

Date du document : 13/04/2023

ANNEXE 12

CD-23d13-CWaPE-0114

**RAPPORT DE CONSULTATION RELATIF À LA MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE
APPLICABLE AUX GESTIONNAIRES DE RÉSEAU
DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ ET DE GAZ ACTIFS
EN RÉGION WALLONNE POUR LA PÉRIODE RÉGULATOIRE 2024**

Table des matières

Contexte et disposition légales.....	3
Consultation publique.....	4
Objectifs et approche méthodologique.....	5
Remarque préliminaire.....	6
Commentaires sur le projet de méthodologie tarifaire.....	7
1. Réductions de valeurs sur créances.....	7
2. Achat d'énergie pour la couverture des pertes et l'alimentation de la clientèle du GRD.....	9
3. Coûts des activités extraordinaires des GRD.....	17
4. Coûts influençables.....	20
5. Règles de détermination du Revenu Autorisé <i>ex ante</i>	22
6. Non indexation <i>ex ante</i> des coûts contrôlables.....	23
7. Facteur Qualité.....	24
8. Pourcentage de rendement autorisé.....	26
9. Révision du RA en cas de circonstances exceptionnelles.....	27
10. Séparation des activités régulées et non régulées et absence de subsidiation entre les deux.....	28
11. Tarifs périodiques – tarifs de prélèvement MT.....	29
12. Tarifs périodiques – tarifs d'injection.....	30
13. Tarifs périodiques – plafonnement de la facture de distribution.....	31
14. Tarifs périodiques.....	34
15. Tarifs périodiques – Date de publication.....	35
16. Harmonisation/uniformisation des nouveaux tarifs non-périodiques.....	36
17. Tarifs non-périodiques – coûts extension des bornes de rechargement.....	38
18. Tarifs non-périodiques – prestations diverses.....	41
19. Tarifs non-périodiques : activation de la fonction prépaiement des compteurs communicants.....	42
20. Tarifs de transport.....	44
21. Traitement de l'indexation solde régulateur/bonus/malus.....	45
22. Application de l'indexation sur les CPS - articles 120 à 125.....	46
23. Charges financières liées aux soldes régulateurs.....	47
24. Affectation des soldes régulateurs.....	48
25. Modèles de rapport.....	50
26. Autres annexes.....	52

Contexte et disposition légales

En date du 2 février 2023, le Comité de direction de la Commission wallonne pour l’Energie (CWaPE) a approuvé la décision, référencée CD-23b02-CWaPE-0723, fixant le projet de méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d’électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour l’année 2024.

Conformément à l’article 2, § 2, du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz et d’électricité, le projet de méthodologie a été soumis à une concertation avec les gestionnaires de réseau de distribution concernés, suivant un calendrier convenu au préalable avec ces derniers, et une consultation publique adressée à l’ensemble des acteurs du marché.

La décision susvisée et les modèles de rapports y relatifs ainsi que les modalités pratiques de participation à la consultation publique ont été publiés sur le site internet de la CWaPE en date du 3 février 2023.

Consultation publique

La consultation publique a été organisée entre le 3 février 2023 et le 3 mars 2023. Au cours de cette période, tous les acteurs de marché ont eu l'occasion d'exprimer leur point de vue et soumettre des observations écrites concernant le projet de méthodologie tarifaire.

En date du 3 mars 2023, la CWaPE a reçu les réactions des gestionnaires de réseau de distribution actifs en Région wallonne AIEG, AIESH, RESA, ORES et REW, des fédérations et Associations FEBELIEC et FEBEG et du cabinet du Ministre Henry.

L'ensemble de ces réactions sont publiées sur le site internet de la CWaPE et ce, dans le respect des règles de confidentialité prévues notamment par l'article 3, § 2, du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz et d'électricité.

Objectifs et approche méthodologique

Le présent rapport a pour objectif, d'une part, de reprendre de manière structurée les réactions et propositions formulées par les différents intervenants dans le cadre des processus de concertation et de consultation publique évoqués ci-dessus et, d'autre part, de motiver les positions prises par la CWaPE à l'égard de celles-ci dans la méthodologie tarifaire.

Ainsi, le présent rapport reprend, d'une part, la retranscription des commentaires formulés par les acteurs de marché, d'autre part, la réponse motivée de la CWaPE et, finalement, la ou les adaptations le cas échéant apportée(s) par rapport au projet de texte de la méthodologie tarifaire 2024 publiée en date du 3 février 2023.

Remarque préliminaire

La présente méthodologie tarifaire est une étape intermédiaire et transitoire, limitée dans le temps, entre deux méthodologies tarifaires pluriannuelles, celles couvrant les périodes réglementaires 2019-2023 et 2025-2029. Elle s'inscrit, dans une large mesure, dans la continuité de la méthodologie tarifaire précédente, assure pour certains aspects une transition vers l'approche qui devrait être suivie dans le cadre de la nouvelle méthodologie pluriannuelle, mais n'entend pas préjuger pour les aspects de cette nouvelle méthodologie pluriannuelle toujours en concertation avec les GRD du résultat de celle-ci.

Il convient, par conséquent, de tenir compte de la nature particulière de la présente méthodologie et de la volonté de la CWaPE de préserver la concertation en cours sur la nouvelle méthodologie pluriannuelle, pour apprécier la manière dont la CWaPE a tenu compte des remarques et observations soulevées par les GRD sur la présente méthodologie. Dans ce contexte spécifique, l'approche suivie par la CWaPE est justifiée et raisonnable.

Commentaires sur le projet de méthodologie tarifaire

1. Réductions de valeurs sur créances

- **ORES** : Il nous semble ici nécessaire de distinguer deux cas de figure :

- Créances sur les fournisseurs commerciaux

La prise en charge des impayés liés aux fournisseurs commerciaux est actuellement considérée comme une charge contrôlable. Elle devrait être considérée comme non contrôlable. En effet, les procédures de recouvrement et de garanties sont déterminées au travers des contrats d'accès et de leurs conditions générales que le GRD et le fournisseur se doivent de respecter. Il s'agit d'obligations contractuelles. Par ailleurs, il a été demandé aux GRD d'accorder une certaine latitude aux fournisseurs en difficultés en accordant des délais supplémentaires. On ne peut pas demander aux GRD de ne pas respecter strictement les conditions du contrat d'accès, comme il l'aurait fait pour protéger sa propre situation financière, afin de faciliter le marché et dans le même temps, lui demander de supporter les impayés issus des créances non recouvrables qui en résulteraient. Sur base des principes de la méthodologie 2023 et du projet de méthodologie 2024, ORES a décidé de reprendre le suivi des strictes conditions des contrats d'accès étant donné que le GRD doit supporter seul le risque d'impayés fournisseurs. Pour autant que le GRD ait appliqué les procédures prévues par le contrat d'accès ou agréées avec le régulateur, il nous semble que les charges issues de l'irrecouvrabilité finale de la créance répondent bien à la définition de charges non contrôlables. Nous proposons donc que les réductions de valeur liées aux créances (ainsi que leur reprise le cas échéant) soient considérées comme des charges (produits) non contrôlables au terme de la procédure de recouvrement appliquée par le GRD.

- Créances sur les clients propres du GRD

Un constat similaire peut être établi pour les impayés liés à notre activité de fourniture d'énergie et autres clients directs du GRD. Une fois la procédure de recouvrement terminée, nous n'avons plus aucun levier et aucune maîtrise du recouvrement de la créance impayée.

Sur cette base, nous proposons que les réductions de valeur liées aux créances de la clientèle propre du GRD (ainsi que leur reprise le cas échéant) soient considérées comme des charges (produits) non contrôlables.

- **RESA** : Il nous semble ici nécessaire de distinguer deux cas de figure :

- Créances sur les fournisseurs commerciaux

La prise en charge des impayés liés aux fournisseurs commerciaux est actuellement considérée comme une charge contrôlable. Elle devrait être considérée comme non contrôlable. En effet, les procédures de

recouvrement et de garanties sont déterminées au travers des contrats d'accès et de leurs conditions générales que le GRD et le fournisseur se doivent de respecter. Il s'agit d'obligations contractuelles. RESA a souhaité renforcer ses exigences en termes de garanties à fournir mais cela a été considéré non souhaitable par le régulateur car cela aurait constitué des barrières additionnelles à l'entrée du marché concurrentiel.

Par ailleurs, il a été demandé aux GRD d'accorder une certaine latitude aux fournisseurs en difficultés en accordant des délais supplémentaires. On ne peut pas demander aux GRD de ne pas respecter strictement les conditions du contrat d'accès, comme il l'aurait fait pour protéger sa propre situation financière, afin de faciliter le marché et dans le même temps, lui demander de supporter les impayés issus des créances non recouvrables qui en résulteraient. Sur base des principes de la méthodologie 2023 et du projet de méthodologie 2024, RESA a décidé de reprendre le suivi des strictes conditions des contrats d'accès étant donné que le GRD doit supporter seul le risque d'impayés fournisseurs. Pour autant que le GRD ait appliqué les procédures prévues par le contrat d'accès ou agréées avec le régulateur, il nous semble que les charges issues de l'irrécouvrabilité finale de la créance répondent bien à la définition de charges non contrôlables. Nous proposons donc que les réductions de valeur liées aux créances (ainsi que leur reprise le cas échéant) soient considérées comme des charges (produits) non contrôlables au terme de la procédure de recouvrement appliquée par le GRD.

Créances sur les clients propres du GRD

Un constat similaire peut être établi pour les impayés liés à notre activité de fourniture d'énergie et autres clients directs du GRD. Une fois la procédure de recouvrement terminée, nous n'avons plus aucun levier et aucune maîtrise du recouvrement de la créance impayée.

Sur cette base, nous proposons que les réductions de valeur liées aux créances de la clientèle propre du GRD (ainsi que leur reprise le cas échéant) soient considérées comme des charges (produits) non contrôlables.

- **AIESH** : Les charges relatives aux factures impayées des fournisseurs commerciaux faillis ou de la clientèle protégée en difficulté des GRD sont traitées actuellement comme des charges contrôlables. Dès lors que tous les moyens ont été déployés par les GRD pour recouvrer leurs créances, ceux-ci ne devaient pas porter de responsabilité dans l'état d'insolvabilité et de confiture de la clientèle en difficulté financière. Nous plaignons dès lors pour que les réductions de valeur (et reprises éventuelles) soient désormais considérées comme des charges (ou produits) non contrôlables.

- **Réponse de la CWaPE :**

Le traitement des charges relatives aux factures impayées des fournisseurs commerciaux faillis ou de la clientèle protégée en difficulté des GRD fait l'objet d'une concertation toujours en cours avec les GRD dans le cadre de l'élaboration de la méthodologie tarifaire 2025-2029. Afin de ne pas préjuger du résultat de celle-ci, la CWaPE estime qu'il n'est pas opportun de prendre position sur ce point dans le cadre de la présente méthodologie, vu la durée spécifique de celle-ci.

2. Achat d'énergie pour la couverture des pertes et l'alimentation de la clientèle du GRD

✓ RESA :

Production propre et fourniture auprès de producteur

RESA va développer la production propre d'électricité issue de sources renouvelables afin de couvrir (partiellement) les pertes en réseau électrique et les autres besoins propres (fourniture sociale, ...). Cette production doit pouvoir être réalisée au travers d'installations dont le GRD serait soit directement propriétaire soit détenteur d'un autre droit (location, leasing opérationnel, ...). L'objectif étant d'une part d'injecter directement sur le réseau de distribution et dès lors, potentiellement, de réduire légèrement le taux de perte vu la proximité de la production et de la consommation et d'autre part de produire sur base de sources **renouvelables** à un coût inférieur à la fourniture commerciale. En 2023, RESA devrait pouvoir mettre en service un 1ier champ photovoltaïque de 1,1 Mwc à Braives. En 2024, la prévision est de pouvoir mettre en service 2 champs photovoltaïques supplémentaires pour une puissance cumulée d'environ 8 Mwc. Aussi, RESA envisage de s'alimenter en électricité directement auprès de producteur d'électricité au travers de *Power Purchase Agreement*. Ce projet est actuellement en cours de réflexion quant à la faisabilité technique, économique et juridique. Dans le projet de méthodologie tarifaire 2024, les coûts de production d'électricité et les coûts d'achats d'électricité auprès de producteurs d'électricité liés à la compensation des pertes en réseau ou autres besoins propres ne sont pas abordés.

En toute logique, ces coûts de production et d'achat d'électricité auprès de producteurs d'électricité devraient être traités comme les coûts d'achat d'énergie à un fournisseur commercial puisqu'ils ont le même objectif de couverture des besoins du GRD en termes de compensation des pertes en réseau et fourniture propre ; c'est -à-dire en charges non contrôlables avec un couloir relatif au prix unitaire. Les volumes liés à ces postes de charges sont, en effet, considérés comme du non contrôlable (à juste titre) par le régulateur et ces volumes sont indépendants de la source d'approvisionnement. Actuellement, il y a un vide réglementaire relatif à ces coûts liés à la production ou à l'achat d'électricité auprès de producteurs d'électricité. Ils pourraient dès lors se voir considérés comme contrôlables car il n'y a pas de facture d'achat émise par un fournisseur commercial sur base de l'article 12 du projet de méthodologie tarifaire 2024. Ce traitement engendrerait deux effets opposés :

1. L'économie liée aux volumes d'énergie non achetés aux fournisseurs commerciaux devrait être rendue au travers d'un solde réglementaire ;
2. Les coûts de production ou d'achat d'électricité auprès de producteurs d'électricité, que nous souhaitons inférieurs, seraient à charge du GRD intégralement (car non prévu dans le RA ex ante). Sur cette base, le GRD n'aurait en réalité pas de raison économique de s'inscrire dans un tel projet. Et ce même si, au total du système, cela résulterait en une économie puisque les coûts de production ou d'achat d'électricité auprès de producteur d'électricité devraient être inférieurs aux coûts d'achat. Nous proposons donc que les coûts de production et d'achats d'électricité auprès de producteurs d'électricité soient considérés comme les coûts des factures d'achat en termes de pertes en réseau et fourniture propre.

