

par mail :  
[tarification@cwape.be](mailto:tarification@cwape.be)  
[consultation@cwape.be](mailto:consultation@cwape.be)

## Projet de méthodologie tarifaire 2024-2028 : consultation publique

### Réaction de la FEBEG

#### Modalités de la consultation publique :

- **Le 31 mai 2022** : la CWaPE présente le projet de méthodologie soumis à concertation ;
- **Le 1<sup>er</sup> juin 2022** : la CWaPE publie sur son site internet le projet de méthodologie soumis à concertation et la documentation afférente ;
- **Le 27 juin 2022** : audition publique des acteurs de marché. Au cours de cette audition, les acteurs de marché auront l'opportunité de présenter oralement leurs remarques concernant le projet de méthodologie tarifaire ;
- **Le 31 août 2022** : les acteurs de marché envoient à la CWaPE leur avis écrit, à travers le présent formulaire, sur le projet de méthodologie tarifaire.

# TITRE I. GÉNÉRALITÉ

## POSITION GÉNÉRALE FEBEG SUR LE PROJET DE METHODOLOGIE TARIFAIRE

### 1. OBJECTIF GÉNÉRAL DU PROJET DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE

La FEBEG soutient totalement l'objectif général recherché par la CWaPE dans son projet méthodologie tarifaire 2024-2028, objectif repris dans le projet sous le leitmotiv : « *Des GRD **efficents** pour des **tarifs maîtrisés** et **favorables** à la **transition énergétique** ».*

Pour la FEBEG, il est cependant fondamental d'évaluer le projet de méthodologie tarifaire et donc son objectif dans une approche globale du système énergétique wallon, marqué par une interdépendance plus forte que jamais entre les acteurs, au regard de l'évolution sans précédent du système et de ses défis en termes de transition.

Dans cette vision, pour la FEBEG, l'objectif général global recherché ne pourra être atteint que si le projet de méthodologie tarifaire **concilie** les équilibres suivants :

- a) **Des GRD suffisamment armés financièrement** pour réaliser les investissements nécessaires à la transition énergétique.

Notamment et en particulier, les GRD doivent pouvoir disposer des moyens financiers suffisants pour permettre l'intégration de la production renouvelable requis par les objectifs climatiques et wallons dans des conditions qui favorisent et respectent les investissements des candidats producteurs, ainsi qu'assurer leur mission de gestion de données et de mise à disposition de ces données via des systèmes d'échange performants et immédiatement effectifs permettant aux fournisseurs de réaliser leurs propres missions de sourcing et de fourniture sans subir ou être dépendants d'impacts liés à la mission des GRD en matière de données.

En d'autres termes, une méthodologie qui permet aux GRD la réalisation de leurs plans d'investissement liés uniquement et strictement aux activités « cœur de métier » d'un GR :

- **La gestion, l'exploitation, l'entretien et le développement du réseau**, afin de garantir notamment le raccordement des installations dans des délais et coûts raisonnables/proportionnés et une injection de leur plein potentiel de production sans subir des limitations techniques systématiques (flexibilité technique) d'une part,
- **Une gestion qualitative des données et la correcte exécution des échanges des données relatives à l'utilisation du réseau par les URD (master data, données de mesure... ) et mises à disposition des acteurs commerciaux** d'autre part.

b) **Un strict respect des rôles de marché.**

Cette dimension est fondamentale pour la FEBEG dans une optique de maîtrise et transparence des coûts liés à la gestion des réseaux et à la réussite de la transition énergétique en Wallonie. Pour la FEBEG, **la méthodologie tarifaire ne peut en aucun cas mener directement ou indirectement, à court ou moyen terme, à modifier les principes de découplage (*unbundling*) entre activités régulées de réseau et activités commerciales.**

Pour rappel, le principe de séparation des activités des acteurs dans le marché de l'énergie doit être appliqué comme suit :

- d'une part, la gestion des infrastructures de transport et de distribution, considérées comme des monopoles naturels, qui sont des activités régulées exercées par des gestionnaires de réseaux est confiée comme mission de service public.
- d'autre part, les activités commerciales, comme la production et la fourniture d'énergie, qui sont dérégulées et ouvertes à la concurrence du marché.

Le but est de garantir un meilleur fonctionnement du marché en faveur des consommateurs en permettant une plus grande transparence du marché, une diversification des services et une baisse des prix.<sup>1</sup>

Ainsi, les gestionnaires de réseaux sont soumis à l'obligation d'unbundling. Ainsi, sont exclues du champ d'action des GRD, les activités commerciales qui peuvent être exercées par d'autres acteurs en concurrence sur le marché de l'énergie.

La FEBEG réfère à son analyse juridique détaillée sur cette thématique à l'annexe I du présent document.

Pour la FEBEG, il est fondamental que les capacités financières du GRD autorisées par la méthodologie et/ou découlant du modèle de tarification choisie (revenue cap) suite à la non réalisation d'investissements soient d'une part exclusivement et uniquement consacrées aux seules activités de base d'un GRD dans le cadre exclusif de leur missions de service public en conformité avec les principes européens: gestion, maintenance et exploitation du réseau et gestion qualitative des données et de leur mise à disposition, et évitent d'autre part tout risque potentiel ou effectif de subsidiation croisée entre activité régulée et non régulée.

Pour la FEBEG, une méthodologie tarifaire qui garantit le respect des rôles et fonctions est également une méthodologie favorable à la transition, en permettant d'optimiser la plus-value, notamment en termes d'innovations et d'initiatives, de chaque acteur dans le cadre de cette transition.

c) **Un coût maîtrisé pour le consommateur.**

Le poste « distribution » représentant une part non-négligeable de la facture finale), une attention toute particulière doit être apporté au coût supporté par l'URD en matière d'investissement et de coût de réseaux de distribution. La réussite de la transition énergétique passe par une adhésion et participation de tous les consommateurs, y compris par le caractère abordable du coût de la transition.

