

## Projet de méthodologie tarifaire 2024-2028 : concertation GRD

### Formulaire de réaction

#### Modalités de concertation convenues entre la CWaPE et les GRD wallons :

- Le 31 mai 2022 : La CWaPE présente le projet de méthodologie soumis à concertation ;
- Le 1<sup>er</sup> juin 2022 : la CWaPE transmet aux GRD le projet de méthodologie soumis à concertation et la documentation afférente ainsi que l'ordre du jour des réunions de concertation ;
- Les réunions de concertation seront organisées du 4 au 8 juillet 2022. Au cours de ces réunions, les GRD auront l'opportunité de communiquer leurs points d'accord et de désaccord vis-à-vis du projet de méthodologie tarifaire et de modèles de rapport ;
- A la suite des réunions, la CWaPE établit un projet de procès-verbal reprenant les arguments avancés par les différentes parties et les points d'accord et de désaccord constatés ;
- Le 25 juillet 2022 : la CWaPE transmet le projet de procès-verbal pour approbation aux GRD ;
- Le 8 août 2022 : les GRD transmettent leur approbation ou leurs demandes de modification du projet de procès-verbal ;
- Le 22 août 2022 : la CWaPE transmet aux GRD le procès-verbal approuvé ;
- Le 31 août 2022 : les GRD, au besoin après d'être concertés, envoient à la CWaPE leur avis formel, à travers le présent formulaire, sur le projet de méthodologie tarifaire et les modèles de rapport en soulignant les éventuels points de désaccord subsistants.

## TITRE I. GÉNÉRALITÉS

Chapitre	Section	Article	Remarque ou question	Proposition ou nouvelle formulation

## TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ

Chapitre	Section	Article	Remarque ou question	Proposition ou nouvelle formulation
1	2	12	Les alinéa 2° et 3° sont restrictifs. En effet, l'approvisionnement en énergie pour besoins propres se limite aux fournisseurs commerciaux et ne permet dès lors pas au GRD de prendre en compte ses initiatives en matière de production d'énergie pour ses propres besoins.	Tenir compte d'une production propre
1	2	12	Les réductions de valeur, voire les pertes sur créances commerciales issues des fournisseurs commerciaux doivent être requalifiées en charges opérationnelles non contrôlables. En effet, le GRD ne peut être victime collatérale de la faillite d'un fournisseur d'énergie.	Ajouter alinéa 15° à l'art. 12 § 1

			Rappelons à ce titre que la licence de fournisseur est octroyée par la CWaPE. Le GRD n'a dès lors pas « le choix » de ses clients.	
1	2	12	<p>Les GRD sont de plus en plus sollicités par les autorités régionales ou fédérales pour assumer des tâches extraordinaires sortant de leur BUA : <i>aides covid de 100€ et 50€ accordés aux ménages disposant d'in compteur à budget, versement et organisation de l'aide fédérale ponctuelle de 80€, versement et organisation de la prime chauffage fédérale de 100€, versement et organisation des primes inondations de juillet 2021 de 550€, versement et organisation des remboursements des redevances prosumers de 10/2020 à 12/2023...</i></p> <p>Toutes ces demandes ont réclamé de nombreuses réunions, monopolisé du personnel et parfois nécessité des développements informatiques spécifiques sans qu'aucun budget ne soit accordé au GRD pour couvrir le coût de ces prestations à caractère exceptionnel.</p>	<p>Nous plaidons pour la création d'un nouvel alinéa dans l'art. 12 § 1</p> <p>16° les charges visant à couvrir exclusivement les coûts engendrés pour l'organisation des missions extraordinaires (hors BAU) confiées aux GRD par les autorités régionales ou fédérales</p>
1	3	15 et 16	<p>Le décret tarifaire souligne l'importance d'un cadre réglementaire stable et prévisible et insiste sur la cohérence avec les décisions antérieures concernant la valeur des actifs régulés.</p> <p><i>« §1er. La CWaPE établit la méthodologie tarifaire et exerce sa compétence tarifaire de manière à favoriser une régulation stable et prévisible contribuant au bon fonctionnement du marché partiellement libéralisé, et permettant au marché financier d'évaluer les gestionnaires de réseau de distribution avec une sécurité raisonnable. Elle maintient la cohérence des décisions</i></p>	<p>Nous plaidons pour le maintien total de la plus-value dans la MBE.</p>

