d'énergie modulée compris entre 0 et 5%</p> <p>= &gt; compensation financière pour les volumes d'énergie modulée compris entre 5% et 15%</p> <p>= &gt; Pas de compensation financière pour les volumes d'énergie modulée compris entre 15% et le volume d'énergie non produit (estimé au stade de l'étude préalable)</p> <p>= &gt; compensation financière une fois que le volumes d'énergie modulée est supérieur au volume d'énergie non produit (estimé au stade de l'étude préalable)</p> <p>3. Les dispositions relatives à la modulation et à la compensation financière seront les mêmes que dans les cas précédents avec les précisions suivantes :</p> <p>Les notions de capacité permanente et flexible sont transformées en un volume d'énergie non produite (estimé au stade de l'étude préalable) :</p> <p>= &gt; Pour la partie « capacité permanente » : le volume d'énergie non produit estimé au stade de l'étude préalable est supposé égal à 0 MWh.</p> <p>= &gt; Pour la partie « capacité flexible » : le volume d'énergie non produit estimé au stade de l'étude préalable, plafonné à 5%, sert de référence (avec si nécessité, application d'un volume additionnel lorsque ce volume d'énergie non produit est supérieur à 15%).</p> <p>= &gt; Une installation disposant d'une capacité permanente et d'une capacité flexible est considérée comme une seule installation qui présentera un volume d'énergie non produit égal à celui estimé au stade de l'étude préalable pour la partie flexible. En clair, Il n'y aura plus de dichotomie entre capacité permanente et capacité flexible.</p> <p>4. la CWaPE est ouverte aux propositions d'amélioration du texte mais estime que le texte en l'état est clair.</p>
114	4	2, 2°	Luminus	<p>Nous supposons que le seuil contractuel en-dessous duquel il n'y a pas de compensation correspond à l'estimation visée au 1°. Autrement dit, si l'estimation des pertes donne x MWh/an, les conditions particulières d'accès ne peuvent pas prévoir une marge supplémentaire de sécurité en disposant que le volume contractuel non compensé sera de x+y MWh/an.</p> <p>Il pourrait être utile, pour la clarté, d'indiquer le lien entre les volumes visés au 1° et 2° de cette disposition.</p>	<p>Voir réponse à la ligne 52.</p>
115	4	2	Luminus	<p>Le dernier alinéa signifie-t-il que les conditions fixées pour l'accès d'une extension ne s'appliqueront pas rétroactivement à l'installation initiale de sorte que chaque partie aura ses propres conditions d'accès?</p> <p>C'est ce qui nous semble en tout cas le plus logique: l'extension sera soumise à son propre régime d'accès sans que cela impacte rétroactivement le contrat de l'installation initiale.</p>	<p>2 cas peuvent se présenter :</p> <p>1) L'augmentation de puissance porte sur une même filière que la filière initiale : les discussions avec les gestionnaires de réseaux montrent qu'il serait difficile de prévoir plusieurs dates de réservation pour des capacités appartenant à une même filière. Dès lors, une augmentation de puissance au sein d'une même filière induira une modification de la date de réservation de la capacité globale. L'ordre au niveau du LIFO serait également modifié pour la capacité initiale. Toutefois, via cette disposition, le "volume d'énergie non produite" estimé pour la puissance initiale serait préservé et ajouté à celle de la nouvelle demande.</p> <p>2) L'augmentation de puissance porte sur une filière différente de la filière initiale. Dans ce cas, il serait possible de conserver la date de réservation de la capacité pour la filière "historique", et la nouvelle demande (appartenant à une autre filière) pourrait être traitée de manière distincte tant au niveau du LIFO qu'au niveau (comme dans le cas précédent) de l'estimation du volume d'énergie non produit.</p> <p>Voir réponse ligne 94.</p>

116	5		Luminus	La libération d'une nouvelle capacité d'injection devrait bénéficier en priorité aux projets qui sont dans la liste d'attente.	A préciser par Luminus : notion de liste d'attente.  Aujourd'hui, il n'y a plus de liste d'attente au sens de ce qui existait avant l'introduction du régime de raccordement avec accès flexible. La libération de la nouvelle capacité d'injection se fera au bénéfice des nouveaux demandeurs, et le cas échéant, des demandeurs qui, bien qu'ayant déjà introduit leur demande, n'ont pas encore reçu de proposition de raccordement.
117	6		Luminus	Je ne suis pas sûr de comprendre pourquoi les analyses coût-bénéfice ne sont pas demandées dans tous les cas où des limitations d'injection sont attendues, que ce soit en N ou en N-1 et quel que soit le volume de limitations attendu. L'investissement dans le réseau doit être encouragé dans la mesure où il facilite la transition énergétique et l'atteinte des objectifs de production renouvelable.	Voir article 26, §2ter, alinéa 3 du décret électricité.  L'expérience a montré que la seule modulation en N-1 est insuffisante que pour permettre à un projet de renforcement du réseau de devenir économiquement justifié. Cette expérience montre que la réalisation d'une analyse coût-bénéfice dans une situation où seule une modulation de type N-1 est attendue représente une charge administrative excessive et inefficace.  Cette disposition ne préjuge pas du fait qu'un gestionnaire de réseau puisse malgré tout investir à l'avenir sur cette portion du réseau s'il apparaît, par exemple, que la gestion de son réseau dans les conditions réelles conduit à l'octroi de compensations financières.
118	9		Luminus	Le modèle d'analyse devrait être établi après concertation avec les gestionnaires de réseau ET les producteurs (et pas uniquement après consultation des producteurs).	La méthodologie de calcul sera établie après concertation avec les gestionnaires de réseaux et les producteurs. Le modèle de calcul (fichier xls) reproduisant cette méthodologie de calcul relève de la CWaPE et des gestionnaires de réseaux.
119	14		Luminus	La disposition ne dit rien sur la facturation des travaux. Je suppose que la facturation totale ne se fait pas à la signature du contrat, ce qui pourrait signifier un paiement jusque 5 ans avant l'exécution des travaux (voire plus en cas de prolongation)?	Hors scope de l'AGW qui vise à répondre aux articles 25decies (§3, alinéa 5) et 26 (§2bis, alinéa 1er et §2quinquies) du décret.
120	17	2, 4°	Luminus	Le contrat devrait prévoir également le calendrier de paiement en lien avec le calendrier d'exécution des travaux (le solde doit être payable après la fin des travaux, l'acompte ne doit pas être payé des années avant le début des travaux)	Voir réponse à la ligne 119.
121	19	1, al. 3	Luminus	"En cas d'augmentation de puissance pour une filière, la date la plus récente est prise en compte pour l'ensemble de la filière." La disposition semble dire l'inverse de l'article 4 d'après lequel les conditions d'accès pour une extension étaient distinctes des conditions applicables à une installation de base. Il nous paraît toutefois justifié de n'appliquer de nouvelles règles qu'à l'extension et non à tout le parc (installatio initiale + extension).	Voir réponse à la ligne 115
122	19	2	Luminus	La disposition déroge au principe LIFO sans véritable contrôle pour le producteur. La minimisation du volume impacté pourrait être un critère mais la concurrence de plusieurs critères aura un impact négatif sur la sécurité des investisseurs.	Voir réponse à la ligne 92
123	19	3	Luminus	Nous supposons que les consignes sont bien distinguées par unité de production concernée. Par exemple, en cas d'extension d'un parc éolien, la consigne de réduction d'injection devrait pouvoir être dirigée vers l'extension et non vers l'installation de base.	Voir réponse à la ligne 115
124	26		Luminus	La procédure devrait prévoir une possibilité de contestation par le producteur avec, le cas échéant, une intervention de la Cwape.	La possibilité d'une contestation auprès de la CWaPE est toujours possible en application des dispositions décrétales en la matière.
125	29		Luminus	La première phrase de la disposition n'est pas très claire. Elle commence par "lorsque .." mais ne poursuit pas le raisonnement.	<u>Proposition</u> : voir article 30.
126	30		Luminus	La méthodologie paraît assez logique en ce qu'elle compare le rapport coût bénéfice de l'investissement à considérer dans le réseau au même rapport d'un investissement moyen. Il nous semble toutefois qu'une pondération devrait être ajoutée pour tenir compte de la trajectoire nécessaire pour atteindre les objectifs de production renouvelable. En cas de retard par rapport à l'atteinte de ces objectifs, l'importance de chaque projet additionnel augmente. Ce n'est qu'en cas de production renouvelable abondante que la valeur relative d'un nouveau projet diminue.	La CWaPE se propose de reprendre l'élément méthodologique présent dans la version actuelle de l'AGW.  <u>Proposition</u> : voir article 31, §1er, 2°

127	32	1	Luminus	Outre le productible attendu en cas de réalisation de l'investissement dans le réseau, il nous semble que le dénominateur devrait prendre en compte un coefficient liant le projet à la trajectoire nécessaire pour atteindre les objectifs de production renouvelable. Il est important en effet de ne pas voir chaque projet dans son seul dimensionnement propre mais bien de l'intégrer dans une démarche plus globale visant à atteindre les objectifs de production d'électricité renouvelable.	Voir réponse à la ligne 126.
128	32	2	Luminus	La disposition prévoit de faire intervenir la durée de vie économique des installations de production dans le calcul du productible. Cela nous paraît limitatif dans la mesure que cela suppose que les installations existantes et en projet ne seront pas remplacées. Or le développement de l'énergie renouvelable nécessite un renouvellement des installations, voire une augmentation de leur puissance. Il paraîtrait donc logique de prévoir que la puissance des installations de production présentes et en projet sera au moins constante pendant la durée de vie économique des investissements du réseau.	<p>Ce point est pris en compte au niveau du numérateur :</p> <p>Proposition : voir article 32, §3, 1° : § 3. <i>Les coûts visés au paragraphe 1er sont établis en tenant compte de :</i></p> <p><i>1° l'utilisation attendue du ou des investissements réseau concernés au terme de la durée de vie économique des sites de production d'électricité verte concernés par le projet de renforcement du réseau; [...]</i></p> <p>En pratique, il est déjà actuellement supposé que la durée de vie de l'installation de production est égale à celle de l'actif réseau faisant l'objet de l'étude.</p>
129				<p>Tant l'AGW existant que le projet de modification de l'AGW cherchent à éviter les investissements inutiles. Il nous semble que critère ne peut être le seul à prendre en compte. Il faut également éviter des pertes de production d'électricité renouvelable inutiles ainsi qu'un frein complémentaire au développement de nouveaux projets.</p> <p>La transition énergétique ne pourra être assurée sans investissements importants tant du côté des producteurs que de celui des gestionnaires de réseau. Le réseau existant, qui a été dessiné et développé dans un contexte tout à fait différent, ne permet pas le développement des projets nécessaires en vue des objectifs de production renouvelable prévus par le gouvernement wallon. Il est donc indispensable que ce réseau évolue vers une situation assez différente permettant l'accueil des productions renouvelables nécessaires. Dans ce cadre, le signal donnée par la limitation des investissements des gestionnaires de réseau ne paraît pas aller dans le sens de l'atteinte des objectifs 2030-2050.</p>	<p>Conformément au décret, en particulier son article 26, §2ter, la mise en place d'un processus de décision permettant de rationaliser les investissements de renforcement du réseau en vue d'un plus large déploiement des unités de production décentralisée dans les réseaux constitue en effet un des objectifs de cet AGW, comme de l'AGW précédent.</p> <p>Voir réponse à la ligne 126.</p>



**Arrêté du Gouvernement wallon du XXX modifiant l'arrêté du  
Gouvernement wallon du 10 novembre 2016 relatif à l'analyse coût-bénéfice et  
aux modalités de calcul et de mise en œuvre de la compensation financière.**

## Chapitre 1 : Définitions

Article 1er. Pour l'application du présent arrêté, l'on entend par :

1° l'analyse coût-bénéfice: l'évaluation du caractère économiquement justifié, telle que visée à l'article 26, § 2ter du décret, d'un projet d'adaptation du réseau visant à satisfaire au mieux la demande de raccordement d'un projet de site de production d'électricité verte ;

2° la capacité d'injection flexible : le droit d'accès au réseau exprimé en voltampères (VA) et octroyé au producteur par le gestionnaire de réseau de manière supplémentaire à la capacité d'injection permanente en mettant à disposition tous les éléments de son réseau;

3° la capacité d'injection permanente: le droit d'accès au réseau octroyé au producteur, exprimé en voltampères (VA) dont la disponibilité est garantie tant sur base des éléments principaux que des éléments redondants de fiabilité du réseau et déterminée conformément à la méthodologie visée à l'article 3, § 2;

4° la congestion: l'état d'un élément du réseau lorsque la capacité maximum de transit y est atteinte et risque de mettre à mal la sécurité du réseau ;

5° la consigne: l'ordre d'activation envoyé par le gestionnaire de réseau au producteur afin de réduire l'injection de puissance électrique en vue de prévenir ou de remédier à la survenance de congestions sur le réseau d'électricité et exprimé en termes de puissance active maximale d'injection autorisée et de délai de réaction ;

6° la compensation financière : le dédommagement alloué au producteur pour compenser les pertes de revenus découlant de l'application de consignes portant sur des volumes d'énergie non produite supérieurs au seuil contractuel en-dessous duquel le volume d'énergie non produite n'est pas soumis à compensation financière, le cas échéant complété d'un volume additionnel lorsque le volume estimé d'énergie non produite est supérieur au volume d'énergie non produite jugé non raisonnable.

7° «mécanisme de redispatching» : une mesure, y compris de réduction, qui est activée par un ou plusieurs gestionnaires de réseau de transport ou de réseau de distribution et consistant à modifier le modèle de production, de charge, ou les deux, de manière à modifier les flux physiques sur le système électrique et soulager ainsi une congestion physique ou assurer autrement la sécurité du système;

8° le coût d'investissement unitaire maximum de référence : la valeur pivot en deçà de laquelle le coût d'un projet d'adaptation du réseau rapporté sur la production d'électricité verte que sa mise en œuvre permettrait est jugé économiquement justifié ;

9° le décret : le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité ;

10° la demande de raccordement : la somme des puissances exprimées en voltampères (VA) et installées en aval du point de raccordement, réparties par source d'énergie primaire, pour lesquelles l'utilisateur de réseau souhaite disposer d'un raccordement au réseau ;

11° le demandeur : la personne, physique ou morale, qui introduit une demande auprès du gestionnaire de réseau en vue du raccordement d'un projet de site de production ou de stockage ;

12° l'étude préalable : l'évaluation par le gestionnaire de réseau des conditions particulières d'accès au réseau à reprendre dans le contrat de raccordement et, en application de l'article 6, du caractère économiquement justifié d'un projet de renforcement du réseau ;

13° le projet de renforcement du réseau : le projet de renforcement du réseau établi par le gestionnaire de réseau afin de de supprimer, ou le cas échéant, de réduire le volume des limitations d'injection dans la zone de réseau concernée par la demande de raccordement par rapport à celui attendu en situation de référence ;

14° la puissance de raccordement : la puissance maximale définie dans le contrat de raccordement et exprimée en voltampères (VA), dont l'utilisateur de réseau de distribution peut disposer au moyen de son raccordement au réseau ;

15° le raccordement avec accès flexible : le raccordement pour lequel le gestionnaire de réseau peut limiter temporairement l'injection d'un producteur ;

16° la situation de référence : l'hypothèse de configuration du réseau et des flux d'énergie sur ce réseau qui est utilisée pour estimer l'énergie exprimée en kilowattheure (kWh) qui pourra être produite par un projet de site de production d'électricité verte sans projet de renforcement du réseau autre que ceux prévus dans les plans d'adaptation approuvés, le cas échéant adaptés sur une base motivée ;

17° la valeur de référence : la valeur établie préalablement par la CWaPE sur base de sa connaissance du marché, le cas échéant en concertation avec les gestionnaires de réseau, de laquelle le gestionnaire de réseau et la CWaPE ne peuvent s'écarter dans le cadre de l'établissement de l'étude préalable et de l'analyse coût-bénéfice ;

18° la valeur par défaut : la valeur établie préalablement par la CWaPE sur base de sa connaissance du marché, le cas échéant en concertation avec les gestionnaires de réseau et/ou les producteurs, de laquelle le gestionnaire de réseau et la CWaPE peuvent, de manière motivée et en fonction des caractéristiques du projet d'adaptation du réseau, s'écarter dans le cadre de l'établissement de l'étude préalable ou de l'analyse coût-bénéfice ;

19° le volume estimé d'énergie non produit : volume d'énergie non produite à la suite d'une consigne de limitation d'injection du gestionnaire de réseau en vue de préserver la sécurité opérationnelle du réseau estimé au stade de l'étude préalable ou, le cas échéant de l'analyse coût-bénéfice.

20° le volume d'énergie modulée : volume d'énergie non produit estimé après un ordre du gestionnaire de réseau de limitation d'injection visant à préserver la sécurité opérationnelle du réseau.

21° le volume d'énergie non produite non raisonnable : le volume estimé d'énergie non produite jugé non raisonnable visé à l'article 26, §2ter, du décret. Il correspond à quinze pourcents du volume de production attendu de l'installation de production.

22° l'installation historique de production ou de stockage d'électricité : une installation de production ou de stockage d'électricité pour laquelle la date de mise en service, telle que stipulée dans l'accord de mise en service délivré par le gestionnaire de réseau, est strictement antérieure au :

- 27 juin 2014 pour le gestionnaire de réseau de transport/transport local ;
- 1er janvier 2015 pour les gestionnaires de réseau suivants : AIEG, AIESH, Gaselwest, PBE, Réseau d'Energies de Wavre et RESA ;
- 1er mars 2015 pour l'ensemble des secteurs d'ORES ASSETS SPRL ;

23° la nouvelle installation de production ou de stockage d'électricité : une installation de production ou de stockage d'électricité qui n'est pas historique ;

24° la puissance électrique nette développable (Pend, kWe) : la puissance électrique générée par l'installation de production ou de stockage avant transformation éventuelle vers le réseau, obtenue en déduisant la puissance moyenne des équipements fonctionnels de l'installation de la puissance maximale réalisable ;

25° les règlements techniques : le règlement technique pour la gestion du réseau de transport local d'électricité en Région wallonne et l'accès à celui-ci et le règlement technique pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité en Région wallonne et l'accès à ceux-ci établis en vertu de l'article 13 du décret.

## Chapitre 2 : principe général

Art. 2. Le gestionnaire du réseau ne peut pas refuser le raccordement d'une installation de production ou de stockage d'électricité pour cause d'éventuelles limitations dans les capacités disponibles du réseau ou dans le réseau en amont, ou au motif que celui-ci entraînerait des coûts supplémentaires résultant de l'éventuelle obligation d'accroître la capacité des éléments du réseau dans la zone de réseau concernée.

## Chapitre 3 : raccordement avec accès flexible des installations de production et de stockage d'électricité sur le réseau moyenne et haute tension

### Section 1 : Généralités

Art.3. Le présent chapitre précise, en application de l'article 26, §§2bis et 2quinquies du décret, les modalités de mise en œuvre du raccordement avec accès flexible pour les nouvelles installations de production et de stockage raccordées sur le réseau moyenne et haute tension, ainsi que celles du régime de compensation financière en cas de consigne de réduction ou d'interruption d'injection transmise par le gestionnaire de réseau en vue de prévenir ou de lever le risque de dépassement de la limite de sécurité opérationnelle du réseau.

### Section 2 : Etude préalable

Art.4. §1<sup>er</sup>. Le raccordement des installations de production ou de stockage au réseau moyenne et haute tension fait l'objet d'une étude préalable par le gestionnaire de réseau. Cette étude préalable vise à établir les conditions particulières d'accès au réseau reprises dans le contrat de raccordement, en application de l'article 17, §2, du présent arrêté.

§2. Les conditions particulières d'accès au réseau visées au paragraphe 1<sup>er</sup> comprennent :

1° le volume estimé d'énergie non produite suite aux limitations d'injection, exprimé en MWh/an, susceptibles d'être imposées par le (ou les) gestionnaire(s) de réseau en vue de lever une congestion, tant dans des conditions normales du réseau qu'en cas de perte d'un élément du réseau ayant un effet critique sur le fonctionnement de celui-ci.

2°. Le seuil contractuel visé à l'article 22, §2 en-dessous duquel le volume d'énergie modulé n'est pas soumis à compensation financière.

3° Le cas échéant, le volume additionnel d'énergie non produite non soumis à compensation financière, en ce incluses les conditions de sa mise à disposition du gestionnaire de réseau conformément à l'article 22, §3.

Les conditions particulières d'accès sont déclinées en tenant compte de la configuration actuelle du réseau, et le cas échéant, d'une configuration future de réseau incluant :

- les investissements prévus dans les plans d'adaptation du réseau de distribution, de transport local et de transport ainsi que de tout autre moyen mis en œuvre pour rencontrer en tout ou partie la demande de raccordement, tant dans des conditions normales du réseau qu'en cas de perte d'un élément du réseau ayant un effet critique sur le fonctionnement de celui-ci.
- les investissements jugés pertinents par le gestionnaire de réseau ou économiquement justifiés à la suite d'une analyse coût-bénéfice établie conformément à la section 3.

Dans le cas des installations de stockage d'électricité, l'énergie non produite est assimilée à celle qui ne peut être déstockée suite aux limitations d'injection.

En cas de demande pour une augmentation de puissance de production, les conditions particulières d'accès sont déclinées de manière distincte pour la puissance historique et pour la demande d'augmentation de puissance.

Art. 5. Lorsque, pour des circonstances que le gestionnaire de réseau n'est pas en mesure de prévoir, une nouvelle capacité d'injection se libère, le gestionnaire de réseau la met à disposition des futurs demandeurs et en informe le marché par la mise à jour les informations visées à l'article 35.

Art. 6. En présence d'une situation où des limitations d'injection d'électricité verte sont attendues dans des conditions normales de réseau ou lorsque le volume estimé d'énergie verte non produite est supérieur au volume non raisonnable visé à l'article 22, § 3, le gestionnaire de réseau procède également dans l'étude préalable, conformément au chapitre 4, à l'examen du caractère économiquement justifié d'un projet de renforcement du réseau selon une méthodologie conforme au chapitre 4. L'étude préalable reprend alors l'ensemble des informations nécessaires à la réalisation de l'analyse coût-bénéfice.

Le projet de renforcement du réseau visé à l'alinéa 1<sup>er</sup> vise à supprimer, ou le cas échéant à réduire, le volume d'énergie verte non produite dans la zone de réseau concernée.