---

<sup>1</sup> *Considérants 1 à 6 de la Directive 2009/72/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.*

d) Qui tient compte des conséquences du principe de la cascade tarifaire en cas d'impayés qui sont supportées par les fournisseurs.

Le modèle de fourniture actuelle, appliqué depuis le début de la libéralisation, impose que le fournisseur intègre dans sa facturation au client final les tarifs de réseaux et reverse au GRD la totalité des sommes dues au titre de l'utilisation des réseaux, y compris les montants non recouverts auprès des clients finals.

Le niveau des tarifs de distribution impacte directement l'importance de la prise en charge d'une partie ceux-ci par le seul fournisseur. A titre illustratif, en 2020, la FEBEG estime que la part des irrécouvrables des fournisseurs provenant des coûts de distribution, et prise en charge par les fournisseurs donc, s'élevaient à +/- 14.000.000€, soit 1,3% du revenu autorisé des GRD (+/- 1 milliard.€) financé par les fournisseurs. Autrement dit, toute diminution de 100.000.000€ du revenu autorisé des GRD, permet de faire économiser 1.300.000€ annuellement aux fournisseurs.

Pour la FEBEG, ce modèle qui voit les impayés uniquement reportés sur le fournisseur n'est plus en phase avec les évolutions de marchés constatées depuis plus de 20 ans. La FEBEG maintient son soutien au principe de la cascade de facturation des coûts de réseaux, mais elle estime que lorsque ceux-ci doivent être passés en créances irrécouvrables chez le fournisseur, ils doivent être compensés financièrement.

## 2. PRINCIPE CENTRAL DE TRANSPARENCE

Pour la FEBEG, la conciliation de ces équilibres, et par là même, l'atteinte de l'objectif général, seront remplis via la stricte application de la notion de **transparence** :

- Transparence sur la façon dont les postes tarifaires sont comptabilisés et intégrés dans le revenu autorisé.
- Transparence sur les moyens nécessaires à la réalisation des plans d'investissement des GRD.
- Transparence dans la méthodologie tarifaire sur la façon dont ces moyens sont dédiés aux investissements.
- Transparence sur l'utilisation des revenus par les GRD.

## 3. POSITIONNEMENT ET DEMANDES FEBEG SUR LE PROJET DE MÉTHODOLOGIE

Au regard de ces précédents éléments (cfr. points 1 et 2) la FEBEG porte l'évaluation générale suivante sur le projet de méthodologie tarifaire 2024-2028.

### 1. Soutien FEBEG aux principales propositions émises par le projet.

Dans le cadre de l'objectif général d'une transition au moindre coût, vu les impacts tarifaires pour le fournisseur et compte tenu du besoin d'augmentation de la transparence, la FEBEG soutient les propositions majeures suivantes émises par le projet de méthodologie tarifaire de la CWaPE.

1. Seule la charge fiscale (impôt des sociétés) strictement applicable à la marge bénéficiaire équitable est un coût non contrôlable.

Sans aucunement remettre en question la légitimité du principe d'octroyer une rétribution en cas de bonne performance par exemple, la FEBEG estime que la charge fiscale appliquée à celle-ci ne doit pas être supportée par les usagers.

2. L'application d'un rendement applicable à la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation (sauf lorsque celle-ci provient de l'acquisition de nouveaux actifs).

Pour la FEBEG, l'application d'un rendement sur des plus-values de réévaluation s'écarte du principe de base d'une méthodologie tarifaire qui se doit de refléter des coûts uniquement. En effet, de telles plus-values ne correspondent ni à un coût pour le GRD, ni pour son actionnaire.

3. L'application d'un facteur d'efficacité individuel ( $X_i$ ) (et non plus commun) aux coûts contrôlables hors OSP y inclut les charges d'amortissement.

Ces différents points sont détaillés dans les commentaires par sujet présentés dans les points suivants.

## 2. Demandes complémentaires FEBEG

En outre, la FEBEG estime que le projet de méthodologie tarifaire devrait être complété par les mesures suivantes :

1. Que les revenus dégagés par le modèle tarifaire appliqué (revenue cap), se matérialisant par des bonus :
  - Soient exclusivement et uniquement utilisés pour procéder à des investissements dans les activités cœur de métier du GRD sous strict contrôle du régulateur: gestion, exploitation, développement du réseau et gestion et système d'échange des données relatives à l'utilisation du réseau par les URD (master data, données de mesure), en évitant toute subsidiation croisée.
  - Soient limités à un certain seuil défini par le régulateur au-delà duquel ils sont intégralement restitués aux URD.

Pour la FEBEG, il n'est pas anormal que des montants financés par les usagers, qui seraient dégagés à partir d'un certain seuil défini par le régulateur, retournent directement vers ceux-ci, en déduction des futurs coûts d'utilisation du réseau pour ceux-ci. Un tel principe s'applique sur les coûts non contrôlables, et est par ailleurs d'application sur les coûts gérables en Région de Bruxelles-Capitale.

- Sans nuire à la capacité d'investissement des GRD.

La FEBEG rappelle soutenir l'octroi d'un financement suffisant aux GRD wallons pour leur permettre de faire face aux évolutions macro-économiques du secteur dans le cadre de la transition. A cet effet et en particulier, si le scénario d'évolution du coût de ces évolutions (facteurs d'évolution des coûts et charges nettes contrôlables additionnelles) retenu par la CWaPE s'avère insuffisant pour la réalisation des plans d'investissements des GRD, la FEBEG plaide pour une réévaluation de ce scénario sur base d'une démonstration transparente des GRD sur leurs besoins, et une adaptation en conséquence du poste tarifaire dédiée « charges nettes contrôlables additionnelles ».