Par ailleurs, nous réfléchissons aussi à produire du gaz vert pour nos besoins propres (uniquement pour la fourniture propre et notre consommation propre dans ce cas).

L'article 12 §2 et 3 devrait être modifié dans ce sens.

Les articles *ex post* électricité et gaz (ART 108, 109 et 110) doivent donc être modifiés.

▪ **AIEG :**

L'AIEG à développer la production propre d'électricité issue de sources renouvelables afin de couvrir (partiellement) les pertes en réseau électrique et les autres besoins propres (fourniture sociale, ...). Cette production est réalisée au travers d'installations dont l'AIEG est directement propriétaire. L'objectif était d'une part d'injecter directement sur le réseau de distribution et dès lors, potentiellement, de réduire légèrement le taux de perte vu la proximité de la production et de la consommation et d'autre part de produire sur base de sources renouvelables à un coût inférieur à la fourniture commerciale. Nous regrettons, que ces volumes d'électricité n'aient pu être traités comme les coûts d'achat d'énergie à un fournisseur commercial puisqu'ils ont le même objectif de couverture des besoins du GRD en termes de compensation des pertes en réseau et fourniture propre. Ce qui aurait permis de réduire le prix d'achat moyen. L'AIEG qui envisage de s'alimenter partiellement en électricité directement auprès de producteur d'électricité vous a présenté ce projet qui est toujours en cours de réflexion quant à la faisabilité technique, économique et juridique. Les difficultés sont principalement liées à la position des fournisseurs qui ne souhaitent pas répondre à des marchés qui intègrent cette possibilité, et il est force de constater que nous n'avons constaté aucun soutien dans ce dossier qui nous paraissait être une évolution positive pour les URD.

▪ **Réponse de la CWaPE :**

L'article 31.5 de la directive 2019/944 dispose que « *chaque gestionnaire de réseau de distribution agit en tant que facilitateur neutre du marché lorsqu'il se procure l'énergie qu'il utilise pour couvrir les pertes d'énergie dans son réseau selon des procédures transparentes, non discriminatoires et reposant sur les règles du marché, lorsqu'il est chargé de cette fonction* ». Cette disposition vise un achat externe d'énergie nécessaire pour couvrir les pertes du réseau et impose de traiter les co-contractants (producteurs ou fournisseurs) potentiels de manière neutre, transparente et non-discriminatoire. Les GRD n'ont, en principe, pas vocation à exercer d'autres activités que celle de distribution.

En vertu du principe de loyauté communautaire, la CWaPE est tenue d'appliquer la disposition correspondante de droit national de manière à rencontrer l'objectif poursuivi par, et préserver l'effet utile de, la disposition du droit de l'Union.

L'article 8, § 1^{er}, alinéa 2, du décret du 12 avril 2001 autorise les GRD à « *réaliser des activités de production d'électricité issue de sources d'énergie renouvelable* » à condition que l'électricité ainsi produite soit « *exclusivement utilisée afin d'alimenter ses propres installations, pour compenser ses pertes de réseau et pour fournir les clients finals dans les cas prévus par le présent décret* ». L'article 11, § 2, 9^o, du décret du 12 avril 2001 identifie comme tâche confiée aux GRD « *la production ou l'achat d'énergie pour couvrir les pertes et maintenir une capacité de réserve* ». Le GRD a, par conséquent, le choix entre un achat externe et une production, mais ce choix doit être mis en œuvre

« selon des procédures transparentes et non-discriminatoires » « vis-à-vis de tout producteur, fournisseur, intermédiaire et client final » conformément à l'article 11, § 1^{er}, alinéa 2, du décret du 12 avril 2001.

Il ressort de ces éléments que la possibilité offerte aux GRD par le droit wallon de produire, plutôt que d'uniquement acheter, de l'énergie pour couvrir les pertes de réseau ou pour fournir les clients finals dans les cas prévus par le décret doit être appliquée strictement.

Dans les précédentes méthodologies tarifaires, la CWaPE a considéré que les coûts d'achat d'énergie auprès de fournisseurs constituaient des coûts non contrôlables, en raison essentiellement du fait que le GRD n'a pas une maîtrise suffisante sur les volumes à couvrir et les variations de prix sur le marché de gros. La CWaPE maintient cette approche dans le cadre de la présente méthodologie, pour les mêmes raisons.

Par contre, si au terme d'une procédure transparente et non-discriminatoire, le GRD opte pour la production (dans ce cas, nécessairement verte), les coûts associés à cette production doivent être traités comme contrôlables. Le GRD sera, en effet, en mesure de déterminer lui-même (i) le mode de production qu'il entend développer, (ii) la puissance de production qu'il souhaite installer pour couvrir, en tout ou en partie, les pertes de réseau ou pour fournir les clients finals dans les cas prévus par le décret et (iii) le montant de l'investissement qu'il est disposé à consacrer à cette activité, de sorte qu'il aura une maîtrise suffisante des coûts associés aux volumes à couvrir par ce biais. En outre, le GRD pourra exercer un contrôle suffisant sur le coût de l'énergie ainsi produite puisque ce coût ne variera pas en fonction du prix de l'électricité sur le marché de gros. Les volumes non-produits seront achetés auprès du fournisseur commercial. C'est donc bien sur les achats auprès du fournisseur commercial que se trouve le risque volume, ce qui ne pose pas de problème puisque l'effet volume est considéré comme non-contrôlable. Il s'ensuit que les situations de l'achat auprès d'un fournisseur et de la production sont suffisamment différentes pour pouvoir être traitées différemment.

La CWaPE considère qu'une même conclusion s'impose à l'égard de l'achat d'énergie directement auprès d'un producteur, dans le cadre d'un contrat PPA. Dans ce cas, le prix d'achat d'énergie devrait pour l'essentiel dépendre des coûts de production de l'unité concernée, mais devrait être en principe peu influencé par les variations de prix sur le marché de gros. En outre, le risque associé aux volumes produits ne devrait pas être couvert dans le cadre du contrat d'achat d'énergie auprès du producteur concerné, mais via un (autre) contrat avec un fournisseur (dont les coûts seront eux considérés comme non-contrôlables, pour autant que le prix moyen d'achat soit situé à l'intérieur du couloir de prix). Pour ces raisons, les coûts associés à l'achat d'énergie directement auprès d'un producteur doivent être considérés comme contrôlables. A nouveau, les situations de l'achat auprès d'un fournisseur et de l'achat auprès d'un producteur sont suffisamment différentes pour pouvoir être traitées différemment.

▪ RESA :

[Redacted text block]

▪ Réponse de la CWaPE :

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]



▪ **RESA :**

[Redacted text block]

▪ **Réponse de la CWaPE :**

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

▪ **RESA :**

[Redacted text block]

▪ **Réponse de la CWaPE :**

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

RESA :

[Redacted text block]

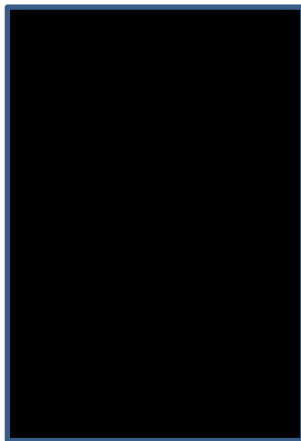
▪ **Réponse de la CWaPE :**

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]



- **AIESH** : L'article 12 de la méthodologie liste les différentes charges qui de par leur nature empêchent les GRD d'exercer un quelconque contrôle sur leur niveau de prix. Les points 2 et 3 évoquent les factures (et notes de crédit) d'achat d'électricité pour la couverture des pertes et l'alimentation de la clientèle protégée des GRD. L'instauration d'un couloir de prix, dont le fonctionnement est détaillé dans les articles 108 et 109 de la méthodologie, a pour conséquence de requalifier implicitement les achats d'électricité pour la couverture des pertes et l'alimentation de la clientèle protégée des GRD en charges partiellement contrôlables. Néanmoins, dans la mesure où les règles des marchés publics ont été pleinement respectées pour obtenir les meilleurs prix pour la fourniture de cette énergie, nous estimons que les GRD ne disposent d'aucune autre marge de manœuvre supplémentaire leur permettant d'exercer un quelconque contrôle sur le niveau des prix qui sont déterminés par des facteurs économiques et géopolitiques exogènes au secteur de la distribution d'électricité. Dès lors, nous considérons que l'établissement d'un « tunnel » destiné à encadrer les prix et pouvant conduire à une requalification d'une partie des coûts de l'énergie en malus est inéquitable (pas de levier pour les GRD) et superfétatoire (déjà encadré par les règles d'un marché public).

Proposition AIESH : [Suppression des articles 108 et 109 de la méthodologie](#)

- **Réponse de la CWaPE** : le recours à une procédure de mise en concurrence transparente et non-discriminatoire pour l'achat d'énergie est une imposition légale à laquelle doivent se soumettre

les gestionnaires de réseau. Pour la CWaPE, cette procédure ne garantit toutefois pas que les gestionnaires de réseau achètent leur énergie au meilleur prix, ou à tout le moins, dans une fourchette de prix raisonnable suffisamment proche des valeurs de marché. La procédure de mise en concurrence permet uniquement que le gestionnaire de réseau choisisse la meilleure offre répondant aux critères du cahier des charges parmi celles reçues. L'AIESH a signé son contrat d'achat d'énergie pour l'alimentation de sa clientèle et la couverture de ses pertes, au terme d'une procédure de mise en concurrence, le 24 décembre 2022, soit 7 jours calendrier seulement avant le début de la période de fourniture. Le timing choisi par l'AIESH pour l'organisation de la mise en concurrence et la conclusion tardive du contrat qui en a résulté est, selon la CWaPE, l'illustration d'une stratégie d'achat très risquée. Le couloir d'achat a pour objectif d'inciter les GRD à acheter leur énergie au prix du marché et par conséquent, de protéger les URDs contre des stratégies d'achat risquées pouvant conduire à leur faire supporter, au travers des tarifs de distribution, des prix d'achat de l'énergie trop élevé par rapport à ce qui pourrait être obtenu par un gestionnaire de réseau prudent et diligent agissant en bon père de famille. La CWaPE souhaite donc maintenir le principe du couloir de prix d'achat.

- **REW :** Nous comprenons, d'après l'art. 41 du projet de méthodologie tarifaire 2024, que le budget des charges nettes opérationnelles non contrôlables 2024 correspond au budget de l'année 2023 approuvé par la CWaPE. Or, la volatilité du coût de l'énergie de ces derniers mois a fait atteindre des prix d'achat d'énergie extrêmement élevés. Selon le projet méthodologique, cette hausse de prix n'est pas prise en considération dans la détermination du budget ex ante. Elle fera l'objet une revue ex post donnant naissance à un solde régulateur. Nous marquons notre désaccord sur cette pratique qui nous obligerait à préfinancer l'achat de l'énergie. En effet, nous estimons que le coût de l'énergie a plus que triplé par rapport au budget initialement introduit. Notre trésorerie se verra très fortement impactée. Nous proposons à la CWaPE de convenir, en concertation avec les GRD, d'un prix (€/MWh) unique et identique à tous les GRD, permettant de déterminer le budget ex ante lié à l'achat d'énergie. L'écart entre les charges non contrôlables budgétées et réelles sera dès lors amoindri. Le solde régulateur qui en découlera sera, en toute logique, plus limité. Nous avons pris connaissance de la nouvelle approche liée au calcul du couloir tel que défini à l'article 108 du projet de méthodologie tarifaire 2024 et n'y voyons pas d'objection.

- **Réponse de la CWaPE :**

La CWaPE est bien consciente que le prix d'achat de l'électricité des GRD en 2024 devrait probablement être supérieur au prix d'achat budgété dans la proposition de revenu autorisé 2019-2023. Néanmoins, comme indiqué précédemment, conformément à l'accord conclu avec l'ensemble des GRD en octobre 2022, vu la brièveté des délais dédiés à l'élaboration et l'examen des propositions de revenus autorisés et des propositions tarifaires de l'année 2024, la méthodologie tarifaire 2024 s'inscrit autant que possible dans la continuité de la méthodologie tarifaire 2019-2023 et le revenu autorisé *ex ante* de l'année 2024 correspond au revenu autorisé de l'année 2023 à l'exception de la quote-part des soldes régulateurs affectée à l'année 2024. Toute autre modification du Revenu Autorisé 2024 fixé *ex ante* aurait provoqué un allongement de la procédure d'approbation des tarifs de distribution 2024 qui aurait rendu impossible leur adoption avant la fin de l'année 2023.

3. Coûts des activités extraordinaires des GRD

- **AIESH** : Les GRDs sont de plus en plus sollicités par les autorités régionales ou fédérales pour assumer des tâches extraordinaires sortant de leur BAU : aides covid de 100€ et 50€ accordés aux ménages disposant d'un 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... 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.

Proposition AIESH : ART 12, §1er,18° 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.

- **Réponse de la CWaPE** :

La CWaPE rappelle que l'article 46 du projet de méthodologie tarifaire 2024 prévoit la possibilité pour les gestionnaires de réseau de distribution de revoir en cours de période le revenu budgété fixé *ex ante*. Cette révision couvre les changements législatifs relatifs aux obligations de service public et le passage à de nouveaux services ou l'adaptation de services existants en lien avec les activités régulées des GRD.