Art. 7. §1<sup>er</sup>. Dans les cas visés à l'article 6, le gestionnaire de réseau décrit et motive dans l'étude préalable les caractéristiques technico-économiques du projet de renforcement du réseau et de la situation de référence visée à l'article 33, en tenant compte de l'ensemble des installations de production ou de stockage susceptibles de contribuer à la formation de situation de congestion. Les caractéristiques techniques du projet de site de production d'électricité verte faisant l'objet de la demande de raccordement sont également décrites.

§2. La description et la motivation visées au paragraphe 1er comprend :

1° l'ensemble des éléments permettant de justifier l'adéquation du projet de renforcement du réseau, en comparaison avec les autres éventuelles solutions techniques envisageables, par rapport à la demande de raccordement du projet de site de production d'électricité verte ;

2° le cas échéant, une description des mesures étudiées en application de l'article 15, § 1er et § 2 du décret afin d'éviter la nécessité du renforcement du réseau pour satisfaire la demande de raccordement du projet de site de production d'électricité verte.

§3. Dans le cadre de son examen du caractère économiquement justifié du projet de renforcement du réseau, le gestionnaire de réseau peut, de manière motivée, s'écarter des valeurs par défaut telles que définies en application du présent arrêté.

§4. Le gestionnaire de réseau annexe à l'étude préalable les pièces justificatives permettant à la CWaPE de valider, dans le cadre de l'analyse coût-bénéfice visée à la section 3, les options techniques et les valeurs technico-économiques utilisées par le gestionnaire de réseau, notamment dans le cadre de l'établissement du terme spécifique au projet de renforcement du réseau à l'étude visé à l'article 30.

Art. 8. Lorsque le projet de renforcement du réseau concerne plusieurs gestionnaires de réseaux, le gestionnaire du réseau auquel le raccordement est effectué se concerta avec les autres gestionnaires de réseau concernés, notamment dans le cadre de la définition des valeurs et paramètres liés au projet de renforcement et à la situation de référence visée à l'article 33.

Art. 9. Après concertation avec les gestionnaires de réseaux et consultation des producteurs, la CWaPE peut établir un modèle destiné à l'analyse du caractère économiquement justifié d'un projet de renforcement du réseau, et le cas échéant, un modèle de synthèse d'étude préalable à communiquer au demandeur dans les cas visés à l'article 6.

Art. 10. § 1er. Dans les cas visés à l'article 6, le gestionnaire de réseau communique, par envoi électronique et dans un délai de trente jours après réception de la demande de raccordement, l'étude préalable et son annexe à la CWaPE. Ce délai peut être prolongé de quinze jours si plusieurs gestionnaires de réseau sont concernés par le projet de renforcement du réseau.

§ 2. Dans le même délai que celui visé au paragraphe 1er, le gestionnaire de réseau communique au demandeur, par envoi électronique, une synthèse de l'étude préalable.

### Section 3 : Analyse coût-bénéfice

Art. 11. A la suite de la réception de l'étude préalable et de son annexe, la CWaPE examine le caractère complet du dossier et réclame, le cas échéant, au gestionnaire de réseau tout élément additionnel nécessaire à la réalisation de l'analyse coût-bénéfice. Le cas échéant, elle peut, sur base motivée, demander au gestionnaire de réseau de compléter l'étude préalable en tenant compte d'hypothèses différentes de celles visées dans l'étude préalable initiale. Elle fixe un délai raisonnable endéans lequel le gestionnaire de réseau complète son étude préalable ne pouvant dépasser trente jours à compter de la date d'envoi de la demande de complément. .

Art.12. §1<sup>er</sup>. Une fois le caractère complet du dossier établi, la CWaPE procède à l'analyse coût-bénéfice du projet de renforcement du réseau. Cette analyse coût-bénéfice a pour objet de déterminer, selon une méthodologie conforme au chapitre 4, si le projet de renforcement du réseau à l'étude est économiquement justifié ou non.

§2. Dans le cadre de la réalisation de l'analyse coût-bénéfice visée au paragraphe 1er, la CWaPE peut, sur base motivée, s'écarter des valeurs utilisées par le gestionnaire de réseau ou des valeurs par défaut telles que définies en application du présent arrêté.

Art.13. Dans un délai de quarante-cinq jours à compter de l'avis actant le caractère complet du dossier, la CWaPE communique sa décision concernant le caractère économiquement justifié du projet de renforcement du réseau au gestionnaire de réseau et au demandeur.

Art.14. Le délai de réalisation des investissements qui ont été jugés économiquement justifiés à la suite d'une analyse coût-bénéfice est plafonné à cinq ans à compter de la date de commande des travaux. Ce délai pourra être prolongé par une décision motivée de la CWaPE lorsque le retard dans l'adaptation du réseau est dû à des circonstances que le gestionnaire de réseau ne maîtrise pas.

La CWaPE peut établir, en concertation avec les gestionnaires de réseaux, une liste reprenant, par type d'investissement de renforcement du réseau, un délai maximum pour la réalisation de ces travaux.

## Section 4. Les installations de production et de stockage de plus de 250 kVA raccordées au réseau moyenne et haute tension

### *Sous-section 1 : Raccordement avec accès flexible*

Art.15. Toute nouvelle installation de production et de stockage d'électricité de plus de 250 kVA raccordée au réseau moyenne et haute tension est connectée au moyen d'un raccordement avec accès flexible.

### *Sous-section 2 : Obligation pour le producteur de pouvoir moduler sa production sur ordre du gestionnaire de réseau*

Art.16. §1er. Les nouvelles installations de production et de stockage d'électricité d'une puissance supérieure à 250 kVA sont munies d'une interface de communication permettant de recevoir les consignes de limitation de l'injection émanant du gestionnaire de réseau. L'utilisateur traduit ces consignes en un ordre de pilotage de ses installations et répond aux consignes dans les délais requis. Le gestionnaire de réseau peut refuser l'accès d'une installation d'une puissance supérieure à 250 kVA pour laquelle l'utilisateur du réseau ne respecte pas les obligations du présent paragraphe.

§ 2. Le gestionnaire de réseau fournit à l'utilisateur de réseau l'interface de communication visée au paragraphe 1er et définit le format des consignes appliquées.

§ 3. L'exigence d'un dispositif de contrôle commande visée au § 1<sup>er</sup> vaut également pour toute augmentation de puissance supérieure à 250 kVA. Dans ce cas, le dispositif de contrôle commande porte sur l'entièreté de la puissance cumulée de production et de stockage.

L'application de ce seuil concerne toutes les demandes introduites pour le même raccordement depuis trois ans.

*Sous-section 3 : Aspects contractuels relatifs au raccordement sur le réseau moyenne et haute tension des installations de production et de stockage d'électricité*

Art.17. § 1<sup>er</sup>. Le gestionnaire du réseau propose des contrats de raccordement avec accès flexible pour les nouvelles installations de production et de stockage d'une puissance supérieure à 250 kVA.

§ 2. Conformément à l'article 26, §2bis, du décret, chaque contrat de raccordement avec accès flexible précise :

1° la capacité d'injection permanente et/ou flexible et, le cas échéant, de prélèvement ;

2° Sur base de l'étude préalable et, le cas échéant, de l'analyse coût-bénéfice visée à la section 3, les conditions particulières d'accès au réseau visées à l'article 3, §2.

3° les modalités de réduction ou d'interruption de l'injection tenant compte, notamment, de la plage de fonctionnement du site de production telle que communiquée par le producteur ;

4° le cas échéant, les délais dans lesquels le gestionnaire de réseau s'engage à réaliser les travaux de renforcement du réseau jugés économiquement justifiés conformément à l'article 7

5° les modalités d'octroi de la compensation pour les pertes de revenus subies suite à la réduction ou l'interruption de l'injection, en ce compris les certificats verts ou tout autre régime de soutien à la production ;

6° les modalités d'estimation du volume d'énergie modulée en cas de limitation de l'accès imposé par le gestionnaire de réseau ;

7° les prévisions indicatives basées sur des données historiques et statistiques en matière de risques d'apparition d'une situation pouvant provoquer la réduction ou l'interruption de l'injection ;

8° les modalités de communication des entretiens programmés pour les éléments du réseau dont la disponibilité est critique pour garantir la capacité d'injection demandée par le producteur.

*Sous-section 4 : Limitation d'injection des installations de production et de stockage d'électricité en vue de lever le risque de dépassement de la limite de sécurité opérationnelle du réseau*

Art.18. Une installation de production ou de stockage d'électricité peut, sur ordre du gestionnaire de réseau, faire l'objet d'une réduction ou d'une interruption d'injection en cas de risque de dépassement de la limite de sécurité opérationnelle du réseau.

Les réductions ou interruption d'injection sont dûment motivées au producteur et reposent sur des critères objectifs techniquement et économiquement fondés.

Art. 19. § 1<sup>er</sup>. Si le gestionnaire de réseau de distribution limite l'injection de plusieurs installations de production ou de stockage pour maintenir l'exploitation du réseau dans les limites de sécurité opérationnelle, la répartition du volume des limitations d'injection sur les installations équipées d'une interface de communication conformément aux paragraphes 1er, 2 et 3 suit les règles suivantes :

1° le volume est d'abord assigné aux nouvelles installations de stockage d'électricité non verte, selon un ordre « dernier arrivé, premier sorti » ;

2° si le volume nécessaire n'est pas atteint, il est assigné aux nouvelles installations de stockage d'électricité verte, selon un ordre « dernier arrivé, premier sorti » ;

3° si le volume nécessaire n'est pas atteint, il est assigné aux nouvelles installations de production d'électricité non verte, selon un ordre « dernier arrivé, premier sorti » ;

4° si le volume nécessaire n'est toujours pas atteint, il est assigné

- a) sur les nouvelles installations de stockage d'électricité verte selon un ordre « dernier arrivé, premier sorti », ensuite ;
- b) Sur les nouvelles installations de cogénération de qualité selon un ordre « dernier arrivé, premier sorti » ;
- c) Sur les autres nouvelles installations de production d'électricité verte selon un ordre « dernier arrivé, premier sorti ».

5° si le volume nécessaire n'est pas atteint, il est assigné aux installations historiques de production dans l'ordre de priorité suivant :

- a) sur les installations historiques de production d'électricité non verte disposant d'une capacité d'injection permanente selon un ordre qui respecte les dispositions du contrat de raccordement ou, selon un ordre « dernier arrivé, premier sorti » ;
- b) sur les installations historiques de production d'électricité verte disposant d'une capacité d'injection permanente selon un ordre qui respecte les dispositions du contrat de raccordement ou, à défaut, selon un ordre « dernier arrivé, premier sorti ».

L'ordre d'arrivée est établi sur base de la date de réservation de capacité acquise conformément aux règlements techniques et se décline par filière de production.

En cas d'augmentation de puissance pour une filière, la date la plus récente est prise en compte pour l'ensemble de la filière.

Le gestionnaire de réseau de distribution peut déroger à la règle « dernier arrivé, premier sorti » prévue pour les catégories 1° à 5° pour autant que cette dérogation permette de respecter un critère d'optimisation économique basé sur une minimisation des compensations financières visées à la sous-section 5».

§ 2. Si le gestionnaire de réseau de transport local envoie des consignes de limitation d'injection pour maintenir l'exploitation du réseau dans les limites de sécurité opérationnelle, il observe prioritairement une règle de minimisation du volume d'énergie non produite avant, le cas échéant, d'appliquer les règles de priorité visées au §1<sup>er</sup>.

§3. Les consignes servant au pilotage sont différenciées par type de source d'énergie primaire de production.



§4. Les consignes de limitation d'injection ne peuvent porter sur une puissance supérieure à la capacité d'injection des installations de production et de stockage.

Art.20. § 1<sup>er</sup>. Le gestionnaire de réseau prend toutes les mesures utiles et proportionnées en vue de limiter l'impact sur les producteurs d'actions prises pour garantir la sécurité opérationnelle du réseau.

§ 2. En ce qui concerne les interventions programmées, le gestionnaire de réseau doit pouvoir démontrer les moyens mis en œuvre pour minimiser tant la fréquence que la durée des réductions d'injection nécessaires afin de garantir la sécurité opérationnelle du réseau, notamment en favorisant la simultanéité des entretiens effectués par le gestionnaire de réseau et le producteur.

Art.21. En cas de non-respect de la consigne par l'utilisateur du réseau dans les délais imposés et de risque de dépassement de la limite de sécurité opérationnelle du réseau, le gestionnaire de réseau peut interrompre la production qui ne respecte pas ladite consigne, sans compensation financière des pertes de revenus du producteur.

*Sous-section 5 : Régime de compensation financière pour les pertes de revenus dues aux limitations d'injection*

*Sous-sous section 1 : Principe général*

Art.22. § 1<sup>er</sup>. En cas de limitations d'injection d'électricité verte imposées par le gestionnaire de réseau en vue de lever le risque de dépassement des limites de sécurité opérationnelle du réseau, le producteur est dédommagé pour les pertes de revenus dues aux limitations d'injection soumises à compensation financière.

§2. Les pertes de revenus dues aux réductions ou interruptions d'injection d'électricité verte font l'objet d'une compensation financière dès lors que le volume d'énergie modulée excède le seuil contractuel visé à l'alinéa 2.

Le seuil contractuel en-dessous duquel le volume d'énergie modulée n'est pas soumis à compensation financière correspond au volume, estimé en MWh par an au stade de l'étude préalable ou le cas échéant de l'analyse coût-bénéfice, du volume d'énergie non produite en vue de lever une situation de congestion tant dans des conditions normales du réseau qu'en cas de perte d'un élément du réseau ayant un effet critique sur le fonctionnement de celui-ci. Ce seuil contractuel est plafonné à cinq pourcents du volume annuel de production attendu de l'installation de production.

§3. Lorsque le volume estimé d'énergie non produite est supérieur à un volume non raisonnable, le gestionnaire de réseau peut disposer d'un volume additionnel d'énergie non produite qui n'est pas soumis à compensation financière-

Le volume additionnel d'énergie non produite non soumis à compensation financière correspond à la différence positive entre le volume d'énergie non produite estimé au stade de l'étude préalable, ou le cas échéant de l'analyse coût-bénéfice, et le volume d'énergie non produite non raisonnable, correspondant à quinze pourcents du volume de production attendu de l'installation de production.

Le gestionnaire de réseau bénéficie de ce volume additionnel une fois que le volume d'énergie modulée excède le volume d'énergie non produite non raisonnable.

§4. Lorsque le volume estimé d'énergie non produite suite aux limitations d'injection qui n'est pas soumis à compensation financière résulte de la prise en compte d'éléments du réseau appartenant à plusieurs gestionnaires de réseau, il est réparti entre les gestionnaires de réseau concernés en fonction de l'infrastructure à l'origine de la limitation d'injection attendue.

§5. Les installations de stockage raccordées au réseau de distribution moyenne et haute tension ou de transport local et mises en service à une date postérieure à la date d'entrée en vigueur de la présente disposition sont assimilées à des installations de production d'électricité non verte, à moins qu'elles ne concernent un site de production d'électricité verte qui ne peut pas prélever de l'énergie sur le réseau.

Art. 23. La compensation financière est attribuée au producteur sur base mensuelle pour les sites d'une puissance maximale d'injection strictement supérieure à 250 kVA, et sur base annuelle pour les sites de production d'une puissance maximale d'injection inférieure ou égale à 250 kVA. L'ensemble des activations d'une année donnée devra être compensé, sous réserve de la vérification des conditions d'octroi de cette compensation, dans les 3 mois suivant la fin de l'année considérée.

Art.24. La compensation financière des pertes de revenus du producteur est due par le gestionnaire de réseau de distribution ou le gestionnaire de réseau de transport local en fonction de l'infrastructure à l'origine de la limitation d'injection.

Art.25. Lorsque l'injection sur un point d'accès a été interrompue ou limitée par le gestionnaire de réseau, le gestionnaire de réseau ayant émis la consigne informe également le gestionnaire de réseau de transport des volumes d'énergie non injectée. Le gestionnaire de réseau de transport informe sans délais le responsable d'équilibre des volumes activés, de manière agrégée pour l'ensemble de son portefeuille. Le gestionnaire de réseau sur lequel le producteur est raccordé, communique cette information également au détenteur d'accès qui reçoit cette information par point d'accès concerné par la contrainte.

#### *Sous-sous section 2 : Estimation du volume d'énergie modulée*

Art. 26. Le gestionnaire du réseau auquel l'installation de production est raccordée est responsable de l'estimation des volumes d'énergie modulée qui n'ont pas pu être produits à la suite de consignes de réduction ou d'interruption de la production en vue de lever une congestion.

Art.27. §1<sup>er</sup>. Le volume d'énergie modulée est calculé pour chaque période élémentaire, exprimée en quart d'heure, constituant la durée d'application de l'ordre d'interruption ou de limitation. Son estimation tient compte des points de fonctionnement disponible respectant la consigne.

§ 2. Pour les filières dites intermittentes, dont l'éolien et le photovoltaïque, l'estimation se base sur l'utilisation d'un profil de référence alimenté par les données de mesures des sites de production similaires situées en Région wallonne. Les caractéristiques individuelles du site de production sont prises en compte par l'utilisation d'un facteur de qualité, défini comme le rapport entre d'une part, la puissance fournie par un site de production durant une période donnée et, d'autre part, le produit de sa puissance électrique nette développable et du profil de référence des sites de production du même type sur cette même période. Le facteur de qualité est défini par site de production et est mis à jour annuellement. A défaut de données historiques, le facteur de qualité d'un site de production est supposé égal à un.

§ 3. Pour les filières dont le niveau de production peut raisonnablement être qualifié de prévisible ou de contrôlable, l'estimation peut se baser sur les données de nomination lorsqu'elles sont disponibles ou sur les prévisions fournies par le producteur ou encore sur les données mesurées immédiatement antérieures et postérieures à l'activation.

§ 4. Par dérogation aux paragraphes 1<sup>er</sup> à 3, après accord entre le producteur et le gestionnaire du réseau de distribution auquel il est raccordé, et approbation de la CWaPE, une méthode alternative d'estimation des volumes d'énergie modulée peut être utilisée.

#### *Sous-sous section 3 : Valorisation des volumes soumis à compensation financière*

Art. 28. §1er. La compensation financière vise tant l'électricité qui n'a pas pu être produite que les certificats verts ou autre mode de soutien à la production qui n'ont pas pu être attribués au producteur. La compensation financière est déterminée en appliquant au volume d'énergie à compenser un prix de référence reflétant la perte de revenus imposée au producteur et tenant compte du modèle de soutien. Les coûts évités d'injection sur le réseau sont déduits de ce prix de référence.

Les pertes de revenu associées aux limitations d'injection des installations de stockage sont réputées nulles.

§2. La compensation financière se compose de trois parties : une composante A qui vise à compenser la valeur de l'électricité qui n'a pas pu être produite, une composante B qui vise à compenser les certificats verts ou tout autre mode de soutien qui n'ont pas pu être attribués au producteur, et une composante C qui vise à prendre en compte, en déduction des autres composantes, les éventuels coûts évités par le producteur.

La composante A est déterminée sur la base d'une formule de référence tenant compte de la valeur de l'électricité qui n'a pas pu être produite.

La composante B est déterminée sur la base d'une formule de référence tenant compte du modèle de soutien.

La composante C est déterminée sur base d'une formule de référence tenant compte des coûts évités engendrés par la réduction d'injection sur le réseau. Les formules de référence utilisées pour calculer les composantes A, B et C sont arrêtées par la CWaPE, après consultation de l'administration, des producteurs et des gestionnaires de réseau, et sont publiées sur son site internet.

### **Section 5. Les installations de production et de stockage d'une puissance supérieure à 56 kVA et inférieure ou égale à 250 kVA raccordées sur le réseau moyenne et haute tension**

Art. 29. Lorsque, à la suite d'une demande de raccordement sur le réseau moyenne et haute tension pour un site de production ou de stockage d'une puissance supérieure à 56 kVA et inférieure ou égale à 250 kVA, l'étude préalable met en évidence le risque d'apparition de congestions nécessitant, pour mettre à disposition la capacité totale demandée, de procéder à des limitations d'injection. Ces installations peuvent bénéficier du régime visé à la section 4 pour autant qu'elles soient mises en service à une date postérieure à la date d'entrée en vigueur de la présente disposition et que l'utilisateur du réseau soit capable de réduire son injection en cas de congestion. Dans le cas contraire, le gestionnaire de réseau peut demander des garanties pour que l'injection reste en tout temps inférieure au seuil risquant d'engendrer la congestion.

## Chapitre 4 : Modalités de calcul pour l'examen du caractère économiquement justifié d'un projet de renforcement du réseau

### Section 1<sup>re</sup>. Dispositions transversales relatives aux modalités de calcul

Art. 30. § 1er. L'analyse technico-économique menée dans le cadre de l'étude préalable et de l'analyse coût-bénéfice est établie sur la base d'une comparaison entre :

1° d'une part, un terme spécifique au projet de renforcement du réseau à l'étude composé d'un numérateur reflétant le coût du projet de renforcement du réseau de distribution ou de transport local et d'un dénominateur reflétant la production d'électricité verte supplémentaire attendue du fait de la réalisation du projet de renforcement du réseau et ;

2° d'autre part, un terme de référence reflétant le coût d'investissement unitaire maximum de référence.

§ 2. Le projet de renforcement du réseau est jugé économiquement justifié lorsque le terme spécifique au projet de renforcement du réseau à l'étude est inférieur ou égal au terme de référence.

§ 3. Après concertation avec les gestionnaires de réseau et les producteurs et après consultation de l'Administration, la CWaPE établit une valeur de référence pour le coût d'investissement unitaire maximum de référence visé au paragraphe 1er.

### Section 2. Détermination du numérateur

Art. 31. §1er. Le numérateur visé à l'article 30, §1<sup>er</sup>, reprend la différence entre, d'une part, les coûts associés au projet de renforcement du réseau de distribution ou de transport local visant à satisfaire au mieux la demande de raccordement et, d'autre part, ceux associés à une situation de référence.

§ 2. Les coûts visés au paragraphe 1er sont constitués des coûts d'investissement portant sur le ou les tronçons du réseau concernés par le projet de renforcement du réseau. Les interventions de tiers, en cas de mise en œuvre des travaux de renforcement du réseau, sont déduites des coûts d'investissement.