			<p><b>prises au cours des périodes réglementaires antérieures en matière de valeur des actifs régulés</b></p> <p>Le décret tarifaire souligne non seulement le financement de l'actif (côté actif) mais également l'importance d'une rémunération équitable pour l'actionnaire qui a droit à un rendement suffisant et stable de son investissement (côté passif).</p> <p><i>« 8° la rémunération équitable des capitaux investis dans les actifs régulés permet au gestionnaire de réseau de distribution de réaliser les investissements nécessaires à l'exercice de ses missions et d'assurer l'accès aux différentes sources de financement de ses activités, le renouvellement et le développement des infrastructures. La rémunération équitable du capital investi assure aux associés ayant investi dans le réseau de distribution un taux de rendement <b>stable</b> et <b>suffisant</b> afin que le gestionnaire du réseau de distribution puisse faire face à ses obligations sur le long terme. Cette rémunération répond aux attentes du marché pour des activités présentant un profil de risque comparable. Les paramètres la définissant, y compris la structure de financement sont fixés conformément aux pratiques d'activités comparables dans les pays limitrophes »</i></p>	
1	3	23	Dans le contexte général de la proposition de MT et vu les définis à venir, le GRD devra augmenter sa capacité d'autofinancement	Nous proposons dès lors une révision des taux d'amortissement des actifs régulés. Ceux-ci n'ont jamais été revus depuis la libéralisation et ne sont plus en phase avec la durée de vie réelle des assets.
1	3	28 § 4	Le pourcentage de rendement autorisé, soit 2,784 %, ne permettra pas au REW le maintien d'une politique d'investissement/dividendes stable. En effet, sans même tenir compte de l'éviction partielle de la plus value de la	Nous plaidons pour une concertation raisonnable sur ce point afin d'éviter de graves dérives quant aux attentes futures des réseaux électriques.

			<p>rémunération équitable, nous constatons une diminution de 700.000 €/an de notre MBE.</p> <p>Les risques associés à la fixation de paramètres réglementaires trop élevés ou trop bas sont asymétriques, c-à-d que l'impact d'une sous-estimation est plus importante qu'une surestimation.</p> <p>Les nouveaux objectifs de la politique énergétique suggèrent de fixer les paramètres réglementaires de manière prudente, en utilisant par exemple des valeurs situées dans la partie supérieure des fourchettes potentielles.</p> <p>La détermination séparée de la prime de risque du marché et du taux sans risque est sujette à des incohérences.</p> <p>Le point de vue de la CWaPE sur l'évolution du coût des fonds propres est contraire à l'évolution de l'environnement général des taux d'intérêt.</p> <p>Un CMPC à 2.78% est bien inférieur à la moyenne internationale (4,01%)</p>	<p>Nous proposons ci-après plusieurs pistes afin de déterminer de manière raisonnable un CMPC acceptable.</p> <p>Il serait justifié d'adopter une approche prospective (et non pas historique)</p>
1	3	28 § 4	<p>Taux sans risque :</p> <p>De part son caractère ex-post, et la longueur de la période de référence (10 ans), la méthodologie réglementaire s'écarte des pratiques de marché usuelles. Il est communément admis que le taux sans risque doit correspondre aux attentes de marché actuelles et non à une approche historique.</p>	<p>La méthodologie actuelle consistant à estimer le taux sans risque en se référant à une moyenne des rendements des obligations d'État belges sur 10 ans n'est plus adaptée au regard des conditions de marché actuelles, dans la mesure où elle pourrait sous-estimer le taux sans risque pour la période tarifaire à venir. Nous proposons dès lors une approche prospective et non historique.</p>