Par conséquent, lorsque les autorités régionales ou fédérales confient de nouvelles obligations de service public et/ou des nouveaux « services » aux gestionnaires de réseau de distribution, ceux-ci pourraient introduire une demande de révision de leur revenu autorisé fixé *ex ante* pour couvrir les coûts engendrés par ces nouvelles tâches.

Il ne se justifie donc pas de prévoir *a priori* une nouvelle catégorie de coûts non contrôlables pour couvrir ces nouvelles missions qui seraient hypothétiquement confiées par les autorités régionales ou fédérales, d'autant plus que les termes proposés par l'AIESH sont fort larges et ne permettent pas de définir précisément les coûts qui devraient être considérés comme non contrôlables.

La CWaPE attire l'attention des gestionnaires de réseau de distribution sur le fait que, si ceux-ci devaient constater que ces tâches ne relèvent pas de nouvelles obligations de service public et/ou de nouveaux « services » en lien avec les activités régulées et/ou ne rentrent pas dans les conditions prévues par le projet de méthodologie tarifaire, il est de leur responsabilité de rappeler aux autorités régionales ou fédérales que :

1. Leur périmètre d'activité est précisé par ces dernières dans des décrets et arrêtés. Pour rappel, ces tâches sont notamment déterminées à :
 - L'article 8, § 1^{er} du décret relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité du 12 avril 2001 :

« Le gestionnaire du réseau de distribution assure l'activité de service public liée à la gestion de l'exploitation, la sécurité, l'entretien et le développement du réseau de distribution dans les conditions fixées à l'article 11.

Le gestionnaire du réseau de distribution peut réaliser des activités de production d'électricité issue de sources d'énergie renouvelable. L'électricité ainsi produite est exclusivement utilisée

afin d'alimenter ses propres installations, pour compenser ses pertes de réseau et pour fournir les clients finals dans les cas prévus par le présent décret.

Il peut uniquement réaliser, directement ou par le biais de ses filiales, les activités relevant de sa mission de service public telles que définies par ou en vertu du décret. »

- L'article 7, § 1^{er} du décret relatif à l'organisation du marché régional de gaz du 19 décembre 2002 :

« Le gestionnaire du réseau de distribution assure l'activité de service public liée à la gestion de l'exploitation, la sécurité, l'entretien et le développement du réseau de distribution dans les conditions fixées à l'article 12. »

2. Si le Parlement peut requérir des tâches complémentaires de la part des gestionnaires de réseau de distribution, celles-ci ne sont pas couvertes par le revenu autorisé à partir du moment où elles ne constituent pas des activités régulées au sens de l'article 1^{er}, 1^o, du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité. Les autorités devraient donc s'assurer du financement de ces tâches par le biais, par exemple, de subventions.

4. Coûts influençables

- **FEBELIEC** : Dans le cadre des charges nettes opérationnelles, la CWaPE fait la distinction entre éléments contrôlables et non contrôlables. Febeliec plaide à nouveau pour l'introduction d'une catégorie de coûts dits « influençables » (bien que Febeliec constate aussi que la CWaPE applique certains aspects d'une telle catégorie dans sa façon de traitement d'écart entre coûts budgétés et réalisés), afin d'inciter les gestionnaires de réseau de distribution sur certains postes envers une meilleure efficacité. Febeliec fait dans ce cadre entre autres référence à l'approche appliquée par la CREG en la matière. On pourrait inclure dans une telle catégorie entre autres les charges émanant de factures d'achat d'électricité ou de gaz pour la couverture des pertes en réseau électrique et/ou pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau.
- **Réponse de la CWaPE** : La Febeliec plaide pour l'introduction d'une catégorie de coûts dits « influençables », en référence notamment à l'approche appliquée par la CREG en la matière. Selon la CREG : « les coûts influençables (soumis à un pass-through partiel), seule une partie limitée de leur solde revient au gestionnaire du réseau. Cela permet de responsabiliser Elia et d'éviter une gestion inefficace de ces éléments de coûts. »^[1]

La Febeliec voudrait : « inclure dans une telle catégorie entre autres les charges émanant de factures d'achat d'électricité ou de gaz pour la couverture des pertes en réseau électrique et/ou pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau ».

Comme indiqué par la Febeliec dans ses commentaires, bien que n'étant pas expressément désignés comme « coûts influençables », le traitement de certains coûts reflète exactement la même mécanique que celle présentée par Febeliec en scindant sous certaines conditions une partie de l'écart qui revient au gestionnaire de réseau de distribution, et, une partie qui revient à l'utilisateur de réseau de distribution. De manière plus spécifique, les coûts visés par un tel traitement sont notamment repris aux articles 108 à 112 du projet de méthodologie tarifaire 2024, en l'occurrence :

- ✓ Charges d'achat d'électricité pour la couverture des pertes en réseau électrique (article 108) ;
- ✓ Charges d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre (article 109) ;
- ✓ Charges d'achat de gaz pour l'alimentation de la clientèle propre (article 110) ;
- ✓ Charges d'achat des certificats verts (article 111) ;
- ✓ Les indemnités versées aux fournisseurs commerciaux en cas de retard de placement des compteurs à budget (article 112)

Selon la CWaPE, il n'est pas nécessaire de répondre à la demande de la Febeliec puisqu'une telle catégorie existe d'ores et déjà dans les faits à travers la mécanique des articles 108 à 112 précités. Introduire une catégorie supplémentaire de « coûts influençables » pourrait par contre être contre-productif et semer le doute sur la distinction entre les coûts contrôlables et les coûts non-contrôlables.

Enfin, les coûts influençables mentionnés par Febeliec et retenus par la CREG sont définis à l'article 22, §1 du projet d'arrêté^[2] et concernent :

- ✓ Les réserves de stabilisation de la fréquence (Frequency Containment Reserves ou FCR) ;
- ✓ Le processus automatique de restauration de la fréquence (automatic Frequency Restoration Reserve – aFRR) ; et
- ✓ Le processus de restauration de la fréquence par activation manuelle (manual Frequency Restoration Reserve – mFRR).

Ces coûts n'existent pas au niveau de la distribution et n'ont donc pas lieu d'être dans la méthodologie tarifaire de la CWaPE.

Par conséquent, la CWaPE estime que le projet de méthodologie tarifaire répond d'ores et déjà à cette demande.

^[1] <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Decisions/Z1109-10FR.pdf>

^[2] <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Consult/2018/1109-10/ModalitesIncitants2020-2023FR.pdf>

5. Règles de détermination du Revenu Autorisé *ex ante*

- **REW :** La méthodologie tarifaire 2019-2023 art 41 et suivants) prévoyait d'identifier les éléments qui au cours des années antérieures entraînent une variation des charges pour l'établissement du RA de la première année de l'exercice. Or, il est au moins un élément important des charges du GRD dont l'évolution est connue et qui représente un montant non négligeable du budget de fonctionnement d'un GRD est celui de l'achat d'énergie pour la couverture des pertes, des besoins propres et de l'alimentation des clients sociaux. Pour les années suivantes, cette méthodologie prévoyait également l'indexation du RA sur base de la valeur prévisionnelle moyenne de l'indice santé publiée par le Bureau du Plan. Or cette valeur est aujourd'hui connue et s'élève à 2.9 % pour 2024 qui est double de celle adoptée par le régulateur au moment de l'élaboration de sa méthodologie tarifaire 2019- 2023 pour cette période. Cette disposition nous semble contraire à l'article 3 §1 2° du décret relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux GRD qui prévoit: « *les règles d'évolution au cours du temps des volumes et des catégories de charges visées au 1°, y compris /a méthode de détermination des variables et des paramètres figurant dans les formules d'évolution* »
- **FEBELIEC :** Concernant les règles de détermination et d'évolution du revenu autorisé, Febeliec suit la logique d'une détermination d'un budget *ex ante* et d'un contrôle *ex post*. Febeliec suit la CWaPE dans sa décision d'interdire la réévaluation de la base d'actifs régulés.
- **Réponse de la CWaPE :**

L'article 3, § 1^{er}, 1° et 2°, du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité prévoit que la méthodologie tarifaire doit préciser « *1° les catégories de charges couverts par les tarifs et leur définition;*

2° les règles d'évolution au cours du temps des volumes et des catégories de charges visées au 1°, y compris la méthode de détermination des variables et des paramètres figurant dans les formules d'évolution ».

Cette disposition décrétales ne détermine en revanche pas les catégories de charge qui doivent être couvertes par les tarifs et les règles selon lesquelles elles doivent évoluer.

Le projet de méthodologie tarifaire précisant bien les règles de détermination *ex ante* et *ex post* du revenu autorisé des GRD¹, la CWaPE ne perçoit pas en quoi le projet de méthodologie tarifaire 2024 contreviendrait à cette disposition.

¹ Le revenu autorisé 2024 correspond, *ex ante*, au revenu autorisé 2023 et, *ex post*, au revenu autorisé 2023 indexé.
CWaPE – Méthodologie tarifaire 2024 – Rapport de consultation – Version non confidentielle

6. Non indexation ex ante des coûts contrôlables

- **REW :** Nous comprenons à l'issue de la lecture du projet de méthodologie que nous ne pouvons pas indexer le revenu autorisé 2024 ex ante. Il en va de même pour les budgets spécifiques et l'achat d'énergies. Nous référant à l'article 59 de la méthodologie tarifaire 2019-2023, nous lisons que « *les tarifs [périodiques] annuels de prélèvement et d'injection sont déterminés de façon à ce que les recettes budgétées qu'i/s génèrent ensemble couvrent le revenu autorisé de l'année à laquelle ils se rapportent* ». Dès lors, nous affirmons que la non-indexation préalable est contraire à cet article. En effet, en indexant ex post, nous créons un nouveau solde régulateur dont nous ne connaissons pas l'affectation. Cela signifie que, quoi qu'il arrive, les coûts liés à l'indexation ne couvriront pas le revenu autorisé 2024.

En outre, le préfinancement nécessaire pour couvrir les surcoûts générés par l'indexation devra s'effectuer sur fonds propres. REW étant dans l'incapacité d'assumer ces dépenses devra souscrire un emprunt auprès d'un établissement de crédit. Cet emprunt générera inévitablement des coûts. Nous demandons à la CWaPE de considérer ces derniers comme des coûts non contrôlables. Dans le cas contraire, nous invitons la CWaPE à nous proposer une rémunération du fonds de roulement.

- **Réponse de la CWaPE :**

Le projet de méthodologie tarifaire 2024 prévoit l'indexation *ex post* du budget des coûts contrôlables sur la base de la valeur réelle de l'indice santé de l'année 2024. Cette indexation *ex post* créera un solde régulateur qui sera intégré au solde régulateur total de l'année 2024 et qui pourra être affecté aux tarifs de distribution des années 2026 et suivantes conformément à la décision que la CWaPE adoptera à ce propos.

Contrairement à ce qu'indique le REW, ce mécanisme d'indexation *ex post* n'est pas contraire à l'article 59 de la méthodologie tarifaire 2019-2023 (qui n'est pas applicable à l'année 2024 mais est identique à l'article 52 du projet de méthodologie tarifaire 2024) puisque les tarifs de prélèvement et d'injection permettront de couvrir le revenu autorisé fixé ex ante de l'année 2024. Par principe, les tarifs de distribution ne peuvent évidemment jamais couvrir le revenu autorisé *ex post* puisque ce dernier n'est connu qu'au terme de l'exercice d'exploitation. Le mécanisme des soldes régulateurs a justement pour objectif d'octroyer aux GRD le manque à gagner ou de restituer le trop perçu aux URD. Grâce à ce mécanisme de solde régulateur, le GRD est toujours assuré de pouvoir recouvrir ses coûts via les tarifs de distribution.

En ce qui concerne le préfinancement des soldes régulateurs, la CWaPE renvoie au point 24 du présent rapport de consultation.

7. Facteur Qualité

- **FEBELIEC :** Febeliec suit la CWaPE dans sa décision d’instaurer un incitant financier (le facteur Q), mais déplore que la valeur de ce facteur soit à nouveau fixée à zéro pour 2024, après déjà avoir été fixé à zéro pour la période 2019-2023 et se demande pourquoi la CWaPE n’envisage pas de déterminer des indicateurs de performance avant la période 2025-2029 de sorte à pouvoir déjà les appliquer durant cette période suivante, si déjà pas en 2024. En effet, en continuant de mettre ce facteur à zéro pour 2024 après déjà avoir été mis à zéro pour la période 2019-2023, une incitation à s’améliorer sur certains aspects est non seulement à nouveau absente, mais, en outre, cela peut également avoir un effet pervers allant à l’encontre de la volonté de la CWaPE car toute amélioration qui serait réalisée en 2024, après déjà la même problématique pour la période 2019- 2023, ne pourra plus être réalisée/valorisée durant la période tarifaire suivante, lorsque le facteur Q sera potentiellement d’application avec une valeur non nulle.

- **Réponse de la CWaPE :**

La CWaPE précise que la définition et la mise en œuvre d’un indicateur de qualité est un long processus qui nécessite d’être transparent et extrêmement précis dans les données requises pour s’assurer d’avoir des indicateurs fiables et représentatifs des réalités de terrain. Il est en effet contre-productif et inutile de monitorer des données “par principe” sans certitude qu’elles décrivent correctement l’objectif poursuivi et la qualité de prestation visée. Il faut donc s’accorder très précisément avec l’ensemble des acteurs de marché sur les termes composants l’indicateur concerné. Si aucune donnée / aucun indicateur n’existe à l’heure actuelle, il n’est en tout cas pas concevable de déterminer des objectifs à atteindre (et encore moins des incitants financiers) sans disposer d’un historique de données fiables d’au moins quatre à cinq années.