§ 3. Les coûts visés au paragraphe 1er sont établis en tenant compte de :

1° l'utilisation attendue du ou des investissements réseau concernés au terme de la durée de vie économique des sites de production d'électricité verte concernés par le projet de renforcement du réseau;

2° l'utilisation attendue du ou des investissements réseau concernés au-delà de la puissance des sites de production d'électricité verte concernés par le projet de renforcement du réseau.

La CWaPE peut établir des valeurs par défaut pour les paramètres intervenant dans l'établissement des coûts conformément à l'alinéa 1er.

## Section 3. Détermination du dénominateur

Art. 32. § 1er. Le dénominateur visé à l'article 30, §1<sup>er</sup>, est établi, en tenant compte de l'ensemble des sites de production d'électricité verte impacté par le projet de renforcement du réseau :

- sur base de la différence entre d'une part, la production d'énergie attendue en cas de réalisation du projet de renforcement du réseau, et d'autre part, la production d'énergie estimée en situation de référence ;
- Lorsque le volume estimé d'énergie non produite est supérieur au volume d'énergie non produite jugé non raisonnable, sur base de la production totale d'énergie estimée en l'absence de limitations d'injection.

§ 2. L'estimation visée au paragraphe 1er tient compte de la durée de vie économique des sites de production d'électricité verte existants ou en projet concernés par le projet de renforcement du réseau et de leurs profils de production.

§ 3. L'estimation de l'énergie non produite tient compte des prévisions en matière de risque d'apparition d'une situation pouvant provoquer la réduction ou l'interruption de l'injection.

§4. La CWaPE peut établir des valeurs par défaut pour la durée de vie économique et le profil de production par filière de production d'électricité verte. Ces valeurs par défaut peuvent être variables en fonction des filières de production d'électricité verte.

## Section 4. La situation de référence

Art. 33. § 1er. Par défaut, la situation de référence visée aux articles 31, §1<sup>er</sup> et 32, §1<sup>er</sup> est celle définie par le dernier plan d'adaptation du réseau approuvé par la CWaPE, le cas échéant adaptée en vue de tenir compte des projets de renforcement du réseau ayant préalablement été, au terme d'une analyse coût-bénéfice appliquée conformément aux sections 4 et 5, qualifiés d'économiquement justifiés, et des capacités de prélèvement ou d'injection déjà contractualisées mais pas encore en service.

Toute dérogation à l'alinéa 1er doit être motivée auprès de la CWaPE et validée par celle-ci.

§ 2. Sur une base motivée, la situation de référence prise en compte dans l'étude préalable ou dans l'analyse coût-bénéfice peut s'écarter de celle visée au paragraphe 1er.

## Chapitre 5. Obligations de rapportage et de publication

Art. 34. § 1er. Les interruptions et réductions d'injection effectuées sur ordre du gestionnaire du réseau font l'objet d'un rapportage à la CWaPE, notamment en termes de volume d'énergie modulée, d'énergie donnant droit à une compensation des pertes financières, de niveau de puissance, de moment d'activation et de durée.

§ 2. Le raccordement des installations de production décentralisées sur le réseau de distribution, est l'objet d'un rapportage à la CWaPE par le gestionnaire du réseau.

§3. Les gestionnaires de réseau de transport local et les gestionnaires de réseau de distribution concernés font également rapport à la CWaPE au moins une fois par an sur :

- a) le niveau de développement et d'efficacité des mécanismes de redispatching fondés sur le marché pour les installations de production d'électricité, de stockage d'énergie et de participation active de la demande ;
- b) les motifs, les volumes en MWh et le type de sources de production soumis à un redispatching ;
- c) les mesures prises pour diminuer, à l'avenir, le besoin de redispatching à la baisse des installations de production utilisant les installations de production d'électricité verte, y compris les investissements dans la numérisation de l'infrastructure de réseau et dans les services qui augmentent la flexibilité.

§ 4. Après concertation avec les gestionnaires de réseau, la CWaPE fixe la portée, la fréquence et les modalités pratiques des rapportages visés aux paragraphes 1<sup>er</sup> à 3.

Art. 35. Chaque gestionnaire de réseau publie sur son site internet la capacité d'injection disponible et future sur son réseau, calculée suivant la méthodologie établie conformément à l'article 3 §2, pour chaque ensemble de charges et de sites de production qui est considéré pour la planification du réseau et notamment pour le dimensionnement de la transformation vers la moyenne tension.

## Chapitre 6. Indemnisation pour les limitations d'injection des installations de production et de stockage d'électricité verte raccordées en basse tension

### Décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité

*Art.25sexies/1. Sur proposition de la CWaPE, concertée avec les gestionnaires de réseau et les acteurs concernés, le Gouvernement peut mettre en place un régime d'indemnisation pour les limitations d'injection des installations de production et de stockage d'électricité verte raccordées en basse tension. Ce régime d'indemnisation peut prévoir des dérogations pour les limitations d'injection de courte durée.*

## Chapitre 7. Dispositions transitoires et finales

Art. 36. § 1<sup>er</sup>. Dans les six mois de l'entrée en vigueur du présent arrêté et après concertation avec les gestionnaires de réseau et les producteurs, et après consultation de l'Administration, la CWaPE publie la méthodologie permettant d'appliquer les modalités de calcul visées au chapitre 4.

§ 2. Dans les six mois de l'entrée en vigueur du présent arrêté et après concertation avec les gestionnaires de réseau et les producteurs, et après consultation de l'Administration, la CWaPE publie les valeurs de référence visées au chapitre 4.

Art. 37. §1<sup>er</sup>. Dans les douze mois de l'entrée en vigueur du présent arrêté, les gestionnaires de réseau proposent pour approbation à la CWaPE une méthode d'estimation des conditions particulières d'accès au réseau conforme à l'article 4.

§ 2. Les gestionnaires de réseau proposent pour approbation à la CWaPE une méthode d'estimation des volumes d'énergie modulée conforme à l'article 27, et qui aura préalablement été soumise pour avis aux producteurs. Cette méthode est basée sur des données auditables, et est adaptée à la filière de production considérée, à sa classe de puissance et tient compte du caractère raisonnablement prévisible ou non de la source d'énergie primaire. Après approbation par la CWaPE, cette méthode d'estimation des volumes d'énergie modulée est publiée sur le site internet des différents gestionnaires de réseau.

§ 3. Les gestionnaires de réseau définissent et soumettent à l'approbation de la CWaPE la procédure visant à compenser les pertes de revenus du producteur au moyen de simples transactions financières. Cette procédure tient compte du type de comptage du producteur, de la présence ou non d'un dispositif de contrôle-commande ainsi que de la période d'application du régime de soutien à la production d'électricité verte sur base des données transmises par le producteur d'électricité verte.

Art. 38. Les contrats de raccordement flexible des installations de production et de stockage signés par les parties contractantes sont notifiés à la CWaPE selon une périodicité définie par celle-ci.

Art. 39. Pour les installations historiques de production d'électricité sans accès flexible, la capacité d'injection permanente est au moins égale à la capacité d'injection initialement mentionnée dans le contrat de raccordement. Les installations historiques de production d'électricité disposant d'un contrat de raccordement dénommé « classique avec accès flexible en N-1 » sont assimilées dans le cadre du présent arrêté à des nouvelles installations de production d'électricité et leurs contrats de raccordement doivent être actualisés en vue de tenir compte des dispositions du présent arrêté. Dans ce cas, la capacité d'injection permanente est évaluée uniquement sur base du réseau existant.

Art. 40. Les contrats de raccordement des nouvelles installations de productions signés avant l'entrée en vigueur du présent arrêté sont adaptés pour être conforme aux dispositions du présent arrêté. Le volume estimé d'énergie non produite suite aux limitations d'injection, tel que mentionné à l'article 4, §2, du présent arrêté, correspondant à une capacité d'injection permanente est réputé nul. Ce volume d'énergie non produite, lorsqu'il correspond à une capacité d'injection flexible, est celui qui a été estimé au stade de l'étude préalable ou, le cas échéant, de l'analyse coût-bénéfice menées préalablement à la conclusion du contrat.

Art.41. Le ministre qui a l'Energie dans ses attributions est chargé de l'exécution du présent arrêté.



*Date du document : 11/10/2023*

## ÉVALUATION

CD-23j11-CWaPE-0082

**DISPOSITIONS DES DÉCRET DU 12 AVRIL 2001  
RELATIF À L'ORGANISATION DU MARCHÉ RÉGIONAL DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DÉCRET DU 19 DÉCEMBRE 2002  
RELATIF À L'ORGANISATION DU MARCHÉ RÉGIONAL DU GAZ**

*Rendue en application de l'article 43, § 3 du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et de l'article 75 du décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz*



# Table des matières

1.	OBJET .....	3
2.	ANALYSE DES DISPOSITIONS EN VIGUEUR ET PROPOSITIONS DE MODIFICATIONS .....	4
2.1.	<i>Décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité</i> .....	4
2.1.1.	Article 2, 2 <sup>o</sup> quinquies .....	4
2.1.2.	Article 4 .....	5
2.1.3.	Articles 7, alinéa 1 <sup>er</sup> , 5 <sup>o</sup> , et 16, § 2, 2 <sup>o</sup> bis .....	5
2.1.4.	Article 11, § 2, alinéa 2, 19 <sup>o</sup> et article 35novodecies, §3 .....	7
2.1.5.	Article 15 .....	11
2.1.6.	Articles 15ter et 48bis .....	12
2.1.7.	Article 25ter .....	13
2.1.8.	Article 25quater .....	14
2.1.9.	Art. 25quater/1 .....	18
2.1.10.	Article 25sexies/1 .....	18
2.1.11.	Articles 29 et 30 .....	18
2.1.12.	Article 35octies, §1 <sup>er</sup> , alinéa 1 .....	18
2.1.13.	Article 35octies, §4 .....	18
2.1.14.	Article 35octies, §8, alinéa 2 et §9 .....	19
2.1.15.	Article 35nonies, §2, alinéa 8 .....	19
2.1.16.	Article 35decies .....	19
2.1.17.	Article 35quaterdecies .....	20
2.1.18.	Article 35sexdecies, §2, alinéa 2 .....	22
2.1.19.	Article 33bis/3 .....	22
2.1.20.	Article 33ter .....	23
2.1.21.	Article 43bis, § 2, alinéa 2 .....	24
2.1.22.	Article 45, § 1 <sup>er</sup> .....	24
2.1.23.	Article 45quater .....	25
2.1.24.	Article 51bis .....	26
2.1.25.	Article 51ter, § 1 <sup>er</sup> , 10 <sup>o</sup> et §2 .....	26
2.1.26.	Financement du SRME .....	29
2.1.27.	Article 52, §1 <sup>er</sup> .....	29
2.1.28.	Articles 53, §1 <sup>er</sup> et 54/1 .....	29
2.2.	<i>Décret gaz</i> .....	30
2.2.1.	Articles 6, 5 <sup>o</sup> , et 17, § 2, 2 <sup>o</sup> bis .....	30
2.2.2.	Article 14 .....	31
2.2.3.	Article 25bis .....	31
2.2.4.	Article 25ter .....	31
2.2.5.	Article 31quater, §6 .....	34
2.2.6.	Article 32, § 1er, 4 <sup>o</sup> , e) .....	34
2.2.7.	Articles 33ter, alinéa 2, et 33sexies, alinéa 2 .....	35
2.2.8.	Article 36, § 2, alinéa 2, 2 <sup>o</sup> .....	35
2.2.9.	Article 37 .....	35
2.2.10.	Article 48, § 2 .....	35
2.3.	<i>Décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité</i> .....	36

## 1. OBJET

L'article 148 du décret-programme du 17 juillet 2018 a prévu que la CWaPE remette au Gouvernement et au Parlement, à la faveur de son rapport annuel d'activités, un rapport d'évaluation annuel des dispositions des décrets respectivement du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité (ci-après le décret électricité) et du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz (ci-après le « décret gaz »). La CWaPE a adopté et publié le premier rapport en exécution de cette disposition le 23 août 2019 et a intégré depuis lors l'évaluation à son rapport annuel.

Cette année, la CWaPE a été amenée à retarder la parution de cette évaluation en raison d'un nombre important de demandes d'avis portant notamment sur des avant-projets de décret modifiant les décrets électricité et gaz, sollicités aux cours des mois de juin et juillet.

- Avis CD-23h21-CWaPE-0935 du 21 août 2023 sur l'avant-projet de décret modifiant le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, adopté en 1<sup>re</sup> lecture le 15 juin 2023 ;
- Avis CD-23g10-CWaPE-0932 du 10 juillet 2023 sur l'avant-projet de décret modifiant le décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz, adopté en 1<sup>re</sup> lecture le 8 juin 2023.

À côté de cette évaluation globale des décrets actuellement en vigueur, la CWaPE a établi et transmis au Gouvernement de nombreux avis et propositions suivantes portant sur différents volets du droit de l'énergie en Région wallonne et visant notamment à exécuter ces deux décrets :

- Proposition CD-23g31-CWaPE-0934 du 31 juillet 2023 d'arrêté du Gouvernement wallon relatif à la gestion des congestions issues des unités de production et de stockage d'électricité raccordées sur le réseau moyenne et haute tension ;
- Proposition CD-23d27-CWaPE-0929 du 27 avril 2023 de modification de l'arrêté du Gouvernement wallon du 8 janvier 2009 relatif au Service régional de médiation pour l'énergie ;
- Avis CD-23g06-CWaPE-0931 du 6 juillet 2023 sur le projet d'arrêté du Gouvernement wallon fixant les modalités relatives à la fin de la compensation entre les quantités d'électricité prélevées et injectées sur le réseau, adopté en 1<sup>re</sup> lecture par le Gouvernement wallon le 23 juin 2023 ;
- Avis CD-23d13-CWaPE-0927 du 13 avril 2023 sur les implications potentielles du "Règlement (UE) 2022/2577 du Conseil du 22 décembre 2022 établissant un cadre en vue d'accélérer le déploiement des énergies renouvelables" sur les règlements techniques électricité en vigueur ;
- Avis CD-23c24-CWaPE-0926 du 24 mars 2023 sur le projet d'AGW modifiant l'AGW du 21 mars 2002 relatif aux gestionnaires de réseaux et modifiant l'AGW du 16 octobre 2003 relatif aux gestionnaires de réseaux gaziers, adopté en 1<sup>re</sup> lecture le 23 février 2023 ;
- Avis CD-23b17-CWaPE-0925 du 17 février 2023 sur les projets d'AM déterminant les procédures d'activation de la fonction à prépaiement respectivement pour l'électricité et pour le gaz, et sur le projet d'AM relatif à la procédure de régularisation prévue dans le cadre d'un déménagement ;
- Avis CD-23b16-CWaPE-0924 du 16 février 2023 sur le projet d'arrêté du Gouvernement wallon relatif à l'octroi de subventions aux gestionnaires de réseau de distribution en vue de favoriser la transition énergétique, adopté en 1<sup>re</sup> lecture par le Gouvernement wallon le 1<sup>er</sup> février 2023 ;
- Avis CD-23b14-CWaPE-0923 du 14 février 2023 sur les propositions de décrets modifiant les « décret électricité » et « décret gaz » en vue d'adapter les modalités du contrôle des acteurs du marché par la CWaPE ;

- Analyse CD-23a25-CWaPE-0110 du 25 janvier 2023 relative aux activités autorisées pour les GRD dans le domaine des communautés d'énergie, du partage d'énergie et des réseaux de chaleur ;
- Avis CD-22k30-CWaPE-0921 du 30 novembre 2022 sur l'avant-projet d'arrêté du Gouvernement wallon relatif à l'octroi de subventions aux gestionnaires de réseau de distribution en vue de favoriser la transition énergétique ;
- Avis CD-22i22-CWaPE-0916 du 22 septembre 2022 sur un avant-projet d'AGW modifiant l'AGW du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération, adopté en 1<sup>re</sup> lecture le 19 juillet 2022 – Facteur Rho ;
- Avis CD-22j31-CWaPE-0920 du 31 octobre 2022 relatif à la possibilité d'extension aux "fermes partagées" des exceptions de réseaux privés admis ;
- Avis CD-22i01-CWaPE-0915 du 1<sup>er</sup> septembre 2022 sur un avant-projet d'AGW modifiant les AGW du 30 mars 2006 relatifs aux OSP dans le marché de l'électricité et du gaz et l'AGW du 17 juillet 2003 relatif à la commission locale pour l'énergie, adopté en 1<sup>re</sup> lecture le 19 juillet 2022 ;
- Avis CD-22h25-CWaPE-0912 du 25 août 2022 sur un avant-projet d'arrêté du Gouvernement wallon relatif aux communautés d'énergie et au partage d'énergie, adopté en 1<sup>re</sup> lecture le 23 juin 2022 ;
- Avis CD-22e30-CWaPE-0907 du 30 mai 2022 relatif à la mise à jour du montant forfaitaire dû par le gestionnaire de réseau de distribution au fournisseur en cas de dépassement du délai de placement du compteur à prépaiement ;
- Avis CD-22e06-CWaPE-0898 du 6 mai 2022 sur un projet d'AGW organisant l'octroi d'une aide aux entreprises en compensation des coûts des émissions indirectes entre 2021 et 2030 ;
- Proposition CD-22c29-CWaPE-0895 du 29 mars 2022 sur les possibilités de mise en œuvre d'un service universel en matière d'énergie.

## **2. ANALYSE DES DISPOSITIONS EN VIGUEUR ET PROPOSITIONS DE MODIFICATIONS**

### **2.1. Décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité**

La plupart des recommandations émises dans le cadre de la présente évaluation du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité (ci-après le « décret électricité »), ont déjà été formulées dans le cadre de son avis CD-23h1-CWaPE-0935 du 21 août 2023 au sujet de l'avant-projet de décret modifiant le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, adopté en 1<sup>ère</sup> lecture le 15 juin 2023. Pour plus de détails, la CWaPE renvoie à cet avis.

#### **2.1.1. Article 2, 2<sup>o</sup>quinquies**

Il conviendrait de modifier la définition de communauté d'énergies renouvelables afin de coller à la terminologie utilisée à l'article 2.16, a), de la directive (UE) 2018/2001.

En effet, telle que rédigée actuellement, la notion de proximité encadrant le contrôle d'une communauté d'énergies renouvelables est définie au regard des installations de production alors qu'une communauté d'énergie n'a pas l'obligation d'être producteur.

Le texte pourrait dès lors être modifié comme suit, comme proposé dans l'avant-projet de décret modificatif, adopté en 1<sup>ère</sup> lecture le 15 juin 2023 :

Art. X :

*« A l'article 2, 2<sup>o</sup>quinquies, c) du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, inséré par le décret du 2 mai 2019 et modifié en dernier lieu par le décret du 5 mai 2022, les mots « installations de production dont elle est propriétaire ou sur lesquelles elle détient un droit de jouissance ; » sont remplacés par les mots « projets en matière d'énergie renouvelable auxquels la communauté a souscrit et qu'elle a élaborés ; ».*

### **2.1.2. Article 4**

Il conviendrait d'apporter la modification suivante (soulignée) à cette disposition, afin d'assurer le parallélisme avec la distribution (voir l'article 8, § 4, du réseau de distribution) :

*« Après avis de la CWaPE et consultation du gestionnaire du réseau de transport et des gestionnaires de réseaux de distribution, le Gouvernement détermine les tronçons du réseau considérés comme " réseau de transport local " sur la base de l'utilisation dudit tronçon principalement pour la transmission d'électricité vers les réseaux de distribution ou l'échange avec des réseaux voisins. La gestion du réseau de transport local est assurée par un gestionnaire unique.*

*Le gestionnaire du réseau de transport local est le gestionnaire du réseau de transport désigné conformément à l'article 10 de la loi Electricité.*

*Après avis de la CWaPE et consultation du gestionnaire du réseau de transport local et des gestionnaires de réseaux de distribution, le Gouvernement peut modifier la détermination des tronçons du réseau considérés comme " réseau de transport local ".*

*Toute aliénation de l'infrastructure et de l'équipement faisant partie du réseau de transport local, faite par le gestionnaire du réseau de transport local, est soumise à l'accord du Gouvernement, après avis de la CWaPE.* »

### **2.1.3. Articles 7, alinéa 1<sup>er</sup>, 5<sup>o</sup>, et 16, § 2, 2<sup>o</sup>bis**

L'article 7, 5<sup>o</sup>, du décret électricité dispose que :

*« Le gestionnaire de réseau de distribution, ainsi que le candidat gestionnaire de réseau de distribution remplit les conditions suivantes :*

*[...]*

*5<sup>o</sup> si des parts représentatives du capital social du gestionnaire du réseau de distribution sont détenues divisément soit par des pouvoirs publics détenant directement ou indirectement des participations au sens de l'article 1, 22, du Code des sociétés et des associations, dans le capital social d'un producteur, fournisseur ou intermédiaire, sauf lorsqu'il s'agit d'une participation dans une communauté d'énergie, soit par des pouvoirs publics qui sont eux-mêmes producteurs mais non auto-producteurs, fournisseurs ou intermédiaires, les statuts du gestionnaire du réseau de distribution empêchent que l'un de ces actionnaires puisse individuellement, directement ou indirectement, rejeter, bloquer ou imposer une décision ou faire obstacle à une prise de décision ».*

L'article 16, § 2, 2<sup>o</sup>bis, du décret électricité contient une disposition similaire pour la filiale du GRD.

Les pouvoirs publics visés dans ces dispositions sont identifiés à l'article 2, 51<sup>o</sup>, du décret électricité : *« la Région wallonne, les communes, C.P.A.S. et provinces ainsi que les organismes d'intérêt public visés à l'article 3 du décret du 12 février 2004 relatif aux commissaires du Gouvernement et aux missions de contrôle des réviseurs au sein des organismes d'intérêt public, à l'exception de la Commission wallonne pour l'Energie, pour autant que ces organismes d'intérêt public soient des personnes morales de droit public et qu'ils soient détenus de façon exclusive par des personnes morales de droit public ».*

Les provinces et les communes disposent toutefois de la possibilité de détenir des parts dans le GRD par l'intermédiaire d'intercommunales pures de financement, lesquelles ne sont pas énumérées parmi les pouvoirs publics.

Afin d'éviter que les articles 7, 5°, et 16, § 2, 2°bis, puissent être contournés lorsque ce sont des intercommunales pures de financement qui sont actionnaires, il conviendrait de mentionner celles-ci explicitement dans les articles 7, 5°, et 16, § 2, 2°bis, précités.