Par ailleurs, la FEBEG est favorable à ce qu'en cours de période tarifaire, le niveau d'investissement puisse être réévalué pour faire face à toute évolution difficilement prévisible, notamment le risque de report d'investissements pour des raisons de pénurie de matériaux.

## 2. Intègre des indicateurs de performance et un monitoring GRD

Pour la FEBEG, il est essentiel et sain que les différentes activités et missions du GRD, par ailleurs rétribuées par la méthodologie tarifaire, puissent faire l'objet d'un monitoring précis sur la base d'indicateurs de performance. Que ce soit en matière d'indicateur de qualité quant à l'intégration des productions décentralisées et des nouveaux usages dans le réseau, ou en matière de qualité de données, la FEBEG plaide pour que de tels indicateurs puissent être directement intégrés dans la méthodologie tarifaire, et que leur définition en concertation et mise en œuvre sous l'égide de la CWaPE, puissent débiter sans attendre la méthodologie 2028. Il revient à la CWaPE de déterminer dès que possible les incitants et/ou éventuelles sanctions après définition de ces indicateurs et des seuils à atteindre dans les prochaines années.

La FEBEG estime que les indicateurs suivants sont de nature à apporter une mesure et des garanties pertinentes sur des missions particulièrement centrales assignées aux GRD pour la réussite de la transition.

- Production décentralisée
  - Délais de raccordement
  - Capacités octroyées et flexibilité
  - Taux d'injection
- Qualité des données
  - Qualité des données d'allocation prévisionnelle :
  - Respect des délais d'envoi des données d'Atrias aux fournisseurs
  - Qualité des données du gridfee
  - Master data relatifs à la production décentralisée

Un descriptif plus précis de ces propositions d'indicateurs est présenté dans les commentaires particuliers ci-dessous.

3. Considérer les impayés réseaux comme des charges non contrôlables

La FEBEG demande que le projet de méthodologie tarifaire permette d'explicitement considérer comme non-contrôlables les impayés réseaux supportés par les fournisseurs, afin d'ouvrir la porte à une évolution du cadre légal sur le sujet. La perception des impayés étant effectuée par le fournisseur, le gestionnaire de réseau n'a pas de contrôle sur cette partie. Le fournisseur a quant à lui un incitant structurel à récupérer ces montants car il doit en même temps récupérer la partie énergie. La perception des impayés fait donc par définition l'objet d'une procédure attentive.

## TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ

Chapitre	Section	Article	Remarque ou question	Proposition ou nouvelle formulation
1	2	12	<p>La FEBEG soutient le projet de méthodologie dans le fait de ne considérer que la charge fiscale applicable à la MBE comme non contrôlable et de plafonner celle-ci à la charge fiscale effectivement due lorsque cette dernière est inférieure.</p> <p>En effet, lorsqu'une charge fiscale est générée par un bonus, ce bonus venant principalement de réduction de coûts contrôlables pour le GRD, ce dernier devrait également en supporter la charge fiscale y relative, puisque cette charge fiscale est par définition influencées par des facteurs endogènes sous influence direct du GRD.</p>	
1	2	12	<p>La FEBEG est d'avis que la méthodologie tarifaire devrait laisser la possibilité à la CWaPE de qualifier des charges futures comme non contrôlables en cours de période régulatoire, lorsque par exemple des changements législatifs ou de procédures de marché requièrent une intervention du GRD</p>	

			comme facilitateur de marché (ex: fournisseur de substitution ou évolution sur la question des impayés réseaux).	
1	3	14-16	<p><u>Traitement de la plus-value de réévaluation</u></p> <p>La FEBEG soutient le principe avancé par la CWaPE selon lequel les actifs relatifs à la plus-value de réévaluation ne doivent pas faire l'objet d'une rémunération du capital (sauf en cas d'acquisition de nouveaux actifs, pour la part d'actifs nouvellement acquis).</p> <p>En effet, comme le souligne la CWaPE dans la motivation de son projet de méthodologie<sup>2</sup>, cette plus-value n'a pas fait l'objet d'un investissement proprement dit, elle ne représente donc pas une charge pour le GRD, il n'y a donc pas lieu d'intégrer un tel coût dans les tarifs puisque celui-ci n'existe pas pour le GRD. Le GRD n'a donc pas besoin d'un revenu qui découlerait d'un financement de cette plus-value pour financer l'exercice de ses missions (décret tarifaire art 4 §2 2°), et en n'intégrant plus celui-ci dans les tarifs la CWaPE s'assure que le GRD est financé de la manière la plus avantageuse par rapport aux coûts (décret tarifaire art 4 §2 2°) ou encore au meilleur coût pour les clients (décret tarifaire art 4 §2 27°).</p> <p>Ce faisant, la CWaPE ne touche pas à la valeur même des actifs régulés et maintient par rapport à ceux-ci la cohérence par rapport aux périodes réglementaires antérieures.</p>	
1	3	27	Nous sommes totalement d'accord avec le maintien de cet article qui est la conséquence directe de l'application d'un CMPC nominal	
1	3	28	La FEBEG soutient l'utilisation du CMPC dans le calcul de la marge bénéficiaire équitable.	

<sup>2</sup> CWaPE (2022), ANNEXE I de la décision CD-22e27-CWaPE-0656 relative à la motivation du projet de méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz actifs en Région wallonne pour la période réglementaire 2024-2028, pp10-13.