			Prise en compte des conditions de marché exceptionnelles (eg. quantitative easing): En théorie, la méthodologie du CAPM s'appuie sur les taux sans risque observables sur les marchés financiers. Néanmoins, au vu de l'environnement actuel (i) de crise et de « fuite vers la qualité » (flight to quality), et (ii) de niveau élevé d'intervention des banques centrales (« quantitative easing »), il est généralement reconnu que les taux sont maintenus à des niveaux artificiellement bas. Il est dès lors usuel d'appliquer une normalisation pour corriger le caractère exceptionnellement bas des taux actuels. Pour corriger ces effets, certains régulateurs ont notamment pris l'option d'allonger la maturité du taux de référence, comme cela a été fait en France (15 ans au lieu de 10 ans).	Nous préconisons l'utilisation de l'OLO 20 ans qui est plus en phase avec la durée de vie de nos assets.
1	3	28 § 4	Prime de risque (MPR) : La CWaPE utilise actuellement une étude historique de Crédit Suisse allant de 1900-2016, qui place le MRP belge à 4.3%. Cette approche a le défaut d'ignorer les conditions actuelles du marché et de supposer que le MRP exigé par les investisseurs est constant au fil du temps. De plus, comme illustré dans ce rapport, utiliser ces résultats historiques pour évaluer le MRP fournit des résultats incohérents au sein de la zone euro.	Nous suggérons de recourir aux modèles anticipatifs tel que le modèle Dividend Discount Model
1	3	28 § 4	Bêta des fonds propres : La CWaPE évalue le Bêta comme la moyenne des Bêtas calculés à une fréquence journalière sur 5 ans des entreprises du groupe de référence, sans tenir compte de leurs structures bilantaires respectives, ajustée avec la	Afin de renforcer la méthode actuelle de la CWaPE, trois ajustements sont à considérer : <ul style="list-style-type: none"> <li>- L'utilisation de données hebdomadaires ou mensuelles, sujettes à des marges d'erreurs plus faibles que les données journalières</li> <li>- Tester la pertinence statistique de périodes de références différentes (2, 3 ou 5 ans)</li> </ul>

			formule de Blume, ce qui résulterait à ce jour en un Bêta de 0.71	- L'adaptation du Bêta à la structure d'endettement cible des GRDs
1	3	28 § 4	Le coût de la dette proposée par la CWaPE est insuffisant compte tenu de l'évolution des taux (de refinancement).  Le coût de la dette est déterminé par la somme du taux sans risque et de la prime de risque de dette.	Comme évoqué ci-dessus, le taux sans risque est anormalement faible.  Nous préconisons le recours à une approche prospective sur l'OLO 20 ans.
1	3	28 § 4	L'endettement normatif prévu par la CWaPE pour la période réglementaire actuelle est de 52.5%. Ainsi, les fonds propres en excès de 47.5% sont rémunérés au coût de la dette.  A titre indicatif, notre ratio est de 20/80. Appliqué à la formule du CMPC, ceci nous conduit à un taux de 3,526 % vs 2,784 %, soit 74 pb.	Dans ce contexte, il nous paraît opportun de réfléchir à un système plus équilibré de partage de risk-return entre le consommateur et le gestionnaire de réseau. A l'instar de certaines régulations en Belgique au niveau fédéral ou en Allemagne, il serait intéressant de prévoir, pour la tranche de fonds propres qui excède le niveau requis par la régulation, une rémunération des capitaux qui soit certes moindre que le coût du capital mais plus élevée que le coût de la dette
1	3	29	Le pourcentage de CMPC est fixé ex ante et n'est pas revu ex post.  Compte tenu de la faiblesse du taux retenu (2,784%) ainsi que du contexte géopolitique, économique et environnemental de plus en plus instable, l'application d'un taux fixé ex ante pour la période 2024-2028 n'est pas cohérent.	Nous plaçons pour une révision ex-post de ce taux après chaque exercice de façon à épouser au mieux les fluctuations des marchés.
1	3	30	Cfr commentaires sur les art. 15 et 16	
1	4	34 et 35	Ceci ne peut que défavoriser les « bons élèves »	Nous plaçons pour que le niveau de qualité individuel soit calculé de manière relative c'est-à-dire l'écart entre la valeur du GRD par rapport à la moyenne Européenne ou nationale voir Régionale.  De plus, il n'existe aucun parallèle entre le facteur d'efficience et le facteur qualité