La CWaPE propose donc de modifier le décret électricité comme suit :

- Art. XX :

*« A l'article 7, alinéa 1<sup>er</sup>, 5°, du même décret, les modifications suivantes sont apportées :*

*1° les mots « ou leurs intercommunales pures de financement sont insérés entre les mots « par des pouvoirs publics » et les mots « détenant directement » ;*

*2° les mots « ou leurs intercommunales pures de financement » sont insérés entre les mots « par des pouvoirs publics » et les mots « qui sont eux-mêmes producteurs » ».*

- Art. XX :

*« A l'article 16, § 2, 2°bis, du même décret, les modifications suivantes sont apportées :*

*1° les mots « ou leurs intercommunales de financement » sont insérés entre les mots « pouvoirs publics » et les mots « détenant directement » ;*

*2° les mots « ou leurs intercommunales pures de financement » sont insérés entre les mots « pouvoirs publics » et les mots « qui sont eux-mêmes producteurs » ».*

Les versions consolidées seraient les suivantes :

- Article 7 :

*« Le gestionnaire de réseau de distribution, ainsi que le candidat gestionnaire de réseau de distribution remplit les conditions suivantes :*

*[...]*

*5° si des parts représentatives du capital social du gestionnaire du réseau de distribution sont détenues divisément soit par des pouvoirs publics ou leurs intercommunales pures de financement détenant directement ou indirectement des participations au sens de l'article 1, 22, du Code des sociétés et des associations, dans le capital social d'un producteur, fournisseur ou intermédiaire, sauf lorsqu'il s'agit d'une participation dans une communauté d'énergie, soit par des pouvoirs publics ou leurs intercommunales pures de financement qui sont eux-mêmes producteurs mais non auto-producteurs, fournisseurs ou intermédiaires, les statuts du gestionnaire du réseau de distribution empêchent que l'un de ces actionnaires puisse individuellement, directement ou indirectement, rejeter, bloquer ou imposer une décision ou faire obstacle à une prise de décision ».*

- Article 16, § 2 :

*« La filiale visée au paragraphe 1er remplit les conditions suivantes :*

*[...]*

*2bis° dans l'éventualité où les parts représentatives du capital social de la filiale seraient détenues divisément soit par des pouvoirs publics ou leurs intercommunales de financement détenant directement ou indirectement des participations dans le capital social d'un producteur, fournisseur ou intermédiaire, au sens de l'article 1, 22, du Code des sociétés et des associations, sauf lorsqu'il s'agit d'une participation dans une communauté d'énergie, soit par des pouvoirs publics ou leurs intercommunales pures de financement qui sont eux-mêmes producteurs mais non auto-producteurs, fournisseurs ou intermédiaires, les statuts de celle-ci empêchent que l'un de ces actionnaires puisse individuellement, directement ou indirectement, rejeter, bloquer ou imposer une décision ou faire obstacle à une prise de décision ».*

#### **2.1.4. Article 11, § 2, alinéa 2, 19° et article 35novodecies, §3**

L'article 11, § 2, alinéa 2, 19°, du décret dispose que :

*« le gestionnaire de réseau est chargé des tâches suivantes : [...] 19° en ce qui concerne le gestionnaire de réseau de distribution, l'opération d'une plateforme de gestion des données des points de recharge. Cette plateforme est accessible à tous les utilisateurs et exploitants de point de recharge situés en Région wallonne. Le régulateur peut définir un tarif d'accès à cette plateforme. Tous les points de recharge ouverts au public doivent se connecter à cette plateforme à partir d'une date déterminée par le Gouvernement ».*

L'article 35novodecies, § 3, du décret électricité dispose, quant à lui, que :

*« Les gestionnaires de réseaux de distribution opèrent une plateforme de gestion des données des points de recharge telle que prévue à l'article 11, § 2, alinéa 2, 19°. ».*

Ainsi qu'elle a déjà eu l'occasion de le faire avec le Ministre de l'Énergie, notamment par courrier du 13 avril 2023, la CWaPE partage à nouveau, dans la présente évaluation, ses préoccupations concernant le développement, par ORES et RESA, d'un concept de plateforme de gestion des données des points de recharge ouverts au public, nommé « ERO<sup>1</sup> ». Par ce projet, les GRD entendaient mettre en œuvre la nouvelle mission qui leur a été confiée par les dispositions précitées du décret électricité, introduites par le décret du 5 mai 2022.

À la suite de la présentation de ce projet par les GRD, la CWaPE a temporisé, car les services envisagés par les GRD semblaient assez clairement s'écarter du domaine des activités régulées prévu par le cadre européen et empiéter sur des concepts largement mis en œuvre par plusieurs opérateurs privés. En effet, le projet des GRD entendait mettre à disposition du public une cartographie dynamique des bornes et de leur état, permettre aux utilisateurs de charger leur véhicule sur n'importe quel point de recharge ouvert au public, permettre le choix du fournisseur, mettre en jeu l'activation de flexibilité technique et faire participer les points de recharge à la flexibilité commerciale.

La CWaPE a par ailleurs été vivement interpellée par la première estimation sommaire et exorbitante de budget avancée par les GRD (48 millions d'euros) nécessaire à la mise en œuvre de ladite plateforme, sans qu'il soit déterminé à ce stade si un tel coût, pour autant qu'ils soit confirmé, serait répercuté sur les consommateurs et si oui, lesquels : l'ensemble de la clientèle d'électricité ou sur les seuls détenteurs de véhicule(s) électrique(s). Enfin, la CWaPE a relevé que le Gouvernement n'avait pas encore exprimé d'intentions sur les modalités d'application et les contours que devraient prendre cette plateforme. En effet, le décret ne précise pas à quoi devrait servir la plateforme, ni quelles données devraient transiter par celle-ci, et encore moins ce qu'impliquerait la connexion (obligatoire) à cette plateforme, le Gouvernement étant habilité à déterminer la date d'entrée en vigueur de la disposition. La CWaPE rappelle à cet égard l'importance d'interpréter restrictivement tout élément qui sortirait du rôle ordinaire des GRD, à savoir la gestion et l'exploitation des réseaux.

---

<sup>1</sup> Projet « Energy Roaming Operator »

Entretemps, les GRD ont décidé de suspendre le projet à la suite du retour des parties prenantes et à l'intervention de la CWaPE.

La CWaPE a, quant à elle, sondé les opérateurs privés quant à l'opportunité d'une telle plateforme et les attentes qu'ils pourraient en avoir, et procédé à un examen de conformité des dispositions du décret électricité avec le cadre européen applicable.

### **I. Quant à l'opportunité de la disposition et du projet des GRD : synthèse des échanges avec les opérateurs du marché de la mobilité**

La CWaPE a écrit à 31 acteurs de la mobilité pour les questionner sur la nouvelle disposition du décret et sur l'approche des GRD : sociétés de leasing, opérateurs de bornes, fournisseurs de service de mobilité, fédérations. Elle a pu avoir un échange avec les opérateurs suivants : Arval, BNP Lease, Total Energies, Febeg, Luminus, EV Belgium, CenEnergy.

Un grand nombre de préoccupations par rapport au projet des GRD a été soulevé.

#### **1) Absence de besoin ou d'avantages résultant de la proposition des GRD par rapport à ce qui existe déjà**

En matière de « cartographie », d'une part, les GRD ont déjà publié une carte des zones les plus propices au raccordement à leur réseau, en application de l'article 35novodecies, § 2, du décret électricité et, d'autre part, pour ce qui concerne la mise à disposition du public de l'emplacement et du statut des bornes, les opérateurs privés fournissent déjà des services étendus à leurs clients. Des applications et cartes interactives sont largement disponibles, et ne se limitent pas aux bornes d'un seul opérateur, des accords multilatéraux existant pour l'interopérabilité.

En matière de données de comptage nécessaires au marché de l'énergie, celles-ci sont disponibles par le biais du compteur de tête propriété du GRD et alloué au fournisseur du point d'accès.

En matière de données de facturation au client qui recharge son véhicule, les acteurs ne comprennent pas l'intérêt que pourrait avoir le GRD à jouer le rôle commercial d'intermédiaire entre le fournisseur de service de mobilité (MSP<sup>2</sup>) et le client (véhicule). Des systèmes de cartes, généralement interopérables suivant les standards européens sont déjà en place. Le MSP reçoit directement les données du CPO<sup>3</sup>, suivant un protocole standardisé. La borne est alimentée par un fournisseur d'électricité détenteur de licence et actif sur le marché de l'électricité. Ce système permet également choisir son fournisseur sur n'importe quelle borne interopérable.

À l'inverse, la proposition des GRD pourrait soulever des questions en matière de réconciliation/déséquilibre des volumes, puisqu'il n'existe pas systématiquement de contrat entre le MSP et le fournisseur de la borne. Aussi, étant donné l'application d'un prix de recharge fixé par le CPO, il n'a pas d'intérêt au portage du contrat de fourniture du domicile.

#### **2) Caractère limité géographiquement de la proposition des GRD**

La proposition des GRD serait spécifique à la Wallonie, ce qui constitue un marché très restreint, tant en nombre de points et qu'en couverture géographique surtout au regard du marché automobile. La plus-value n'est pas évidente par rapport aux solutions existantes qui s'inscrivent quant à elles dans une mobilité à l'échelle européenne. Se pose en sus la question de l'interopérabilité et de l'accès des utilisateurs et opérateurs.

---

<sup>2</sup> *mobility service provider* : fournisseur de service de mobilité (e.a. émetteur de carte de rechargement...)

<sup>3</sup> *charging point operator* : opérateur de la borne de rechargement

### 3) Risque de générer des coûts supplémentaires inutiles et d'être un frein à l'investissement

Dans le même ordre d'idée, certains acteurs ont exprimé leurs préoccupations par rapport à l'obligation de se connecter à la plateforme des GRD. Alors que chaque opérateur a développé ses propres solutions, un surcoût pourrait découler du déploiement d'un protocole de communication ou de charges administratives supplémentaires. Potentiellement, les bornes existantes pourraient d'ailleurs ne pas être toutes compatibles avec la proposition, ce qui soulève la question du *retrofit*.

En outre, tout ajout d'intermédiaire dans une chaîne commerciale nécessite rémunération. Même si ce n'est pas encore défini, une redevance pourrait être appliquée, qui s'ajoute aux coûts existants sans, pour autant susciter de plus-value pour le système, aux dires des acteurs.

Ces surcoûts et la petite taille du marché soumis à l'obligation pourraient décourager des grands opérateurs de s'intéresser à la Wallonie, et cela pourrait engendrer une limitation ou une absence d'offre pour l'équipement de l'espace public, voire, tout simplement dissuader les CPO opérant sur sites privés d'ouvrir leurs bornes au public, ce qui constituerait une manière aisée de contourner l'obligation imposée par le décret électricité.

### 4) Confusion des rôles et position dominante *de facto*

Un certain nombre d'activités relèvent des activités commerciales, non régulées. Les opérateurs déploient des bornes et les services qui les accompagnent. L'interférence du GRD avec ces activités peut créer des distorsions et dissuader les investisseurs de se lancer sur le marché.

De même, il n'est pas correct de justifier le recours à la plateforme par le besoin de pouvoir activer la flexibilité et ce, pour une double raison :

- outre les problèmes techniques de compatibilité des protocoles de communication déjà évoqués ci-avant, la mainmise des GRD sur les bornes financées et exploitées par des acteurs privés provoque l'inquiétude de ses derniers. Toute activation de la flexibilité technique décidée unilatéralement par les GRD entraînerait un manque à gagner des acteurs privés sans que des mesures éventuelles de compensation financière ne soient clairement définies ;
- de manière complémentaire, la flexibilité a une valeur économique, elle est un service commercial offert par un prestataire sur base contractuelle, après mise en concurrence, et peut d'ailleurs être valorisée à d'autres fins que celle de gérer une congestion locale. La sécurité opérationnelle (flexibilité activée unilatéralement en dernier recours) peut éventuellement être assurée en jouant sur le point d'accès.

Plus généralement, les freins au déploiement que peut induire, consciemment ou non, un système coûteux ou trop fermé pourrait amener les GRD à constater que le marché ne répond pas au besoin de déploiement des bornes et, à la suite de cela, à solliciter l'autorisation d'installer et d'exploiter eux-mêmes un réseau de bornes dans l'esprit des dérogations permises par la directive et le décret électricité. Il s'ensuivrait un découragement supplémentaire au déploiement par les acteurs. Cette situation serait paradoxale, le GRD étant en quelque sorte « juge et partie ».

Enfin, certains acteurs s'interrogent sur la capacité réelle du GRD à développer et à maintenir à niveau un système performant, dans un contexte très évolutif. Ils relèvent que des coûts d'investissements importants sont en jeu.



## 5) Données commercialement sensibles

Si en général les acteurs ne sont pas fermés à l'idée de mettre à disposition du public les informations « statiques » concernant leurs bornes (emplacement, type de borne), ce qui est déjà largement publié par ailleurs, ils manifestent en revanche leurs réticences à divulguer des données dynamiques (état de charge de la borne, prix etc.), qui pourraient permettre à leurs concurrents d'évaluer leur volume d'activité et la segmentation géographique de leurs performances. Ce sont des données commercialement sensibles, et même EV Belgium, la fédération des acteurs de la mobilité électrique, n'a pas reçu mandat de ses membres pour disposer de telles données.

Les acteurs soulignent qu'il existerait déjà des plateformes qui collectent les données à des fins de reporting statistiques, ne nécessitant pas d'autre développement.

## 6) Besoin de stimuler le déploiement dans un marché ouvert

Certains acteurs font observer que la priorité devrait être au déploiement, et attendent le lancement des appels d'offre pour concessions publiques. Ils constatent par ailleurs que les tentatives de centraliser le contrôle du marché qui ont été menées ailleurs (par ex. Portugal) conduisent généralement à une faible réponse du marché. Il convient d'éviter d'imposer de manière trop restrictive le choix des emplacements ou le choix des outils.

## II. Quant à la conformité de la disposition avec le prescrit européen

La mise en place et l'opération d'une plateforme de gestion des données des points de recharge conformément à l'article 11, § 2, alinéa 2, 19°, du décret électricité ne constitue pas une tâche expressément octroyée aux GRD au sens de la directive (UE) 2019/944.

Si l'article 33, (1), de la directive 2019/944 prévoit une obligation de coopération dans le chef du GRD « sur une base non discriminatoire avec toute entreprise qui détient, développe, exploite ou gère des points de recharge pour véhicules électriques », la manière dont cette obligation de coopération est encadrée par le décret électricité, excède le but poursuivi par la directive en ce qu'elle irait au-delà de la seule mission de collecte et de gestion de la données aux fins du bon fonctionnement des réseaux et sortirait donc du cadre des missions régularisées.

C'est pourquoi la CWaPE est d'avis que toute gestion d'une éventuelle plateforme devrait, à tout le moins, être soumise à la procédure de l'article 8, § 2, du décret électricité et faire dès lors l'objet d'une analyse *in concreto* et d'une autorisation éventuelle de la CWaPE laquelle imposerait notamment la rencontre de la condition de nécessité, conformément à l'article 31, (10), de la directive (UE) 2019/944<sup>4</sup>.

*A contrario*, l'absence de qualification commerciale de cette activité du GRD engendrerait sur le plan financier une qualification d'activité régulée, les frais étant *de facto* alors supportés par l'ensemble des consommateurs. Rappelons que la première estimation évoquée est de l'ordre de 48 MEUR.

---

<sup>4</sup> « Les États membres ou leurs autorités compétentes désignées peuvent autoriser les gestionnaires de réseau de distribution à exercer des activités autres que celles prévues par la présente directive et par le règlement (UE) 2019/943 lorsque ces activités sont nécessaires pour que les gestionnaires de réseau de distribution s'acquittent de leurs obligations au titre de la présente directive ou du règlement (UE) 2019/943, à condition que l'autorité de régulation ait estimé qu'une telle dérogation était nécessaire. Le présent paragraphe est sans préjudice du droit des gestionnaires de réseau de distribution d'être propriétaires de réseaux autres que les réseaux d'électricité, de les développer, de les gérer ou de les exploiter, lorsque l'État membre ou l'autorité compétente désignée a accordé un tel droit. »

## Conclusions

En résumé et au regard de ce qui précède, la CWaPE constate que la disposition ne lui paraît pas opportune et sa conformité au droit européen en sa mouture actuelle pourrait être contestée.

Aussi, elle ne répond pas à un besoin du marché de la mobilité et constitue potentiellement un frein au développement de celui-ci. Même si elle pourrait être précisée par le Gouvernement, son existence dans le décret constitue un risque sérieux pour les opérateurs pour les motifs évoqués ci-avant.

Pour l'URD, elle pourrait induire un coût supplémentaire inutile, important et indépendant de l'usage réel, sans offrir un véritable nouveau service. Elle pourrait au contraire décourager des acteurs de la mobilité d'étendre leur service et donc s'avérer totalement contreproductive.

Si l'objectif est d'encadrer les responsabilités des GRD en matière de comptage, de recours à la flexibilité ou d'optimisation des points de connexion à leurs réseaux, d'autres dispositions du décret électricité encadrent celles-ci de manière satisfaisante, puisque cela répond aux missions ordinaires et régulées du GRD en matière de gestion et d'exploitation de ses réseaux.

En conclusion et notamment vu les retours sectoriels, la CWaPE plaide pour l'abrogation pure et simple des dispositions contenues aux articles 11, § 2, alinéa 2, 19°, et 35*novodecies*, § 3, du décret.

À supposer qu'une disposition doive néanmoins encadrer une telle plateforme, la CWaPE est d'avis que celle-ci doit s'inscrire dans le cadre dérogatoire strict de l'article 8, § 2, du décret électricité et rencontrer la condition de nécessité qui s'impose préalablement à la réalisation des activités commerciales par un GRD.

### 2.1.5. Article 15

Il convient de compléter l'article 15, §2 du décret électricité afin d'assurer sa conformité aux articles 32, (3), et 59, (1), (b), de la directive (UE) 2019/944 qui prévoient que les plans d'adaptation doivent expressément viser les points de recharge des véhicules électriques ainsi qu'inclure le recours à la participation active de la demande, à l'efficacité énergétique, à des installations de stockage d'énergie ou à d'autres ressources auxquelles le gestionnaire de réseau de distribution doit recourir comme alternatives à l'expansion du réseau.

L'article 15 pourrait ainsi être modifié comme suit, conformément à la disposition de l'avant-projet de décret adopté en 1<sup>re</sup> lecture le 15 juin 2023 :

*« X A l'article 15 du même décret, modifié en dernier lieu par le décret du 5 mai 2022, les modifications suivantes sont apportées :*

*1° au paragraphe 1<sup>er</sup>, alinéa 3, les mots « ou toute autre ressource alternative » sont insérés entre les mots « et d'accès flexibles » et les mots « pour permettre d'éviter » ;*

*2° au paragraphe 2, les modifications suivantes sont apportées :*

*a) à l'alinéa 1<sup>er</sup>, les mots « , y compris les points de recharge, » sont insérés entre les mots « probable de la consommation » et les mots « et des productions décentralisées » ;*

*b) à l'alinéa 2, 2°, les modifications suivantes sont apportées :*

*1) les mots « des installations de stockage, » sont insérés entre les mots « de la production, » et les mots « de la consommation » ;*

*2) les mots « des points de recharge, » sont insérés entre les mots « de la consommation, » et les mots « des mesures d'efficacité énergétique » ;*

3) la virgule entre les mots « de flexibilité » et les mots « et des échanges avec les autres réseaux » est abrogée. »

### 2.1.6. Articles 15ter et 48bis

L'article 15ter, § 1erbis, alinéa du décret électricité dispose que :

*« le gestionnaire de réseau fermé professionnel est exempté des obligations suivantes : [...] 11° l'obligation prévue par l'article 11, § 2, alinéa 2, 20°, relative à la coopération avec les développeurs d'une plateforme commerciale de gestion des données de points de recharge ; 12° l'obligation prévue par l'article 11, § 2, alinéa 2, 21°, relative à la coopération avec le Gouvernement wallon pour le déploiement des points de recharge ».*

Il conviendrait de remplacer le renvoi à l'article 11, § 2, alinéa 2, 20°, qui n'existe pas, par un renvoi à l'article 11, § 2, alinéa 2, 19° et de supprimer le point 12° qui renvoie à l'article 11, § 2, alinéa 2, 21°, qui n'existe pas.

Il conviendrait également d'ajouter, dans la liste des exemptions, l'obligation de soumettre à l'approbation de la CWaPE les règlements, contrats et conditions générales visées à l'article 43, § 2, alinéa 2, 2° du décret électricité. Cette exemption permettra de réduire la charge administrative de la CWaPE. Afin toutefois de garantir le respect des droits des utilisateurs des réseaux fermés professionnels, l'article 15ter, §2bis, alinéa 1<sup>er</sup>, du décret électricité pourrait être utilement complété en prévoyant que la CWaPE peut être saisie conformément à la procédure visée à l'article 48bis, par tout utilisateur d'un réseau fermé professionnel contestant toute disposition imposée par un règlement, contrat ou par des conditions générales.