Pour envisager de déterminer des indicateurs de performance en 2024, la CWaPE aurait dû entamer spécifiquement pour 2024 un processus de collaboration avec l’ensemble des acteurs du marché pour aboutir à des indicateurs de performance harmonisés et représentatifs. La CWaPE rappelle que la décision de proposition d’aménagement du calendrier relatif à la mise en œuvre de la méthodologie tarifaire 2024-2028 (et donc du besoin d’avoir une méthodologie tarifaire ‘transitoire’ pour l’année 2024) date du 28 octobre 2022. Il n’est donc matériellement pas possible de fixer un incitant financier pour 2024.

La CWaPE aurait pu alléger ce processus si des indicateurs de performance existaient d’ores et déjà et que ceux-ci :

- ✓ Ne soulevaient aucun problème d’interprétation par toutes les parties prenantes ;
- ✓ Disposaient de données historiques suffisantes et fiables ;
- ✓ Reflétaient effectivement la qualité de prestation visée ; et
- ✓ Etaient rapportés de manière harmonisée.

Tout le travail initié depuis 2019 concernant l’élaboration des lignes directrices relatives aux indicateurs de performance, les consultations et concertations des lignes directrices et du projet de méthodologie 2025-2029 a été réalisé dans le but de déterminer des indicateurs harmonisés et pertinents. Si de tels indicateurs n’existaient pas, ce processus a abouti à la mise en place d’un plan d’action pour harmoniser les données requises. Il est donc matériellement impossible d’envisager un incitant financier et des indicateurs de performance fiables et représentatifs avant la méthodologie tarifaire 2025-2029.

Selon Febeliec, toute amélioration qui serait réalisée en 2024, après déjà la même problématique pour la période 2019-2023, ne pourra plus être réalisée/valorisée durant la période tarifaire suivante.

Premièrement, pour rappel, les objectifs de qualité pour la période 2025-2029 seront définis sur la base de données historiques réelles, y inclus donc les données réelles 2019 à 2021 (suite à l'aménagement du calendrier relatif à la mise en œuvre de la méthodologie tarifaire 2024-2028). Les améliorations réalisées durant cette période seront donc indirectement valorisées (pour rappel le facteur Q sera une majoration ou une minoration du revenu autorisé) puisqu'elles seront intégrées dans la détermination des objectifs à atteindre. En ce qui concerne les potentielles améliorations 2023 et 2024 (pour lesquelles nous ne disposons pas à l'heure actuelle de données historiques), la CWaPE tient à préciser que lorsqu'un gestionnaire de réseau de distribution améliore la qualité des services proposés, cela se fait généralement au travers d'investissement ou de choix managériaux ayant des impacts sur le moyen/long-terme. Par conséquent, il est fortement probable que les améliorations constatées se prolongent après 2024.

A contrario, un gestionnaire de réseau de distribution qui laisserait périlcliter son réseau et la qualité des services fournis pourrait :

- ✓ Soit continuer à voir la qualité de ses services se détériorer et donc pourrait être pénalisé (minoration de son revenu autorisé du montant de l'incitant financier) ;
- ✓ Soit être confronté à des coûts importants (OPEX, CAPEX) pour récupérer ce potentiel 'laisser-aller'.

La CWaPE ne perçoit donc pas immédiatement un effet pervers sur le long terme.

Au vu de ces éléments, et considérant la concertation en cours sur la méthodologie tarifaire 2025-2029, notamment sur les aspects relatifs aux indicateurs de performance, la CWaPE estime qu'il n'est pas opportun d'anticiper leur mise en œuvre en 2024.

8. Pourcentage de rendement autorisé

- **FEBELIEC :** Concernant le pourcentage de rendement autorisé, Febeliec s'inquiète concernant le résultat obtenu par la CWaPE de 4,053%, car celle-ci est encore au-dessus des 3,573% pour la période tarifaire actuelle 2019-2023 sans réelle augmentation de risque pour les gestionnaires de réseau de distribution. En plus, Febeliec insiste à nouveau à attirer l'attention de la CWaPE sur le ratio endettement/fonds propres (52,5% versus 47,5%) et se demande si un *gearing* plus élevé ne serait pas souhaitable, vu le coût inférieur des dettes comparé à celui des fonds propres, une remarque déjà faite pour la méthodologie tarifaire pour la période actuelle 2019- 2023. Une autre répartition dans le *gearing* pourrait facilement contribuer à un moindre coût pour les utilisateurs de réseau et ainsi aussi répondre à la première remarque de Febeliec ci-dessus concernant le pourcentage de rendement.
- **Réponse de la CWaPE :** Concernant le pourcentage de revenu autorisé, la CWaPE comprend la suggestion de FEBELIEC et en tiendra compte dans le cadre de la méthodologie tarifaire 2025-2029. Par contre, au vu de la concertation encore en cours sur cette nouvelle méthodologie pluriannuelle, la CWaPE n'estime pas opportun de modifier le pourcentage de rendement autorisé dans le cadre de la présente méthodologie.

9. Révision du RA en cas de circonstances exceptionnelles

- **AIESH :** Le Décret prévoit une révision annuelle du revenu autorisé en cas de circonstances exceptionnelles altérant la situation financière du gestionnaire de réseau, sous la précision que ces circonstances « doivent impacter **significativement** » cette situation financière. Or, le surcoût de l'énergie a été une circonstance exceptionnelle impactant significativement la situation financière des GRD. Selon les termes de la Méthodologie Tarifaire, lesdites circonstances exceptionnelles doivent impacter « durablement et significativement » la situation financière du gestionnaire. L'adverbe « durablement » ajoute une condition à celle résultant de l'adverbe « significativement » (termes du Décret). Il va sans dire, d'une part, que les dispositions du Décret sont hiérarchiquement supérieures à celles de la Méthodologie et, d'autre part, que les dispositions de la Méthodologie doivent être interprétées et appliquées à la lumière du Décret. En ajoutant une condition supplémentaire par l'introduction de l'adverbe « durablement », la Cwape va au-delà de l'esprit du décret en instaurant un caractère plus restrictif dénaturant la volonté initiale du législateur. Nous plaidons dès lors pour un alignement de l'article 46, §2, 2 de la méthodologie sur l'article 15, §3 du décret tarifaire du 19 janvier 2017.
- **Réponse de la CWaPE :** Pour rappel, l'article 15, § 3, du décret tarifaire du 19 janvier 2017 prévoit que : *« Si des circonstances exceptionnelles surviennent au cours d'une période régulatoire indépendamment de la volonté du gestionnaire de réseau de distribution, à la demande de la CWaPE ou d'initiative, celui-ci soumet à l'approbation de la CWaPE une demande motivée de révision de sa proposition tarifaire, pour ce qui concerne les années suivantes de la période régulatoire. Ces circonstances exceptionnelles doivent impacter significativement la situation financière du gestionnaire de réseau conformément à des critères définis dans la méthodologie tarifaire ».*

Le décret confie donc à la CWaPE la mission de déterminer, dans la méthodologie tarifaire, les critères à remplir pour que l'impact des circonstances exceptionnelles sur la situation financière du GRD puisse être qualifié de significatif. La CWaPE reconnaît que la formulation actuelle de la méthodologie tarifaire 2019-2023 pourrait donner à penser que la CWaPE aurait ajouté une condition supplémentaire à l'exigence de l'impact significatif (avec comme critère le seuil de 2%), en prévoyant que cet impact doit être également durable. L'intention de la CWaPE était en réalité de fixer deux critères pour considérer un impact comme significatif :

- ✓ Celui-ci doit atteindre le seuil fixé à 2% du revenu autorisé annuel ;
- ✓ Celui-ci doit être durable.

Afin de mettre fin à cette ambiguïté, la CWaPE reformule l'article 46, § 2, 2°, de la méthodologie tarifaire 2024 comme suit :

« § 2. A la demande du gestionnaire de réseau ou de la CWaPE, le revenu autorisé budgété fixé ex ante de l'année 2024, et les tarifs qui en découlent, peuvent être révisés dans les cas suivants :

[...]

2° En cas de circonstances exceptionnelles survenant au cours de la période régulatoire, indépendamment de la volonté du gestionnaire de réseau de distribution pour autant qu'elles impactent durablement, à la hausse ou à la baisse à hauteur au moins de 2% du revenu autorisé annuel, la situation financière du gestionnaire de réseau de distribution ».

10. Séparation des activités régulées et non régulées et absence de subsidiation entre les deux

- **FEBELIEC** : Febeliec soutient la CWaPE dans ses démarches pour établir la méthodologie tarifaire en suivant les objectifs généraux définis dans la Directive Européenne 2009/72/CE, et tient à attirer spécifiquement l'attention sur la maîtrise du revenu des gestionnaires de réseau afin de limiter la contribution financière des utilisateurs de réseau, et ce pour ne pas nuire encore plus à la compétitivité des consommateurs (industriels) belges vis-à-vis de ceux dans les autres pays. Ceci sera aussi le principe primaire pour Febeliec de valider la proposition actuelle de méthodologie tarifaire pour 2024, spécifiquement visant les modifications proposées par la CWaPE. Febeliec comprend, et en partie soutient, les simplifications et raccourcissements proposés par la CWaPE, mais insiste qu'une procédure simplifiée ne peut dans aucun cas en elle-même mener à des coûts excessifs et non-réflexifs pour les utilisateurs de réseau. Febeliec reste en tout cas en faveur d'une application très stricte des règles concernant l'absence de subsidiation croisée et la tenue d'une comptabilité séparée et se demande même pourquoi il faut accepter que les gestionnaires de réseau puissent développer des activités non-régulées. Dans la mesure où les gestionnaires de réseau démontrent la nécessité de développer des activités non-régulées et seraient autorisés par le régulateur d'en développer, il faudra mettre en place une séparation juridique claire entre ces activités et les activités régulées, de sorte que le régulateur puisse veiller qu'il n'y a guère lieu de subsidiation croisée, au détriment du marché libre.
- **Réponse de la CWaPE** : Tout comme la méthodologie tarifaire 2019-2023, la méthodologie tarifaire 2024 prévoit que la subsidiation croisée entre les activités régulées et non régulées du GRD est interdite et impose aux GRD de tenir une comptabilité séparée pour ses activités de réseau de distribution et ses autres activités. Le respect de ces dispositions est contrôlé par la CWaPE notamment sur la base d'un rapport du Commissaire du GRD.

11. Tarifs périodiques – tarifs de prélèvement MT

- **FEBELIEC** : Concernant les tarifs de prélèvement, Febeliec constate que la CWaPE propose un terme capacitaire pour T- MT, MT ou T-BT qui est applicable à la puissance maximale, mesurée mensuellement pendant les heures de pointe. Febeliec insiste qu'il faudrait prévoir la possibilité de limiter le tarif de prélèvement pour des utilisateurs ayant de fortes pointes de puissance mais très peu de consommation. Febeliec soutient l'application de la 11^{ème} pointe mensuelle comme porteur tarifaire.
- **Réponse de la CWaPE** : Depuis 2019, les prix plafonds ne sont plus applicables. Dans la réponse à la consultation relative au projet de méthodologie tarifaire 2019-2023, la CWaPE expliquait :
La CWaPE souhaite mettre fin aux « prix plafond », également appelés « prix max », pratiqués par certains GRD, aussi bien dans les grilles tarifaires relatives au prélèvement d'électricité sur le réseau de distribution que dans les grilles tarifaires relatives à la refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport. Ces « prix plafond » permettaient aux URD avec de fortes pointes de puissance de ne pas payer le tarif capacitaire en cas de faible consommation. En effet, ce prix plafond, exprimé en €/kWh, et appliqué aux kWh consommés durant des heures pleines, est facturé en lieu et place du tarif capacitaire s'il apparaît que ce dernier, multiplié par la pointe de puissance mesurée sur le réseau au cours des 12 derniers mois, génère un coût supérieur au prix plafond. Cette mesure était donc particulièrement avantageuse pour les entreprises qui font de fortes pointes de puissance de manière ponctuelle mais qui, sur base mensuelle, consomment peu de kWh. Toutefois, ces entreprises, si elles réalisent leur pointe de puissance pendant les heures où le réseau est déjà fortement sollicité par les autres URD du prélèvement, nécessite que le réseau de distribution soit dimensionné pour permettre ces pointes de puissance. Il paraît donc juste que les coûts du surdimensionnement du réseau pour la réalisation de ces quelques pointes soient à charge des URD qui les occasionnent.

Déjà alors, l'impact de la suppression des « prix plafond » devait être mis en balance avec d'autres mesures prises par la CWaPE pour faire évoluer l'application du terme capacitaire :

- *Création de deux termes capacitaires : un terme pour la pointe historique et un terme pour la pointe du mois. Cette modification réduit l'impact de la pointe historique et un URD qui a un profil de consommation saisonnier pourra ainsi voir les coûts liés à la distribution de son énergie diminuer les mois où les pointes de puissance sont plus faibles.*
- *Application de la 11^{ème} plus haute pointe du mois pour la facturation du terme de puissance. Précédemment, seule la pointe maximale du mois était prise en considération.*

Ces explications restent valables pour l'exercice 2024.