1	4	32	<p><u>Concernant la production renouvelable</u></p> <p>Nous regrettons que la CWaPE n’ait pas retenu d’indicateur de qualité quant à l’intégration des productions décentralisées dans le réseau. La CWaPE justifie l’abandon de tels indicateurs par un cadre législatif changeant, mais ce faisant elle abandonne tout indicateur de qualité, et donc d’incitant à la qualité pour les GRD wallons, jusqu’en 2028 inclus.</p> <p>L’intégration, en nombre et de manière qualitative, des unités de production d’électricité à base d’énergies renouvelables dans les réseaux est pour la FEBEG un objectif primordial pour la réussite des objectifs climatiques de la Région, pour la viabilité et pour le maintien d’une saine dynamique d’investissement dans cette filière. Pour ces raisons, la FEBEG plaide pour néanmoins prévoir dans la méthodologie tarifaire 2024-2028 le principe de tels indicateurs. De cette manière, la CWaPE pourrait, le cas échéant, mettre en œuvre ces éventuels indicateurs de performance sans devoir procéder à une modification de la méthodologie en cours de période, voire, à tout le moins, commencer un monitoring des données durant la période 2024-2028 pour aboutir à un indicateur incitatif au début de la prochaine période régulatoire.</p> <p>Deux types d’indicateurs sont ici visés par la FEBEG :</p> <p>Le premier type concerne les délais de raccordement. Il conviendrait donc, selon la FEBEG, de dédoubler l’indicateur « délais de service », relatifs aux délais de raccordements, d’offres et études qui sera établi pour le 2<sup>e</sup> semestre 2027, pour créer un indicateur relatif aux demandes de prélèvement et un indicateur relatif aux demandes d’injection, et d’accorder une pondération équivalente à l’incitant financier pour ces deux indicateurs. A défaut, la FEBEG craint que les performances des GRD wallons quant aux demandes de raccordements des unités de production ne soient « noyées »</p>	
---	---	----	---	--

		<p>dans la masse des demandes relatives aux demandes de raccordement en prélèvement.</p> <p>Le deuxième type d'indicateurs concerne le taux d'injection des unités de production sur le réseau. De plus en plus d'unités de production en MT sont raccordées avec une capacité flexible, et cette flexibilité tend à être de plus en plus utilisée par le GRD. En BT, pour le photovoltaïque de basse puissance, il semblerait également que de plus en plus d'onduleurs décrochent en journée, ce qui revient également pour le GRD à utiliser la flexibilité de ces producteurs, pour éviter un investissement dans le réseau, et cela au détriment de la quantité d'énergie renouvelable produite en Région wallonne. Le FEBEG soutient la logique d'un arbitrage intelligent du GRD entre d'un côté l'activation de la flexibilité du producteur, qui rappelons-le représente une certaine valeur et donc devrait également être rémunérée, et de l'autre des investissements dans le réseau pour accueillir pleinement cette production. Cependant les risques de dérives sont nombreux dans le chef du GRD, surtout lorsque cette flexibilité est offerte gratuitement par les producteurs, mais également dans le contexte d'une régulation tarifaire incitant le GRD à la maîtrise de ses coûts. Dès lors, la FEBEG plaide fortement pour la mise en œuvre de deux indicateurs relatifs à la production décentralisée.</p> <p>Un premier indicateur relatif à la quantité d'énergie non produite en MT, suite à la décision du GRD de brider la capacité d'injection des unités de production, tant en chiffre absolu (MWh non produit) qu'en chiffre relatif par rapport à l'ensemble du productible sur le GRD (% d'énergie non produite par rapport à l'énergie totale produite). Un deuxième indicateur visant la même information, mais en BT, avec l'énergie non produite suite à un décrochage de l'onduleur.</p> <p>Certes, l'énergie non produite résulte d'un calcul et non d'une mesure, mais ces méthodes de calcul existent aujourd'hui en</p>	
--	--	---	--

		<p>Région wallonne. Également, l'indicateur en BT devra être construit en fonction des données disponibles, et donc en fonction du déploiement des compteurs communicants chez les prosumers. Cependant il nous semble réaliste et statistiquement correct d'extrapoler les données des prosumers disposant de compteurs communicants à l'ensemble des prosumers wallons qui ne disposeraient pas de ces compteurs, dans l'attente d'un déploiement plus généralisé.</p> <p>Enfin, ces deux indicateurs relatifs au taux d'injection pourraient dans un premier temps être monitorés, avant de conduire à la fixation d'un objectif incitatif à terme. La mise en œuvre de ce monitoring à court terme est essentielle aux yeux de la FEBEG.</p> <p>Concernant la qualité des données (data quality)</p> <p>En plus d'un indicateur relatif au taux de rectification, la FEBEG plaide pour l'introduction d'autres indicateurs relatifs au data quality :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Qualité des données d'allocation prévisionnelle : Mesurer la moyenne des pourcentages d'erreur par unité de temps entre les données de l'allocation prévisionnelle et les données de l'allocation définitive et fixer un maximum à ne pas dépasser</li> <li>- Respect des délais d'envoi des données d'Atrias aux fournisseurs Mesurer le nombre d'envois de données qui n'ont pas été exécutées dans les temps, conformément aux délais du MIG6 et fixer un maximum</li> <li>- Qualité des données du gridfee : Mesurer le nombre de rectification des données du gridfee et fixer un maximum</li> </ul>	
--	--	--	--