Conformément aux dispositions modificatives de l'avant-projet de décret modificatif adopté en 1<sup>ère</sup> lecture le 15 juin 2023, les articles 15ter et 48bis pourraient être modifiés comme suit :

*« X A l'article 15ter du décret, inséré par le décret du 11 avril 2014 et modifié en dernier lieu par le décret du 5 mai 2022, les modifications suivantes sont apportées :*

*1° au paragraphe 1<sup>er</sup>bis, alinéa 2, les modifications suivantes sont apportées :*

*a) au 11°, les mots « alinéa 2, 20° » sont remplacés par les mots « alinéa 2, 19° » ;*

*b) le 12° est abrogé ;*

*c) l'alinéa est complété par un 20° rédigé comme suit :*

*« 20° l'obligation de soumettre à l'approbation de la CWaPE les règlements, contrats et conditions générales, prévues à l'article 43, §2, alinéa 2, 2°. » ;*

*2° au paragraphe 2bis, alinéa 1<sup>er</sup>, les mots « toute disposition imposée par un gestionnaire de réseau fermé professionnel par un règlement, contrat ou par des conditions générales ainsi que sur » sont insérés entre les mots « contestation portant sur » et les mots « la méthode de calcul ».*

*« X A l'article 48bis du même décret, inséré par le décret du 5 mai 2022, les modifications suivantes sont apportées :*

*1° le paragraphe 1<sup>er</sup> est complété par les mots « ainsi que sur toute disposition imposée par un gestionnaire de réseau fermé professionnel par un règlement, contrat, ou par des conditions générales. » ;*

*2° au paragraphe 2, alinéa 1<sup>er</sup>, les mots « sur base desquels la méthode de calcul et les tarifs ont été établis » sont abrogés. »*

### 2.1.7. Article 25ter

Afin de mieux protéger les utilisateurs du réseau de distribution face à d'éventuels dysfonctionnements de marché tels que le MIG, la CWaPE propose d'étendre la portée de l'article 25ter du décret électricité comme suit (souligné) :

*« § 1er. Toute absence de fourniture d'électricité intervenant en violation des prescriptions du présent décret ou de ses arrêtés d'exécution en suite d'une erreur administrative commise par le gestionnaire de réseau de distribution oblige ce gestionnaire à payer au client final une indemnité forfaitaire journalière de 125 euros jusqu'au rétablissement de l'alimentation, avec un maximum de 1.875 euros. Les frais de fermeture et de rétablissement de l'alimentation sont également supportés par le gestionnaire de réseau de distribution, sans pouvoir être répercutés auprès du client final.*

*De même, en-dehors du cas visé à l'alinéa 1er, tout client final a droit à une indemnité forfaitaire mensuelle de 100 euros à charge du gestionnaire de réseau de distribution lorsque :*

*- celui-ci n'ayant pas correctement donné suite à une demande de changement de fournisseur adressée par un fournisseur à la demande du client final, le contrat passé avec le nouveau fournisseur ne peut effectivement entrer en vigueur à la date convenue entre les parties ;*

*- celui-ci est à l'origine de tout dysfonctionnement de marché (par exemple, retard de traitement et/ou de transmission des données de consommation/production, retard de changement de données techniques ou de profils) ayant des conséquences préjudiciables sur la facturation d'un client final (par exemple, absence ou retard de facturation, adaptation ou correction tardive de la facturation, retard de remboursement). Chaque mois entamé entre la contestation initiale du client final et la résolution du dysfonctionnement identifié est pris en compte dans le calcul de l'indemnité forfaitaire.*

*§ 2. Le client final adresse la demande d'indemnisation au gestionnaire de réseau de distribution auquel il est raccordé, par courrier recommandé ou par tout moyen déclaré conforme par le Gouvernement, dans les soixante jours calendrier de la survenance de l'absence de fourniture, ~~ou~~ de la prise de connaissance, par le client final, de l'erreur dans la procédure de changement de fournisseur ou de la prise de connaissance, par le client final, du dysfonctionnement de marché. Le client final y mentionne les données essentielles au traitement de sa demande. En vue de faciliter la démarche du client final concerné, le gestionnaire de réseau de distribution met à disposition des clients finals un formulaire de demande d'indemnisation approuvé par la CWaPE. Ce formulaire est notamment disponible sur le site Internet du gestionnaire de réseau de distribution.*

*Le gestionnaire de réseau de distribution indemnise le client final dans les trente jours calendrier de la réception de la demande d'indemnisation.*

*Si le gestionnaire de réseau de distribution estime que l'absence de fourniture, ~~ou~~ l'erreur dans la procédure de changement de fournisseur ou le dysfonctionnement de marché résulte d'une erreur d'un fournisseur, il en informe le client final dans les trente jours calendrier de la réception de la demande d'indemnisation et, dans le même délai, adresse directement la demande à ce fournisseur.*

*Le fournisseur est tenu de traiter la demande d'indemnisation et, le cas échéant, de verser celle-ci dans les mêmes délais que ceux applicables au gestionnaire de réseau de distribution.*

*En cas de responsabilité partagée, le gestionnaire de réseau de distribution prend en charge prioritairement l'indemnisation et convient avec le fournisseur des modalités de partage de l'indemnité, sans retarder le traitement de la demande d'indemnisation du client final.*

*§ 3. A défaut d'une réponse du gestionnaire de réseau de distribution ou du fournisseur dans les délais requis, ou en cas de refus d'indemnisation, le client final peut saisir du dossier le Service régional de médiation visé à l'article 48. Sous peine d'irrecevabilité, cette plainte est introduite au maximum dans les trois mois à dater de la notification de la décision contestée ou, en l'absence de décision, à dater de la date ultime à laquelle le gestionnaire de réseau de distribution, ou le cas échéant, le fournisseur, devait se prononcer sur la demande d'indemnisation.*

*Pour que la demande soit recevable, le demandeur doit apporter, dans le délai visé à l'alinéa 1er, la preuve écrite qu'il a, au préalable, tenté sans succès d'obtenir le paiement de l'indemnité directement auprès du gestionnaire de réseau de distribution et du fournisseur.*

*Le Service régional de médiation instruit le dossier. Il peut requérir par écrit des compléments d'informations auprès du demandeur, du gestionnaire de réseau de distribution ou du fournisseur. Le service régional de médiation fixe le délai endéans lequel les informations doivent être transmises, à défaut le délai est de 15 jours calendrier à dater de la réception de la demande. Dans les trente jours calendrier de la réception du dossier ou des compléments d'information, s'il estime que la demande d'indemnisation est fondée, il établit une proposition d'avis en ce sens, qu'il notifie par courrier recommandé ou par tout moyen déclaré conforme par le Gouvernement au gestionnaire de réseau de distribution. Celui-ci dispose de quinze jours calendrier, à dater de la réception de la notification pour faire valoir ses observations qu'il adresse au Service régional de médiation par courrier recommandé ou par tout moyen déclaré conforme par le Gouvernement. Si celui-ci constate que l'absence de fourniture, ~~ou~~ l'erreur dans la procédure de changement de fournisseur ou le dysfonctionnement de marché résulte d'une erreur d'un fournisseur, il notifie à ce fournisseur la proposition d'avis, conformément à l'article 31bis, § 2, alinéa 1er. Il en informe le client final.*

*Dans les trente jours calendrier de la réception des observations du gestionnaire de réseau de distribution ou du fournisseur, l'avis définitif du Service régional de médiation est notifié par courrier recommandé ou par tout moyen déclaré conforme par le Gouvernement au gestionnaire de réseau de distribution, au client final et au fournisseur intéressé.*

*A défaut de réception d'observations du gestionnaire de réseau de distribution ou du fournisseur dans les 50 jours calendrier de la notification de la proposition d'avis visée à l'alinéa précédent, l'avis définitif du Service régional de médiation est notifié sans délai par courrier recommandé au gestionnaire de réseau de distribution, au client final et au fournisseur intéressés. Dans la mesure du possible, l'avis indique clairement qui, du gestionnaire de réseau de distribution ou du fournisseur, est responsable de l'absence de fourniture d'électricité.*

*Dans l'hypothèse où la personne désignée comme responsable par le Service régional de médiation s'abstient, sans motif légitime, de verser l'indemnité due au client final dans les trente jours calendrier de la réception de l'avis définitif, la CWaPE peut lui enjoindre de procéder à ce versement. »*

### **2.1.8. Article 25quater**

Alors que des délais sont prévus dans le Règlement technique pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité en Région wallonne et l'accès à ceux-ci (RTDE) pour la réalisation par le GRD d'une étude, d'une offre ou d'un raccordement, seules des indemnités pour un retard de raccordement sont prévues dans le décret électricité. Afin de couvrir l'ensemble du processus de raccordement, la CWaPE suggère de prévoir une indemnité pour un retard au niveau d'une offre ou d'une étude. Cela permettrait d'inciter le GRD à respecter l'ensemble des délais qui s'imposent à lui dans le cadre d'une procédure de demande de raccordement.

La CWaPE suggère également de remplacer :

- la notion de « client final » mentionnée à l'article 25quater du décret électricité par les notions de « personne physique ou morale ayant demandé un raccordement » ou de « demandeur de raccordement ». La notion de « client final » n'est en effet pas la plus appropriée étant donné qu'elle vise des personnes qui sont déjà raccordées au réseau et qui sont déjà en mesure de prélever ou injecter sur le réseau, alors même que ce n'est en principe pas encore le cas tant que le raccordement n'est pas réalisé. La suppression du renvoi à la notion de client final (toute personne physique ou morale achetant de l'électricité pour son propre usage) permet également de pas limiter l'indemnisation aux seuls clients finals et de permettre, par exemple, à un candidat producteur de pouvoir prétendre à une indemnisation. De manière générale, une telle adaptation permettra d'assurer un fonctionnement adéquat desdits mécanismes d'indemnisation, évitant ainsi que dans certains cas, le GRD ne se cache derrière l'interprétation de client final pour s'exonérer de l'indemnisation ;

- la distinction « clients résidentiels et non résidentiels » par la distinction « puissance inférieure ou égale à 56 kVA et puissance supérieure à 56 kVA » afin d'assurer la cohérence avec les procédures de raccordement prévues dans le règlement technique.

Par ailleurs, il est apparu en pratique, au travers des dossiers reçus au Service Régional de Médiation pour l'Énergie, que l'article 25quater, § 1<sup>er</sup>, du décret électricité est compris par certains GRD comme ne visant que la réalisation d'un nouveau raccordement, à l'exclusion de la modification d'un raccordement existant rendue nécessaire pour que les installations de l'utilisateur du réseau puissent continuer à être effectivement reliées au réseau. La CWaPE ne rejoint pas cette interprétation et, afin de couper court à toute discussion en la matière, considère qu'il serait opportun de mentionner explicitement que cette disposition vise aussi bien le nouveau raccordement que la modification d'un raccordement existant. Il serait en effet dommageable qu'un GRD estime pouvoir distinguer ainsi ces deux catégories d'URD. La motivation derrière le principe des indemnisations est de stimuler la performance du GRD pour rendre les services attendus de lui. Si celui-ci ne devait indemniser que les nouveaux raccordements, un GRD qui verrait ses services débordés, pourrait être tenté de toujours faire passer après les demandes de modification, ce qui pourrait préjudicier les URD concernés (par exemple, impossibilité d'emménagement dans une maison dont le raccordement serait existant mais trop vétuste, retard de lancement d'une activité professionnelle qui demande une modification de raccordement, etc.).

Enfin, la CWaPE propose le remplacement du renvoi à une éventuelle « convention contraire » par le renvoi à une demande en sens contraire du demandeur de raccordement acceptée par le GRD. Cette modification a pour objectif d'éviter que la convention ne soit en réalité imposée unilatéralement par le GRD au travers d'une précision dans une offre que le demandeur n'aurait pas la possibilité de refuser s'il veut obtenir un raccordement.

Pour ce faire, la CWaPE propose d'insérer un nouvel article dans l'avant-projet de décret, rédigé comme suit :

*« A l'article 25quater du même décret, les modifications suivantes sont apportées :*

*1° au paragraphe 1<sup>er</sup>, alinéa 1<sup>er</sup> :*

*a) les mots « Tout client final » sont remplacés par les mots « Toute personne physique ou morale ayant demandé un raccordement » ;*

*b) les mots « , en ce compris la modification du raccordement existant, » sont insérés entre les mots « raccordement effectif » et les mots « dans les délais » ;*

*2° au paragraphe 1<sup>er</sup>, alinéa 1<sup>er</sup>, 1° :*

*a) les mots « de clients résidentiels » sont remplacés par les mots « en basse tension pour une puissance souscrite inférieure ou égale à 56 kVA » ;*

*b) les mots « convention contraire » sont remplacés par les mots « demande en sens contraire du demandeur de raccordement acceptée par le gestionnaire de réseau » ;*

*3° au paragraphe 1<sup>er</sup>, alinéa 1<sup>er</sup>, 2° :*

*a) les mots « clients non résidentiels de la » sont remplacés par les mots « autres raccordements en » ;*

*b) les mots « convention contraire » sont remplacés par les mots « demande en sens contraire du demandeur de raccordement acceptée par le gestionnaire de réseau » ;*

*4° au paragraphe 1<sup>er</sup>, alinéa 1<sup>er</sup>, 3° :*

*a) les mots « clients finals de » sont remplacés par les mots « raccordements à » ;*

*b) les mots « à défaut de disposition contractuelle expresse, ce délai » sont remplacés par les mots « , qui, sauf demande en sens contraire du demandeur de raccordement acceptée par le gestionnaire de réseau, » ;*

*5° au paragraphe 1<sup>er</sup>, alinéa 2 :*

*a) les mots « clients résidentiels » sont remplacés par les mots « demandeurs de raccordement en basse tension pour une puissance souscrite inférieure ou égale à 56 kVA » ;*

- b) les mots « les autres clients de la » sont remplacés par les mots « les autres demandeurs de raccordement en » ;
- c) les mots « les clients de » sont remplacés par les mots « les demande de raccordement à » ;
- 6° au paragraphe 1<sup>er</sup>, alinéa 3, 1° et 2°, les mots « le client final » sont à chaque fois remplacés par les mots « le demandeur de raccordement » ;
- 7° un paragraphe 1<sup>er</sup>bis est inséré, rédigé comme suit :  
 « § 1<sup>er</sup>bis. Toute personne physique ou morale ayant demandé un raccordement a droit à une indemnité forfaitaire journalière à charge du gestionnaire de réseau si le gestionnaire de réseau n'a pas réalisé l'étude ou l'offre dans les délais prescrits dans le règlement technique.  
 L'indemnité journalière due est de 25 euros pour les demandeurs de raccordement en basse tension pour une puissance souscrite inférieure ou égale à 56 kVA, 50 euros pour les autres demandeurs de raccordement en basse tension et 100 euros pour les demandeurs de raccordement à la haute tension »
- 8° au paragraphe 2, alinéa 1<sup>er</sup> :
- a) les mots « client final » sont à chaque fois remplacés par les mots « demandeur de raccordement » ;
- b) les mots « auquel il est raccordé » sont remplacés par le mot « concerné » ;
- c) les mots « clients finals » sont remplacés par les mots « demandeurs de raccordement » ;
- 9° au paragraphe 2, alinéa 2, les mots « client final » sont remplacés par les mots « demandeur de raccordement » ;
- 10° au paragraphe 3, alinéa 1<sup>er</sup>, les mots « client final » sont remplacés par les mots « demandeur de raccordement » ;
- 11° au paragraphe 3, alinéas 4 et 5, les mots « client final » sont à chaque fois remplacé par le mot « demandeur » ;
- 12° au paragraphe 4 :
- a) les mots « client final » sont remplacés par les mots « demandeur de raccordement » ;
- b) les mots « à l'étude, l'offre ou » sont insérés entre les mots « procéder » et les mots « au raccordement effectif ». »

En version consolidée, cela serait ainsi :

« § 1<sup>er</sup>. Toute personne physique ou morale ayant demandé un raccordement ~~Tout client final~~ a droit à une indemnité forfaitaire journalière à charge du gestionnaire de réseau si celui-ci n'a pas réalisé le raccordement effectif, en ce compris la modification du raccordement existant, dans les délais suivants :

1° pour le raccordement en basse tension pour une puissance souscrite inférieure ou égale à 56 kVA de clients résidentiels, dans un délai de trente jours calendriers qui, sauf convention contraire demandée en sens contraire du demandeur de raccordement acceptée par le gestionnaire de réseau, commence à courir à partir de la date de réception du paiement du montant de l'offre de raccordement par le gestionnaire de réseau de distribution. Le délai est suspendu pendant la période entre la demande et la réception des permis et autorisations requis. Lorsqu'un renforcement ou une extension du réseau en amont des travaux de raccordement est indispensable, le délai est porté à soixante jours calendrier ;

2° pour les ~~clients non résidentiels de la~~ autres raccordements en basse tension, dans le délai mentionné dans le courrier adressé par le gestionnaire de réseau au client, et reprenant les conditions techniques et financières du raccordement, qui, sauf demande en sens contraire du demandeur de raccordement acceptée par le gestionnaire de réseau convention contraire, commence à courir à partir de la date de réception du paiement du montant de l'offre de raccordement par le gestionnaire de réseau. Le délai est suspendu pendant la période entre la demande et la réception des permis et autorisations requis ;

3° pour les ~~clients finals de la~~ raccordements à la haute tension, dans le délai indiqué dans le contrat de raccordement, qui, sauf demande en sens contraire du demandeur de raccordement acceptée par le gestionnaire de réseau à défaut de disposition contractuelle expresse, ce délai commence à courir à partir de la date de réception du paiement du montant de l'offre de raccordement par le gestionnaire de réseau. Le délai est suspendu pendant la période entre la demande et la réception des permis et autorisations requis.

L'indemnité journalière due est de 25 euros pour les ~~clients résidentiels demandeurs de~~ raccordement en basse tension pour une puissance souscrite inférieure ou égale à 56 kVA, 50 euros pour ~~les autres clients de la~~ les autres demandeurs de raccordement en basse tension et 100 euros pour ~~les clients de les~~ demandeurs de raccordement à la haute tension.

Aucune indemnité n'est due dans les cas suivants :

1° si le non-respect des délais visés ci-avant résulte de la non-réalisation, par le client final le demandeur de raccordement, des travaux à sa charge ;  
2° si les obligations préalables à la réalisation du raccordement n'ont pas été respectées par le demandeur de raccordement le client final.

§ 1<sup>er</sup> bis. Toute personne physique ou morale ayant demandé un raccordement a droit à une indemnité forfaitaire journalière à charge du gestionnaire de réseau si le gestionnaire de réseau n'a pas réalisé l'étude ou l'offre dans les délais prescrits dans le règlement technique.

L'indemnité journalière due est de 25 euros pour les demandeurs de raccordement en basse tension pour une puissance souscrite inférieure ou égale à 56 kVA, 50 euros pour les autres demandeurs de raccordement en basse tension et 100 euros pour les demandeurs de raccordement à la haute tension.

§ 2. Le demandeur de raccordement client final adresse la demande d'indemnisation au gestionnaire de réseau auquel il est raccordé concerné, par recommandé ou par tout moyen déclaré conforme par le Gouvernement, dans les soixante jours calendrier qui suivent le raccordement effectif. Le demandeur de raccordement client final y mentionne les données essentielles au traitement de sa demande. En vue de faciliter la démarche du demandeur de raccordement client final concerné, le gestionnaire de réseau met à disposition des demandeurs de raccordement clients finals un formulaire de demande d'indemnisation approuvé par la CWaPE. Ce formulaire est notamment disponible sur le site internet du gestionnaire de réseau.

Le gestionnaire de réseau indemnise le client final demandeur de raccordement dans les trente jours calendrier de la réception de la demande d'indemnisation.

§ 3. A défaut d'une réponse du gestionnaire de réseau dans le délai requis, ou en cas de refus d'indemnisation, le client final demandeur de raccordement peut saisir du dossier le Service régional de médiation visé à l'article 48. Sous peine d'irrecevabilité, cette plainte est introduite au maximum dans les trois mois à dater de la notification de la décision contestée ou, en l'absence de décision, à dater de la date ultime à laquelle le gestionnaire de réseau devait se prononcer sur la demande d'indemnisation. Pour que la demande soit recevable, le demandeur doit apporter dans le délai visé à l'alinéa 1er, la preuve écrite qu'il a, au préalable, tenté sans succès d'obtenir le paiement de l'indemnité directement auprès du gestionnaire de réseau.

Le Service régional de médiation instruit le dossier. Il peut requérir par écrit des compléments d'informations auprès du demandeur, du gestionnaire de réseau. Le service régional de médiation fixe le délai endéans lequel les informations doivent être transmises, à défaut le délai est de quinze jours calendrier à dater de la réception de la demande. Dans les trente jours calendrier de la réception du dossier ou des compléments d'information, s'il estime que la demande d'indemnisation est fondée, il établit une proposition d'avis en ce sens, qu'il notifie par recommandé ou par tout moyen déclaré conforme par le Gouvernement au gestionnaire de réseau. Celui-ci dispose de quinze jours calendrier, à dater de la réception de la notification, pour faire valoir ses observations. Il les transmet au Service régional de médiation par recommandé ou par tout moyen déclaré conforme par le Gouvernement.

Dans les trente jours calendrier de la réception des observations du gestionnaire de réseau, l'avis définitif du Service régional de médiation est notifié par recommandé ou par tout moyen déclaré conforme par le Gouvernement au gestionnaire de réseau et au demandeur client final. A défaut de réception d'observations du gestionnaire de réseau dans les 50 jours calendrier de la notification de la proposition d'avis visée à l'alinéa précédent, l'avis définitif du Service régional de médiation est notifié sans délai par recommandé ou par tout moyen déclaré conforme par le Gouvernement au gestionnaire de réseau et au demandeur client final.

Si l'avis définitif conclut à la nécessité, pour le gestionnaire de réseau, d'indemniser le demandeur client final mais que le gestionnaire s'abstient, sans motif légitime, de verser l'indemnité due au demandeur client final dans les trente jours calendrier de la réception de l'avis définitif, la CWaPE peut lui enjoindre de procéder au versement.

§ 4. En cas d'urgence, le demandeur de raccordement client final peut requérir de la CWaPE qu'elle fasse injonction au gestionnaire de réseau de procéder à l'étude, à l'offre ou au raccordement effectif dans le délai qu'elle détermine. A défaut pour le gestionnaire de réseau de se conformer à ce nouveau délai, la CWaPE peut initier la procédure visée aux articles 53 et suivants, et infliger, le cas échéant, une amende administrative au gestionnaire de réseau ».



### 2.1.9. Art. 25quater/1

L'article 25quater/1 du décret électricité prévoit actuellement la possibilité, pour tout producteur, possédant une installation photovoltaïque d'une puissance inférieure ou égale à 10 kVA raccordée au réseau de distribution basse tension, d'obtenir une indemnité forfaitaire journalière à charge du gestionnaire de réseau de distribution « *si celui-ci n'a pas encodé le dossier dans la banque de données de l'Administration, notifié son accord de mise en service de l'installation et, le cas échéant, octroyé le droit à la compensation au producteur dans les 45 jours calendrier à dater de la réception du formulaire complet [de demande de mise en service de ladite installation]* ».

Dans la mesure où le contexte d'octroi d'un soutien à ce type d'installation, dans lequel cette disposition avait été introduite, n'est plus d'actualité, où la banque de données de l'Administration évoquée dans cette disposition n'existe pas, où la prescription technique C10/11 prévoit que la simple notification par l'URD faite conformément à cette prescription permet à l'URD de « *mettre l'unité de production d'électricité en service sans autorisation écrite explicite du GRD* », il conviendrait d'évaluer s'il ne serait pas opportun de faire évoluer cette disposition pour l'adapter aux nouvelles difficultés rencontrées par les producteurs telles que les retards d'encodage de nouvelles installations photovoltaïques par les GRDs et de communication du statut de *prosumer* aux fournisseurs par les GRDs. En effet, ces retards occasionnent l'impossibilité d'adapter les acomptes de ces nouveaux *prosumers* – parfois pour des périodes très longues et engendrent des difficultés de fonctionnement de marché, les fournisseurs ne pouvant anticiper les volumes dans leur stratégie de *hedging*. La disposition actuelle du décret ne pouvant être activée dans ces cas-là, il apparaît qu'une adaptation de la disposition serait opportune pour rencontrer les actuels problèmes rencontrés par les *prosumers*.