12. Tarifs périodiques – tarifs d'injection

- **FEBELIEC** : Concernant le tarif pour la capacité d'injection flexible, Febeliec se demande pourquoi il est fixé à 0 €/kVA pour la période régulatoire 2024. Febeliec insiste que même pour une telle capacité, les gestionnaires de réseau de distribution sont exposés à des coûts et que ce tarif devrait donc aussi refléter ces coûts, même si elles seraient normalement moindres que ceux pour une capacité d'injection non-flexible. Febeliec soutient la continuation de tarifs d'injection, vu que les producteurs utilisent les réseaux et ne sauraient guère transporter leur énergie produite sans réseau. Ceci est donc une approche en ligne avec le critère de réflectivité de coûts. Febeliec réitère la position d'un split 50/50 des coûts réseaux entre consommateurs et producteurs, car les producteurs bénéficient autant de la disponibilité d'un réseau performant et fiable que les consommateurs. Febeliec néanmoins ne comprend pas l'approche de déterminer les tarifs d'injection seulement par un *benchmarking* avec les régions et pays limitrophes et de les fixer correspondant à la moyenne pondérée des coûts générés par les tarifs d'injection applicable dans ces entités, car ceci n'est pas nécessairement une bonne réflexion des coûts engendrés en Région wallonne.
- **Réponse de la CWaPE** :
La CWaPE ne peut donner suite à la proposition de Febeliec de partager à 50/50 les coûts de réseaux entre consommateurs et producteurs, pour les motifs suivants :
 - ✓ Le décret tarifaire stipule, en son article 4, § 2, 16°, que les tarifs d'injection « *sont déterminés en tenant compte de tout critère considéré comme pertinent par la CWaPE, tel une comparaison avec les pays voisins et en concertation avec l'ensemble des acteurs, afin de ne pas mettre en péril la sécurité d'approvisionnement du pays par une baisse de compétitivité des unités de production concernées* ». Un partage à 50/50 des coûts de réseaux irait à l'encontre de cette disposition. Par conséquent, la CWaPE préconise de fixer ce tarif en comparaison avec les pays et régions voisins.
 - ✓ Les réseaux de distribution sont construits dans le but d'acheminer l'électricité vers les clients finaux qui prélèvent cette électricité pour leurs usages. Les injections servent donc à mettre à disposition cette énergie sur les réseaux et n'ont de sens que parce que des clients finaux souhaitent la consommer. Le réseau est donc construit en premier lieu pour les besoins du prélèvement, ce qui justifie que les coûts du réseau soient répercutés en priorité sur les clients qui prélèvent.

De nombreux acteurs de marché plaident d'ailleurs pour la suppression de tout tarif d'injection (voir notamment rapport de consultation CD-17g17-CWaPE-0031 relatif à la décision fixant la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en région wallonne pour la période 2019-2023). Toutefois, pour permettre l'injection des productions décentralisées, le réseau doit, dans certains cas, être renforcé. Il est donc logique de répercuter ces coûts uniquement induits par l'intégration d'unités de production, plutôt que de supprimer tout tarif d'injection.

La transition énergétique qui est entamée depuis plusieurs années et qui va s'intensifier dans les années à venir impose le développement massif d'installations de production renouvelable. Les tarifs d'injection doivent par conséquent être fixés en veillant à ce qu'ils ne constituent pas un frein au développement de ces productions renouvelables.

13. Tarifs périodiques – plafonnement de la facture de distribution

- **ORES/RESA** : Actuellement les services « compensation » ou « valorisation » sont les services autorisés pour les prosumers <= à 10 kVA. A partir de 2024, la fin de la compensation nous oblige à diriger les prosumers avec une nouvelle installation (ou assimilée) vers les services liés à la « commercialisation » de l'injection, services qui impliquent une facturation séparée des volumes d'injection et de prélèvement. L'application d'un plafonnement, quel que soit le service component, nous oblige à envoyer les volumes compensés (CMA+) pour les services de commercialisation de l'injection. Par conséquent, l'envoi des volumes compensés au fournisseur qui dispose uniquement d'un contrat de prélèvement déroge aux règles UMIG et indirectement au GDPR (cfr extrait ci-dessous). En effet, nous ne pouvons pas envoyer des données du client (à caractère personnel) vers un fournisseur avec qui il n'a pas de contrat d'injection. Dès lors, cette adaptation nécessite des concertations avec le marché et ORES émet aujourd'hui une réserve quant à la possibilité d'implémenter ce plafonnement dans le délai imparti. Une analyse est actuellement en cours avec Atrias sur la faisabilité, l'impact sur les différents outils IT et les délais d'implémentation (A implémenter pour la release d'octobre 2023). Toutefois, nous proposons d'appliquer par défaut la « commercialisation contrainte de l'injection » (un seul fournisseur pour les 2 flux d'énergie) pour les nouvelles installations (ou assimilées) à partir du 01/01/2024, ce qui permettrait de contourner la problématique des règles marché/GDPR et d'appliquer le plafonnement. Par contre, dans la mesure où le client choisit la « commercialisation de l'injection » (2 fournisseurs différents) et donc la facturation séparée de l'injection et du prélèvement, alors il perdrait le plafonnement.
 - **Extrait «UMIG - BR - ME - 02 - Measure Process v6.5.1.30 »**
Commercialisation de l'injection : Le Balance Supplier en charge de l'injection ne peut pas recevoir les volumes (par ToU) MC et MA+. Le Balance Supplier en charge du prélèvement ne peut pas recevoir les volumes (par ToU) MP et MA-. Par contre, il peut bien recevoir les index des registres physiques MP et MA-.
- **RESA** : Suite à la fin de la compensation prévue au 31/12/2023 pour les installations « prosumers » postérieures à cette date, il ne nous paraîtrait pas inutile de préciser que le terme capacitaire applicable au prosumer ainsi que le système de plafonnement en cas de compteur double flux qui en découle restent eux d'application pour les installations postérieures à cette date (et ce quelque soit le régime de comptage associé).
- **Réponse de la CWaPE** :

Dans la méthodologie tarifaire 2019-2023, la CWaPE avait justifié la création d'un tarif capacitaire spécifique pour les prosumers², plutôt que l'application du tarif proportionnel sur les prélèvements bruts (applicables à tous les utilisateurs de réseau), par le fait que bon nombre de prosumers n'étaient pas encore équipés de

² Utilisateur du réseau de distribution basse tension disposant d'une installation de production d'électricité décentralisée dont la puissance est inférieure ou égale à 10kVA, susceptible d'injecter et de prélever de l'électricité au réseau sur le même point de raccordement.

compteurs permettant de mesurer séparément le prélèvement de l'injection (et par conséquent les prélèvements réels d'énergie active brute sur le réseau).

Afin de ne pas pénaliser les prosumers (minoritaires) qui disposaient ou souhaitaient disposer d'un compteur mesurant séparément le prélèvement et l'injection, la CWaPE avait en outre prévu que ce tarif capacitaire leur était également applicable par défaut, tout en leur laissant la possibilité d'opter pour tarification proportionnelle sur leurs prélèvements bruts. Dans ce dernier cas, ceux-ci avaient la garantie de ne pas payer un montant plus élevé, globalement pour la distribution et le transport, que celui qu'ils paieraient en cas d'application du tarif capacitaire, combiné aux tarifs de distribution et de transport basés sur leurs prélèvements nets. L'objectif de l'application de ce plafond était de les inciter à opter pour une tarification de réseau basée sur leurs prélèvements bruts et de tenter de maximiser leur autoconsommation, sans risquer de payer plus que si le tarif capacitaire par défaut leur avait été facturé en sus de leurs éventuels prélèvements nets.

A la suite de l'adoption du décret du 1^{er} octobre 2020 relatif à la fin de la compensation entre les quantités d'électricité prélevées et injectées sur le réseau et à l'octroi de primes pour promouvoir l'utilisation rationnelle de l'énergie et la production d'électricité au moyen de sources d'énergie renouvelable³ et de l'article 46 du décret du 5 mai 2022 modifiant l'article 35, § 1^{er}, alinéa 3, du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité⁴, la CWaPE constate que ces arguments justifiant l'application d'un tarif capacitaire aux prosumers perdent de leur pertinence pour les futurs prosumers disposant d'une installation de production dont la mise en service sera postérieure au 31 décembre 2023. L'ensemble de ces prosumers disposeront en effet d'un compteur communicant permettant de mesurer séparément le prélèvement de l'injection (article 35, § 1^{er}, alinéa 3, du décret du 12 avril 2001) et ceux-ci seront naturellement incités à maximiser leur autoconsommation en raison de la fin de la compensation prévue par le décret du 1^{er} octobre 2020.

A la lecture des commentaires repris ci-dessus et sur la base d'échanges ultérieurs intervenus entre la CWaPE, d'une part, et ORES, RESA et la FEBEG d'autre part, la CWaPE relève en outre que l'application du tarif capacitaire prévu à l'article 57, § 2, b), de la méthodologie tarifaire aux prosumers qui ne bénéficieront plus de la compensation sur la partie « coûts de l'énergie » de la facture d'électricité (en raison de l'adoption du décret du 1^{er} octobre 2020 précité) créerait des difficultés en termes de développements informatiques propres à la Région wallonne mais également au niveau du respect de la réglementation en matière de traitement des données à caractère personnel.

A la suite de ces différents constats, la CWaPE décide de réserver l'application du tarif capacitaire aux seuls prosumers bénéficiant de la compensation visée dans le décret du 1^{er} octobre 2020 précité, à l'exclusion des prosumers qui n'en bénéficient pas ou qui y renoncent volontairement. Ces derniers se verront appliquer, comme tous les autres utilisateurs du réseau, la tarification proportionnelle sur leurs prélèvements bruts.

³ Dont l'article 2 prévoit que « La compensation entre les quantités d'électricité prélevées et injectées sur le réseau prend fin le 31 décembre 2023.

Par dérogation à l'alinéa 1er, la compensation entre les quantités d'électricité prélevées et injectées sur le réseau est maintenue jusqu'au 31 décembre 2030 pour les auto-producteurs qui disposent d'une installation de production d'électricité renouvelable d'une puissance nette développable inférieure ou égale à 10 kW dont la mise en service est antérieure au 1er janvier 2024 ».

⁴ « A partir du 1er janvier 2024, l'installation et l'activation de la fonction communicante d'un compteur communicant a lieu systématiquement lorsque l'utilisateur du réseau acquiert une nouvelle installation de production d'électricité d'une puissance égale ou inférieure à dix KVA, à moins que cela soit techniquement impossible ou non économiquement raisonnable ou en cas de refus conformément au paragraphe 3 ».

Le tarif capacitaire (et la possibilité alternative d'application du tarif proportionnel sur les prélèvements bruts) reste donc applicable à l'ensemble des prosumers qui continueront à bénéficier de la compensation, qu'ils disposent ou non d'un compteur permettant de mesurer séparément le prélèvement de l'injection, et ce afin de ne pas pénaliser les prosumers qui auraient fait le choix de placer un compteur double flux en réaction à l'incitant à l'autoconsommation donné par la méthodologie tarifaire 2019-2023 via le mécanisme de plafonnement évoqué ci-dessus.

Cette décision a pour conséquence que le tarif capacitaire ne sera en revanche plus applicable à aucun prosumer à partir de 2031, date de fin de la compensation pour l'ensemble des prosumers, prévue par le décret précité. Ceux-ci disposeront en effet alors tous d'un compteur permettant de mesurer séparément le prélèvement de l'injection.

14. Tarifs périodiques

- **AIEG** : L'AIEG constate que les volumes repris dans sa proposition budgétaire 2019-2023 sont en forte diminution, dès lors les volumes réels 2022 devraient être pris en compte pour la mise en place des tarifs 2024. De plus, la modification du revenu autorisé ne doit pas porter uniquement sur la ligne tarifaire « solde régulateur » mais également sur le tarif prosumer (€/Kva) qui pourrait être indexé, la différence étant portée en diminution de la ligne tarifaire « solde régulateur » afin que l'ensemble des URD's supporte la modification tarifaire.
- **Réponse de la CWaPE** : Le projet de méthodologie tarifaire 2024 donne la possibilité aux GRD de faire une proposition de tarifs de prélèvement pour l'année 2024 selon les hypothèses de volume et de puissance les plus adéquates. Il revient dès lors aux GRD d'utiliser les meilleures données à leur disposition pour réaliser les estimations des volumes et des puissances de prélèvement de l'année 2024. Le tarif prosumer sera également recalculé par les GRD en tenant compte des tarifs de distribution de l'année 2024 et des tarifs de transport de l'année 2023.

15. Tarifs périodiques – Date de publication

- **FEBELIEC :**
Febeliec tient aussi à marquer qu'elle trouve inadmissible que les utilisateurs de réseau ne connaîtront leurs tarifs applicables en 2024 qu'au 15 décembre 2023, qui ne laisse non seulement pas la possibilité d'incorporer ces tarifs dans leurs plans financiers mais aussi laisse très peu de temps d'adapter encore leur approche de travail et donc de consommation et injection en fonction des signaux tarifaires potentiellement inclus dans la tarification, qui pourrait donc mener non seulement à une perte de efficacité au niveau systémique mais également à une augmentation inutile des coûts pour les utilisateurs de réseau qui aurait pu être évité. Febeliec insiste que les tarifs de réseaux, pour 2024, mais aussi pour chaque période tarifaire suivante, soient publiés au plus vite et de préférence avec suffisamment de temps avant leur entrée en vigueur afin de permettre aux utilisateurs de réseau de s'adapter en fonction. Il devrait être possible d'avancer toute cette procédure d'approbation de par exemple 6 mois, certainement pour la période régulatoire 2025-2029. En tout cas, la publication potentielle des tarifs de réseau qu'en fin décembre 2023 reste inacceptable pour Febeliec.
- **Réponse de la CWaPE :** Le projet de méthodologie tarifaire prévoit que les tarifs périodiques de distribution de l'année 2024 seront approuvés par la CWaPE le 13 octobre 2023. Les utilisateurs de réseau connaîtront dès lors les tarifs applicables plus de 2 mois avant leur entrée en vigueur.

