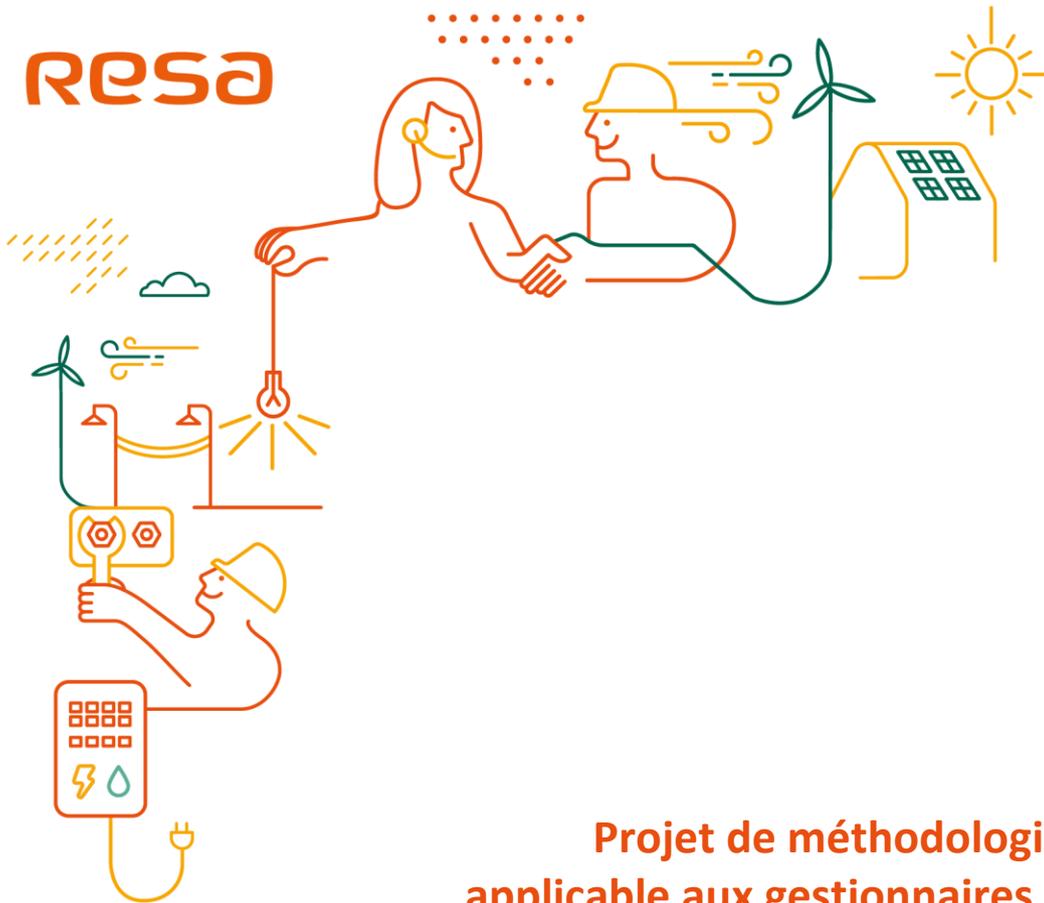


**RESA**

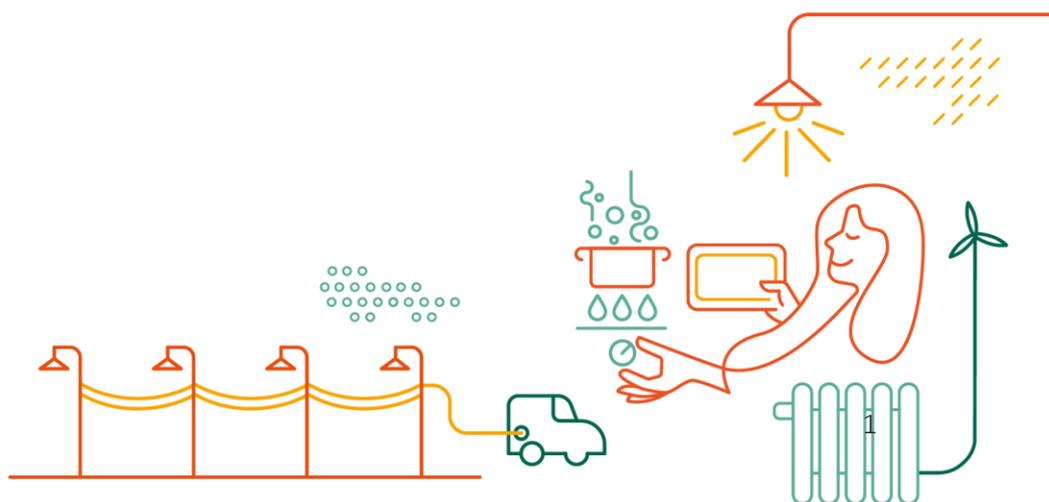


**Projet de méthodologie tarifaire  
applicable aux gestionnaires de réseau  
de distribution d'électricité et de gaz  
actifs en Région Wallonne pour la  
période réglementaire 2024-2028**

**PROCEDURE DE CONCERTATION**

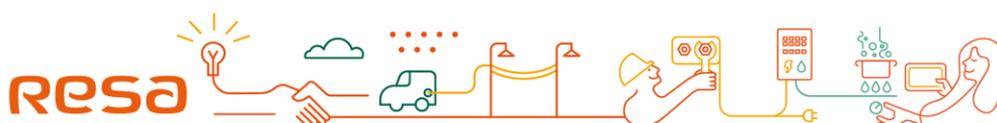
**AVIS RESA**

**31/08/2022**



# Table des matières

<b>1. Introduction.....</b>	<b>4</b>
<b>1.1. Grands enjeux .....</b>	<b>4</b>
1.1.1. Transition énergétique.....	4
1.1.2. Objectifs poursuivis par la méthodologie tarifaire .....	6
1.1.3. Facteur d'efficience.....	6
1.1.4. Marge bénéficiaire équitable .....	7
1.1.5. Plus-value de réévaluation iRAB.....	8
1.1.6. Vue financière globale des mesures proposées .....	8
<b>1.2 Contenu du rapport .....</b>	<b>9</b>
<b>2. Formulaire de concertation.....</b>	<b>10</b>
2.1 Titre I - Généralités .....	10
2.2 Titre II. Le Revenu Autorisé.....	11
2.3 Titre III. la fixation et le contrôle des tarifs de distribution.....	73
2.4 Titre IV. le calcul et le contrôle des écarts entre le budget et la réalité.....	93
2.5 Titre V. la fixation des tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport .....	94
2.6 Titre VI. les règles régulateurs et de publicité.....	100
2.7 DIVERS.....	101
2.8 ANNEXES AU PROJET DE METHODOLOGIE TARIFAIRE 2024-2028 .....	102
2.9 POINTS DE DESACCORD SUBSISTANTS.....	104
<b>3. Liste des ANNEXES.....</b>	<b>105</b>



# Préambule

Ce rapport a pour objectif de synthétiser l'avis de RESA dans le cadre de la procédure de concertation qui s'est tenue du 1<sup>er</sup> juin au 31 août 2022 et relative au *projet de méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz actifs en Région Wallonne pour la période réglementaire 2024-2028*<sup>1</sup>.

En guise d'introduction, RESA souhaite rappeler les grands enjeux auxquels les GRDs vont faire face dans les années à venir et leur nécessité d'être soutenus par une régulation certes incitative mais surtout orientée vers l'avenir, soutenante et donnant les moyens aux GRD d'investir dans leurs réseaux et remplir leurs missions avec efficacité.

En effet, le système énergétique n'est plus dans un état stable mais fait face une transformation structurelle pour permettre la transition vers une économie à faibles émissions de carbone. L'association européenne des plus grands distributeurs d'électricité parle d'une révolution du réseau électrique où les GRDs ont une responsabilité croissante dans la gestion active des systèmes de distribution tout en permettant la participation des clients<sup>2</sup>.

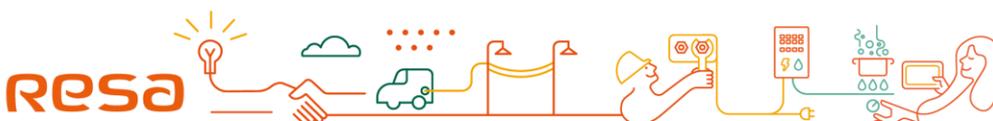
La priorité essentielle de la politique énergétique actuelle est dès lors de décarboner le système énergétique tout en assurant la sécurité d'approvisionnement et en maintenant les coûts à un niveau acceptable ; ce qui diffère du début des années 2000 où la réduction des coûts était prioritaire. Il est dès lors essentiel que les GRDs soient en mesure de réaliser les investissements nécessaires pour permettre l'atteinte de ces objectifs prioritaires.