### 2.1.10. Article 25sexies/1

La CWaPE propose de supprimer les mots « et de stockage » à l'article 25sexies/1 en cohérence avec la proposition faite au point précédent, et ce, d'autant plus qu'en basse tension, la détermination du caractère « vert » du stockage est encore plus difficile.

### 2.1.11. Articles 29 et 30

Lorsqu'un demandeur souhaite fournir un client en ligne directe, celui-ci est tenu d'introduire auprès de la CWaPE une demande d'autorisation de ligne directe ainsi qu'en parallèle, une demande de licence (limitée) de fourniture d'électricité. Dans une optique de simplification administrative, la CWaPE suggère que les articles 29 et 30 du décret électricité soient modifiés afin d'habiliter le Gouvernement à mettre en place une procédure de demande d'autorisation conjointe pour l'autorisation de ligne direct et l'octroi d'une licence de fourniture

### 2.1.12. Article 35octies, §1<sup>er</sup>, alinéa 1

Il conviendrait de modifier l'article 35octies, §1<sup>er</sup>, alinéa 1<sup>er</sup>, du décret électricité afin de préciser qu'un client actif peut également acheter de l'électricité renouvelable issue d'un échange de pair à pair.

### 2.1.13. Article 35octies, §4

L'article 35octies, § 4, du décret électricité, dispose que toute activité d'échange de pair à pair est soumise à l'octroi d'une autorisation délivrée par la CWaPE. Sur la base d'une évaluation de la CWaPE, le Gouvernement est toutefois habilité à remplacer l'autorisation par une notification à la CWaPE et au gestionnaire de réseau.

La CWaPE constate d'ores et déjà les difficultés suivantes liées à l'instauration d'une procédure d'autorisation (dont les modalités doivent encore être déterminées par le Gouvernement) :

-le traitement des autorisations ajoutera une nouvelle charge de travail à la CWaPE, qui pourrait s'avérer extrêmement lourde notamment compte tenu de l'intérêt qui sera probablement porté à ce genre d'échange en raison de l'abandon du régime de la compensation pour les nouvelles installations à partir de janvier 2024. La mise en place d'une procédure de notification accompagnée d'une mission de contrôle par la CWaPE laquelle pourra procéder par échantillon apparaît plus proportionnelle et moins contraignante tout en rencontrant les objectifs de maintenir une forme de contrôle ;

-la CWaPE n'identifie pas, à ce stade, quels critères (qui devront être déterminés dans un arrêté du Gouvernement wallon) autres que des critères techniques pourraient conditionner la demande d'autorisation. S'il s'agit uniquement de vérifier les conditions techniques de participation à une activité d'échange de pair à pair (telles que l'obligation d'avoir un compteur communiquant, etc.), les gestionnaires de réseau sont les mieux à même de réaliser ce contrôle. La CWaPE n'aperçoit dès lors pas la plus-value qu'elle pourrait apporter dans le cadre d'une telle procédure d'autorisation ;

-la lourdeur administrative qu'une telle démarche suscitera dans le chef des petits autoproducteurs souhaitant revendre un surplus d'électricité autoproduite pourrait constituer une entrave sérieuse à la mise en œuvre du régime et constituer une mesure discriminatoire pour les clients actifs ne disposant que du pair à pair pour valoriser l'excédent d'électricité autoproduite (à savoir ceux qui ne sont pas en mesure de le valoriser à travers une activité de partage d'électricité au sein d'un même bâtiment ou au sein d'une communauté d'énergie).

Partant, la CWaPE invite le législateur à alléger la procédure initialement prévue et à prévoir une notification combinée à un pouvoir de contrôle ex post de la CWaPE.

#### **2.1.14. Article 35octies, §8, alinéa 2 et §9**

L'article 35 *octies*, § 8, alinéa 2, et § 9, du décret électricité est relatif à l'obligation du client actif, de déclarer au gestionnaire de réseau la mise en service/hors service d'un point de recharge. Tout utilisateur de réseau disposant d'une borne de recharge n'est toutefois pas un client actif au sens de la définition reprise à l'article 2, 41*bis* du décret électricité, combinée à l'article 35*octies*, §1<sup>er</sup>.

Il conviendrait dès lors de reformuler la disposition afin que cette obligation s'impose à tous les utilisateurs de réseau disposant d'une borne de recharge.

#### **2.1.15. Article 35nonies, §2, alinéa 8**

Il conviendrait de corriger une erreur de renvoi en remplaçant le renvoi aux alinéas 3 et 5 par un renvoi aux alinéas 4 et 6.

#### **2.1.16. Article 35decies**

L'article 35*decies* habilite le Gouvernement à imposer, lorsque certains seuils sont atteints, des charges aux clients actifs agissant collectivement dans le cadre d'une activité de partage au sein d'un même bâtiment.

La CWaPE relève toutefois que cette disposition ne transpose pas correctement l'article 21, (3), de la directive (UE) 2018/2001 qui prévoit uniquement la faculté d'imposer, à certaines conditions, des frais non-discriminatoires aux consommateurs d'énergies renouvelables pour l'électricité renouvelable

qu'ils ont eux-mêmes produite et qui reste dans leurs locaux (ce qui correspond, en droit wallon, aux autoproducteurs individuels uniquement).

Par ailleurs, les clients actifs agissant collectivement dans le cadre d'une activité de partage au sein d'un même bâtiment sont déjà soumis aux frais de réseau pour l'électricité qu'ils partagent ainsi qu'aux taxes et surcharges (en ce compris l'obligation de restitution des quotas de certificats verts).

En outre, maintenir une telle faculté en ciblant uniquement les clients actifs agissant collectivement au sein d'un même bâtiment constitue une mesure discriminatoire par rapport aux clients actifs participant à une activité de partage au sein d'une communauté et à des autoproducteurs individuels, le cas échéant injectant sur le réseau un surplus d'électricité autoproduite, lesquels ne pourraient se voir imposer de telles charges.

Finalement, la CWaPE relève que toute faculté de modifier les règles ultérieurement, en particulier par l'imposition de charges dont la hauteur n'est pas encore connue, induira une incertitude pour les porteurs de projets et pourrait décourager certains investissements ainsi que le recours aux nouveaux modèles donnant un rôle actif aux clients finals.

Compte tenu de ce qui précède, la CWaPE estime qu'il serait préférable d'abroger l'article 35*decies* du décret électricité, ou à tout le moins de l'adapter pour assurer la conformité au droit européen.

### **2.1.17. Article 35*quaterdecies***

L'article 35*quaterdecies*, § 3, du décret électricité prévoit que le partage d'énergie au sein d'une communauté est une activité soumise à autorisation préalable de la CWaPE. L'article 35*quaterdecies*, § 5, habilite toutefois le Gouvernement à remplacer la procédure d'autorisation par une procédure de notification, après évaluation de la CWaPE concertée avec les gestionnaires de réseau.

Conformément à la demande du Gouvernement du 17 mars 2022, la CWaPE réalisera l'évaluation visée à l'article 35*quaterdecies*, § 5, du décret électricité, un an après l'entrée en vigueur de l'arrêté du Gouvernement wallon du 17 mars 2023 relatif aux communautés d'énergie et au partage d'énergie<sup>5</sup>. Cette évaluation portera sur le développement des communautés d'énergie dans le respect du fonctionnement du marché et sur l'impact des procédures administratives sur son développement et comprendra des recommandations, notamment en termes de simplifications administratives.

La CWaPE relève toutefois d'ores et déjà la nécessité de supprimer, dans le décret, la procédure d'autorisation et de la remplacer par une procédure moins contraignante, idéalement une procédure de notification auprès des gestionnaires de réseaux.

Comme déjà relevé préalablement par la CWaPE dans de précédents avis, cette procédure d'autorisation pose en effet problème à différents égards :

- La procédure d'autorisation prévue par le décret est lourde administrativement, que ce soit pour la communauté et ses participants ou pour la CWaPE. Les travaux préparatoires à la mise en œuvre du régime, que la CWaPE réalise ce moment en amont en concertation avec les gestionnaires de réseaux (formulaires, procédures de traitement des dossiers, etc.) confirment l'ampleur de la tâche. Ceci est notamment renforcé par le fait qu'au moment de l'examen de

---

<sup>5</sup> Le Gouvernement a chargé la CWaPE de réaliser une évaluation dans un délai d'un an à dater de l'adoption de l'arrêté d'exécution. L'analyse devant porter sur le développement des communautés et nécessitant dès lors que le régime soit opérationnel, il paraît pertinent de réaliser cette évaluation un an après l'entrée en vigueur du régime. La date d'entrée en vigueur de l'arrêté du 17 mars 2023 est encore inconnue à ce jour, ce dernier n'ayant pas encore été publié au Moniteur belge.

la demande d'autorisation concernant une activité de partage au sein d'une communauté, les statuts de la communauté doivent être analysés en détail. En effet, la communauté doit également rencontrer les prescrits légaux et ce n'est que pour autant que ses statuts sont conformes aux dispositions légales et que le partage est conforme aux textes qui le régit, que le partage qui se déroulerait au sein d'une communauté pourrait être autorisé.

- La procédure d'autorisation pourrait se révéler discriminatoire par rapport au partage d'énergie au sein d'un même bâtiment étant donné que cette dernière activité n'est pas soumise à autorisation mais à une notification auprès des gestionnaires de réseau.

Il ressort de travaux préparatoires que cette différence de traitement serait justifiée par la nécessité que le régulateur vérifie que les communautés d'énergie au sein desquelles l'activité de partage doit avoir lieu, répondent bien aux conditions du décret et de l'arrêté d'exécution.

Toutefois, le contrôle du respect de ces obligations fait double emploi avec la procédure de notification des communautés d'énergie auprès de la CWaPE. Cette notification doit en effet servir de base pour le contrôle par la CWaPE de la conformité des communautés d'énergie, tout en lui permettant d'avoir une certaine latitude dans l'organisation de ces contrôles (qui peuvent être réalisés systématiquement après la notification ou *ex post*). La CWaPE dispose par ailleurs d'un pouvoir d'injonction et d'imposition d'amendes administratives à l'égard des acteurs qui ne respectent pas les obligations du décret électricité et de ses arrêtés d'exécution, en ce compris les communautés d'énergie. La CWaPE est dès lors en mesure de vérifier et de faire respecter les exigences auxquelles doivent se conformer les communautés d'énergie.

Dans la mesure où la CWaPE dispose déjà de ce pouvoir de contrôle en dehors de la procédure d'autorisation de partage, la différence de traitement entre le partage d'énergie au sein d'un même bâtiment et le partage d'énergie au sein d'une communauté se justifie difficilement. En ce sens, la procédure d'autorisation de partage au sein d'une communauté pourrait être considérée comme contraire aux dispositions des directives qui interdisent aux Etats membres de soumettre les communautés d'énergie à des procédures non-équitables, disproportionnées et non discriminatoires (CEC).

- En pratique, l'obligation de contrôler les exigences auxquelles la communauté doit répondre dans le cadre de la procédure d'autorisation du partage alourdirait la procédure, générerait une charge administrative importante et empêcherait une priorisation des contrôles par le régulateur.

La CWaPE recommande dès lors que la procédure d'autorisation de partage au sein d'une communauté soit remplacée par une procédure de notification auprès des gestionnaires de réseau, lesquels sont les seuls compétents pour vérifier, à l'instar de ce qui est prévu pour le partage au sein d'un même bâtiment, que les conditions techniques liées au partage sont bien rencontrées (compteur AMR ou communicant, le cas échéant renonciation à la compensation, etc.).

Cette option a par ailleurs été retenue en Région flamande et en Région de Bruxelles-Capitale.

L'article 35<sup>quaterdecies</sup>, § 5, du décret électricité habilite le Gouvernement à remplacer la procédure d'autorisation par une procédure de notification auprès de la CWaPE. La CWaPE recommande toutefois que cet article soit modifié afin de laisser la possibilité au Gouvernement de prévoir que cette notification puisse également se faire auprès des gestionnaires de réseau. La modification suivante (en souligné) pourrait ainsi être apportée (texte consolidé) :

« § 5. Sur base d'une évaluation de la CWaPE concertée avec les gestionnaires de réseaux, le Gouvernement est habilité à remplacer l'autorisation visée au paragraphe 3 par une notification à la CWaPE ou aux gestionnaires de réseau. Le Gouvernement est habilité à préciser les critères et modalités de la procédure de notification. »

### 2.1.18. Article 35sexdecies, §2, alinéa 2

Il conviendrait de modifier cet article et de corriger des erreurs de terminologie en apportant les modifications suivantes :

*« § 2. Les gestionnaires de réseaux mettent en œuvre, selon les tarifs régulés, les dispositifs techniques, administratifs et contractuels nécessaires, notamment en ce qui concerne le comptage d'électricité. A cet effet, ils déterminent les volumes d'électricité consommés dans le cadre de l'opération de partage d'énergie et ceux prélevés individuellement sur base des relevés de ~~production~~ d'injection, de ~~consommation~~ de prélèvement et de la clé de répartition applicable fixée dans la convention. »*

### 2.1.19. Article 33bis/3

L'article 33bis/3, § 1<sup>er</sup>, du décret électricité dispose que :

*« Aucune coupure d'électricité ne peut être effectuée sans l'autorisation du juge de paix. »*

L'article 33bis/3, § 2, prévoit des exceptions à cette disposition lorsque la coupure est requise au motif de la sécurité des biens ou des personnes ou le bon fonctionnement du réseau est gravement menacé, ou lorsque la coupure résulte de l'application de la procédure prévue dans le cadre d'un déménagement ou en cas de bris de scellés.

La CWaPE serait également d'avis de prévoir deux autres exceptions à cette disposition lorsque le client se voit octroyer un droit qui n'est pas prévu par les décrets. La CWaPE précise notamment les situations suivantes :

- Dans le cas où le client est alimenté par le fournisseur social et perd sa qualité de client protégé (cas actuels des BIM alimentés par leur fournisseur social). La réglementation en vigueur prévoit que le client est informé par le fournisseur social qu'il doit retrouver un nouveau fournisseur commercial deux mois avant l'échéance de son droit. Si, à l'échéance, le client n'a pas trouvé un autre fournisseur, une réunion de la commission locale pour l'énergie (la CLE) « perte statut » aura lieu. Si la CLE confirme la perte de statut de client protégé, le GRD devra se rendre au domicile du client pour l'inviter à souscrire un contrat de fourniture. En cas d'absence de la réaction du client, au vu des textes en vigueur, le fournisseur social n'a pas d'autre choix que de se rendre devant le juge de paix pour demander la coupure étant donné que la législation ne lui permet plus d'alimenter ce client. La CWaPE est d'avis que le passage devant le juge de paix dans cette situation va entraîner des coûts et des démarches tant pour le fournisseur social, que pour le client, alors que l'appréciation du juge sera très fortement limitée, (voire nulle) étant donné que les décrets ne prévoient pas la possibilité pour le fournisseur social d'alimenter un client qui n'a plus la qualité de client protégé ;
- Dans le cas où un client refuse de donner l'accès à son compteur afin d'enlever la fonction de fourniture minimale garantie (FMG). Le retrait de la FMG a lieu dans le cas où la CLE confirme le retrait de la fourniture minimale garantie, lorsque le client a perdu son statut de client protégé, ou qu'il a fait le choix d'être alimenté par un fournisseur commercial. Le client ne rentre alors plus dans les conditions prévues pour pouvoir bénéficier de la fourniture minimale garantie. Dans ce cas, si le client ne dispose pas d'un compteur communicant, et qu'il ne réagit pas aux sollicitations du GRD, le GRD n'a, au vu de la réglementation en vigueur n'a pas d'autre choix que de demander la coupure devant le juge de paix car sinon, le client continuerait à

bénéficiaire d'un droit qui n'est pas prévu par les décrets. La CWaPE est également d'avis que le passage devant le juge de paix dans cette situation va entraîner des coûts et des démarches tant pour le fournisseur social, que pour le client, alors que l'appréciation du juge sera très fortement limitée, (voire nulle).

Pour ce faire, la CWaPE propose d'insérer un nouvel article dans l'avant-projet de décret, rédigé comme suit :

*« A l'article 33bis/3 du même décret, les modifications suivantes sont apportées :*

*1° Le paragraphe 2 est complété par la phrase suivante:*

*« Le paragraphe 1er n'est également pas applicable lorsque la Commission locale pour l'énergie a confirmé la perte de statut du client protégé ou lorsque le client refuse ou entrave l'accès du GRD à son compteur afin de retirer la fourniture minimale garantie. »*

En version consolidée, cela serait ainsi :

*« Art. 33bis/3. § 1er. Aucune coupure d'électricité ne peut être effectuée sans l'autorisation du juge de paix.*

*Le fournisseur peut demander l'activation de la fonction de prépaiement au gestionnaire de réseau dans les cas prévus à l'article 33bis/1. L'activation du prépaiement ne peut être imposée si le client a demandé la saisine du juge de paix par requête conjointe ou s'il a refusé cette activation. Dans ce deuxième cas, le fournisseur saisit le juge de paix par requête contradictoire.*

*Pour les clients protégés, lorsque le prépaiement est activé sur décision du juge de paix, il est automatiquement couplé à un limiteur de puissance en vue d'assurer une fourniture minimale garantie d'électricité. Cette fourniture minimale garantie porte sur une puissance de dix ampères et est garantie au client protégé pendant une période de six mois, sans préjudice d'une durée plus longue décidée par le juge de paix. Le client protégé est alimenté par son gestionnaire de réseau de distribution dès que son fournisseur l'a déclaré en défaut de paiement.*

*§ 2. Le paragraphe 1er n'est pas applicable lorsque la coupure est requise au motif que la sécurité des biens ou des personnes ou le bon fonctionnement du réseau de distribution est gravement menacé. Le paragraphe 1er n'est également pas applicable lorsque la coupure résulte de l'application de la procédure de régularisation prévue dans le cadre d'un déménagement ou en cas de bris de scellés. Le paragraphe 1er n'est également pas applicable lorsque la Commission locale pour l'énergie a confirmé la perte de statut du client protégé ou lorsque le client refuse ou entrave l'accès du GRD à son compteur afin de retirer la fourniture minimale garantie.*

*§ 3. Toute coupure effectuée sans l'autorisation du juge de paix sur la base du présent article fait l'objet d'une mesure d'information par courrier, mentionnant au client les raisons précises qui ont justifié cette coupure, ainsi que la durée de celle-ci. Une copie de la lettre est adressée à la CWaPE. »*

L'ajout de la phrase *« Le paragraphe 1er n'est également pas applicable lorsque la Commission locale pour l'énergie a confirmé la perte de statut du client protégé »* pourrait également être apporté à l'article 31ter/1, §2, du décret gaz.

### **2.1.20. Article 33ter**

L'article 33ter, § 6, du décret électricité dispose que :

*« Les décisions des Commissions locales pour l'énergie peuvent faire l'objet d'un recours devant le juge de paix du lieu de raccordement du client protégé concerné. »*

La Commission locale pour l'énergie n'ayant pas de personnalité juridique propre, la CWaPE s'interroge quant à l'organisme qui devrait représenter la CLE si un recours contre une décision de la CLE devait être porté devant le Juge de paix (Le CPAS, le fournisseur social, ?) Il semble important de pouvoir préciser cette disposition sur ce point.

#### 2.1.21. Article 43bis, § 2, alinéa 2

Il conviendrait d'apporter la modification suivante (en souligné) afin de se conformer à l'exigence d'indépendance du régulateur prévue par la directive 2019/944/UE et d'assurer la cohérence avec la modification apportée à l'article 13 du décret électricité par le décret du 5 mai 2022 :

*« § 2. La CWaPE exerce sa mission de surveillance et de contrôle, soit d'initiative, soit à la demande du ministre, ou du Gouvernement, soit à la demande de tiers dans les cas spécialement prévus par le présent décret, soit sur injonction du Parlement wallon. Pour l'accomplissement de cette mission et dans les conditions prévues par le présent décret, la CWaPE arrête des règlements, notamment les règlements techniques visés à l'article 13, et des lignes directrices, prend des décisions et injonctions, et émet des recommandations et des avis.*

*Le règlement a une portée générale et est obligatoire dans tous ses éléments. Il ne peut être adopté que dans les cas expressément prévus par ou en vertu du présent décret ~~et ne sort ses effets qu'après avoir été approuvé par le Gouvernement.~~ Il est publié sur le site Internet de la CWaPE dans les dix jours ouvrables de son adoption de cette approbation ».*

#### 2.1.22. Article 45, § 1<sup>er</sup>

Il conviendrait de prévoir une procédure permettant la désignation d'un remplaçant en cas d'absence du président ou d'un directeur de la CWaPE depuis au moins trois mois ou pour une durée prévisible d'au moins trois mois.