Les tarifs non-périodiques de l'année 2024 seront quant à eux approuvés par la CWaPE le 15 décembre 2023. Ces tarifs couvrent des prestations généralement non récurrentes telles que le raccordement, l'augmentation de puissance, etc. qui ne nécessitent pas forcément une anticipation de la part des URD. Ces tarifs sont connus de l'utilisateur du réseau de distribution au moment où le GRD lui remet une offre/proposition de contrat pour la prestation demandée. Les clients ayant reçu une offre en 2023 se verront par ailleurs appliquer les tarifs en vigueur au moment de l'offre.

Pour la période régulatoire 2025-2029, la CWaPE ambitionne d'approuver les tarifs de distribution d'électricité de l'année 2025 pour le 30 novembre 2024 et les tarifs de distribution d'électricité des années 2026 à 2029 pour le 30 juin 2025. Les tarifs de distribution de gaz des années 2025 à 2029 devraient quant à eux être approuvés pour le 30 novembre 2024. Le processus d'approbation des tarifs périodiques de distribution se déroule en deux phases successives (approbation du Revenu Autorisé puis approbation des tarifs) et chacune de ces deux phases inclut une série de travaux à réaliser par les GRD et la CWaPE selon des délais raisonnables. Ces délais et ce planning font l'objet d'un accord entre la CWaPE et les GRD après concertation et tiennent compte également des exigences décrétales telles que 4 mois entre la publication de la méthodologie tarifaire et le dépôt des propositions de revenu autorisé par les GRD. La méthodologie tarifaire 2025-2029 devrait être publiée le 1er juin 2023. Il n'est matériellement pas possible pour la CWaPE ni pour les GRD, tout en maintenant des conditions de travail raisonnables, d'approuver les tarifs périodiques de distribution de l'année 2025 avant le 30 novembre 2024.

16. Harmonisation/uniformisation des nouveaux tarifs non-périodiques

- **ORES** : ORES est d'avis que le processus d'harmonisation et d'uniformisation est pertinent. Pour preuve, alors que la méthodologie tarifaire 2024-2028 a été reportée d'un an, les GRD ont communément décidé de maintenir la date d'entrée en vigueur des tarifs harmonisés et uniformisés au 1er janvier 2024. Malgré les difficultés rencontrées tout au long du parcours, nous avons la conviction de parvenir à une proposition équilibrée pour les GRD et, surtout, pour les utilisateurs de réseaux. Par contre, ORES est d'avis que le maintien de cette disposition pourrait entraver le bon fonctionnement et l'efficacité du processus. Premièrement, en cas de besoin rapide d'implémenter un nouveau tarif, il serait impossible pour un GRD de proposer un tarif rapidement à la CWaPE afin d'en obtenir son approbation étant donné que l'harmonisation & uniformisation demande un grand investissement en temps. Deuxièmement, en cas de besoin spécifique d'un ou plusieurs GRD mais pas de l'ensemble, cela risquerait de mener à un blocage dans les discussions et certains GRD se trouveraient lésés. Enfin, nous comprenons que sur papier, cette disposition permettrait d'envisager un avenir à long-terme avec une seule grille tarifaire non-périodiques pour toute la Région Wallonne. Cependant, dans les faits, et comme nous l'avons toujours défendu, nous sommes 5 sociétés dont chacune dispose d'une organisation, d'un personnel, de méthode de travail et surtout de régions et caractéristiques propres et différentes (rural, urbain, semi-urbain, mixte, ...), ce qui ne permettra pas de parvenir à une grille tarifaire unique équilibrée sans diverses conséquences sur le Revenu Autorisé de chacun des GRD. ORES demande par conséquent la suppression de la disposition.
- **RESA/REW** : Cette disposition a été discutée lors de notre groupe de travail inter-GRD relatif à l'harmonisation et uniformisation des tarifs non-périodiques. RESA ne souhaite pas que cette disposition soit maintenue dans la méthodologie tarifaire 2024. D'une part, nous sommes d'avis que ce processus d'harmonisation et d'uniformisation est juste et pertinent. Pour preuve, alors que la méthodologie tarifaire 2024-2028 était reportée d'un an, il a été décidé par les GRD de maintenir la date d'entrée en vigueur des nouveaux tarifs uniformisés au 1er janvier 2024. Malgré les difficultés rencontrées tout au long du parcours, nous avons la conviction de parvenir à une proposition équilibrée pour les GRD et, surtout, pour les URD. D'autres sont d'avis que le maintien de cette disposition pourrait entraver le bon fonctionnement et l'efficacité des GRD. Premièrement, en cas de besoin rapide d'implémenter un nouveau tarif, il serait impossible pour un GRD de proposer un tarif rapidement à la CWaPE afin d'en obtenir son approbation étant donné que l'harmonisation et l'uniformisation demande un grand investissement en temps. Deuxièmement, en cas de besoin spécifique d'un ou plusieurs GRD mais pas de l'ensemble, cela risquerait de mener à un blocage dans les discussions et certains GRD se trouveraient lésés. Enfin, nous comprenons que sur papier, cette disposition permettrait d'envisager un avenir à long terme avec une seule grille tarifaire non-périodiques pour toute la Région Wallonne. Cependant, dans les faits, et comme nous l'avons toujours défendu, nous sommes cinq sociétés qui disposent d'une organisation, d'un personnel, de méthode de travail et surtout de régions et caractéristiques différentes (rural, urbain, semi-urbain, mixte, ...); ce qui ne permettra pas de parvenir à une grille tarifaire unique équilibrée sans diverses conséquences sur le Revenu Autorisé de chacun des GRD. Par conséquent, nous souhaitons la suppression de cet article.

▪ **Réponse de la CWaPE :**

Le processus d'harmonisation et d'uniformisation est un effort dans la durée. La CWaPE reconnaît qu'il nécessite de longues discussions suivies d'une mise en œuvre souvent encore plus longue puisque les procédés industriels ou les achats peuvent être impactés.

Vu que la méthodologie 2024 est applicable pour une seule année et que de nouveaux tarifs devront nécessairement être déposés pour la période régulatoire 2025-2029, cet article perd en pertinence pour cette méthodologie-ci. Néanmoins, ce processus long souffrirait d'une trajectoire tantôt interrompue, tantôt relancée, au gré des méthodologies alors que la direction reste inchangée. De plus, les gestionnaires de réseau ont ci-dessus réaffirmé la justesse et la pertinence de ce processus, ce que partage la CWaPE. Aussi, la CWaPE a choisi d'adoucir cet article afin que les nouveaux tarifs soient, par défaut, harmonisés et uniformisés, tout en laissant la possibilité à un GRD de demander la non harmonisation/uniformisation d'un nouveau tarif non-périodique, tout en motivant sa demande. La CWaPE souhaite ainsi indiquer la direction à suivre, encourager la poursuite du dialogue entre GRD sur la convergence des tarifs non-périodiques.

Le projet de méthodologie 2024 est modifié comme suit :

Article 87. § 3. ~~En cours de période régulatoire, toute nouvelle demande de tarifs non-périodiques introduite par un GRD est harmonisée et uniformisée avec les autres GRD~~ toute demande de nouveau tarif non-périodique est concertée entre gestionnaires de réseau et le nouveau tarif non-périodique en question doit, par défaut, être harmonisé et uniformisé. A titre d'exception, si un GRD souhaite qu'un nouveau tarif non périodique ne soit pas harmonisé et uniformisé, il motive sa demande.

17. Tarifs non-périodiques – coûts extension des bornes de rechargement

- **RESA** : Nous sommes d’avis que les raccordements « techniques » de type bornes de rechargement avec comptage devraient également faire l’objet de tarif non-périodique. L’arrivée de bornes de rechargement publiques en masse sur le réseau va avoir pour conséquence un investissement relativement élevé en renforcement et extensions qui ne seront pas financés. Nous faisons face à une demande croissante de raccordement de bornes de rechargement BT, parfois situées à plusieurs centaines de mètres du réseau (voire plus) et en zone résidentielle. À l’avenir, il nous sera interdit de facturer les renforcements et extensions liées à ces nouvelles bornes publiques. Nous demandons l’adaptation de cet article 89 4° afin que celui prenne en compte cette problématique. Nous proposerions d’adapter le point iii. « *s’il s’agit d’installation techniques avec ou sans comptage telles que les antennes de téléphonie, les panneaux publicitaires, les bornes de rechargement, ...* »
- **Réponse de la CWaPE** :
La CWaPE reconnaît avoir formulé de façon trop restrictive l’article 89, 4°, iii), du projet de méthodologie tarifaire 2024 : la dérogation à l’exonération au tarif d’extension et de renforcement en zone résidentielle ne doit pas seulement s’appliquer aux installations sans comptage.

La CWaPE avait choisi de répondre, au travers cet article de la méthodologie, à la demande de GRD, déposée le 14 février 2022, listant les installations techniques pour lesquelles il convenait selon eux de déroger à l’article III.49, § 1^{er}, du RTDE⁵. Au vu des particularités de ces installations techniques, spécifiques par nature, et de leur localisation parfois à grande distance du réseau existant, il se justifiait en effet de les exclure de la mutualisation prévue en zone d’habitat et de les soumettre à une tarification tenant compte de leurs particularités.

Cette liste des installations techniques pour lesquelles l’extension et le renforcement du réseau doivent, selon les GRD, être payants, est la suivante :

- Armoires maraîchères
- Mobilier urbain
- Abribus
- Panneaux publicitaires
- Panneaux d’indication ou de signalisation
- Feux de signalisation
- Bornes d’accès amovibles et barrières d’accès
- Containers de triage de déchets

⁵ Art. III.49. § 1er. Les renforcements et/ou extensions des réseaux de distribution situés en zone d’habitat, d’habitat à caractère rural ou d’extension d’habitat qui sont rendus nécessaires pour le raccordement des installations d’un URD sont à charge du GRD.

Les parties extensions et/ou renforcements des réseaux de distribution érigées hors zone d’habitat, d’habitat à caractère rural ou d’extension d’habitat sont à charge du demandeur, sans préjudice des prescriptions de l’article 26, § 2ter, du décret.

§ 2. Par dérogation au paragraphe premier, les renforcements et/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 CoDT) sont toujours à la charge du demandeur.

D’autres dérogations au §1er peuvent être proposées par les GRD et approuvées par la CWaPE, conformément à la méthodologie tarifaire.

- Bâtiments sans occupation, avec équipement technique dans le but d'assurer une fonction purement technique (par exemple, station de pompage)
- Armoires/cabines/bâtiments d'équipement de télécommunication
- Appareils de mesures et capteurs (par exemple, station météo, station de mesure de pollution de l'air, ...)
- Parcètres
- Radars
- Caméras de surveillance
- Sirènes d'alarme
- Clôtures électrifiées
- Autres installations d'éclairage hors éclairage public communal OSP et non OSP (par exemple, l'éclairage Public du SPW et coffrets pour illuminations)

L'article 89, 4°, est donc modifié afin de tenir compte de la remarque de RESA. Afin d'éviter tout problème d'interprétation, la liste des installations techniques concernées est désormais reprise de manière explicite (en y incluant les bornes de charge de véhicules électriques ajoutées ultérieurement par RESA). Vu la difficulté de dresser une liste exhaustive des installations techniques, la possibilité a été conservée d'y ajouter des éléments sous réserve d'une approbation par le régulateur.

Il est en outre précisé que seules les installations techniques disposant d'un raccordement qui leur est exclusivement dédié sont concernées par cette dérogation. Cette restriction est en effet nécessaire afin de ne pas porter une atteinte trop grande à la mutualisation prévue en zone d'habitat. Elle permet ainsi de maintenir la mutualisation pour les extensions et renforcements en zone résidentielle dus à la pose d'installations techniques à usage domestique ou artisanal, comme des points de recharge (bornes de charge de véhicules électriques) installés derrière un raccordement dont la fonction principale n'est pas de recharger des véhicules électriques.

Enfin, le deuxième tiret (ii) de l'article 89, 4°, est reformulé par souci de cohérence, afin d'explicitement renvoyer au Code de Développement territorial dans lequel la portée des permis est précisée. L'objectif reste d'abord de viser les extensions et renforcements des immeubles à appartements, y compris par subdivision, afin d'autoriser leur tarification, y compris par forfait, de façon similaire à ce qui a été fait pour la viabilisation au moyen du premier tiret (i) du même article. Ensuite, la reformulation étend la tarification aux installations non-résidentielles pour éviter toute discrimination, entre par exemple un immeuble à appartements et des immeubles de bureaux ou de commerces. De plus, la reformulation veille à distinguer, d'un côté, le cas où l'extension vise un bien non-bâti et, d'un autre côté, le cas d'un bien déjà bâti. Pour un bien non-bâti, l'extension nécessitée par un seul raccordement de basse tension doit évidemment être soumise à la mutualisation de l'extension en zone résidentielle sans quoi la disposition serait vidée de son sens. Au contraire, dans le cas où plusieurs raccordements de basse tension seraient réalisés sur un bien non-bâti, le gestionnaire de réseau n'aurait pu présumer la survenance de ces raccordements multiples et n'aurait pas pu concevoir le réseau de façon adéquate. Le tarif d'extension est donc dû dans ce dernier cas. De même, pour un bien déjà bâti (déjà raccordé au réseau), lorsque les modifications au bâti cadrées par le permis d'urbanisme entraînent au moins un raccordement supplémentaire, par exemple par reconstruction ou subdivision en plusieurs appartements, et que, par conséquence, le réseau existant doit être renforcé, le gestionnaire de réseau n'aurait pu concevoir ces raccordements supplémentaires au moment où il avait construit le réseau. En conséquence, les tarifs de renforcement s'appliquent.

La CWaPE a adapté son projet de méthodologie tarifaire comme suit :

Article 89. Les prestations suivantes ne font pas l'objet de tarifs non-périodiques :

(...)