2	1	41	<p>Les CNC, dont font partie les amortissement, sont soumis à une indexation sur base de l'indice santé.</p> <p>L'indice santé n'est pas représentatif de l'évolution de nos coûts.</p> <p>De plus, il est fixé ex ante sans révision ex post sur base d'une estimation établie en juin 2022.</p>	<p>Nous souhaitons à minima une estimation la plus proche de l'établissement du revenu autorisé vu l'inflation rencontrée depuis le début d'année 2022.</p> <p>Lier l'évolution des amortissement à l'IS est un non sens :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- nos assets sont amortis sur +/- 40 ans ;</li> <li>- la transition énergétique et les investissements y liés ne peuvent être limités à l'évolution de l'IS</li> </ul>
2	1	41	<p>Les charges d'amortissement sont impactées par le facteur d'efficience. Il s'agit clairement d'un nouveau frein à l'investissement.</p> <p>En effet, un rapide calcul montre un impact négatif de 95.0000 € dont 80.000 € uniquement sur les assets réseau.</p> <p>Corrigés en fonction des taux d'amortissement d'application, ceci nous conduit à une enveloppe d'investissement de +/- 3 Mio € ou l'équivalent de nos investissements nets annuels</p>	<p>Nous plaillons pour la non application du facteur Xi sur les charges d'amortissement.</p>
2	1	41	<p>Facteur d'efficience :</p> <p>Nous rappelons, le manque grave de transparence : Schwartz &amp; Co et la CWaPE ne publient même pas le jeu de données sous forme anonyme, ce qui signifie qu'il est impossible d'évaluer l'exactitude des calculs de Schwartz &amp; Co. En raison du manque de transparence, il est également impossible de reproduire l'exercice de benchmarking et d'évaluer la sensibilité d'une modification de l'échantillon ou de la méthodologie.</p> <p>L'exercice souffre de l'incomparabilité de l'échantillon (cadre réglementaire et conditions de marché différents), de choix méthodologiques discutables et, surtout, de l'omission de plusieurs inducteurs de coûts pertinents.</p>	<p>Nous proposons de se baser sur le premier quartile et d'éliminer l'inefficacité sur deux périodes tarifaires.</p> <p>Nous rappelons qu'au terme de cet exercice tarifaire 2019_2023, les GRD's ont déjà été soumis à un effort de 6 %.</p>

2	1	42	Les facteurs d'évolution des coûts ignorent les coûts induits par les investissements en smartisation des réseaux, l'arrivée des communauté d'énergie renouvelables, la multiplication des points de recharge pour le VE (mise en place, par les GRD's, d'une plateforme d'échange « ERO »),...	Se limiter à l'enveloppe « budgets spécifiques » 2023 ne permettra pas aux GRD's de faire face aux coûts futurs. Nous plaidons dès lors pour un budget élargi