			<ul style="list-style-type: none"> <li>- Master data relatif à la production décentralisée Mesurer les délais d'encodage des dossiers de déclaration d'unités de production décentralisée (principalement le photovoltaïque de basse puissance), entre le moment où le dossier est introduit chez le GRD jusqu'à l'envoi au fournisseur des Master data mis à jour pour le point d'accès concerner et fixer une durée maximum.</li> </ul>	
2	1	41	La FEBEG soutient l'approche de la CWaPE de prévoir un facteur de productivité individuel par GRD reposant sur une analyse robuste et détaillée de celui-ci . Un facteur global ne serait pas juste au regard des différences d'efficience observées entre GRD wallons.	
2	2	45	<p>La FEBEG soutient totalement le principe selon lequel il faut maintenir un financement suffisant des GRD wallons pour leur permettre de faire face aux évolutions macro-économiques du secteur: le développement de la mobilité électrique, des pompes à chaleur, du stockage, l'évolution des usages traditionnels de l'électricité, l'efficacité énergétique, les outils de flexibilité, le développement des productions décentralisées, le développement des compteurs communicants, le développement des communautés d'énergie renouvelables, la multiplication des données etc.</p> <p>Si ce scénario d'évolution de ces coûts retenu par la CWaPE, s'avère insuffisant pour la réalisation des plans d'investissements des GRD, la FEBEG plaide pour une réévaluation de ce scénario sur base d'une démonstration transparente des GRD sur leurs besoins, et une adaptation en conséquence. La Febeg plaide également pour un suivi évolutif des prévisions d'investissement et des investissements réalisés afin de permettre une réévaluation en cours de</p>	

			période tarifaire si cela s'avère nécessaire au vu des évolutions contextuelles et conjoncturelles difficilement prévisibles.	
--	--	--	---	--

### TITRE III. LA FIXATION ET LE CONTRÔLE DES TARIFS DE DISTRIBUTION

Chapitre	Section	Article	Remarque ou question	Proposition ou nouvelle formulation
1	1	65	<p>« Les tarifs périodiques de distribution ne peuvent pas avoir d'effet rétroactif et leur entrée en vigueur tient compte d'un délai de mise en œuvre raisonnable pour les fournisseurs. »</p> <p>La FEBEG soutient totalement les principes exposés dans cet article. Concernant le délai de mise en œuvre raisonnable, elle souhaite néanmoins suggérer des délais plus précis, et différents selon les cas.</p> <p>La FEBEG propose d'insérer explicitement dans la méthodologie que lorsque le changement concerne uniquement la valeur des tarifs, le délai raisonnable de mise en œuvre est de minimum 1 mois. Dans tous les autres cas, à savoir lorsque le changement concerne des adaptations notamment de la structure des tarifs ou de la grille tarifaire, des principes tarifaires applicables, des catégories tarifaires ou des catégories d'utilisateur du réseau sur lesquels s'appliquent les différents tarifs,...), la méthodologie devrait explicitement spécifier que le délai raisonnable de mise en œuvre est de minimum 6 mois. Enfin, afin d'offrir la souplesse nécessaire à des changements urgents, la méthodologie pourrait prévoir une procédure d'exception à ces délais, avec un encadrement strict et une phase de concertation avec les acteurs concernés.</p>	
1	2	70 §3	<p>La FEBEG plaide a priori pour que la mesure de la pointe mesurée ne s'applique qu'à un certain nombre d'heures (de pointe) prédéfinies, principalement en hiver, ceci afin de ne pas perturber la participation de ces clients au marché de la flexibilité.</p> <p>Dans une même logique, le renforcement du poids de la pointe mensuelle à 50% par rapport à la pointe annuelle, ne favorisera pas la commercialisation de la flexibilité de ces clients. La FEBEG plaide</p>	

			<p>donc pour diminuer le poids relatif de cette pointe mensuelle et maintenir le poids de 25% de la période 2019-2023.</p> <p>La FEBEG regrette enfin que la tarification de cette catégorie de client n'ait pas été analysée plus en détail en vue de rencontrer les objectifs de la transition énergétique</p>	
1	2	70 §3	<p>La FEBEG est très réservée quant à un terme capacitaire en régime de comptage R3 pour les URD dont la puissance de raccordement est inférieure ou égale à 56 kVA.</p> <p>Les tensions tarifaires devraient selon nous suffire à encourager les comportements vertueux durant ces heures du soir (la tension étant de 5)</p> <p>Par contre, il nous semble que la durée sur laquelle s'applique ce tarif (5h) et le coût important risque de décourager les investissements dans les pompes à chaleur (car il faudrait couper la pompe à chaleur durant 5h d'affilée) et décourager l'électrification des usages en général</p> <p>En outre, il nous semble également que ce tarif capacitaire assez onéreux risque de décourager le choix des URD pour un régime R3, par peur de l'inconnu ou des mauvaises surprises sur leur facture, mais également aussi fortement impacter certains types de PME qui n'ont pas suffisamment de flexibilité, comme par exemple l'HoReCa. A cet égard, il serait utile d'avoir une estimation de la taille de marché des clients potentiellement concernés par ce terme tarifaire ainsi qu'une vue évolutive de ce public cible.</p> <p>Enfin, cette composante capacitaire complexifie la compréhension des tarifs pour les clients finals en basse tension, ce qui semble aller à l'encontre des bonnes pratiques en matière de tarification concernant la simplicité et la lisibilité des tarifs. Une telle composante capacitaire pourrait être prévue dans un deuxième temps, si la CWaPE ou les GRD constatent que les tensions tarifaires, après éventuellement avoir été augmentées, ne devaient pas permettre de déplacer suffisamment de charges en dehors de ces heures du soir.</p>	