Ces nouveaux défis des gestionnaires de réseaux au titre de la transition énergétique comme la volatilité des marchés causée par la guerre en Ukraine rendent inadéquates plusieurs propositions de dispositions du projet de méthodologie tarifaire 2024-2028. RESA fait dès lors le constat d'une certaine obsolescence de l'actuel projet de méthodologie tarifaire non connecté à la réalité du nouveau contexte. De fait, ce projet n'anticipe pas assez la situation à venir.

En outre, Le décret du 4 mai 2022 modifiant le décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité bien que voté en séance plénière au Parlement Wallon n'a pas encore été publié. Il y a dès lors lieu d'émettre une réserve quant aux bases légales sur lesquelles reposent la présente méthodologie, quant à la validité de la procédure de la présente consultation et quant à l'insécurité juridique qu'elle crée vis-à-vis des tiers.

<sup>1</sup> Décision CD-22e27-CWaPE-0656.

<sup>2</sup> Rapport NERA p. 9 – Voir **ANNEXE 6**.



# 1. Introduction

## 1.1. Grands enjeux

### 1.1.1. Transition énergétique

Dans le cadre du pacte vert pour l'Europe, l'Union européenne a adopté le règlement (UE) 2021/1119 du Parlement européen et du Conseil du 30 juin 2021 établissant le cadre requis pour parvenir à la neutralité climatique et modifiant les règlements (CE) no 401/2009 et (UE) 2018/1999 («loi européenne sur le climat»). Cette loi européenne sur le climat fixe l'objectif contraignant de parvenir à la neutralité climatique d'ici à 2050 avec une étape intermédiaire en 2030 de réduction des émissions d'au moins 55 % d'ici à 2030 par rapport à 1990. Pour la Belgique, l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre dans les secteurs non-ETS (transport, bâtiments, agriculture, déchets) est fixé à -47% en 2030.

Le Conseil a également convenu de fixer à l'échelle de l'UE un objectif contraignant de 40 % d'énergie produite à partir de sources renouvelables dans le bouquet énergétique global d'ici 2030, l'objectif actuel au niveau de l'UE étant une part d'énergie produite à partir de sources renouvelables d'au moins 32 %. Les États membres devront augmenter leurs contributions nationales fixées dans leurs plans nationaux intégrés en matière d'énergie et de climat (PNEC), qui doivent être mis à jour en 2023 et 2024, afin d'atteindre collectivement le nouvel objectif. Le relèvement de cette ambition globale créera un cadre pour d'autres initiatives, notamment :

- Une stratégie spécifique de l'UE en matière d'énergie solaire visant à doubler la capacité solaire photovoltaïque d'ici à 2025 et à installer 600 GW de capacités de production d'ici à 2030.
- Une initiative sur les toitures solaires assortie d'une obligation légale progressive d'installer des panneaux solaires sur les nouveaux bâtiments publics et commerciaux et sur les nouveaux bâtiments résidentiels.
- Le doublement du rythme de déploiement des pompes à chaleur.

Au niveau de la Wallonie, des objectifs ambitieux en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre et de développement des énergies renouvelables ont été adoptés dans le cadre de l'accord de Gouvernement 2019-2024. La déclaration de politique régionale est alignée sur les objectifs européens en prévoyant d'atteindre la neutralité carbone au plus tard en 2050 avec une étape intermédiaire de réduction des émissions de gaz à effet de serre de 55 % par rapport à 1990 d'ici 2030. Le Gouvernement wallon ambitionne par ailleurs d'atteindre 100% d'énergies renouvelables en 2050.

Or, la méthodologie tarifaire se base sur des objectifs climatiques et énergétiques dépassés. En effet, tel que le mentionne la CWaPE, l'impact de la transition énergétique sur les réseaux de distribution a été chiffré par « *la société Schwartz and Co, sur la base de son expérience, en tenant compte des objectifs fixés par le Gouvernement wallon à l'horizon 2030 (Plan Wallon 2030, adopté en 2019) en matière de transition énergétique tels que le nombre de véhicules électriques, le nombre de pompes à chaleur ou encore le nombre d'UPD raccordées aux réseaux de distribution, des hypothèses d'Elia dans sa dernière étude d'adéquation datée de 2021 et de l'historique de chaque GRD, a établi pour chaque GRD le scénario le plus réaliste d'évolution du réseau et d'évolution de la pointe de charge BT à l'horizon 2028 nommé « scénario de référence ».*

La CWaPE ne tient donc pas compte des objectifs précités tels qu'imposés par l'UE à partir de 2021, des objectifs inscrits dans la DPR qui seront transposés dans le Plan Air-Energie-Climat 2030 d'ici la fin de l'année ou encore la loi organisant le verdissement fiscal et social de la mobilité approuvée par la



Chambre des représentants le 10 novembre 2021 qui impose que d'ici 2026, toutes les nouvelles voitures de société soient neutres en carbone. Les scénarios de Schwartz se réfèrent pour comparaison aux scénarios des études « adequacy » d'Elia, cependant ces derniers sont eux aussi basés sur les objectifs obsolètes du PNEC de 2019. Or Elia indique dans une note relative au plan Fit for 55 que les ambitions devront être relevées et les rythmes de mises en œuvre accélérées.

Le caractère obsolète et conservateur des hypothèses retenues par le cabinet Schwartz&Co engendrent une sous-estimation des futurs volumes d'énergie électrique distribués et des effets sur la pointe des nouveaux usages, constatations confirmées par les scénarios établis avec l'outil de référence BeCalc, utilisé par Climact (<https://becalc.netzero2050.be>) pour ses études sur une société décarbonée à l'horizon 2050 ainsi que par Elia pour ces études Adequacy. La hausse des ambitions en matière de transition énergétique étant très sensible (au minimum 50% supplémentaire), il est impératif de les revoir sous peine de mise en grande difficulté du réseau basse tension.

La prochaine méthodologie tarifaire 2024-2028 est donc cruciale pour permettre aux GRDs de réaliser les investissements dans leurs réseaux (*assets intensive*) indispensables pour permettre d'atteindre les objectifs climatiques et énergétiques définis par les autorités politiques européennes et wallonnes. En effet, la méthodologie tarifaire balise le cadre de fonctionnement et d'investissement des GRDs pour les 5 prochaines années, il est donc essentiel qu'elle assure la capacité des GRDs à investir dans les réseaux afin d'accueillir ces nouveaux usages et donc à remplir leurs missions de service public au service de la transition énergétique. À cet égard, RESA inclut dans ses projections relatives à son revenu autorisé, son plan lié à la transition énergétique tel que validé par son Conseil d'administration et qui prévoit une hausse sensible des investissements liés à la transition énergétique soit **confidentiel** sur les 25 prochaines années. La prochaine période tarifaire verra RESA faire face à la première vague d'accélération de la transition énergétique, à savoir les véhicules électriques. RESA s'attend ensuite à l'électrification du chauffage. Le développement accéléré des unités de production décentralisées se poursuivant en même temps. Il est dès lors opportun de ne pas s'enfermer dans un carcan réducteur qui nous empêcherait de réaliser des investissements judicieux à long terme et au juste coût.

Le risque de sous-investissement des GRDs du fait de méthodologies tarifaires dépassées a été souligné dès 2021 par l'Agence internationale de l'énergie :

*« In the last 20 years, especially in advanced economies, the traditional mindset of electricity networks regulators has been to avoid the risk of over-investing in well-meshed electricity systems in which a small number of large utility-scale generators supply electricity for slow-growing consumer demand. This is not the situation anymore, however, as variable, decentralised and small renewable generators are rapidly penetrating the system and demand growth expectations are rising quickly owing to electrification of the industry, buildings and transport sectors.*

*Considerably higher investments are therefore needed in electricity grids, as they are the backbone of this profound transition, being the principal enablers of flexibility and supply security. **Legal and regulatory frameworks should shape a change in mindset, avoiding the risks of under-investment and bottlenecks by improving integrated planning processes (for supply, demand and flexibility) and establishing adequate remuneration to incentivise smart grid deployment.***

*Governments, regulators and utilities should facilitate the adoption of novel assets for distribution system operators (...)*»



### 1.1.2. Objectifs poursuivis par la méthodologie tarifaire

Nous nous interrogeons sur les objectifs visés par la CWaPE avec sa proposition actuelle de méthodologie dont les paramètres apparaissent éloignés de ceux définis dans la précédente méthodologie et qui prévoient que « ces défis [de la transition énergétique] doivent être réalisés au moindre coût compte tenu notamment de la hausse vertigineuse de la facture (...) »

Cet objectif nous apparaît en effet contraire au décret modifiant diverses dispositions en matière d'énergie dans le cadre de la transposition partielle des directives 2019/944/UE du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et 2018/2001/UE du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et en vue d'adapter les principes relatifs à la méthodologie tarifaire tel qu'approuvé par le Parlement de Wallonie le 04 mai 2022.