## TITRE III. LES TARIFS DE DISTRIBUTION

Chapitre	Section	Article	Remarque ou question	Proposition ou nouvelle formulation
		104 § 2	<p>“Les tarifs non-périodiques couverts par les thématiques reprises ci-après sont harmonisés et uniformisés en Région wallonne ”: REW précise toutefois que l’art. 95 de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d’électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2019-2023 mentionne ce qui suit: “Au cours de la période régulatoire 2019-2023, les gestionnaires de réseaux de distribution mettent tout en œuvre pour harmoniser et uniformiser au mieux leurs tarifs non périodiques de distribution à l’échéance du 1er janvier 2024. <b>Les tarifs non périodiques visés par le présent article sont ceux les plus fréquemment facturés</b>, lesquels sont couverts par les thématiques suivantes :</p> <p>1° les tarifs pour les raccordements basse tension en zone d’habitat ;</p> <p>2° les tarifs pour les raccordements d’immeubles à appartements ;</p> <p>3° les tarifs pour les raccordements de lotissements ;</p> <p>4° les actes de comptage ;</p> <p>5° les coupures ;</p> <p>6° les études de détail et d’orientation.”</p> <p>Il est actuellement impensable d’imposer à l’ensemble des GRD’s wallons une harmonisation/uniformisation sur la totalité des prestations couvrant les thématiques listées ci-dessus.</p> <p>REW s’est en effet organisé afin de répondre aux points 1° à 4°, 7° et 9° de l’art. 104 de la méthodologie tarifaire</p>	<p>“Les tarifs non-périodiques <b>les plus fréquemment facturés</b> couverts par les thématiques reprises ci-après sont harmonisés et uniformisés en Région wallonne:</p> <p>1° les tarifs pour les raccordements basse tension ;</p> <p>2° les tarifs de raccordement gaz basse pression ;</p> <p>3° les tarifs pour les raccordements d’immeubles à appartements ;</p> <p>4° les tarifs pour les renforcements ou extensions des réseaux de distribution rendus nécessaires pour le raccordement des installations situées sur un bien visé par un permis d’urbanisation ou un permis d’urbanisme de constructions groupées (au sens du Code du développement territorial) ;</p> <p>5° les études de détail et d’orientation ;</p> <p>6° les tarifs pour le raccordement de station CNG.</p> <p>Les thématiques relatives aux actes de comptage et aux coupures et réouvertures seront quant à elles uniformisées/harmonisées à l’horizon du 1er janvier 2025.”</p>

			et ne peut se permettre, à ce stade, de modifier le scope de l'harmonisation/uniformisation. L'ensemble des GRD wallons proposent par ailleurs de traiter les points 5° et 6° de l'art. 104 d'ici le 01 janvier 2025.	
		104 § 2, 8°	<i>“les tarifs pour le raccordement de borne de recharge électrique;”</i> : selon REW, ce type de prestation est à considérer comme un raccordement “classique” (aucune nécessité de procéder à une distinction tarifaire à ce stade). En effet, REW ne souhaite pas prévoir de tarification spécifique en fonction de l'usage et souhaite donc maintenir le principe fondamental de tarification indépendante de l'usage. En outre, cette prestation n'a jamais été évoquée au sein de l'art. 95 de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2019-2023 (cfr. Point précédent).	Point 8° de l'art. 104 § 2 à supprimer.
		106 § 1er	<i>“Pendant la période régulatoire 2024-2028, les gestionnaires de réseaux de distribution mettent tout en œuvre pour harmoniser et uniformiser les tarifs non-périodiques de distribution qui ne le sont pas encore au 1er janvier 2024.”</i> : REW se pose la question de l'utilité de viser l'harmonisation/uniformisation de l'ensemble des prestations couvertes par les tarifs non-périodiques. Cela engendrerait par ailleurs de coûts administratifs démesurés en regard de la plus-value apportée. REW suggère dès lors de se pencher sur les prestations (non encore visées par l'art. 104) couvrant, par exemple, 70% du total des recettes annuelles du GRD. Cette approche permet d'allier aussi bien la notion de fréquence que des montants des articles harmonisés/uniformisés.	<i>“Pendant la période régulatoire 2024-2028, les gestionnaires de réseaux de distribution mettent tout en œuvre pour harmoniser et uniformiser les tarifs non-périodiques de distribution qui ne le sont pas encore au 1er janvier 2024 <b>couvrant au minimum 70% des recettes annuelles du GRD (hors trans-HT, prestations diverses et déplacements d'installations).</b>”</i>