4° les renforcements et les extensions de réseau de distribution électrique réalisés en zone résidentielle, et rendus nécessaires en vue de raccorder les installations d'un URD en basse tension situées dans cette zone, sauf :

- i. si ces installations sont 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 ; ou
- ii. si ces installations sont situées sur un bien visé par un permis d'urbanisme entraînant au moins un raccordement supplémentaire par rapport à la situation qui prévalait avant l'octroi de ce permis si le bien était déjà bâti ou entraînant plus d'un raccordement si le bien était non-bâti ; ou
- iii. si ces installations jouissent d'un raccordement dédié et figurent dans la liste suivante des installations techniques :
 - a. aubettes, abribus ;
 - b. appareils de mesures et capteurs (par exemple, station météo, station de mesure de pollution de l'air, ...) ;
 - c. armoires maraîchères ;
 - d. armoires, cabines, bâtiments d'équipement de télécommunication ;
 - e. bornes d'accès amovibles et barrières d'accès ;
 - f. bornes de charge de véhicules électriques ;
 - g. caméras de surveillance ;
 - h. clôtures électrifiées ;
 - i. conteneurs de tri de déchets ;
 - j. feux de signalisation ;
 - k. mobiliers urbains ;
 - l. panneaux d'indication ou de signalisation ;
 - m. panneaux publicitaires ;
 - n. parcmètres ;
 - o. radars ;
 - p. sirènes d'alarme ;
 - q. autres bâtiments sans occupation, avec équipement technique dans le but d'assurer une fonction purement technique (par exemple, une station de pompage destinée à l'égouttage) ;
 - r. autres installations d'éclairage hors éclairage public communal (par exemple, l'éclairage public du SPW ou coffrets pour illuminations).

Cette liste peut être complétée dans la grille tarifaire des gestionnaires de réseau par d'autres installations techniques, à la demande des gestionnaires de réseau ou à l'initiative de la CWaPE, lors du dépôt de la proposition tarifaire ou en cours de période tarifaire. Toute demande d'ajout doit être justifiée par le gestionnaire de réseau.

18. Tarifs non-périodiques – prestations diverses

- **RESA** : Il n'est plus fait mention dans la méthodologie 2024 contrairement à 2019-2023 des tarifs non-périodiques liés aux prestations diverses. Les tarifs de prestations diverses sont-ils couverts par la notion de « tarifs non-périodiques » au sens large ?
- **Réponse de la CWaPE** :
Les « tarifs non-périodiques » sont en effet une notion large qui couvre les prestations techniques et administratives liées aux raccordements, dont les prestations diverses. L'article 84 renvoie implicitement à ces prestations diverses que le GRD a toujours la faculté de proposer. L'article 86 cite les critères qui vont permettre d'établir une typologie tarifaire, voire des unités tarifables, dans les tarifs non-périodiques, que celles-ci soient « diverses » ou non. L'article 87, § 1^{er}, (« Les tarifs non-périodiques sont répartis dans des catégories harmonisées. ») concerne en particulier les « prestations diverses ». Au vu des cinq fardes tarifaires reprenant les tarifs non-périodiques actuellement applicables en Wallonie par chaque GRD, listes exhaustives, les catégories de prestations diverses méritent d'être harmonisées pour plus de lisibilité entre GRD, par exemple les prestations administratives, les prestations de comptage, les fournitures de matériaux, etc.

19. Tarifs non-périodiques : activation de la fonction prépaiement des compteurs communicants

▪ Cabinet Ministre Henry :

Dans le cadre de la modification des arrêtés du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatifs aux obligations de service public dans le marché de l'électricité et du gaz (ci-après dénommés « AGW OSP électricité et gaz »), le Conseil d'État a rendu son avis 72.352/4 le 28 novembre 2022 sur le projet d'arrêté du Gouvernement wallon modifiant les AGW OSP électricité et gaz et l'arrêté du Gouvernement wallon du 17 juillet 2003 relatif à la commission locale pour l'énergie (ci-après dénommé « AGW CLE »). L'article 43 de cet avis reprend l'article 34, §2 en projet de l'AGW OSP électricité. Cet article en projet vise à déterminer les cas dans lesquels le placement et la réactivation du compteur à budget ou l'activation de la fonction de prépaiement sont gratuits.

Le Conseil d'État soulève l'avis CD-22i01-CWaPE-0915 de la CWaPE, rendu le 1er septembre 2022, sur la modification des AGW OSP électricité et gaz et de l'AGW CLE et qui rappelait la compétence exclusive de la CWaPE en matière tarifaire. Le Conseil d'État relève dans son avis qu'il ne trouve dès lors pas la justification de prévoir la gratuité dans les AGW OSP électricité et gaz du placement et de la réactivation du compteur à budget ou de l'activation de la fonction de prépaiement.

Le paragraphe 2 de l'article 34 de l'AGW OSP électricité a dès lors été abrogé dans l'arrêté modificatif qui a été adopté le 15 décembre 2022 en troisième lecture. Au vu de la vulnérabilité des ménages concernés par les procédures de défaut de paiement, et des difficultés signalées par les gestionnaires de réseaux de distribution pour récupérer les montants facturés lors du placement d'un compteur à budget dans le passé, le Gouvernement m'a chargé de préparer une balise à insérer dans le décret tarifaire, dans le respect de la compétence de la CWaPE. Cette balise devra permettre une prise en compte de la vulnérabilité du ménage lors de la détermination du tarif applicable aux procédures d'activation du prépaiement en cas de défaut de paiement. Cette modification devrait entrer en vigueur pour le 1er janvier 2024 et il serait opportun que cette disposition puisse être prévue dans la méthodologie tarifaire relative à cette période.

▪ Réponse de la CWaPE :

Au vu notamment de la vulnérabilité des ménages concernés par les procédures de défaut de paiement et des difficultés signalées par les gestionnaires de réseaux de distribution pour récupérer les montants facturés lors du placement d'un compteur à budget dans le passé, la CWaPE est favorable à l'établissement de dispositions tarifaires adaptées à ces clients vulnérables. La CWaPE a dès lors repris dans la méthodologie tarifaire les dispositions initialement prévues dans les arrêtés du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public, respectivement dans le marché de l'électricité et dans le marché du gaz, et les a élargies au cas nouveau des clients mis en demeure ou auxquels le défaut de paiement vient d'être notifié. Pour ces clients finaux, la procédure réglementaire leur permet en effet de demander l'activation du prépaiement, ce qui, en tant qu'acte délibéré, constitue normalement un motif de tarification. Une telle tarification ne se justifierait toutefois pas en l'espèce dès lors que les clients concernés sont justement en situation de vulnérabilité et seront par défaut éligibles deux semaines plus tard à la gratuité.

La CWaPE a adapté son projet de méthodologie tarifaire 2024 en conséquence :

Article 3 § 3. Sous réserve de modification des décrets et règlements précités, il convient d'entendre par :

1° « activation du prépaiement » : action de placer un compteur et d'activer la fonction de prépaiement sur ce dernier, ou l'action d'activer la fonction de prépaiement sur un compteur déjà placé ;

Article 89. Les prestations suivantes ne font pas l'objet de tarifs non-périodiques :

(...)

7° l'activation ou la désactivation du prépaiement au domicile d'un utilisateur de réseau se trouvant dans une des situations suivantes :

- a. client protégé ;
- b. client non protégé déclaré en défaut de paiement par son fournisseur ;
- c. lorsque la demande d'activation du prépaiement est soutenue par le CPAS ;
- d. lors d'un déménagement, lorsque le prépaiement était activé au précédent domicile du client ;
- e. client qui a choisi d'activer le prépaiement au moyen du formulaire de réponse au courrier de mise en demeure ou de notification de défaut de paiement.

20. Tarifs de transport

- **FEBEG** : La CWaPE rappelle qu'elle envisage que les tarifs de transport des années 2025 à 2029 soient d'application entre le 1er janvier et le 31 décembre de chaque année (en lieu place d'une application actuelle du 1^{er} mars d'une année X au 28 février de l'année X+1), pour les faire coïncider avec les périodes d'application des tarifs de distribution. Dès lors, les tarifs de transport qui seront approuvés le 1.03.2024 seront d'application pendant 10 mois (jusqu'au 31/12/2024) au lieu de 12 mois, avec modification de la procédure d'approbation du solde régulateur de transport, afin que le solde régulateur de transport 2024 puisse être affecté dans les tarifs de refacturation des coûts de transport qui entreront en vigueur au 1er janvier 2026. La FEBEG soutient cette évolution. La FEBEG insiste cependant d'ores et déjà pour que les futurs tarifs de transport soient publiés au plus tard pour le 20.12 de chaque année, et ce, dès 2024 (pour tarif de transport 2025). Passé ce délai, il n'est humainement et opérationnellement plus possible pour les fournisseurs de pouvoir disposer d'un délai d'implémentation suffisant pour une entrée en vigueur au 1^{er} janvier, notamment au regard des contraintes en termes de ressources disponibles en fin d'année.
- **FEBELIEC** : Concernant les tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport, Febeliec ne peut en aucun cas accepter que ces tarifs pour la période régulatoire 2024 ne seraient pas connus avant la période- même, avec une décision d'approbation par la CWaPE qu'en février 2024 (le 20 février au plus tard). Febeliec trouve ceci inadmissible, même avec la solution proposée d'une application seulement à partir du 1^{er} mars 2024. Febeliec réfère dans ce cadre aussi à sa remarque ci-dessus concernant la publication de la grille tarifaire pour les autres tarifs de réseau de distribution.
- **Réponse de la CWaPE** : Depuis 2017, les tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport sont approuvés par la CWaPE le 20 février pour une entrée en vigueur au 1^{er} mars de la même année, au motif que les surcharges fédérales relatives aux obligations de service public n'étaient connues que dans les derniers jours du mois de décembre de l'année précédente, ce qui ne donnait aucune certitude quant à l'adoption des tarifs de refacturation du transport suffisamment à l'avance pour laisser un délai raisonnable aux fournisseurs pour implémentation avant le 1^{er} janvier. Bien que la suppression de la cotisation fédérale fin 2022 a rendu obsolète la nécessité d'une application décalée du tarif de refacturation de transport, il n'est pas envisageable pour la CWaPE et les GRD de finaliser l'approbation des tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport 2024 avant le mois de février 2024 compte tenu des échéances de la fin d'année 2023 : approbation des revenus autorisés 2025-2029 et approbation des tarifs de distribution 2024.

La période régulatoire de 2024 constitue une année de transition pour le tarif de refacturation de transport puisqu'elle ne comptera que 10 mois. Pour la période régulatoire 2025-2029, la CWaPE ambitionne d'approuver les tarifs de refacturation des coûts de transport applicables du 1^{er} janvier au 31 décembre de l'année N au plus tard le 30 novembre de l'année N-1.

21. Traitement de l'indexation solde régulateur/bonus/malus

- **ORES** : ORES constate que le bonus/malus calculé pour 2024 est obtenu en comparant les charges nettes contrôlables réelles de 2024 avec le budget des charges nettes opérationnelles contrôlables *ex ante* 2024 (article 114) ; l'écart entre le budget des charges nettes opérationnelles contrôlables *ex ante* et *ex post* (articles 120 à 125) étant traité comme un solde régulateur. Tout comme ce fut le cas en 2018 pour la prolongation de la méthodologie tarifaire 2017, nous nous attendions à ce que le montant de bonus/malus de 2024 soit fixé en comparant les charges nettes contrôlables réelles de 2024 avec le budget des charges nettes contrôlables *ex post* 2024 tenant donc compte de l'indexation réelle de 2024 dans la fixation du montant de bonus/malus 2024. Cette dernière manière de procéder est cohérente avec les grands principes de la méthodologie tarifaire et la qualification du montant de bonus/malus qui découle d'une année. A notre sens, à l'article 114, le montant de bonus/malus de 2024 doit être fixé en comparant les charges nettes contrôlables réelles de 2024 avec le budget des charges nettes contrôlables *ex post* 2024 (en lieu et place des charges nettes contrôlables budgétées *ex ante*).
- **RESA** : L'article 114 doit être modifié pour tenir compte de : « *l'écart entre les charges nettes opérationnelles contrôlables budgétées, reprises dans le revenu autorisé approuvé du gestionnaire de réseau, le cas échéant revues ex post pour tenir compte de l'indexation conformément à l'article 120, et les charges nettes opérationnelles contrôlables réelles supportées par le gestionnaire de réseau au cours de l'année N constitue un « bonus » (si le budget supérieur à réalité) ou un « malus » (si le budget inférieur à réalité) et fait partie du résultat comptable du gestionnaire de réseau* ». Dans le cas contraire, il y aura une incohérence entre les totaux des colonnes B, C, D, E et F du Modèle de rapport. Nous renvoyons également aux commentaires partie « 2.1 Modèle de Rapport » concernant le TAB 3 des Annexes 6 & 7.
- **Réponse de la CWaPE** : l'article 114 a été précisé conformément aux remarques des GRD. Le bonus/malus est effectivement calculé par différence entre le budget des charges contrôlables recalculé *ex post* et les charges contrôlables réelles.

22. Application de l'indexation sur les CPS - articles 120 à 125

ORES : ORES constate que l'écart relatif à l'indexation octroyé *ex post* (tenant de l'indice santé réel de 2024) n'est pas appliqué sur les charges nettes contrôlables des projets spécifiques. ORES estime que les charges nettes contrôlables des projets spécifiques (CPS) doivent être traitées de la même manière que les charges nettes contrôlables hors CPS et donc se voir appliquer une correction *ex post* pour l'indexation réelle.

RESA : Les budget *ex ante* des coûts spécifiques devrait également être indexé afin de déterminer un budget *ex post* 2024 après indexation avant d'appliquer les différents principes de détermination des écarts. En effet, ces coûts subissent aussi fortement les effets de l'inflation ; notamment au niveau des CNU et des coûts fixes.