L'art. 4 §2 27° du décret relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité dispose en effet que « *la méthodologie tarifaire a pour objectif prioritaire de favoriser, outre l'équité et le fonctionnement efficace des gestionnaires de réseau de distribution, l'accès de tous à l'énergie et la transition énergétique **au meilleur coût pour les clients, tant au niveau des réseaux que du marché de l'électricité (...)** Ces principes garantissent l'accès de tous à des services énergétiques  **dans des conditions fiables, durables et modernes, à un coût abordable.** »*

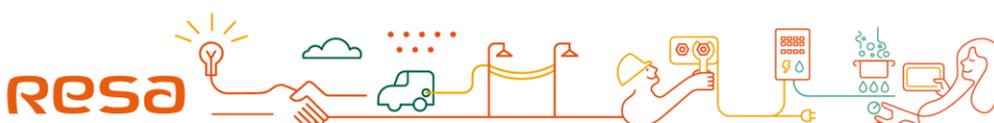
Si l'objectif principal de la CWaPE avec ce projet de méthodologie tarifaire est de maîtriser les tarifs de distribution, au regard de la part modique de la distribution dans la facture, l'impact réel sur les utilisateurs du réseau de distribution sera négligeable. Il est en revanche certain que ce projet de méthodologie a un impact important sur les conditions de services des gestionnaires de réseaux, notamment au regard du défi pour les réseaux que représente la transition énergétique. Il nous apparaît donc contraire aux orientations de politiques générales d'empêcher les GRDs de réaliser les investissements nécessaires dans leurs réseaux pour un gain potentiel aussi faible sur la facture, alors que, comme le démontrent les études réalisées par la CWaPE, la composante distribution dans la facture d'électricité et de gaz est faible, moins de 18% en électricité et moins de 15% en gaz. Par ailleurs, depuis la libéralisation du marché de l'énergie en 2007, l'inflation a été de 35% en Belgique alors que dans le même temps, la composante distribution en électricité est restée stable (+0%) et la composante gaz sous l'inflation (+31%). Il est donc prouvé que les tarifs de distribution ne sont en aucun responsables de la hausse de la facture finale des clients et que, en plus d'être quasiment invisible pour les clients, la baisse des coûts demandée par la CWaPE présente un risque de sous-investissement dans les réseaux.

Tous les GRDs sont conscients que la transition énergétique va nécessiter d'investir massivement dans les *assets* réseaux. Des plans industriels ont été mis sur pieds afin d'évaluer précisément les investissements indispensables dans le renforcement de nos réseaux. Les GRDs wallons ne sont pas isolés dans cette vision *assets intensive*. À titre d'exemple, Fluvius<sup>3</sup> prévoit d'investir 4 milliards d'euros dans la transition d'ici 2032, en plus des 7 milliards prévus dans le cadre de ses plans d'investissements classiques tandis qu'Enedis annonce vouloir doubler ses investissements pour atteindre 8 milliards d'euros par an d'ici 2035.

### 1.1.3. Facteur d'efficacité

Le projet de méthodologie prévoit la responsabilisation de chaque GRD à travers un terme de qualité et un facteur d'efficacité. Nous comprenons et partageons la volonté de la CWaPE que les GRDs soient

<sup>3</sup> <https://over.fluvius.be/sites/fluvius/files/2022-06/investeringsplan-2023-2032.pdf>



des entreprises les plus efficaces possibles et qu'elles remplissent leurs missions au meilleur coût. Nous continuons à nous améliorer, notamment dans ce but d'efficacité, mais les nouveaux facteurs d'efficacité individuels, en continuant à diminuer de manière linéaire le revenu autorisé des GRDs finiront par nous mettre en situation de ne plus pouvoir remplir nos missions de service public. Par ailleurs, sur la période 2019-2023, la CWaPE avait déjà imposé un facteur global et annuel de réduction forfaitaire des coûts de -1,5% (6% au total) qui a déjà conduit les GRDs à prendre des mesures d'économies et de maîtrise de coûts. Les efforts fournis par certains GRDs ont été d'autant plus lourds à consentir dans la mesure où leurs coûts étaient déjà raisonnables.

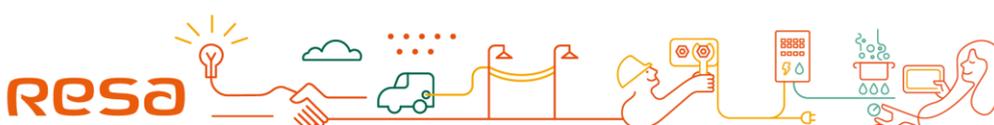
Réduire les coûts admissibles des GRDs au motif de l'augmentation de la facture globale du citoyen serait d'autant plus injuste que les GRDs ne sont nullement responsables de la hausse générale de la facture d'énergie. Les coûts réels des GRDs ont donc diminué depuis la libéralisation et continuer à appliquer une telle réduction linéaire conduirait, à terme, les GRDs à adopter des plans de restructuration (licenciements secs, non-renouvellement des départs à la pension, etc.) ce qui, au-delà de l'impact social lourd que nous ne souhaitons pas, risque de nous mettre en défaut par rapport aux prescrits décrets qui imposent aux GRDs de disposer « *d'un personnel qualifié, en nombre suffisant (...) afin d'assurer l'exercice des missions (...)* » et dispose que « *les efforts de productivité éventuellement imposés ou réalisés par les gestionnaires de réseau de distribution ne peuvent pas mettre en péril à court ou à long terme la qualité des réseaux, la sécurité des personnes ou des biens ni la continuité de la fourniture ou encore la viabilité économique des gestionnaires de réseau de distribution* »

#### 1.1.4. Marge bénéficiaire équitable

La législation wallonne prévoit que « *la rémunération équitable des capitaux investis dans les actifs régulés permet au gestionnaire de réseau de distribution de réaliser les investissements nécessaires à l'exercice de ses missions et d'assurer l'accès aux différentes sources de financement de ses activités, le renouvellement et le développement des infrastructures. La rémunération équitable du capital investi assure aux associés ayant investi dans le réseau de distribution un taux de rendement stable et suffisant afin que le gestionnaire du réseau de distribution puisse faire face à ses obligations sur le long terme. Cette rémunération répond aux attentes du marché pour des activités présentant un profil de risque comparable. Les paramètres la définissant, y compris la structure de financement sont fixés conformément aux pratiques d'activités comparables dans les pays limitrophes.* »

Or, force est de constater que le projet de méthodologie tarifaire réduit fortement la valeur du coût moyen pondéré du capital et donc de la marge bénéficiaire équitable. Ceci impactera de facto négativement le profil de risque des GRDs, réduira considérablement leur capacité de financement, la capacité de lever les capitaux nécessaires aux investissements indispensables tant à la transition énergétique qu'au maintien et développement des infrastructures existantes. Ce projet de méthodologie aura aussi pour effet de diminuer voire d'annihiler la rémunération des capitaux investis par les pouvoirs publics locaux.

Cette baisse est principalement due à la méthodologie appliquée qui détermine les paramètres du coût moyen pondéré du capital sur une base historique et non prospective. Ceci nous semble à la fois contraire au décret relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux GRDs qui prévoit que la « *(...) rémunération répond aux attentes du marché (...)* » et incompatible avec les paramètres économiques et financiers actuels, dès lors qu'un investisseur considérera des rendements futurs et non des données historiques.



### 1.1.5. Plus-value de réévaluation iRAB

Enfin, la dégressivité de la rémunération sur les plus-values de réévaluation ne nous semble pas économiquement justifiée et également contraire à la législation wallonne qui prévoit que « bien dans son article 4 § 1er que : « *La CWaPE établit la méthodologie tarifaire et exerce sa compétence tarifaire de manière à favoriser une **régulation stable et prévisible** contribuant au bon fonctionnement du marché partiellement libéralisé, et permettant au marché financier d'évaluer les gestionnaires de réseau de distribution avec une **sécurité raisonnable**. Elle **maintient la cohérence des décisions prises** au cours des périodes réglementaires antérieures en matière de **valeur des actifs régulés**. ».*

Le projet de nouvelle méthodologie de la CWaPE préconise de déduire de la valeur de reconstruction résiduelle la plus-value de réévaluation, car ne correspondant pas à des capitaux investis, provenant de la différence positive entre la valeur de reconstruction et la valeur d'acquisition historique. Ce faisant, elle exclut du bénéfice de la rémunération « équitable » la part des fonds propres correspondant à cette plus-value, ce qui de facto aboutit à priver les associés du rendement d'une part des fonds propres, inscrits au bilan, qu'ils ont mis à la disposition du GRD.