			<p>Une analyse préalable de l'expérience tirée de l'introduction des tarifs capacitaires en Flandre pourrait à cet égard être source d'enseignement pour la Wallonie.</p>	
1	2	73-76	<p>La FEBEG prend acte de l'élargissement de 2 à 4 plages horaires et salue les analyses exposées dans la motivation du projet de méthodologie, notamment des courbes de charges, des courbes de prix et des impacts sur des consommateurs d'électricités type. La FEBEG ne peut que constater que les réflexions de la CWaPE en la matière sont basées sur des analyses approfondies et détaillées permettant aux acteurs du marché de suivre le raisonnement et d'estimer les impacts attendus sur les consommateurs concernés.</p> <p>La réintroduction d'une différence entre les heures creuses et les heures pleines durant les jours de weekend est accueillie favorablement (avec le souhait que les autres régions puissent s'inscrire dans cette logique également – voir ci-après).</p> <p>La Febeg salue également et accueille très favorablement la volonté de la CWaPE d'agir sur les tarifs afin d'inciter les comportements vertueux des consommateurs et ainsi de limiter les investissements dans les réseaux.</p> <p>La FEBEG souhaite cependant attirer l'attention de la CWaPE sur différents points concernant le régime à 4 plages tarifaires :</p> <p>- L'importance de la concordance des signaux tarifaires</p> <p>La CWaPE souhaite à juste titre s'inscrire dans la recommandation du CEER selon laquelle « les tarifs de distribution ne peuvent constituer une barrière aux offres de marché innovantes qui apportent de la valeur ajoutée ou réduisent les coûts des consommateurs, comme les offres liées à la flexibilité ou à l'efficacité énergétique ». A ce propos, les tensions tarifaires entre les heures solaires et les heures de nuit proposées par la CWaPE ne semblent pas respecter les actuels signaux prix du marché. De même, le maintien d'un tarif d'exclusif de nuit, à une tension de 1,5,</p>	



			<p>semble difficilement compatible avec une tarification à 4 plages horaires où ce tarif pourrait paraître désavantageux par rapport aux heures solaires.</p> <p>Par ailleurs, à l’horizon de la période tarifaire 2024-2028, il est probable qu’une partie des clients wallons BT, en particulier ceux qui ont les capacités de déplacer leurs charges, auront choisi des tarifs dynamiques ou seront engagés dans des contrats de flexibilité commerciale. Or il ne semble pas suffisamment établi que les plages tarifaires proposées permettent réellement d’assurer cette concordance avec les signaux tarifaires résultant des offres commerciales, en particulier les contrats à tarification dynamique ou encore les offres liées au marché de la flexibilité.</p> <p>- L’impact d’une tarification à 4 plages horaires sur les prosumers, sur les opérations de partage d’énergie et sur les communautés d’énergie</p> <p>La Febeg remercie la CWaPE pour les nombreuses simulations effectuées permettant d’estimer les impacts différenciés du recours à 4 plages horaire ou à 2 plages horaires par rapport à une tarification mono-horaire, y compris en cas de déplacement de charge. Toutefois, le marché de demain est appelé à compter un nombre croissant de prosumers et le développement des opérations de partage d’énergie et des communautés d’énergie est souhaité par les autorités et rendu possible par le cadre légal. La Febeg souhaiterait dès lors pouvoir obtenir une simulation ou un monitoring de l’impact de l’application des différents modes de tarification (4 plages, 2 plages, mono-horaire) sur ces utilisateurs spécifiques préalablement à toute décision définitive, notamment concernant les tensions tarifaires.</p>	
--	--	--	--	--

		<p>- La hauteur de l'incitant au regard des coûts d'implémentation et des obstacles au recours à une tarification à 4 plages horaires</p> <p>La FEBEG constate que la tarification à 4 plages horaires ne s'appliquera qu'à une partie seulement des détenteurs de compteurs communicants. Or, ces deniers restent à ce jour très peu nombreux en Région wallonne, donc les gains potentiels restent très limités au regard des coûts d'implémentations très important.</p> <p>De plus, selon les simulations fournies, à profil de consommation inchangé, le gain à tirer d'un passage à 4 plages horaires plutôt que 2 sont relativement limités. L'absence d'une politique de placement systématique des compteurs intelligents couplée à la faiblesse de l'incitant du passage à 4 plages horaires favorisent fortement l'inertie du consommateur, ce qui renforce encore le rapport négatif entre le gain attendu de la mesure par rapport à son coût d'implémentation.</p> <p>Par ailleurs, il semblerait qu'en régime R1 les compteurs communicants actuels ne permettent l'enregistrement des consommations que sur deux registres (et non 4), quel sera donc l'impact de cette tarification à 4 plages horaires sur ces compteurs et sur les implémentations IT à venir du marché?</p> <p>- Les délais d'implémentation de ce type de modification structurelle disruptive</p> <p>Pour que le marché fonctionne de manière optimale, les acteurs commerciaux, dont les fournisseurs, devront adapter leurs produits et services aux nouvelles règles. Ceci requiert des analyses, une créativité et un temps de développement qui ne peuvent être assurés dans les délais de mise en œuvre proposés par la CWaPE.</p>	
--	--	--	--