Réponse de la CWaPE : Les budgets des charges nettes contrôlables relatives aux projets spécifiques ne sont pas déterminés sur la base d'une formule de type : [coûts de l'année N-1 X (1 + indice santé)]. Ces budgets ont en effet été déterminés, par le GRD, pour chaque année, sur la base d'un grand nombre d'hypothèses spécifiques telles que les contrats d'achat des compteurs, les coûts des développements informatiques, les coûts de marketing et communication, etc qui n'évoluent pas selon l'indexation. Il n'est dès lors pas mathématiquement correct de calculer un budget « désindexé » qui serait ensuite réindexé sur la base de l'indice santé réel de l'année 2024.

23. Charges financières liées aux soldes réglementaires

- **AIESH** : Les charges financières spécifiques liées au préfinancement des soldes réglementaires relatifs à l'achat de l'énergie pour la couverture des pertes et de l'approvisionnement de la clientèle protégée devraient être considérées comme des charges opérationnelles non contrôlables. Les fonds propres et les dettes (à court, moyen ou long terme) du gestionnaire sont rémunérés à travers la marge bénéficiaire équitable, qui elle-même est limitée à un prorata des investissements dans le réseau, c'est-à-dire à un pourcentage des actifs à long terme. Autrement dit, la Méthodologie ne prévoit aucune rémunération des fonds propres ou des dettes à court ou moyen terme. Par conséquent, contraindre un gestionnaire à préfinancer le surcoût de l'énergie induit par des circonstances exceptionnelles nous semble contraire aux principes du Décret. Le fondement logique du régime des soldes réglementaires et du régime des circonstances exceptionnelles repose sur la stricte limitation de la rémunération des fonds propres et des dettes par la Méthodologie, cette limite impliquant elle-même une stricte limite des possibilités de financement du gestionnaire de réseau. Une plus grande exigence de financement des actifs circulants présupposerait une modification de la Méthodologie relative à la rémunération des fonds propres et des dettes.
- **RESA** : Le préfinancement de l'indexation des coûts de 2024 par le GRD combiné au préfinancement des achats d'énergie suite à la prolongation *ex ante* du RA 2023 en 2024 va générer dans le chef des GRD des charges financières additionnelles. Ces charges financières spécifiques devraient être considérées comme des charges non contrôlables car issues de préfinancements purement réglementaires.

Préfinancement des soldes réglementaires

Les charges financières spécifiques liées au financement des soldes réglementaires (provenant par définition des règles réglementaires en place) devraient *ex post* être considérées comme des charges non contrôlables.

- **AIEG** : Les charges financières spécifiques liées au financement des soldes réglementaires (provenant par définition des règles réglementaires en place) devraient *ex post* être considérées comme des charges non contrôlables.
- **Réponse de la CWaPE** : Concernant ces charges financières spécifiques, la CWaPE rappelle que celles-ci font partie l'enveloppe des coûts contrôlables, telle que la méthodologie tarifaire - prolongée selon l'accord avec les GRD - le prévoit depuis 2019.

24. Affectation des soldes régulateurs

- **REW:** Dans ces décisions antérieures, la CWaPE a déjà poussé en solde régulateur les écarts de coûts sur l'achat d'énergie ainsi que les budgets spécifiques 2023 pour ce qui nous concerne. Enfin, dans son projet de méthodologie tarifaire 2024, la CWaPE crée de nouveaux soldes régulateurs - notamment avec l'indexation et les écarts sur les coûts d'achat de l'énergie. De manière volontaire, le régulateur impose en mode de gestion du financement des écarts déjà identifié par GRD et lui en fait supporter les coûts. Cette disposition est évidemment contraire à une autre disposition du décret tarifaire : Article 4 §3 2° la méthodologie tarifaire permet, de manière raisonnable, aux gestionnaires de réseaux de distribution de financer l'exercice des obligations légales et réglementaires qui leur incombent de la manière la plus avantageuse par rapport aux coûts;
Permettez-nous aussi de nous interroger sur quelques informations pratiques : quand pourrions-nous répercuter ces soldes régulateurs? Et dans quelle proportion? Les réponses à ces questions influenceront de manière significative les liquidités de REW. Il nous semble primordial de pouvoir affecter ces soldes régulateurs le plus rapidement possible. Si nous appliquons la proposition de méthodologie tarifaire 2024 en l'état, la trésorerie de REW se verra fortement impactée. Le manque de liquidité devra être comblé par un crédit qui engendrera des coûts non-contrôlables vu la conjonction économique actuelle. Les soldes régulateurs seront répercutés dans le futur, mais nous ne connaissons ni le délai ni la proportion de l'affectation de ces soldes. Le préfinancement de nos activités nous poussera à limiter les projets de REW. Cela ralentira, par exemple, le déploiement des compteurs intelligents et les investissements nécessaires à la transition énergétique.
- **Réponse de la CWaPE :** La méthodologie tarifaire ne fixe pas les règles d'affectation des soldes régulateurs. Le projet de méthodologie tarifaire 2024 prévoit à l'article 128 qu'au terme de la procédure annuelle de contrôle des écarts entre le budget et la réalité, la CWaPE détermine, en concertation avec chaque gestionnaire de réseau de distribution, la période d'affectation du solde régulateur total de l'année 2024. Les décisions d'affectation des soldes régulateurs sont donc des décisions individuelles spécifiques à chaque GRD qui dépendent de différents facteurs tels que la hauteur du tarif de distribution avant affectation, des montants des soldes régulateurs déjà affectés dans les tarifs de distribution, de l'impact tarifaire sur les clients-type induite par l'affectation des soldes régulateurs, etc.
En ce qui concerne la remarque du REW concernant le préfinancement du solde régulateur lié à l'indexation, la CWaPE considère qu'il n'y a pas lieu de traiter ce solde régulateur de façon différente des autres soldes régulateurs et de prévoir son préfinancement. En effet, bien que le solde régulateur lié à l'indexation de l'année 2024 devrait vraisemblablement être un actif régulateur, d'autres soldes régulateurs pourraient être des passifs régulateurs qui viendraient « compenser » cet actif régulateur en termes de trésorerie.

- **AIEG :** « Le revenu autorisé (RA) de l'exercice d'exploitation 2023 de l'AIEG a été approuvé par le Comité de Direction de la CWaPE dans sa décision du 14 novembre 2018 référencée CD-18k14-CWaPE-0254. Il a ensuite été amendé par la décision d'octroi d'un budget spécifique du 25 novembre 2021, référencée CD-21k25-CWaPE-0595, et les décisions de révision des revenus autorisés des 15 et 22 décembre 2022, référencées CD-22l15-CWaPE-0713 et CD-22l22-CWaPE-0716, afin de tenir compte de l'inflation. L'AIEG choisit d'affecter en partie les montants en question sur l'exercice 2023, plus précisément 349 138 € et 557 437 € issus respectivement de la révision du RA 2022 et du RA 2023, ensuite la moitié des montants du projet spécifique et des soldes de l'exercice 2021, soit respectivement 637 780 € et -203 861 €, pour un total de 1 340 494€. La demande prévoit également une adaptation des tarifs de l'année 2023 à partir du 1er mars. Les montants résiduels de 637 780 € du budget spécifique (50% du montant approuvé) et de -203 861 € des soldes de l'exercice 2021 (50% du montant approuvé) **restent donc à affecter ultérieurement dans les tarifs périodiques de l'AIEG.** ». L'AIEG souhaite que les montants résiduels soient affectés entièrement sur le tarif périodique 2024 d'autant plus que le choix de l'AIEG a été limité par un plafond imposé par la CWaPE.

- **Réponse de la CWaPE :**
Le projet de méthodologie tarifaire 2024 prévoit à l'article 44 que lors du dépôt de la proposition de revenu autorisé 2024, le GRD puisse proposer d'intégrer dans le revenu autorisé budgété ex ante 2024 une partie ou l'entièreté des soldes réglementaires approuvés mais non encore affectés.

25. Modèles de rapport

ORES :

Nous avons constaté des anomalies dans certaines formules des ANNEXES 2, 3, 6, 7, 8, 9, 11. Nous nous proposons de ne pas les lister ici mais plutôt de signaler à la CWaPE les formules corrigées par nos soins par un code couleur lors du dépôt de la proposition tarifaire.

Définition des clients -type électricité du passé

Annexe 2 : Modèle de rapport (ex ante) et liste des annexes relatifs à la proposition de revenu autorisé et de tarifs périodiques – Electricité.

TAB10.1 niveau TMT/ TAB10.2 niveau MT/ TAB10.3 niveau TBT : Simulations des coûts de distribution pour les clients-type.

Pour ce qui concerne kW pointe mensuelle moyenne, il nous semble que les changements de facturation du capacitaire intervenus au début 2021 (fin du plafond tarifaire sur le terme capacitaire et abandon de la pointe maximale au profit de la 11°pointe), n'ont pas été pris en compte dans les profils des clients types à la base des simulations.

Valeurs considérées comme représentatives lors de la PT19-23 : 11° pointe = 85% de la pointe maximale en TMT et MT et 90% en TBT. Il nous semble que les profils des clients types devraient être modifiés.

Réponse de la CWaPE : les profils-types TMT, MT et TBT ont été adaptés

Solde régulateur par secteur tarifaire ORES

Annexe 6. (T3.1 & T3.2). Avec la péréquation tarifaire de 2024, ORES ne suivra plus les soldes régulatoires et bonus/malus par secteurs tarifaires, seuls des montants globaux feront l'objet d'un suivi.

Réponse de la CWaPE : le tableau 3.1 a été supprimé.

Budgets des projets spécifiques

Annexe 6. (T8). Pour la question particulière des budgets des projets spécifiques, doit-on bien comprendre que le budget 2024 correspond au budget 2023 (sans revue des € et quantités) ? ORES s'interroge sur les impacts que cela pourrait générer sur les écarts 2024 et sur les montants octroyés dans le RA 2025-2029.

Réponse de la CWaPE : les coûts budgétés des budgets spécifiques de l'année 2024 correspondent effectivement aux coûts budgétés de l'année 2023.

RESA :

Modèle de rapport ex post (ANNEXE 6&7) – TAB 3

Comme mentionné en point 1.3.1, il y aura une incohérence entre les totaux des colonnes B,C, D, E et F du Modèle de rapport. Nous sommes d'avis que le TAB 3 doit reprendre le budget 2024 ex post (et non pas ex ante) et la ligne indexation ne doit pas y être reprise mais reprise directement séparément dans la TAB 3.2.

Réponse de la CWaPE :

Le modèle de rapport a été adapté conformément à la remarque de RESA.

Modèle de rapport *ex post* (ANNEXE 6&7) – TAB 3.2

Les intitulés des lignes 49 et 53 doit reprendre 2022 à 2024 et non pas 2022 à 2023. L'intitulé de la ligne 57 doit être adapté étant donné que les volumes 2024 peuvent différer des volumes issus de la proposition tarifaire 2019-2023.

Réponse de la CWaPE : les intitulés ont été adaptés.

Modèle de rapport *ex post* (ANNEXE 6&7) – TAB 8

Pour la question particulière des budgets spécifiques, doit-on bien comprendre que le budget 2024 correspond au budget 2023 (sans revue des € et quantités) ? RESA s'interroge sur les impacts que cela pourrait générer sur les écarts 2024 et sur les montants octroyés dans le RA 2025-2029.

Réponse de la CWaPE : les coûts budgétés des budgets spécifiques de l'année 2024 correspondent effectivement aux coûts budgétés de l'année 2023.

Modèle de rapport *ex post* (ANNEXE 6&7) – commentaire général

Nous avons constaté des anomalies dans certaines formules des ANNEXES 2, 3, 6, 7, 8, 9, 11. Nous nous proposons de ne pas les lister ici mais plutôt de signaler à la CWaPE les formules corrigées par nos soins par un code couleur lors du dépôt de la proposition tarifaire.

Modèle de rapport *ex ante* (Annexe 2) – TAB 10.1 (TMT), 10.2 (MT), 10.3 (TBT) Simulation des coûts de distribution pour les clients-types.

Ligne kW pointe mensuelle moyenne : il nous semble que les changements de facturation du capacitaire intervenus au début 2021 (fin du plafond tarifaire sur le terme capacitaire et abandon de la pointe maximale au profit de la 11^o pointe), n'ont pas été pris en compte dans les profils des clients types à la base des simulations.

Valeurs considérées comme représentatives lors de la PT19-23 : 11^o pointe = 85% de la pointe maximale en TMT et MT et 90% en TBT. Il nous semble que les profils des clients types devraient être modifiés.

Réponse de la CWaPE : les profils-types TMT, MT et TBT ont été adaptés

26. Autres annexes

ANNEXE 8

RESA :

- les codes tarifaires ne sont pas identiques pour tous les gestionnaires de réseau
- La notion de période tarifaire de pointe apparaît dans la grille alors que la méthodologie de facturation des tarifs liés à la pointe est inchangée par rapport à 2019-2023.

Réponse de la CWaPE : la grille tarifaire a été adaptée conformément aux remarques de RESA.

ANNEXE 9

RESA/ORES :

La structure de la grille tarifaire de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport est fixée pour la période régulatoire 2019-2023. Il convient de remplacer par 2024. Le 13 janvier 2022, le Comité de direction de la CWaPE a confirmé l'applicabilité des tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport sans cotisation fédérale, ni surcharges fédérales pour obligations de service public conformément aux dispositions y relatives de la loi-programme du 27 décembre 2021. Les cotisations et surcharges fédérales apparaissent toujours dans la grille tarifaire de l'annexe 9 de la méthodologie tarifaire 2024.

Réponse de la CWaPE :

La grille tarifaire de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport a été remplacée par une version actualisée.