Précisons encore, que contrairement à d'autres entreprises, le GRD ne dégagne pas de marge commerciale, d'où le principe de la détermination d'un rendement régulé au travers de la marge bénéficiaire équitable.

La réévaluation à l'origine des plus-values iRAB (intervenu en 2001 et 2002) et l'indexation historique ont été historiquement acceptées par les régulateurs. La plus-value iRAB a fait l'objet d'un accord spécifique du régulateur fédéral, a perduré après la régionalisation de la compétence de régulation pour être confirmée dans la période tarifaire 2019-2023. L'apparition nouvelle de cette suppression progressive engendre une insécurité juridique et économique pour les GRDs particulièrement préjudiciable à la confiance des investisseurs et des organismes de crédit envers ceux-ci.

Globalement, les modifications de la base de la rémunération équitable et la méthode de détermination des paramètres de taux de rémunération feront apparaître la régulation comme incertaine et non *supportive* au regard des analystes et des investisseurs potentiels. Ceci aura pour conséquence inévitable un accès au crédit rendu plus difficile et mécaniquement plus onéreux, avec l'effet boule de neige qui en découlera, mettant structurellement en péril la capacité d'investissement des GRDs.

### 1.1.6. Vue financière globale des mesures proposées

Les mesures imposées par la CWaPE au travers de son projet de méthodologie tarifaire vont impacter très négativement les moyens financiers du GRD ; ce qui aura sans aucun doute une influence négative sur sa notation lui rendant l'accès au crédit plus difficile et plus cher. Chacune de ces mesures fait l'objet d'un avis détaillé et argumenté dans le document ci-dessous.

Confidentiel

Il est illusoire de penser qu'avec ces moyens, RESA pourra assurer des réseaux de qualité, ses missions de service public et les nombreux défis liés à la transition énergétique ; la société sera tout simplement empêchée de fonctionner.

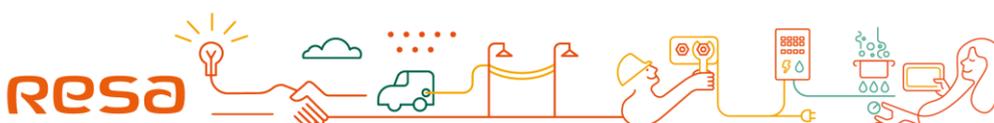


L'objectif de cet avis est par conséquent de **maintenir un modèle économique viable pour RESA** dans le cadre du contexte économique actuel, de l'amélioration de la qualité de service de RESA et de la transition énergétique.

## 1.2 Contenu du rapport

Conformément à la demande de la CWaPE, nous avons utilisé le formulaire de concertation afin de rassembler l'ensemble des commentaires, interrogations et propositions de RESA sur le projet de méthodologie tarifaire 2024-2028.

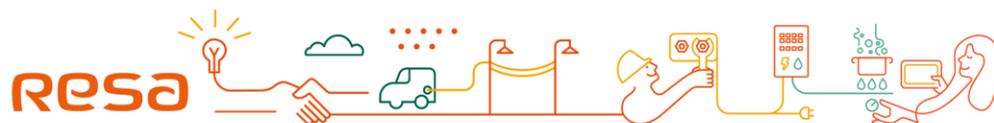
Notre avis officiel est constitué de l'ensemble de ce rapport et de ses annexes.



## 2. Formulaire de concertation

### 2.1 Titre I - Généralités

Chapitre	Section	Article	Remarque ou question	Proposition ou nouvelle formulation
<b>CHAPITRE 2 - Les principes de détermination des tarifs</b>				
CH2- Les principes de détermination des tarifs	/	ART 6, §1er	Le budget des produits issus des tarifs non périodiques sera bien pris en compte en ce qui concerne la partie CAPEX-RAB à la base du calcul de la MBE. Par contre, en termes d'OPEX et d'amortissements, tout chose restant égale dans la méthodologie tarifaire proposée, le budget de produits non périodiques utilisés sera celui issu de la base de référence (2019-2020 actuellement).	<b>Proposition RESA</b> ART 6, §1 <sup>er</sup> « <i>Le revenu autorisé, tel que proposé par les gestionnaires de réseau de distribution, inclut le budget issu des tarifs non périodiques résultant des différents mécanismes de détermination du revenu autorisé prévus au Titre II de la présente méthodologie</i> ».



## 2.2 Titre II. Le Revenu Autorisé

Chapitre	Section	Article	Remarque ou question	Proposition ou nouvelle formulation
<b>CHAPITRE 1 - Les éléments constitutifs du revenu autorisé</b>				
<b>SECTION 2 – Les charges nettes opérationnelles</b>				
CH1-Les éléments constitutifs du revenu autorisé	S2-Les charges nettes opérationnelles	ART 12, § 1 <sup>er</sup> , 2° et 3°	<p><b>Achat d'énergie pour couverture des pertes en réseau et fourniture propre</b></p> <p>RESA envisage 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 pourrait 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 à un coût inférieur à la fourniture commerciale.</p> <p>Dans la méthodologie tarifaire actuelle et dans le projet de méthodologie 2024-2028, les coûts de production d'électricité liée à la compensation des pertes en réseau ou autres besoins propres ne sont pas abordés.</p> <p>En toute logique, ces coûts de production 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 en terme de 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 indépendant de la source d'approvisionnement.</p>	<p><b>Proposition RESA</b></p> <p>Modification des articles 12, § 1<sup>er</sup>, 2° et 3° ainsi que des articles 120 et 121.</p> <p>Art. 12, §1er 2° : <i>les charges relatives à la couverture des pertes en réseau électrique :</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- les charges émanant de factures d'achat d'électricité (déduction faite des éventuelles notes de crédit) émises par un fournisseur commercial ;</li> <li>- les charges relatives à la production propre, soit les charges d'amortissement, de location, de financement, de maintenance, de fonctionnement d'installations de production d'énergie renouvelable ;</li> </ul> <p>Art. 12, §1er 3° : <i>les charges pour l'alimentation de la clientèle propre :</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- les charges émanant de factures d'achat d'électricité ou de gaz (déduction faite des</li> </ul>



		<p>Actuellement, il y a un peu un vide réglementaire relatif à ces coûts liés à la production. Ils pourraient dès lors de voir considérés comme contrôlables car il n’y a pas de facture d’achat émise par un fournisseur commercial sur base de l’article du 12 du projet de méthodologie tarifaire 24-28.</p> <p>Ce traitement engendrerait deux effets opposés :</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. L’économie liée aux volumes d’énergie non achetés aux fournisseurs commerciaux devrait être rendue au travers d’un solde réglementaire ;</li> <li>2. Les coûts de productions, que nous souhaitons inférieurs, seraient en charge du GRD intégralement (car non prévu dans la PT).</li> </ol> <p>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 devraient être inférieurs aux coûts d’achat.</p> <p>Nous proposons donc que les coûts de production soient considérés comme les coûts des factures d’achat en termes de pertes en réseau et fourniture propre.</p> <p>Par ailleurs, nous réfléchissons aussi à produire du <b>gaz</b> vert pour nos besoins propres (uniquement pour la fourniture propre et notre consommation propre dans ce cas).</p> <p>L’article 12 §2 et 3 doit être modifié. Les articles ex-post électricité et gaz (ART 120, 121 et 122) doivent donc être modifiés.</p>	<p>éventuelles notes de crédit) émises par un fournisseur commercial ;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- les charges relatives à la production propre d’électricité ou de gaz, soit les charges d’amortissement, de location, de financement, de maintenance, de fonctionnement d’installations de production d’énergie renouvelable ;</li> </ul> <p><b>Article 120. § 1er.</b> Annuellement, la CWaPE calcule le prix maximum autorisé et le prix minimum autorisé pour l’achat <i>ou la production</i> d’électricité destiné à la couverture des pertes en réseau électriques conformément à la formule suivante :</p> <p><i>Prix maximum</i>= [(Moyenne Cal Power BE Endex × a) + b€/MWh] × (1+0.2)</p> <p><i>Prix minimum</i>= [(Moyenne Cal Power BE Endex × c) + d€/MWh] × (1-0.2)</p> <p>Avec :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Moyenne Cal Power BE Endex = moyenne des cotations journalières Power BE Endex (Cal) observées au cours des deux années précédant l’année de livraison telles que publiées sur le site <a href="http://data.theice.com">http://data.theice.com</a></li> <li>- Les valeurs des paramètres a, b, c et d sont reprises dans l’annexe 10</li> </ul>
--	--	---	--