			<p>De plus, dans un souci d'efficience quant à la mise en œuvre de cette tarification, la mise en place de 4 plages horaires va représenter un temps et un coût d'implémentation conséquent pour les fournisseurs et les gestionnaires de réseaux, ce qui renvoient autant à la question de l'opportunité d'un calendrier serré au regard des gains attendus de la mesure.</p> <p>- Le manque de visibilité et l'incertitude sur les gains attendus</p> <p>L'introduction d'un régime à 4 plages horaires est motivée par la volonté d'optimiser l'utilisation des réseaux afin de minimiser les investissements nécessaires en renforcement de capacité. La Febeg soutient pleinement cet objectif louable. Néanmoins les interrogations soulevées ci-dessous quant à la taille du marché, au risque d'inertie des consommateurs, aux risques de signaux contradictoires et aux obstacles au recours à ce mode de tarification conduisent à s'interroger sur la hauteur et la réalité des économies d'investissement attendues. Partant, la réponse qui sera apportée par l'utilisateur final (va-t-il opter pour ce mode de tarification ? va-t-il ensuite adopter des comportements vertueux de consommation et de quelles ampleurs ?) ainsi que les gains potentiels en matière d'investissements évités dans le réseau par cette tarification restent encore flous à ce jour.</p> <p>La FEBEG plaide dès lors pour le report de quelques années de l'implémentation d'un régime de tarification à 4 plages horaires en basse tension de manière et pour la réalisation, avant toute décision définitive en la matière, des chantiers suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La réalisation préalable de projets pilotes (sur pied de l'article 27 du décret électricité par exemple) et/ou des analyses utiles (ou remettre à jour des analyses réalisées notamment durant l'étude REDI et GAD) permettant de s'assurer que les bénéfices économiques sociétaux d'une telle tarification justifient bien les coûts qui seront</li> </ul>	
--	--	--	--	--

			<p>supportés par le marché. Cette demande d'analyse des bénéfiques par rapport aux coûts semble par ailleurs cohérente avec l'objectif tarifaire poursuivi par la CWaPE de réaliser la transition énergétique à moindre coût.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- L'étude de l'impact et de l'opportunité de l'introduction d'un régime à 4 plages tarifaires sur les prosumers, les opérations de partage d'énergie et les communautés d'énergie. Cette étude pourrait être réalisée par la simulation en temps réel d'un tel régime tarifaire durant une année complète. Sur cette base, l'opportunité de l'introduction d'une obligation de recourir à ce type de tarification pour ce public cible devrait également être analysée.</li> </ul> <p>Plus de concertation et une plus grande harmonisation des tarifs design entre les régions. La région flamande et la région wallonne sont confrontées aux mêmes défis quant à l'évolution des charges et des injections sur les réseaux, or les solutions apportées par la tarification sont radicalement différentes. Outre des coûts pour les fournisseurs, ces deux tarifs design régionaux vont conduire à des offres commerciales très différentes d'une région à l'autre. Cette évolution se fera au détriment des consommateurs, du fait de taille de marché extrêmement réduites ne permettant ni économie d'échelle ni échange d'expertise. Il est probable qu'un design de tarification unique ne puisse pas être trouvé entre les régions, du fait de politique et de référentiel différents. Par contre, à tout le moins, la FEBEG est fortement favorable à harmoniser ce qui peut l'être. Ainsi la définition des jours et des heures qui composent les plages horaires pourrait être un terrain d'entente entre régulateurs en y consacrant le temps et l'attention nécessaires. Les débats actuellement en cours sur la date d'entrée en vigueur de la tarification capacitaire en Flandre, mais également les réflexions de Brugel quant au futur tarif design en RBC, sont autant d'opportunités d'essayer de rapprocher les points de vue entre régulateurs à moyen terme. La FEBEG plaide également, après l'entrée en vigueur de cette nouvelle tarification, pour la mise en place par la CWaPE d'un simulateur tarifaire comme outil d'aide à la décision pour l'utilisateur</p>	
--	--	--	---	--

			de réseau dans son choix de basculer de la tarification en R1 vers la tarification en R3. Un tel simulateur pourrait être proposé par les fournisseurs mais ces derniers ne disposent pas des données de consommation pour ce faire.	
1	2	75	<p>« La demande de dérogation peut porter sur une zone géographique spécifique et restreinte du territoire du GRD, comme, par exemple, une zone desservie par une ou plusieurs cabines de transformation, une ou plusieurs communes. Toute demande de dérogation doit être dûment justifiée, techniquement et économiquement, et doit veiller au respect des principes de simplicité et de cohérence des grilles tarifaires. »</p> <p>Nous nous interrogeons sur la complexité de la mise en œuvre d'une telle mesure, principalement au niveau de l'information vers les différentes parties prenantes - il n'y a a priori pas d'impact au niveau de la facturation - de ces plages horaires exceptionnelles au regard des gains possibles pour le réseau, mais cela pourrait donner des signaux prix contradictoires entre les tarifs de distribution et la commodity, surtout lorsque le client est en régime de comptage R3 (facturation quart-horaire dynamique par le fournisseur ne correspondant pas aux plages horaires du GRD). Par ailleurs, est-ce bien conforme avec l'art4 §2 7° du décret tarifaire « les différents tarifs sont uniformes sur le territoire du gestionnaire de réseau de distribution » ?</p>	
1	2	76	Typo : lire 75 plutôt que 755	
1	2	83	La FEBEG émet des réserves quant à la tarification envisagée par la CWaPE en matière de stockage. En effet, seul le tarif d'injection est exonéré pour le stockage, pas le tarif de prélèvement. Ceci est selon nous contraire à l'art 4 §2 25° de décret tarifaire (ou à l'article 15, §5 b) de la directive 2019/944, qui est très similaire) : «25° la méthodologie tarifaire évite que les installations de stockage ne soient soumises à une double redevance pour l'électricité stockée qui reste dans leurs locaux ou lorsqu'ils fournissent des services de flexibilité aux gestionnaires de réseaux; ».	