La CWaPE suggère à cet égard, qu'à l'article 45, §1<sup>er</sup>, du décret électricité un alinéa rédigé comme suit soit inséré entre les alinéas 6 et 7 :

*«En cas d'absence du titulaire d'un poste de directeur depuis au moins trois mois ou pour une durée prévisible d'au moins trois mois, le Comité de direction de la CWaPE peut pourvoir à la fonction en désignant à la suite d'une procédure de sélection ou en saisissant le Parlement wallon en vue de l'organisation d'une procédure de sélection ad hoc et de la désignation d'une personne ayant les compétences requises pour remplacer provisoirement le titulaire absent et ce, jusqu'à la reprise de fonction du titulaire du poste ou jusqu'à la date de prise d'effet de la désignation d'un nouveau titulaire par le Parlement. Les interdictions d'exercice au terme du mandat visées à l'article 45bis sont applicables tout au long de l'exercice de la fonction. Les interdictions visées à l'article 45bis, § 2, sont appliquées au prorata de la période exercée au titre du mandat de remplacement ; il en est de même pour l'indemnité de fin de mandat. Les conditions de rémunération du remplaçant ne peuvent pas excéder celle qui découle de l'application du règlement spécifique fixant les modalités de la rémunération des membres du Comité de direction de la Commission wallonne pour l'Energie. Les articles 3 et 6 du règlement spécifique fixant les modalités de la rémunération des membres du Comité de direction de la Commission wallonne pour l'Energie ne s'appliquent pas dans le cas visé par le présent alinéa. Si le titulaire du poste de Président est, pour cause de force majeure, temporairement dans l'incapacité d'exercer ses fonctions, il est remplacé par le membre du Comité de direction présent bénéficiant de l'entrée en fonction la plus ancienne. Lorsque plusieurs membres du Comité de direction bénéficient de la même ancienneté, la présidence est assurée dans ce cas par le membre du Comité de direction le plus âgé présent. Le membre du Comité de direction assurant la présidence bénéficie des mêmes droits et obligations que le président. ».*



### 2.1.23. Article 45quater

L'article 57 de la Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 confirme que l'indépendance des autorités réglementaires doit être garantie par les États membres de l'Union Européenne. Ces autorités doivent être en mesure de prendre des décisions autonomes, indépendamment de tout organisme politique, et disposer de toutes les ressources humaines et financières nécessaires pour exercer efficacement et efficacement leurs fonctions. C'est dans ce contexte que le point 5, d), de l'article 57 précité précise que « *les membres du conseil de l'autorité de régulation ou, en l'absence de conseil, les cadres supérieurs de l'autorité de régulation ne puissent être démis de leurs fonctions que sur la base de critères transparents en place* ».

La disposition actuelle du décret électricité est libellée comme suit :

*« Art. 45quater Le président et les directeurs peuvent être démis de leur fonction s'ils ne satisfont plus aux conditions d'indépendance fixées par le présent décret ou violent des dispositions légales et réglementaires. À cette fin, le Parlement statue sur la révocation d'un ou plusieurs membres dans le respect des droits de la défense, après avoir entendu les parties et, le cas échéant, leur conseil. Préalablement à l'audition visée à l'alinéa 1er, l'intéressé est autorisé à consulter le dossier établi à sa charge. La procédure de révocation est arrêtée par le Parlement dans un règlement spécifique. »*

Les dispositions actuelles ne permettent pas de prendre en considération la situation dans laquelle un membre du comité de direction serait médicalement incapable de reprendre sa fonction telle que convenue dans la convention signée avec le Parlement. Il s'agit d'une situation de force majeure, le mandat ne pouvant pas se poursuivre pour une raison indépendante de la volonté du travailleur et du Parlement. Lorsque la force majeure est définitive, elle peut être invoquée pour mettre fin au mandat et ce, sans préavis ni indemnité de rupture.

Le fait de mettre fin au mandat en cas d'inaptitude définitive ne semble pas contraire au droit européen<sup>6</sup>. Compte tenu de l'objectif d'indépendance des dirigeants et de cet impératif de « critère transparent », il semble qu'un tel constat d'inaptitude définitive pourrait être réalisé après une incapacité de travail ininterrompue d'au moins 9 mois et dans le cadre d'une procédure médicale.

L'article 45quater pourrait être complété par un paragraphe 2, rédigé comme suit :

*« §2. Après une incapacité de travail ininterrompue d'au moins 9 mois, le président ou les directeurs peuvent être démis de leur fonction après établissement du constat de leur inaptitude définitive à poursuivre leur mandat. À cette fin, le Parlement statue sur la fin anticipée du mandat du membre du comité de direction pour inaptitude définitive après réception du rapport établi par un médecin du travail. La procédure de fin anticipée de mandat pour inaptitude définitive est arrêtée par le Parlement dans un règlement spécifique. »*

---

<sup>6</sup> Notons en effet que le Règlement d'ordre intérieur de la CRE, adopté suite à la délibération de la CRE du 7 décembre 2017, prévoit en son article 12 « Manquement grave ou incapacité définitive » que :

*« Il est mis fin aux fonctions du membre concerné sur proposition du président ou d'un tiers des membres du collège, après délibération, à la majorité des trois quarts des autres membres du collège que l'intéressé, constatant un manquement grave à ses obligations légales ou une incapacité définitive empêchant la poursuite de son mandat.*

*Lorsqu'il considère qu'un manquement grave ou qu'une incapacité définitive peuvent être constatés à l'égard d'un membre du collège, le président demande au directeur général d'établir un rapport sur cette question dans un délai de 15 jours. Dès réception de ce rapport, le président adresse au membre concerné une lettre recommandée avec avis de réception, lui indiquant les motifs de la procédure engagée et joignant le rapport du directeur général.*

*(...) ».*



#### 2.1.24. Article 51bis

À la suite de l'adoption du décret du 31 janvier 2019 modifiant le décret du 12 avril 2001 organisant le marché régional de l'électricité renforçant l'indépendance du régulateur, le Parlement a enfin adapté la législation pour doter la CWaPE d'un statut comparable à celui du Médiateur de la Wallonie sur le plan comptable et budgétaire.

Depuis 2020, la CWaPE est financée quasi exclusivement par le budget régional wallon et donc par l'ensemble des contribuables par le biais d'un cavalier budgétaire.

Il conviendrait de faire figurer les crédits relatifs à la dotation allouée à la CWaPE à la division organique 01 (Parlement de Wallonie) dans un programme 01.02 (Dotation à la CWaPE), à créer, dont le ministre-président serait l'ordonnateur et de supprimer le 1° « le financement des dépenses de la CWaPE » à l'article 51bis du décret électricité

A l'article 51bis du décret électricité, le 1° est supprimé comme suit :

*« Le Gouvernement crée un fonds budgétaire, dénommé Fonds énergie, au sens de l'article 45 des lois coordonnées sur la comptabilité de l'Etat. Les recettes du Fonds sont affectées, sur la base d'un programme d'action approuvé par le Gouvernement, par priorité à la réalisation des missions suivantes :  
1° le financement des dépenses de la CWaPE;*

#### 2.1.25. Article 51ter, § 1<sup>er</sup>, 10° et §2

L'article 57 de la directive électricité (UE) 2019/944 dispose en matière d'indépendance du régulateur notamment que :

*« 5. Afin de protéger l'indépendance de l'autorité de régulation, les États membres veillent notamment à ce que :*

- a) l'autorité de régulation puisse prendre des décisions de manière autonome, indépendamment de tout organe politique ;*
- b) l'autorité de régulation dispose de toutes les ressources humaines et financières nécessaires pour s'acquitter de ses tâches et exercer ses pouvoirs de manière effective et efficace ;*
- c) l'autorité de régulation bénéficie de crédits budgétaires annuels séparés et d'une autonomie dans l'exécution du budget alloué ;*

*[...]*

*6. Les États membres peuvent prévoir le contrôle ex post des comptes annuels de l'autorité de régulation par un auditeur indépendant.*

*[...] »*

L'article 51ter, § 2, du décret électricité dispose actuellement que :

*« Le montant du budget global annuel de la CWaPE s'élève à 6.500.000 euros. Ce montant est adapté annuellement à l'indice des prix à la consommation, en le multipliant par l'indice des prix à la consommation pour le mois de décembre de l'année n-1 et en le divisant par l'indice des prix à la consommation du mois de décembre 2017 ».*

Or, depuis 2019, la dotation de la CWaPE est adaptée annuellement, par cavalier budgétaire et portée à charge du budget de la Région wallonne selon les modalités suivantes : à charge de l'allocation budgétaire 41.01 du programme 31 de la Division organique 16 du Titre I du budget des dépenses de la Région pour les années 2019 à 2021 et à charge du domaine fonctionnel 083.010 du programme 16.083 de la Division organique 16 du Titre I du budget des dépenses de la Région depuis 2022.

Le dispositif annuel du recours à un cavalier budgétaire dérogeant à l'article à l'article 51ter, § 2, du décret « électricité », génère un manque de visibilité sur les moyens financiers à court et moyen termes et pénalise le mode de fonctionnement dans la mesure où de nombreux dossiers se caractérisent par une gestion pluriannuelle.

La question du mode de financement de la CWaPE a notamment été examinée par la Cour des Comptes dans le cadre de l'audit thématique réalisé à la demande du Parlement wallon<sup>7</sup>. Dans ce rapport, la Cour des comptes synthétisait ses constatations résultant comme suit :

*« Le droit européen impose un niveau d'indépendance du régulateur de l'énergie à l'égard des pouvoirs exécutif comme législatif. Depuis 2020, le contrôle de la CWaPE n'est plus exercé par le pouvoir exécutif, mais par la sous-commission de contrôle de la CWaPE du Parlement wallon, ce qui constitue une avancée.*

*Les modalités actuelles de financement du régulateur wallon respectent, globalement le principe d'indépendance, mais l'approbation du budget du régulateur par le Parlement reste un exercice complexe.*

*En effet, la Cour des comptes estime que le financement du régulateur n'est pas envisagé dans sa globalité, et qu'il manque de simplicité, de flexibilité et donc de stabilité dans un contexte pourtant en constante mutation ».*

La CWaPE souligne l'importance pour le régulateur wallon de pouvoir disposer d'une dotation pérenne et suffisante pour la réalisation de ses missions et ambitions. À ce titre, la CWaPE propose d'inscrire le montant de cette dotation et ses modalités d'octroi dans le décret électricité et formule une proposition en ce sens.

En outre, l'article 51ter, § 1<sup>er</sup>, alinéa 10, du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, impose toujours le principe de la rétrocession au Fonds énergie des soldes non utilisés des dotations lui étant allouées.

Dans la mesure où la dotation est désormais à la charge du budget wallon, il serait à tout le moins nécessaire de prévoir que le solde doive être rétrocédé au budget général wallon plutôt qu'au Fonds Énergie, dès lors que la gestion du fonds relève du ministre de l'Énergie.

Néanmoins, une réflexion plus globale doit être menée quant au financement du régulateur qui devrait être envisagé de manière globale, en considérant les moyens alloués annuellement, les réserves et les rétrocessions, de manière à ce que la CWaPE dispose de suffisamment de moyens pour accomplir ses missions, qu'elle puisse inscrire son action dans un horizon pluriannuel, et qu'elle puisse, enfin, disposer d'une trésorerie suffisante.

La CWaPE plaide dès lors pour une modification de l'article 51ter du décret électricité et l'insertion d'une nouvelle disposition relative aux modalités de financement.

Il convient dès lors de modifier l'article 51ter, § 1<sup>er</sup>, du décret en supprimant le point 10°, soit le principe de la rétrocession au Fonds Energie des soldes non utilisés des dotations allouées à la CWaPE :

*« Art. 51ter. § 1er. Le Fonds énergie est alimenté :*  
*1° par les redevances visées aux articles 21, § 3, 9, et 29, § 2, du présent décret ;*  
*2° par les moyens attribués au Fonds en vertu de dispositions légales, réglementaires ou conventionnelles, en vue de financer les obligations de service public du secteur électrique ;*

---

<sup>7</sup> Résolution du Parlement wallon du 2 février 2022 chargeant la Cour des comptes de produire un rapport d'audit de la Commission wallonne pour l'Énergie.

- 3° par le produit de la redevance visée à l'article 51quinquies pour le raccordement aux réseaux d'électricité ainsi qu'aux lignes directes ;
- 4° par le produit des [9 amendes administratives visées aux articles 39, § 2, et 53]9 du présent décret,
- 5° par les redevances visées aux articles 21, § 3, 10, et 29, § 2, du décret gaz ;
- 6° par les moyens attribués au Fonds en vertu de dispositions légales, réglementaires ou conventionnelles, en vue de financer les obligations de service public du secteur gazier ;
- 7° par le produit de la redevance visée à l'article 51quinquies pour le raccordement aux réseaux de gaz ainsi qu'aux conduites directes ;
- 8° par le produit des amendes administratives visées à l'article 48 du décret gaz ;
- 9° par les remboursements effectués par les bénéficiaires d'avances récupérables octroyées dans le domaine de l'énergie notamment celles visés à l'article 126, 1°, du décret du 3 juillet 2008 relatif au soutien de la recherche, du développement et de l'innovation en Wallonie;
- ~~10° par la rétrocession, pour le 1er septembre des soldes non utilisés des dotations allouées à la CWaPE~~
- 11° par les frais de dossier pour examen des dossiers d'agrément des installateurs de panneaux solaires-thermiques fixés par le Gouvernement.
- 12° par le produit des recettes des mécanismes de coopération tels que prévus à l'article 6 de la directive 2009/28 du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE et aux articles 37 à 39 de l'accord de coopération du 12 février 2018 entre l'Etat fédéral, la Région flamande, la Région wallonne et la Région de Bruxelles-Capitale relatif au partage des objectifs climat et énergie belges pour la période 2013-2020.
- 13° par le produit des amendes administratives visées à l'article 64, alinéa 1er, du décret du 28 novembre 2013 relatif à la performance énergétique des bâtiments. »

Il convient également dans le respect de l'indépendance du régulateur, de supprimer le paragraphe 2 du même article 51ter du décret électricité lequel dispose que :

~~« § 2. Le montant du budget global annuel de la CWaPE s'élève à 6.500.000 euros. Ce montant est adapté annuellement à l'indice des prix à la consommation, en le multipliant par l'indice des prix à la consommation pour le mois de décembre de l'année n-1 et en le divisant par l'indice des prix à la consommation du mois de décembre 2017. »~~

Il convient de noter que le montant de la dotation versée à la VREG n'est pas fixé dans le Décret Énergie flamand mais fait, chaque année, l'objet d'une proposition par le régulateur et d'une approbation par le Parlement flamand.

Dans ce contexte et sans préjudice de la possibilité de prévoir en outre un financement alternatif du SRME, comme indiqué *supra*, il est proposé d'insérer des paragraphes 4 et 5 dans l'article 46 du décret électricité rédigés comme suit :

*« § 4 Les frais de fonctionnement de la commission wallonne pour l'énergie sont couverts par une dotation à charge du budget régional wallon à concurrence du budget fixé par le Parlement en application du § 5*

*Il est institué au sein de la commission wallonne pour l'énergie une réserve dont le montant est équivalant à maximum 25 % de ses frais de fonctionnement.*

*§5 Le projet de budget de la commission wallonne pour l'Énergie et le montant de la dotation associée est établi par le comité de direction. Le projet de budget de la commission est soumis, accompagné d'une note motivée et circonstanciée établie par le comité de direction, pour approbation au Parlement avant le 30 octobre de l'année précédant celle à laquelle il se rapporte.*

*Le Parlement auditionne le comité de direction. Le montant de la dotation est voté par le Parlement de manière motivée, sur la base notamment du projet de budget sur lequel le Parlement peut formuler des observations ou recommandations. »*

### 2.1.26. Financement du SRME

Une réflexion peut être menée quant à la possibilité d'imputer en tout ou en partie le coût des activités du service régional de médiation à charge des entreprises d'énergie et non plus au budget wallon, comme l'a récemment suggéré la Cour des comptes dans son rapport d'audit de la CWaPE. Ce financement alternatif permettrait de reconstituer des marges qui pourraient utilement être affectées aux missions régulatrices au sens strict.

	Mode de financement	Description	Redevables
1	100% public	Dotation annuelle à charge du budget régional wallon	Contribuables
2	Mixte	Dotation partielle à charge du budget régional wallon et contribution de type redevance de la part des acteurs du marché (fournisseurs)	Contribuables et acteurs de l'énergie (fournisseurs)
3	Mixte	Dotation partielle à charge du budget régional wallon et OSP à charge des gestionnaires de réseau de distribution	Contribuables et GRD
4	Mixte	Dotation partielle à charge du budget régional wallon, contribution de type redevance de la part des acteurs du marché (fournisseurs) et OSP à charge des gestionnaires de réseau de distribution	Contribuables, acteurs de l'énergie (fournisseurs) et GRD

### 2.1.27. Article 52, §1<sup>er</sup>

L'article 52, § 1<sup>er</sup>, du décret électricité, relative aux sanctions en cas de différents manquements, ne contient pas de référence aux manquements relatifs aux règles de confidentialité fixées par la directive (UE) 2019/944. Pourtant, l'article 60, (5), de la directive précise que l'ouverture d'une procédure administrative ou pénale contre le personnes physiques ou morales qui ne respecteraient pas les règles de confidentialité, doit être possible.

Il convient dès lors de modifier cet article en visant expressément cette obligation de confidentialité, tout en veillant à exclure les gestionnaires de réseau ainsi que la CWaPE, qui sont déjà soumis au secret professionnel, dont le non-respect peut être puni des peines visées à l'article 468 du Code pénal.

### 2.1.28. Articles 53, §1<sup>er</sup> et 54/1

Les articles 53, § 1<sup>er</sup>, et 54/1 du décret électricité prévoient la possibilité d'infliger des amendes administratives dont le montant est compris « *entre 250 euros et 200.000 euros ou trois pour cent du chiffre d'affaires que la personne en cause a réalisé sur le marché-régional de l'électricité au cours du dernier exercice écoulé, si ce dernier montant est supérieur* ».

Il y a lieu de modifier ces articles afin s'assurer la conformité à l'article 59, (3), d), de la directive (UE) 2019/944 CE, laquelle prévoit, en ce qui concerne les gestionnaires de réseau de transport ou des entreprises verticalement intégrées, la possibilité de leur infliger des sanctions allant jusqu'à 10% du chiffre d'affaires annuel.

Le texte pourrait dès lors être modifié comme suit, comme proposé dans l'avant-projet de décret modificatif, adopté en 1<sup>ère</sup> lecture le 15 juin 2023 :

« X L'article 53, § 1<sup>er</sup> du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, modifié en dernier lieu par le décret 5 mai 2022, est complété par un alinéa 4 rédigé comme suit :

« Par dérogation à l'alinéa 3, le montant de l'amende administrative que la CWaPE peut infliger au gestionnaire de réseau de transport local ou à l'entreprise verticalement intégrée est compris entre 250 euros et 200.000 euros ou dix pour cent du chiffre d'affaires annuel que la personne en cause a réalisé sur le marché-régional de l'électricité au cours du dernier exercice écoulé, si ce dernier montant est supérieur. ».

« X L'article 54/1 du même décret, inséré par le décret du 5 mai 2022, est complété par un alinéa 4 rédigé comme suit :

« Par dérogation à l'alinéa 3, le montant de l'amende administrative que l'Administration peut infliger au gestionnaire de réseau de transport local ou à l'entreprise verticalement intégrée est compris entre 250 euros et 200.000 euros ou dix pour cent du chiffre d'affaires annuel que la personne en cause a réalisé sur le marché-régional de l'électricité au cours du dernier exercice écoulé, si ce dernier montant est supérieur. ».

## 2.2. Décret gaz

En ce qui concerne le décret gaz, la CWaPE renvoie à ses commentaires formulés, dans son avis CD-23g10-CWaPE-0932 du 10 juillet 2023, au sujet de l'avant-projet de décret modifiant le décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz (ci-après le « décret gaz »), adopté en 1<sup>ère</sup> lecture par le Gouvernement wallon lors de sa séance du 8 juin 2023.

La CWaPE reproduit toutefois ci-dessous les demandes de modifications du décret gaz qu'elle avait formulées dans cet avis.

### 2.2.1. Articles 6, 5°, et 17, § 2, 2° bis

Pour les motifs exposés dans son avis du 10 juillet 2023 précité, la CWaPE propose de modifier ces dispositions comme suit (avant-projet de décret en souligné ; suggestion de modification complémentaire en gras) :

- Article 6 :

« Le gestionnaire de réseau de distribution, ainsi que le candidat gestionnaire de réseau de distribution remplit les conditions suivantes :

[...]

5° si des parts représentatives du capital social du gestionnaire du réseau de distribution sont détenues divisément soit par des pouvoirs publics **ou leurs intercommunales pures de financement** détenant directement ou indirectement des participations au sens de l'article 1 :22 du Code des sociétés et des associations dans le capital social d'un producteur, fournisseur ou intermédiaire sauf s'il s'agit d'une participation dans une communauté d'énergie, soit par des pouvoirs publics **ou leurs intercommunales pures de financement** qui sont eux-mêmes producteurs mais non auto-producteurs, fournisseurs ou intermédiaires, les statuts du gestionnaire du réseau de distribution empêche que l'un de ces actionnaires puisse individuellement, directement ou indirectement, rejeter, bloquer ou imposer une décision ou faire obstacle à une prise de décision ».

- Article 17, § 2 :

« 2° bis dans l'éventualité où les parts représentatives du capital social de la filiale seraient détenues divisément soit par des pouvoirs publics **ou leurs intercommunales pures de**

***financement** détenant directement ou indirectement des participations dans le capital social d'un producteur, fournisseur ou intermédiaire, au sens de l'article 1 :22 du Code des sociétés et des associations, sauf lorsqu'il s'agit d'une participation dans une communauté d'énergie, soit par des pouvoirs publics ou leurs intercommunales pures de financement qui sont eux-mêmes producteurs mais non auto-producteurs, fournisseurs ou intermédiaires, les statuts de celle-ci empêchent que l'un de ces actionnaires puisse individuellement, directement ou indirectement, rejeter, bloquer ou imposer une décision ou faire obstacle à une prise de décision ».*

### 2.2.2. Article 14

Il conviendrait d'apporter la modification suivante (suppression barrée) à l'article 14 du décret gaz afin de se conformer à l'exigence d'indépendance du régulateur prévue par la directive 2009/73/CE et d'assurer la cohérence avec le décret électricité :

*« En concertation avec les gestionnaires de réseaux et après consultation du pôle "Energie", la CWaPE arrête un règlement technique unique pour la gestion et l'accès aux réseaux de distribution. Le règlement technique est approuvé par le Gouvernement et publié au Moniteur belge. Il définit notamment : [...] ».*

Cette proposition a été reprise dans l'avant-projet de décret ayant fait l'objet de l'avis CD-23g10-CWaPE-0932 du 10 juillet 2023.

### 2.2.3. Article 25bis

Afin de mieux protéger les utilisateurs du réseau de distribution face à d'éventuels dysfonctionnements de marché tels que le MIG, la CWaPE propose d'étendre la portée de l'article 25bis du décret gaz. Cet article pourrait être modifié de manière similaire à l'article 25ter du décret électricité. La CWaPE renvoie à ce sujet à sa proposition faite à la section 2.1.6. de la présente évaluation.