				<p>confidentielle à la présente méthodologie exclusivement destinée aux gestionnaires de réseau de distribution actifs en Région wallonne.</p> <p><b>§ 2.</b> L'écart entre la charge prévisionnelle, reprise dans le revenu autorisé budgété ex ante du gestionnaire de réseau, et la charge réelle d'achat <i>ou de production</i> d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau électriques de l'année N est intégralement ou partiellement à charge des utilisateurs de réseau en fonction du prix d'achat <i>ou de production</i> réel d'électricité pour la couverture des pertes en réseau électriques du gestionnaire de réseau.</p> <p>1° Si le prix d'achat <i>ou de production</i> réel d'électricité de l'année N est inférieur ou égal au prix maximum autorisé et supérieur ou égal au prix minimum autorisé, le solde régulateur à charge des utilisateurs de réseau est calculé selon la formule suivante :</p> <p><i>SRachat pertes N</i> = (VolumePbudgété N × PrixPbudgété N) - (VolumePréel N × PrixPréel N)</p> <p>Avec :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <i>SRachat pertes N</i> = solde régulateur relatif à l'achat <i>ou la production</i> d'électricité pour la couverture des pertes en réseau de l'année N ;</li> <li>- VolumePbudgété N = volume d'électricité prévisionnel, exprimé en</li> </ul>
--	--	--	--	--

				<p>MWh, des pertes en réseau électriques, repris dans le revenu autorisé approuvé du gestionnaire de réseau de l'année N ;</p> <p>– PrixPbudgété N = prix d'achat <i>ou de production</i> prévisionnel d'électricité, exprimé en euros par MWh, pour la couverture des pertes en réseau, repris dans le revenu autorisé approuvé du gestionnaire de réseau de l'année N ;</p> <p>– VolumePréel N = volume d'électricité réel, exprimé en MWh, des pertes en réseau électriques de l'année N ;</p> <p>– PrixPréel N = prix d'achat <i>ou de production</i> d'électricité réel, exprimé en euros par MWh, pour la couverture des pertes en réseau de l'année N.</p> <p>Ce solde régulateur constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget supérieur à réalité), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget inférieur à réalité).</p> <p>2° Si le prix d'achat <i>ou de production</i> réel d'électricité de l'année N est supérieur au prix maximum autorisé défini au § 1er du présent article, le solde régulateur à charge des utilisateurs de réseau est calculé selon la formule suivante :</p> <p><i>SRachat pertes N = (VolumePbudgété N × PrixPbudgété N) – (VolumePréel N × PrixPmaximum)</i></p> <p>Avec :</p>
--	--	--	--	---

				<p>– PrixPmaximum = prix maximum autorisé, exprimé en euros par MWh, tel que fixé au § 1er du présent article.</p> <p>Fixons :</p> <p>1. (<i>VolumePbudgété N</i> × <i>PrixPbudgété M</i>) = charge budgétée d'achat ou de production des pertes ;</p> <p>2. (<i>VolumePréel N</i> × <i>PrixPmaximum</i>) = charge réelle maximale d'achat ou de production des pertes.</p> <p>Ce solde régulateur constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat ou de production des pertes » supérieure à « charge réelle maximale d'achat ou de production des pertes »), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat ou de production des pertes » inférieure à « charge réelle maximale d'achat ou de production des pertes »).</p> <p>L'écart résiduel entre la charge nette prévisionnelle et la charge nette réelle d'achat ou de production d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau électriques constitue un « malus » et fait partie du résultat comptable du gestionnaire de réseau.»</p> <p>3° Si le prix d'achat ou de production réel d'électricité de l'année N est inférieur au prix minimum autorisé défini au § 1er du présent article, le solde régulateur à</p>
--	--	--	--	--

				<p>charge des utilisateurs de réseau est calculé selon la formule suivante :</p> $SRachat\ pertes\ N = (VolumeP\ budgété\ N \times PrixP\ budgété\ N) - (VolumePréel\ N \times PrixP\ minimum)$ <p>Avec :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- PrixPminimum = prix minimum autorisé, exprimé en euros par MWh, tel que fixé au § 1er du présent article, de la présente méthodologie.</li> </ul> <p>Fixons :</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. <math>(VolumeP\ budgété\ N \times PrixP\ budgété\ N)</math> = charge budgétée d'achat ou de production des pertes ;</li> <li>2. <math>(VolumePréel\ N \times PrixP\ minimum)</math> = charge réelle minimale d'achat ou de production des pertes.</li> </ol> <p>Ce solde régulateur constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat ou de production des pertes » supérieure à « charge réelle minimale d'achat ou de production des pertes »), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat ou de production des pertes » inférieure à « charge réelle minimale d'achat ou de production des pertes »).</p> <p>L'écart résiduel entre la charge prévisionnelle et la charge réelle d'achat ou de production d'électricité destiné à la couverture des pertes en réseau électriques</p>
--	--	--	--	--

				<p><i>constitue un « bonus » et fait partie du résultat comptable du gestionnaire de réseau.</i></p> <p><b>Article 121. § 1er.</b> Annuellement, la CWaPE calcule le prix maximum autorisé et le prix minimum autorisé pour l'achat <i>ou la production</i> d'électricité destiné à l'alimentation de la clientèle propre conformément à la formule suivante :  <i>Prix maximum</i> = [(Moyenne Cal Power BE Endex × e) + f €/MWh] × (1 + 0.2)  <i>Prix minimum</i> = [(Moyenne Cal Power BE Endex × g) + h €/MWh] × (1 - 0.2)</p> <p>Avec :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Moyenne Cal Power BE Endex = moyenne des cotations journalières Power BE Endex (Cal) observées au cours des deux années précédant l'année de livraison telles que publiées sur le site <a href="http://data.theice.com">http://data.theice.com</a></li> <li>- Les valeurs des paramètres e, f, g et h sont reprises dans l'annexe 10 confidentielle à la présente méthodologie exclusivement destinée aux gestionnaires de réseau de distribution actifs en Région wallonne.</li> </ul> <p><b>§ 2.</b> L'écart entre la charge prévisionnelle, reprise dans le revenu autorisé budgété <i>ex ante</i> du gestionnaire de réseau, et la charge réelle d'achat <i>ou de production</i> d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau</p>
--	--	--	--	---

				<p>de l'année N est intégralement ou partiellement à charge des utilisateurs de réseau en fonction du niveau du prix d'achat <i>ou de production</i> réel d'électricité payé par le gestionnaire de réseau.</p> <p>1° Si le prix d'achat <i>ou de production</i> réel d'électricité de l'année N est inférieur ou égal au prix maximum autorisé et supérieur ou égal au prix minimum défini au § 1er du présent article, le solde régulateur à charge des utilisateurs de réseau est calculé selon la formule suivante : <i>SRachat électricité clientèle N = (VolumeCbudgété N × PrixCbudgété N) - (VolumeCréel N × PrixCréel N)</i></p> <p>Avec :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- SRachat électricité clientèle N = solde régulateur relatif à l'achat <i>ou de production</i> d'électricité destiné à l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N ;</li> <li>- VolumeCbudgété N = volume d'électricité prévisionnel, exprimé en MWh, destiné à l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N ;</li> <li>- PrixCbudgété N = prix d'achat <i>ou de production</i> prévisionnel d'électricité, exprimé en euros par MWh, pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N ;</li> </ul>
--	--	--	--	--

				<p>– VolumeCréel N = volume d'électricité réel, exprimé en MWh, destiné à l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N ;</p> <p>– PrixCréel N = prix d'achat <i>ou de production</i> d'électricité réel, exprimé en euros par MWh, pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N.</p> <p>Ce solde régulateur constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget supérieur à réalité), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget inférieur à réalité).</p> <p>2° Si le prix d'achat <i>ou de production</i> réel d'électricité de l'année N est supérieur au prix maximum autorisé défini au § 1er du présent article, le solde régulateur à charge des utilisateurs de réseau est calculé selon la formule suivante :</p> <p><b><i>SRachat électricité clientèle N = (VolumeC budgété N × PrixCbudgété N) – (VolumeCréel N × PrixCmaximum)</i></b></p> <p>Avec :</p> <p>– PrixCmaximum = prix maximum autorisé, exprimé en euros par MWh, tel que fixé au § 1er du présent article.</p> <p>Fixons :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b><i>(VolumeC budgété N × PrixCbudgété N)</i></b> = charge budgétée d'achat <i>ou de production</i> d'électricité ;</li> </ul>
--	--	--	--	--