			<p>En effet, lorsque l'installation de stockage fournit un service de flexibilité, il nous semble que l'énergie réinjectée dans le réseau et qui est prélevée par un autre URD sera à nouveau soumise aux tarifs de prélèvement chez cet autre URD. Il y a donc une double redevance réseau qui est appliquée.</p> <p>La FEBEG plaide pour une exonération du coût tant pour le tarif d'injection que pour le tarif de prélèvement.</p> <p>Pour rappel, au niveau fédéral, la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport pour la période régulatoire 2024-2027 exonère des tarifs de transport, à l'exception des tarifs de raccordement (<a href="http://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Others/Z1109-11FR.pdf">www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Others/Z1109-11FR.pdf</a> / Article 4 §9). Il y a dès lors une différence notable entre les réseaux. Cette différence est au détriment des réseaux de distribution wallons et freine les investissements nécessaires pour assurer la flexibilité du système électrique dans le cadre de la transition énergétique.</p>	
1	3	96	<p>La FEBEG soutient le principe de dégressivité du tarif d'injection de gaz sur les réseaux. Dans l'intérêt de toutes les parties quant à la gestion de la cabine, la FEBEG plaide également pour le maintien d'un prix plafond comme c'est le cas actuellement pour les tarifs 2022-2023. Ce prix plafond pouvant être fixé suite au benchmark réalisé avec les tarifs applicables à des installations similaires avec les pays/régions voisins.</p> <p>La FEBEG plaide enfin pour formaliser ce principe de benchmark et de concertation avec les acteurs dans la méthodologie, et d'ajouter un article pour l'injection gaz, similaire à l'article 86 applicable pour l'électricité, et ce conformément à l'article 4 §2 16° du décret tarifaire.</p>	
2		101-103	<p>La FEBEG plaide avec insistance pour que la méthodologie spécifie explicitement que les tarifs non-périodiques applicables aux unités de production d'électricité et de gaz, à savoir principalement les tarifs</p>	

			de raccordement de ces unités, fasse l'objet d'un benchmark et d'une concertation avec les acteurs, conformément à l'article 4 §2 16° du décret tarifaire.	
2		107	<p>La méthodologie tarifaire prévoit un changement gratuit par an de régime de comptage (de R1 vers R3 ou vice versa).</p> <p>Ce principe appelle les questions suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Sur quelle base seront tarifés les changements suivants ?</li> <li>- Est-ce que cette gratuité s'applique également pour le premier changement de régime de comptage après un switch de fournisseur, ou après un déménagement (indépendant d'un éventuel changement de régime de comptage sur ce point d'accès plus tôt dans l'année) ?</li> </ul>	
4	1-2	110-111	<p>La procédure d'approbation des tarifs périodiques et non-périodiques de distribution devrait prévoir explicitement une phase de concertation avec l'ensemble des acteurs, au sujet des tarifs applicables aux unités de production, conformément à l'article 4 §2 16° du décret tarifaire.</p> <p>Cette concertation, qui inclut un benchmark pour chaque type de tarif, devrait se faire tant pour les tarifs d'électricité et de gaz, comme cela fut le cas pour la période 2019-2023, mais également pour les tarifs périodiques et non-périodiques.</p> <p>La FEBEG plaide pour qu'un benchmark et une concertation relatifs aux tarifs non-périodiques applicables aux unités de production soient réalisés par les GRD wallons avant toute approbation tarifaire par la CWaPE.</p>	

## TITRE IV. LE CALCUL ET LE CONTRÔLE DES ÉCARTS ENTRE LE BUDGET ET LA RÉALITÉ

Chapitre	Section	Article	Remarque ou question	Proposition ou nouvelle formulation
1	1	125	<p>La FEBEG soutient la possibilité pour le GRD de pouvoir restituer totalement ou partiellement son bonus au URD. L'article gagnerait en flexibilité si le GRD pouvait également prendre cette décision plusieurs années (maximum 3 ou 4 années) après la décision de la CWaPE relative à l'exercice concerné, ceci afin de rassurer le GRD quant à la compensation d'éventuels malus qui surviendraient par la suite.</p> <p>En outre, la FEBEG soutient le principe que le bonus du GRD soit plafonné au terme d'une période tarifaire ou à un moment défini par le régulateur à un certain montant ou pourcentage du plafond de coûts contrôlables défini par le régulateur, au-delà duquel, le bonus serait restitué aux URD. En effet, pour la FEBEG, le bonus doit constituer un incitant dans le chef du GRD à l'efficacité sur ses coûts contrôlables, et non être une source de revenu en soi. Ce principe de restitution partielle – au-delà d'un plafond à définir – contribue par ailleurs également à l'objectif de moindre coût pour l'URD.</p>	
1	1	127-131	<p>Nous soutenons l'introduction d'indicateurs de qualité et d'incitants à la qualité dans le chef des GRD.</p> <p>Nous pensons cependant qu'il est possible d'inciter les GRD à la qualité sans pour autant impacter le prix globalement supporté par l'ensemble des URD, ceci toujours dans la poursuite d'un objectif de moindre coût pour l'URD.</p>	



## TITRE V. LA FIXATION DES TARIFS DE REFACTURATION DES CHARGES D'UTILISATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT

Chapitre	Section	Article	Remarque ou question	Proposition ou nouvelle formulation
2	1	161	La FEBEG accueille favorablement le fait que les périodes de validité des tarifs de transport coïncident de nouveau par défaut avec les périodes de validité des tarifs de distribution, à savoir du 1 <sup>er</sup> janvier au 31 décembre, pour autant que les délais raisonnables de mise en œuvre et d'implémentation de ces tarifs soient respectés et qu'il n'y ait pas de rétroactivité.	

## TITRE VI. LES RÈGLES RÉGULATOIRES ET DE PUBLICITÉ

Pas de remarque

## AUTRES COMMENTAIRES

ANNEXE I : Analyse juridique sur les rôles et fonctions de marché.