### 2.2.4. Article 25ter

Alors que des délais sont prévus dans l'arrêté du Gouvernement wallon du 12 juillet 2007 relatif à la révision du règlement technique pour la gestion des réseaux de distribution de gaz et l'accès à ceux-ci (ci-après, « RTDG ») pour la réalisation par le GRD d'une étude, d'une offre ou d'un raccordement, seules des indemnités pour un retard de raccordement sont prévues dans le décret gaz. Afin de couvrir l'ensemble du processus de raccordement, la CWaPE suggère de prévoir une indemnité pour un retard au niveau d'une offre ou d'une étude. Cela permettrait d'inciter le GRD à respecter l'ensemble des délais qui s'imposent à lui dans le cadre d'une procédure de demande de raccordement.

La CWaPE suggère également de remplacer les notions de « *client final* » et d'« *utilisateur de réseau de distribution* » mentionnées à l'article 25ter du décret par les notions de « *personne physique ou morale ayant demandé un raccordement* » ou de « *demandeur de raccordement* ». Les notions de « *client final* » et d'« *utilisateur de réseau* » ne sont en effet pas les plus appropriées étant donné qu'elles visent des personnes qui sont déjà raccordées au réseau et qui sont déjà en mesure de prélever ou injecter sur le réseau, alors même que ce n'est en principe pas encore le cas tant que le raccordement n'est pas réalisé. La suppression du renvoi à la notion de client final (toute personne physique ou morale achetant du gaz pour son propre usage) permet également de pas limiter l'indemnisation aux seuls clients finals et de permettre, par exemple, à un candidat producteur de pouvoir prétendre à une indemnisation. De manière générale, une telle adaptation permettra d'assurer un fonctionnement adéquat desdits mécanismes d'indemnisation, évitant ainsi que dans

certains cas, le GRD ne se cache derrière l'interprétation de client final pour s'exonérer de l'indemnisation.

Par ailleurs, il est apparu en pratique au travers des dossiers reçus au Service Régional de Médiation pour l'Energie que l'article 25<sup>quater</sup>, § 1<sup>er</sup>, du décret électricité (équivalent de l'article 25<sup>ter</sup>, § 1<sup>er</sup>, du décret gaz) est compris par certains GRD comme ne visant que la réalisation d'un nouveau raccordement, à l'exclusion de la modification d'un raccordement existant rendue nécessaire pour que les installations de l'utilisateur du réseau puissent continuer à être effectivement reliées au réseau. La CWaPE ne rejoint pas cette interprétation et, afin de couper court à toute discussion en la matière, considère qu'il serait opportun de mentionner explicitement que cette disposition vise aussi bien le nouveau raccordement que la modification d'un raccordement existant. Il serait en effet dommageable qu'un GRD estime pouvoir distinguer ainsi ces deux catégories d'URD. La motivation derrière le principe des indemnisations est de stimuler la performance du GRD pour rendre les services attendus de lui. Si celui-ci ne devait indemniser que les nouveaux raccordements, un GRD qui verrait ses services débordés, pourrait être tenté de toujours faire passer après les demandes de modification, ce qui pourrait préjudicier les URD concernés (par exemple, impossibilité d'emménagement dans une maison dont le raccordement serait existant mais trop vétuste, retard de lancement d'une activité professionnelle qui demande une modification de raccordement, etc.).

Enfin, la CWaPE propose le remplacement du renvoi à une éventuelle « convention contraire » par le renvoi à une demande en sens contraire du demandeur de raccordement acceptée par le GRD. Cette modification a pour objectif d'éviter que la convention ne soit en réalité imposée unilatéralement par le GRD au travers d'une précision dans une offre que le demandeur n'aurait pas la possibilité de refuser s'il veut obtenir un raccordement.

Des modifications similaires sont proposées par la CWaPE pour le décret électricité.

Pour ce faire, la CWaPE propose un article modificatif rédigé comme suit :

*« A l'article 25<sup>ter</sup> du même décret, les modifications suivantes sont apportées :*

*1° au paragraphe 1<sup>er</sup>, alinéa 1<sup>er</sup> :*

*- les mots « Tout client final » sont remplacés par les mots « Toute personne physique ou morale ayant demandé un raccordement » ;*

*- les mots « , en ce compris la modification du raccordement existant, » sont insérés entre les mots « raccordement effectif » et les mots « dans les délais » ;*

*2° au paragraphe 1<sup>er</sup>, alinéa 1<sup>er</sup>, 1°, les mots « convention contraire » sont remplacés par les mots « demande en sens contraire du demandeur de raccordement acceptée par le gestionnaire de réseau » ;*

*3° au paragraphe 1<sup>er</sup>, alinéa 1<sup>er</sup>, 2°, les mots « ou, à défaut de disposition contractuelle expresse, le délai » sont remplacés par les mots « , qui, sauf demande en sens contraire du demandeur de raccordement acceptée par le gestionnaire de réseau » ;*

*4° au paragraphe 1<sup>er</sup>, alinéa 1<sup>er</sup>, 3°, les mots « ou à défaut de disposition contractuelle expresse, le délai » sont remplacés par les mots « , qui, sauf demande en sens contraire du demandeur de raccordement acceptée par le gestionnaire de réseau, » ;*

*5° au paragraphe 1<sup>er</sup>, alinéa 2, le mot « clients » est remplacé par les mots « demandeurs de raccordement » ;*

*6° au paragraphe 1<sup>er</sup>, alinéa 3, 1° et 2°, les mots « l'utilisateur du réseau » sont à chaque fois remplacés par les mots « le demandeur de raccordement » ;*

*7° un paragraphe 1<sup>er</sup>bis est inséré, rédigé comme suit :*

*« § 1<sup>er</sup>bis. Toute personne physique ou morale ayant demandé un raccordement a droit à une indemnité forfaitaire journalière à charge du gestionnaire de réseau si le gestionnaire de réseau n'a pas réalisé l'étude ou l'offre dans les délais prescrits dans le règlement technique.*

*L'indemnité journalière due est de 25 euros pour les demandeurs de raccordement dont la capacité souscrite est inférieure à 250 m3 et de 50 euros pour les autres. »*

*8° au paragraphe 2, alinéa 1<sup>er</sup> :*

- les mots « client final » sont à chaque fois remplacés par les mots « demandeur de raccordement » ;
  - les mots « auquel il est raccordé » sont remplacés par le mot « concerné » ;
  - le mot « client » est remplacé par le mot « demandeur » ;
  - les mots « clients finals » sont remplacés par les mots « demandeurs de raccordement » ;
- 9° au paragraphe 2, alinéa 2, le mot « client » est remplacé par les mots « demandeur de raccordement » ;
- 10° au paragraphe 3, alinéa 1<sup>er</sup>, le mot « client » est remplacé par le mot « demandeur » ;
- 11° au paragraphe 3, alinéas 4 et 5, les mots « client final » sont à chaque fois remplacés par le mot « demandeur » ;
- 12° au paragraphe 4 :
- les mots « client final » sont remplacés par les mots « demandeur de raccordement » ;
  - les mots « à l'étude, l'offre ou » sont insérés entre les mots « procéder » et les mots « au raccordement effectif ». »

En version consolidée, cela serait ainsi :

« § 1<sup>er</sup>. Toute personne physique ou morale ayant demandé un raccordement ~~Tout client final~~ a droit à une indemnité forfaitaire journalière à charge du gestionnaire de réseau si le gestionnaire de réseau n'a pas réalisé le raccordement effectif, en ce compris la modification du raccordement existant, dans les délais suivants :

1° pour les raccordements standards et simples, dans un délai de trente jours ouvrables qui, sauf convention contraire demandée en sens contraire du demandeur de raccordement acceptée par le gestionnaire de réseau, commence à courir à partir de la date de réception du paiement du montant de l'offre de raccordement par le gestionnaire de réseau. Le délai est suspendu pendant la période entre la demande et la réception des permis et autorisations requis. Lorsque la situation de la canalisation de distribution nécessite des travaux en voirie, ou une extension du réseau, le délai est porté à soixante jours ouvrables;

2° pour les raccordements non-simples, dans le délai prévu par le contrat de raccordement, qui, sauf demande en sens contraire de l'utilisateur du réseau acceptée par le gestionnaire de réseau, ou à défaut de disposition contractuelle expresse, le délai commence à courir à partir de la date de réception du paiement du montant de l'offre de raccordement par le gestionnaire de réseau. Le délai est suspendu pendant la période entre la demande et la réception des permis et autorisations requis;

3° pour les raccordements non-simples et lorsque la capacité souscrite est égale ou supérieure à 250 m3, dans le délai prévu par le contrat de raccordement, qui, sauf demande en sens contraire de l'utilisateur du réseau acceptée par le gestionnaire de réseau, ou à défaut de disposition contractuelle expresse, le délai commence à courir à partir de la date de réception du paiement du montant de l'offre de raccordement par le gestionnaire de réseau. Le délai est suspendu pendant la période entre la demande et la réception des permis et autorisations requis.

L'indemnité journalière due est de 25 euros pour les clients demandeurs de raccordement dont la capacité souscrite est inférieure à 250 m3 et de 50 euros pour les autres raccordements.

Aucune indemnité n'est due dans les cas suivants :

1° si le non-respect des délais visés à l'alinéa 1<sup>er</sup> résulte de la non-réalisation, par l'utilisateur du réseau le demandeur de raccordement, des travaux à sa charge;

2° si les obligations préalables à la réalisation du raccordement n'ont pas été respectées par le demandeur de raccordement l'utilisateur du réseau.

§ 1<sup>er</sup> bis. Toute personne physique ou morale ayant demandé un raccordement a droit à une indemnité forfaitaire journalière à charge du gestionnaire de réseau si le gestionnaire de réseau n'a pas réalisé l'étude ou l'offre dans les délais prescrits dans le règlement technique.

L'indemnité journalière due est de 25 euros pour les demandeurs de raccordement dont la capacité souscrite est inférieure à 250 m3 et de 50 euros pour les autres.

§ 2. Le demandeur de raccordement client final adresse la demande d'indemnisation au gestionnaire de réseau auquel il est raccordé concerné, par recommandé ou par tout moyen déclaré conforme par le Gouvernement, dans les soixante jours calendrier qui suivent le raccordement effectif. Le demandeur de raccordement client final y mentionne les données essentielles au traitement de sa demande. En vue de faciliter la démarche du demandeur client concerné, le gestionnaire de réseau met à disposition des demandeurs de raccordement clients finals un formulaire de demande d'indemnisation approuvé par la CWAPE. Ce formulaire est notamment disponible sur le site internet du gestionnaire de réseau.



Le gestionnaire de réseau indemnise le client demandeur de raccordement dans les trente jours calendriers de la réception de la demande d'indemnisation.

§ 3. A défaut d'une réponse du gestionnaire de réseau dans le délai requis, ou en cas de refus d'indemnisation, le client demandeur peut saisir du dossier le Service régional de médiation visé à l'article 48 du décret électricité. Sous peine d'irrecevabilité, la plainte est introduite au maximum dans les trois mois à dater de la notification de la décision contestée ou, en l'absence de décision, à dater de la date ultime à laquelle le gestionnaire de réseau devait se prononcer sur la demande d'indemnisation.

Pour que la demande soit recevable, le demandeur apporte, dans le délai visé à l'alinéa 1er, la preuve écrite qu'il a, au préalable, tenté sans succès d'obtenir le paiement de l'indemnité directement auprès du gestionnaire de réseau.

Le service régional de médiation instruit le dossier. Il peut requérir par écrit des compléments d'informations auprès du demandeur, du gestionnaire de réseau. Le service régional de médiation fixe le délai endéans lequel les informations sont transmises, à défaut le délai est de quinze jours calendrier à dater de la réception de la demande. Dans les trente jours calendrier de la réception du dossier ou des compléments d'information, s'il estime que la demande d'indemnisation est fondée, il établit une proposition d'avis en ce sens, qu'il notifie par recommandé ou par tout moyen déclaré conforme par le Gouvernement au gestionnaire de réseau. Celui-ci dispose de quinze jours calendrier, à dater de la réception de la notification pour faire valoir ses observations. Il les transmet au service régional de médiation par recommandé ou par tout moyen déclaré conforme par le Gouvernement.

Dans les trente jours calendrier de la réception des observations du gestionnaire de réseau, l'avis définitif du service régional de médiation est notifié par recommandé ou par tout moyen déclaré conforme par le Gouvernement au gestionnaire de réseau et au demandeur client final. A défaut de réception d'observations du gestionnaire de réseau dans les cinquante jours calendrier de la notification de la proposition d'avis visée à l'alinéa 3, l'avis définitif du service régional de médiation est notifié sans délai par recommandé ou par tout moyen déclaré conforme par le Gouvernement au gestionnaire de réseau, au demandeur client final.

Si l'avis définitif conclut à la nécessité, pour le gestionnaire de réseau, d'indemniser le demandeur client final mais que le gestionnaire s'abstient, sans motif légitime, de verser l'indemnité due au demandeur client final dans les trente jours calendrier de la réception de l'avis définitif, la CWaPE peut lui enjoindre de procéder au versement.

§ 4. En cas d'urgence, le demandeur de raccordement client final peut requérir de la CWaPE qu'elle fasse injonction au gestionnaire de réseau de procéder à l'étude, à l'offre ou au raccordement effectif dans le délai qu'elle détermine. A défaut pour le gestionnaire de réseau de se conformer au nouveau délai la CWaPE peut initier la procédure visée aux articles 48 et suivants et infliger, le cas échéant, une amende administrative au gestionnaire de réseau ».

### 2.2.5. Article 31quater, §6

L'article 31quater, § 6, du décret gaz dispose que :

« Les décisions des Commissions locales pour l'énergie peuvent faire l'objet d'un recours devant le juge de paix du lieu de raccordement du client concerné. »

Comme déjà relevé à la section 2.1.7. de la présente évaluation en ce qui concerne le décret électricité, il serait souhaitable que cette disposition précise quel organe devrait représenter la CLE en cas de recours.

### 2.2.6. Article 32, § 1er, 4°, e)

La CWaPE rappelle sa proposition CD-21j28-CWaPE-0885 du 28 octobre 2021 de supprimer la référence à la demande du producteur de gaz dans le cas de l'installation d'une cabine d'injection, de façon à ne plus laisser supposer que d'autres options que celle du placement d'une cabine par le

gestionnaire de réseau puissent être envisagée. La justification de cette demande, concertée avec les GRD, est établie dans le document susmentionné<sup>8</sup>.

L'article consolidé tel que proposé est rédigé comme suit :

*« Art. 32. § 1er. Après avis de la CWaPE, le Gouvernement impose aux gestionnaires de réseaux des obligations de service public clairement définies, transparentes, non discriminatoires et dont le respect fait l'objet d'un contrôle par la CWaPE, entre autres les obligations suivantes :  
[...] 4° en matière de protection de l'environnement, notamment :  
[...] e) dans les limites définies au Règlement technique, et suivant les modalités de partage des charges économiques définies par le Gouvernement et publiées dans les tarifs du gestionnaire de réseau, raccorder tout producteur qui en fait la demande, ainsi que construire et exploiter un module d'injection de gaz issu de SER, à la demande du producteur de ce gaz;  
[...] »*

### **2.2.7. Articles 33ter, alinéa 2, et 33sexies, alinéa 2**

Comme exposé dans son avis du 10 juillet 2023 précité, la CWaPE propose de remplacer les mots « *la CWaPE* » par les mots « *l'Administration* » aux articles 33ter, alinéa 2, et 33sexies, alinéa 2, du décret gaz.

### **2.2.8. Article 36, § 2, alinéa 2, 2°**

L'article 36, § 2, alinéa 2, 2°, du décret gaz dispose que :

*« la CWaPE assure en tout cas les tâches suivantes : [...] 2° l'approbation des règlements et conditions générales de raccordement et d'accès fixés par les gestionnaires de réseau et de leurs modifications ».*

Il conviendrait d'aligner cette disposition sur l'article 43, § 2, alinéa 2, 2°, du décret électricité qui est plus large :

*« la CWaPE assure les tâches suivantes : [...] 2° l'approbation des règlements, contrats et conditions générales imposés par les gestionnaires de réseaux aux fournisseurs, aux utilisateurs du réseau et aux détenteurs d'accès à l'occasion, en raison ou à la suite d'un raccordement, d'un accès au réseau et de leurs modifications ».*

### **2.2.9. Article 37**

L'article 37 du décret gaz dispose que :

*« Les procédés de règlement des différends, contenus dans les articles 48, 49 et 49bis et 50ter du décret Electricité, sont applicables au marché du gaz ».*

Il conviendrait d'également rendre applicable le mécanisme de la plainte en réexamen visé à l'article 50bis du décret électricité, qui doit également exister en gaz selon la directive 2009/73/CE.

### **2.2.10. Article 48, § 2**

Afin d'assurer le parallélisme avec le décret électricité, la CWaPE propose de modifier l'article 48, § 2, du décret gaz comme suit (souligné) :

---

<sup>8</sup> Voir <https://www.cwape.be/sites/default/files/cwape-documents/CD-21j28-CWaPE-0885-Proposition-Modification%20DECRET%20%26%20AGW-injection%20biom%C3%A9thane.pdf>

« § 2. La CWaPE peut infliger une amende administrative à un gestionnaire de réseau ou à un fournisseur qui néglige de manière systématique et caractérisée les indicateurs et objectifs de performance fixés en vertu des articles 14, 10°, 32, § 1er, 2°, d) et e), et 33, § 1er, 2°, c). Le Gouvernement fixe, après avis de la CWaPE, les seuils minima de performance et la méthodologie applicable à cet égard ».

### 2.2.11. Communautés d'énergie et partage d'énergie

Alors que les nouveaux modes de partage d'énergie ainsi que la possibilité de création de communautés d'énergie introduits par la directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, ont été transposés, pour le vecteur électrique, dans le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et ses arrêtés d'exécution en cours de publication, la CWaPE constate que les dispositions relatives à ces modes de partage d'énergie et aux communautés d'énergie n'ont pas été introduites pour le gaz.

La CWaPE souhaite dès lors attirer l'attention du législateur sur le besoin de transposer en droit wallon les possibilités de partager du gaz renouvelable ainsi que de créer de communautés d'énergie dont les activités porteront également, entre autres, sur la production, la consommation, le stockage et la vente de gaz renouvelable. À ce titre, la CWaPE renvoie aux articles 21 et 22 de la directive précitée.

## 2.3. Décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité

En ce qui concerne le décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité tarifaire (ci-après le « décret tarifaire »), la CWaPE souhaite insister à nouveau sur la nécessité, sans remettre en question les objectifs définis par les orientations de politique générale du législateur, de modifier certaines dispositions du décret tarifaire afin d'assurer le respect de ses compétences et son indépendance en tant que régulateur. Aussi, la CWaPE reproduit ci-dessous ses précédentes demandes de modifications du décret tarifaire faites dans l'avis CD-21f18-CWaPE-1879 du 18 juin 2021.

La CWaPE renvoie par ailleurs à son recours en annulation introduit devant la Cour constitutionnelle à l'encontre de l'article 4, § 2, 26° et 27°, du décret tarifaire.

### 2.3.1. Article 4, § 2, 11°

Actuellement, l'article 4, § 2, 11°, du décret tarifaire dispose que :

*« l'amortissement de la valeur des actifs régulés procure au gestionnaire de réseau une capacité d'autofinancement supplémentaire pour faire face à l'ensemble des investissements nécessaires à la réalisation de ses missions ».*

Cette disposition devrait être abrogée dans la mesure où elle est inapplicable, aucune théorie financière n'incluant les amortissements dans la capacité d'autofinancement. La capacité d'autofinancement est en effet liée au résultat généré par le gestionnaire de réseau, hors charges non décaissées. La notion d'amortissement est définie par l'Avis CNC 2010/15 de la Commission des normes comptables qui précise que :

*« Les amortissements ont donc pour objet de répartir dans le temps la prise en charge du coût des investissements dont la durée de vie est limitée ».*

Il est à noter que le maintien de cette disposition malgré son inapplicabilité pourrait être source de débats juridiques inutiles. Dans le cadre d'un recours introduit contre la méthodologie tarifaire 2019-2023 (clôturé par un désistement), un GRD avait en effet soutenu que cette disposition n'était pas respectée en ce que le budget des charges nettes liées aux immobilisations des années 2020 à 2023 était fixé via l'application d'un facteur d'indexation (l'indice santé) qui serait trop faible pour réaliser les investissements nécessaires pour le développement des réseaux.

Ce maintien pourrait même être contradictoire à l'objectif d'accès de tous au réseau si cette disposition venait à être interprétée comme permettant au gestionnaire de réseau de distribution de procéder à une réévaluation ses actifs régulés, ce qui conduirait l'utilisateur de réseau à financer une seconde fois les actifs du réseau.

### 2.3.2. Article 4, § 2, 12°

Actuellement, l'article 4, § 2, 12°, du décret tarifaire dispose que :

*« les charges financières liées à un financement externe, pour autant qu'elles soient conformes aux bonnes pratiques des marchés, sont répercutées dans les tarifs ».*

Cette disposition devrait être abrogée dans la mesure où elle a été interprétée par un GRD, dans le cadre d'un recours introduit contre la méthodologie tarifaire 2019-2023 (clôturé par un désistement), comme imposant à la CWaPE d'inclure les *embedded costs* dans le revenu autorisé et comme lui interdisant de fixer la rémunération équitable du GRD en se référant à la formule du coût moyen pondéré du capital (CMPC), qui est la moyenne pondérée du coût des fonds propres et du coût des dettes (approche très communément répandue en Europe), ce qui risque d'entraîner un coût plus élevé pour le consommateur.

L'abrogation de cette disposition permettrait d'éviter qu'une telle interprétation, contraire à l'indépendance de la CWaPE garantie par les directives, ne soit à nouveau opposée à la CWaPE dans le cadre de la future méthodologie tarifaire et source d'incertitude pour la viabilité de la méthodologie tarifaire.

### 2.3.3. Article 4, § 2, 18°

La CWaPE propose de modifier l'article 4, § 2, 18°, en y ajoutant le passage suivant (souligné) afin de préciser que l'interdiction de subsidiation croisée vaut aussi bien entre activités régulées et non régulées, qu'entre activités régulées (gaz et électricité) :

*« 18° la subsidiation croisée entre les activités régulées gaz et électricité et ou entre activités régulées et non régulées est interdite ».*

Cette interdiction est dans les faits déjà appliquée par le régulateur. Cette modification vise à aligner la législation sur la pratique régulatoire.

### 2.3.4. Article 4, § 2, 20°

La CWaPE propose de modifier l'article 4, § 2, 20°, comme suit (souligné) :

*« 20° la méthodologie tarifaire les tarifs visent à offrir un juste équilibre entre la qualité des services prestés et les prix supportés par les clients finals ».*

\* \*  
\*