				<ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>(VolumeCréel N \times PrixCmaximum)</math> = charge réelle maximale d'achat <i>ou de production</i> d'électricité.</li> </ul> <p>Ce solde régulateur constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat <i>ou de production</i> d'électricité » supérieure à « charge réelle maximale d'achat <i>ou de production</i> d'électricité »), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat <i>ou de production</i> d'électricité » inférieure à « charge réelle maximale d'achat <i>ou de production</i> d'électricité »).</p> <p>L'écart résiduel entre la charge nette prévisionnelle et la charge nette réelle d'achat <i>ou de production</i> d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau constitue un « <i>malus</i> » et fait partie du résultat comptable du gestionnaire de réseau.</p> <p>3° Si le prix d'achat <i>ou de production</i> réel d'électricité de l'année N est inférieur au prix minimum autorisé défini au § 1er du présent article, le solde régulateur à charge des utilisateurs de réseau est calculé selon la formule suivante :</p> $SRachat\ électricité\ clientèle\ N = (VolumeC\ budgété\ N \times PrixCbudgété\ N) - (VolumeCréel\ N \times PrixCminimum)$ <p>Avec :</p>
--	--	--	--	---

				<p>– PrixCminimum = prix minimum autorisé, exprimé en euros par MWh, tel que fixé au § 1er du présent article.</p> <p>Fixons :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>(VolumeC\ budgeté\ N \times PrixCbudgeté\ N)</math> = charge budgétée d'achat <i>ou de production</i> d'électricité ;</li> <li>• <math>(VolumeCréel\ N \times PrixCminimum)</math> = charge réelle minimale d'achat <i>ou de production</i> d'électricité.</li> </ul> <p>Ce solde régulateur constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat <i>ou de production</i> d'électricité » supérieure à « charge réelle minimale d'achat <i>ou de production</i> d'électricité »), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat <i>ou de production</i> d'électricité » inférieure à « charge réelle minimale d'achat <i>ou de production</i> d'électricité »). L'écart résiduel entre la charge prévisionnelle et la charge réelle d'achat <i>ou de production</i> d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire</p> <p><b>Article 122. § 1er.</b> Annuellement, la CWaPE calcule le prix maximum autorisé et le prix minimum autorisé pour l'achat <i>ou la production</i> de gaz destiné à l'alimentation</p>
--	--	--	--	---

				<p>de la clientèle conformément à la formule suivante :</p> <p><i>Prix maximum</i>= [moyenne <i>TTF101</i> + <i>i€/MWh</i>] ×(1+0.2) <i>Prix minimum</i>= [moyenne <i>TTF101</i> + <i>j€/MWh</i>] ×(1-0.2)</p> <p>Avec :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <i>TTF101</i> = moyenne arithmétique mensuelle "settlement price" de la cotation "Dutch TTF Gas Base Load Futures" (jours ouvrables excepté le dernier du mois) sur theice.com pour le mois qui précède le mois de fourniture. La valeur utilisée pour le calcul du couloir de prix est la moyenne des 12 valeurs <i>TTF101</i> pour l'année de fourniture ;</li> <li>- Les valeurs des paramètres i et j sont repris dans l'annexe 11 confidentielle exclusivement destinée aux gestionnaires de réseau de distribution actifs en Région wallonne.</li> </ul> <p><b>§ 2.</b> L'écart entre la charge prévisionnelle, reprise dans le budget approuvé du gestionnaire de réseau, et la charge réelle d'achat <i>ou de production</i> de gaz pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N est intégralement ou partiellement à charge des utilisateurs de réseau en fonction du niveau du prix d'achat <i>ou de production</i> réel du gaz payé par le gestionnaire de réseau.</p>
--	--	--	--	--

				<p>Le calcul de la charge, prévisionnelle ou réelle, relative à l'achat <i>ou la production</i> de gaz pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau doit exclure les volumes de gaz SER achetés au prix garanti par le gestionnaire de réseau de distribution aux producteurs et utilisés par le gestionnaire de réseau pour couvrir ses besoins en gaz pour la livraison directe à des consommateurs finals en sa qualité de fournisseur social ou de fournisseur X.</p> <p>1° Si le prix d'achat <i>ou de production</i> réel du gaz de l'année N est inférieur ou égal au prix maximum autorisé et supérieur ou égal au prix minimum autorisé, le solde régulateur est calculé selon la formule suivante : <math>SR_{achat\ gaz\ clientèle\ N} = (Volume_{budgété\ N} \times Prix_{budgété\ N}) - (Volume_{réel\ N} \times Prix_{réel\ N})</math></p> <p>Avec :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <math>SR_{achat\ gaz\ clientèle\ N}</math> = solde régulateur relatif à l'achat <i>ou de production</i> de gaz destiné à l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N ;</li> <li>- <math>Volume_{budgété\ N}</math> = volume de gaz prévisionnel, exprimé en MWh, destiné à l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N ;</li> <li>- <math>Prix_{budgété\ N}</math> = prix d'achat <i>ou de production</i> prévisionnel du gaz, exprimé en euros par MWh, pour l'alimentation de</li> </ul>
--	--	--	--	--

				<p>la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N ;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Volume<sub>Gréel N</sub> = volume de gaz réel, exprimé en MWh, destiné à l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N ;</li> <li>- Prix<sub>Gréel N</sub> = prix d'achat <i>ou de production</i> réel du gaz, exprimé en euros par MWh, pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N.</li> </ul> <p>Ce solde régulateur constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget supérieur à réalité), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget inférieur à réalité).</p> <p>2° Si le prix d'achat <i>ou de production</i> réel du gaz de l'année N est supérieur au prix maximum autorisé défini au § 1<sup>er</sup> du présent article, le solde régulateur est calculé selon la formule suivante : <i>SR</i><sub>achat gaz clientèle N</sub> = <math>(\text{Volume}_{\text{budgété N}} \times \text{Prix}_{\text{budgété N}}) - (\text{Volume}_{\text{Gréel N}} \times \text{Prix}_{\text{maximum}})</math></p> <p>Avec :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Prix<sub>Gmaximum</sub> = prix maximum autorisé, exprimé en euros par MWh, tel que fixé au § 1<sup>er</sup> du présent article.</li> </ul> <p>Fixons :</p>
--	--	--	--	---

				<ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>(VolumeG_{budgété} N \times PrixG_{budgété} N) =</math> charge budgétée d'achat <i>ou de production</i> de gaz ;</li> <li>• <math>(VolumeG_{réel} N \times PrixG_{maximum}) =</math> charge réelle maximale d'achat <i>ou de production</i> de gaz.</li> </ul> <p>Ce solde régulateur constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat <i>ou de production</i> de gaz » supérieure à « charge réelle maximale d'achat de gaz »), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat <i>ou de production</i> de gaz » inférieure à « charge réelle maximale d'achat <i>ou de production</i> de gaz »).</p> <p>L'écart résiduel entre la charge nette prévisionnelle et la charge nette réelle d'achat <i>ou de production</i> de gaz pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau constitue un « <i>malus</i> » et fait partie du résultat comptable du gestionnaire de réseau.</p> <p>3° Si le prix d'achat <i>ou de production</i> réel du gaz de l'année N est inférieur au prix minimum autorisé défini au § 1<sup>er</sup> du présent article, le solde régulateur est calculé selon la formule suivante : <math>SR_{achat\ gaz\ clientèle\ N} = (VolumeG_{budgété} N \times</math></p>
--	--	--	--	---

				<p><math>PrixG_{budgété\ N} - (VolumeGréel\ N \times PrixG_{minimum})</math></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>PrixG_{minimum}</math> = prix minimum autorisé, exprimé en euros par MWh, tel que fixé au § 1<sup>er</sup> du présent article.</li> </ul> <p>Fixons :</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. <math>(VolumeG_{budgété\ N} \times PrixG_{budgété\ N})</math> = charge budgétée d'achat <i>ou de production</i> de gaz ;</li> <li>2. <math>(VolumeGréel\ N \times PrixG_{minimum})</math> = charge réelle minimale d'achat <i>ou de production</i> de gaz.</li> </ol> <p>Ce solde régulateur constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat <i>ou de production</i> de gaz » supérieure à « charge réelle minimale d'achat <i>ou de production</i> de gaz »), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat <i>ou de production</i> de gaz » inférieure à « charge réelle minimale d'achat <i>ou de production</i> de gaz »).</p> <p>L'écart résiduel entre la charge prévisionnelle et la charge réelle d'achat <i>ou de production</i> de gaz pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau constitue un «</p>
--	--	--	--	---

				<i>bonus</i> » et fait partie du résultat comptable du gestionnaire de réseau.
<b>CH1</b> -Les éléments constitutifs du revenu autorisé	<b>S2</b> -Les charges nettes opérationnelles	ART 12, § 1 <sup>er</sup> 8°	<p><b><u>Charge fiscale</u></b></p> <p>Nous comprenons de cet article que, en cas de bonus, la charge fiscale relative ne peut pas être portée à charge de l'URD et qu'en cas de malus, cela diminue la charge fiscale à porter à charge de l'URD. Cela vaut également pour les éventuels résultats dégagés sur des activités non régulées.</p> <p>Si nous pouvons comprendre le souhait de la CWaPE de ne pas faire porter à charge des URD la charge fiscale sur les bonus dégagés, nous pensons cependant que ce <u>traitement asymétrique n'est pas équitable</u> puisque la charge fiscale du GRD devient contrôlable ou non contrôlable en fonction des résultats financiers du GRD.</p> <p>En ce qui concerne RESA, ce débat avait déjà eu lieu lors des rapports annuels précédents puisque la CWaPE avait une position différente en cas, non pas de bonus/malus, mais bien en cas de résultat positif/négatif des activités non régulées de RESA.</p> <p>En outre, l'article, comme il est rédigé actuellement, porte à confusion concernant le traitement d'éléments fiscaux tels que les DNA,... qui viennent s'ajouter ou se soustraire aux résultats à proprement parler du GRD. Les DNA font en effet partie intégrante de l'activité d'un GRD et ne doivent pas être rejetées (chèque-repas, véhicules,...) de la charge fiscale du GRD.</p> <p>Par ailleurs, RESA a eu l'occasion d'exprimer, lors de la réunion de concertation du 4/7/22, à la CWaPE la problématique fiscale des amortissements sur les plus-values de réévaluation. Nous sommes également d'avis que ces DNA doivent rester intégrées à la partie non</p>	<p><b><u>Proposition RESA</u></b></p> <p>Art. 12, §1er 8° : <i>la charge fiscale strictement applicable à la marge bénéficiaire équitable augmentée des dépenses non admises et des autres éléments éventuellement rejetés par l'administration fiscale, plafonnée au montant de la charge fiscale effectivement due par le GRD lorsque cette dernière est inférieure ;</i></p> <p>Proposition alternative : <i>la charge fiscale effectivement due par le GRD, à l'exclusion de l'impôt notional sur les boni et mali éventuels.</i></p>

			contrôlable de la charge fiscale du GRD étant donné que la CWaPE ne remet pas en cause l'amortissement de ces plus-values au sein des charges du GRD.	
CH1-Les éléments constitutifs du revenu autorisé	S2-Les charges nettes opérationnelles	ART 12 §1er	<p><b>Absence des réductions de valeur sur créance commerciale dans la liste des charges non contrôlables</b> prévues à cet article.</p> <p>Il nous semble ici nécessaire de distinguer deux cas de figure :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Créances sur les fournisseurs commerciaux</li> <li>• Créances sur les clients propres du GRD (protégés et X)</li> </ul> <p>• <b>Créances sur les fournisseurs commerciaux</b></p> <p>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.</p> <p>Par ailleurs, il a été (et est toujours) demandé aux GRD d'accorder une certaine latitude aux fournisseurs actuellement 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.</p> <p>En outre, 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.</p>	<p><b>Propositions RESA</b></p> <p><i>Proposition RESA : Créances sur les fournisseurs commerciaux</i>  ART 12, §1<sup>er</sup>,15° <i>les charges (et produits) émanant des réductions de valeur (et reprises) liées aux créances commerciales de l'activité de distribution d'énergie pour autant que les procédures de recouvrement prévues par les contrats d'accès ou agréées d'un commun accord avec le régulateur aient été menées jusqu'à terme.</i></p>

		<p>Lors des réunions de concertation, il nous a été demandé de formuler une proposition tenant compte des procédures de recouvrement mises en place et suivies chez RESA.</p> <p>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.</p> <p>Vous trouverez pour votre complète information notre procédure de recouvrement en <b>ANNEXE 14</b>.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b><i>Créances sur les clients propres du GRD</i></b></li> </ul> <p>Un constat similaire peut être établi pour les impayés liés à notre activité de fourniture d'énergie et autres clients directs du GRD.</p> <p>Une fois la procédure de recouvrement terminée, nous n'avons plus aucun levier et aucune maîtrise du recouvrement de la créance impayée.</p> <p>Lors des réunions de concertation, il nous a été demandé de formuler une proposition tenant compte des procédures de recouvrement mises en place et suivies chez RESA.</p> <p>Vous trouverez notre procédure en <b>ANNEXE 15</b>.</p> <p>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.</p>	<p><b><i>Proposition RESA : Créances sur les clients propres</i></b>  ART 12, §1<sup>er</sup>,16° <i>les charges (et produits) émanant des réductions de valeur (et reprises) liées aux créances commerciales de l'activité de fourniture propre pour autant que les procédures de recouvrement prévues soient menées par le GRD jusqu'à leur terme.</i></p>
--	--	--	--

CH1-Les éléments constitutifs du revenu autorisé	S2-Les charges nettes opérationnelles	ART 12 §1er	<p><b><u>Retrait des indemnités pour retard de placement de CàB de la liste des charges non contrôlables</u></b> prévue à cet article.</p> <p>Nous pouvons rejoindre la CWaPE sur le fait que si les retards résultent de la mauvaise application de procédures internes du GRD, les indemnités peuvent être contrôlables étant donné qu'il en porte la responsabilité. Cependant, il s'avère que dans certains cas, le GRD n'est simplement pas en mesure de placer les compteurs à budget dans les temps pour des raisons externes (empêchement du client par ex.); dans ces cas, il ne nous semble pas correct de considérer ces coûts comme contrôlables.</p> <p>En outre, ce système d'indemnité n'existait pas en 2019-2020 (entrée en vigueur en 2021) et par conséquent, aucune enveloppe contrôlable n'est prévue pour absorber le passage du non contrôlable vers le contrôlable sur 2024-2028 ; même pour les cas en dehors du contrôle du GRD.</p> <p>Le décret Juge de paix va également changer considérablement les procédures de placement de compteurs à budget et la responsabilité du GRD y relative. Ce décret laisse actuellement planer beaucoup d'incertitude à la fois sur les volumes de placement, la gestion des délais, la détermination des délais à la base des indemnités, ... et le volume de clients à fournir par le GRD.</p>	<p><b><u>Propositions RESA</u></b></p> <p>Au vu de l'incertitude actuelle sur les volumes et gestion des délais de placement CàB suite au décret Juge de paix, nous proposerions de prévoir le maintien en coûts non contrôlables :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Des indemnités versées pour non respect des délais qui ne sont pas sous le contrôle des GRD ;</li> <li>- Ou, à tout le moins, de prévoir une base raisonnable de coûts à ajouter à la base de référence des charges nettes contrôlables de 2019-2020 car il s'agit d'une mesure entrée en vigueur postérieurement aux années 2019 et 2020.</li> </ul>
<b>SECTION 3 – La marge bénéficiaire équitable</b>				
CH1-Les éléments constitutifs du	S3-La marge bénéficiaire équitable	<b><u>Général</u></b>	La proposition de méthodologie tarifaire prévoit une réduction du taux de rendement sur la RAB de 4,053% à 2,784% pour la période régulatoire 2024-2028. Ce taux de 2,784% sera en outre dégressif entre 2024 et 2028	Les <b><u>propositions de RESA</u></b> pour cette section sont, sur base des commentaires spécifiques ci-dessous ainsi qu'exprimés dans l' <b><u>ANNEXE 1</u></b> – Note de note de

revenu autorisé

sur la partie plus-value de réévaluation de la valeur des réseaux de distribution.

**Les commentaires de RESA sur la Marge Bénéficiaire Equitable et l'ensemble de ses composantes sont développés de manière plus approfondie et détaillée dans la note de concertation spécifique qui y est dédiée. Voir ANNEXE 1. Cette annexe fait partie intégrante de notre avis officiel et a été rédigée sous forme de note pour une question de lisibilité.**

Ces deux éléments combinés génèrent une perte de rémunération pour RESA de l'ordre de **confidentiel** sur la période régulatoire ; soit **confidentiel de rémunération en moins** (à RAB constante) que sur la période 2019-2023.

	NOW	Projet de méthodologie tarifaire				
		2024	2025	2026	2027	2028
Taux sans risque	2,708%	0,930%	0,930%	0,930%	0,930%	0,930%
Prime risque	4,30%	4,30%	4,30%	4,30%	4,30%	4,30%
Béta	0,65	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71
Coût dettes	2,593%	1,700%	1,700%	1,700%	1,700%	1,700%
Frais transaction	0,15					
Gearing FP	47,5%	47,5%	47,5%	47,5%	47,5%	47,5%
Gearing Dettes	52,5%	52,5%	52,5%	52,5%	52,5%	52,5%
CoE	5,503%	3,983%	3,983%	3,983%	3,983%	3,983%
CoD	2,743%	1,700%	1,700%	1,700%	1,700%	1,700%
<b>WACC</b>	<b>4,054%</b>	<b>2,784%</b>	<b>2,784%</b>	<b>2,784%</b>	<b>2,784%</b>	<b>2,784%</b>
WACC PV		2,784%	2,228%	1,671%	1,114%	0,557%

**Confidentiel**

Au vu des chiffres du tableau ci-dessus, il est évident que cette marge bénéficiaire équitable ne remplira plus ses objectifs premiers et ne permettra plus au GRD :

concertation spécifique – Marge Bénéficiaire Equitable :

- l'adaptation des paramètres du taux de rendement tels que définis à l'article 28 du projet de méthodologie tarifaire sur base des valeurs recommandées par RESA ;

la suppression de la distinction réalisée dans les articles 15 et 16 entre le rendement sur les plus-values de réévaluation et la valeur RAB du réseau hors plus-value et d'appliquer le taux de rendement non dégressif à l'ensemble de la valeur du réseau (suppression des articles 30 et 31).

L'ensemble des propositions formulées ci-dessous ainsi que dans l'ANNEXE 1 – Note de concertation – Marge Bénéficiaire Equitable ne vise qu'à assurer à RESA une stabilité financière suffisante à maintenir un modèle économique viable permettant d'assurer les missions de service public, de garantir la capacité d'investir, notamment au regard des enjeux de transition énergétique mais également de ses activités courantes, de conserver un accès aux financements à des conditions de marché acceptables et enfin de permettre de continuer à rémunérer de manière prévisible et mesurée le capital

		<ul style="list-style-type: none"> <li>• d'investir dans le maintien et le développement des réseaux existants ;</li> <li>• de servir les intérêts de l'emprunt obligataire et autres emprunts ;</li> <li>• de rembourser progressivement les dettes existantes ;</li> <li>• et enfin de distribuer à la Province et aux Communes associées une rémunération du capital mesurée.</li> </ul> <p>Une diminution aussi drastique de cette rémunération équitable va donc avoir un impact négatif significatif à la fois sur la capacité d'investissement mais aussi sur la capacité de financement du GRD (impact sur l'accès au crédit, sur la notation financière du GRD et, dès lors, sur le coût du crédit avec l'effet boule de neige négatif qui en résultera).</p> <p>La non adéquation du coût des dettes (CoD) au regard du charges financières effectives qui seront supportées par le GRD aura un impact direct sur le compte de résultat (malus de <b>confidentiel</b> sur la période 2024-2028).</p> <p>Par ailleurs, le GRD ne sera plus en mesure de distribuer une rémunération du capital raisonnable à ses actionnaires publics, déjà en grandes difficultés au vu du contexte économique. Pour mémoire, RESA ne distribue que 40% de son résultat net (33% de la MBE) au cours de la période 2019-2023; ce qui correspond actuellement à un taux de 2,25% sur ses fonds propres. Le solde de son résultat <u>servant à financer ses investissements sur fonds propres</u>.</p> <p>En outre, les paramètres du rendement autorisé et la dégressivité du rendement autorisé sur la plus-value de réévaluation tels que prévus dans le projet de méthodologie tarifaire de la CWaPE auront un impact significativement négatif sur les ratios financiers auxquels RESA doit se conformer dans le cadre à la fois de son emprunt obligataire mais également de son rating financier.</p>	<p><b>détenu par les pouvoirs publics actionnaires de RESA.</b></p>
--	--	--	---

		<p>Sur base de ces constats et de l'ensemble des commentaires les étayant détaillés ci-dessous ainsi que des annexes les accompagnant, les taux de rémunération sur les capitaux investis proposés aux articles 28 et 30 (2,784%) ne peuvent être considérés comme « <b>équitable</b> » au vu des attentes actuelles et futures sur les marchés financiers.</p> <p>Ils ne peuvent non plus être considérés comme <b>stables</b> et <b>suffisants</b> pour les associés ayant investi dans le réseau vu la baisse de marge équitable générée entre les deux périodes réglementaires ainsi que les écarts constatés par rapport aux attentes ainsi qu'aux conditions du marché.</p> <p>Sur ce point, le projet de méthodologie contrevient dès lors indubitablement aux prescrits du décret tarifaire qui mentionne dans son article 4, §2, 8° que : « <i>la rémunération équitable des capitaux investis dans les actifs régulés permet au gestionnaire de réseau de distribution de <b>réaliser les investissements nécessaires</b> à l'exercice de ses missions et <b>d'assurer l'accès aux différentes sources de financement</b> de ses activités, le renouvellement et le développement des infrastructures. La rémunération équitable du capital investi assure aux associés ayant investi dans le réseau de distribution un taux de rendement <b>stable</b> et <b>suffisant</b> afin que le gestionnaire du réseau de distribution puisse faire face à ses obligations sur le long terme. Cette rémunération répond aux attentes du marché pour des activités présentant un profil de risque comparable. Les paramètres la définissant, y compris la structure de financement sont fixés conformément aux pratiques d'activités <b>comparables dans les pays limitrophes</b> ».</i></p> <p><b>RESA, sans remettre en cause le mécanisme de la Marge Bénéficiaire Équitable, ni le principe de Coût Moyen Pondéré du Capital, doit constater que l'application des paramètres proposés induit une diminution de la MBE telle qu'elle entraînera, au-delà de l'impossibilité de servir la moindre rémunération du capital aux communes associées, non seulement (i) une réduction significative de sa capacité à autofinancer ses investissements et (ii) une augmentation du recours aux financements</b></p>	
--	--	--	--

			<p>externes mais également (iii) un déficit de couverture de ses charges financières réelles ayant un impact majeur sur le résultat net et sur la pérennité du modèle économique de la société à capitaux 100% publics.</p> <p>Nous vous renvoyons expressément à la note de concertation spécifique sur le traitement de la Marge Bénéficiaire Equitable en <b>ANNEXE 1</b>.</p>	
<p><b>CH1</b>-Les éléments constitutifs du revenu autorisé</p>	<p><b>S3</b>-La marge bénéficiaire équitable</p>	<p>ART 15 et 16</p>	<p><b><u>Dégressivité du rendement autorisé’ sur les plus-values de réévaluation</u></b></p> <p>Les commentaires de RESA sur la dégressivité du rendement autorisé sur les plus-values de réévaluation sont développés de manière plus approfondie et détaillée dans la note de concertation spécifique qui y est dédiée. Voir <b>ANNEXE 1</b>. <i>Cette annexe fait partie intégrante de notre avis officiel et a été rédigée sous forme de note pour une question de lisibilité.</i></p> <p>Nous vous renvoyons donc expressément à cette note pour les conclusions étayées.</p> <p>Dans son projet de méthodologie tarifaire, la CWaPE introduit un taux de rendement dégressif sur les plus-values de réévaluation faisant partie de la valeur RAB des réseaux de distribution. Ce taux est porté à 0% dès 2029.</p> <p>La CWaPE invoque deux arguments pour soutenir cette mesure :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Premièrement, seul le capital investi doit permettre une rémunération et le capital de la plus-value de reconstruction n’est pas considéré comme un investissement mais comme une opération comptable.</li> <li>• Deuxièmement, la VREG aurait créé un précédent via sa méthodologie tarifaire 2019-2023.</li> </ul>	<p><b><u>Propositions RESA</u></b></p> <p>RESA propose le <b>retrait de la distinction entre RAB hors plus-value de réévaluation et plus-value de réévaluation</b> ainsi que la <b>suppression de la notion de rendement autorisé</b> au risque de conséquences majeures sur les comptes de RESA et sur sa capacité de financement (accès au crédit et coût de celui-ci). RESA propose également <b>de ne pas tendre vers un phasing out de la prise en compte de la plus-value de réévaluation dans la base d’actifs régulés</b>.</p> <p>Cela suppose :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Une modification des articles 15 et 16 en ce sens ;</li> <li>- La suppression des articles 30 et 31.</li> </ul> <p>RESA demande également à la CWaPE de préciser ses intentions sur la prise en</p>

		<p>Par ailleurs, RESA comprend que les charges nettes d’amortissement (désaffectations) des plus-values ne font pas, quant à elles, l’objet de modification par rapport à la période régulatoire antérieure. Mais le projet de méthodologie ne comporte aucun détail sur le traitement de ces plus-values au-delà de 2028.</p> <p>Selon RESA, cette rémunération dégressive d’une partie intégrante de la valeur du réseau (RAB) est injustifiée d’un point de vue économique, juridique et aura des impacts comptables et financiers considérables pour le GRD.</p> <p>En effet, ce faisant, la CWaPE exclut de la rémunération « équitable » la part des fonds propres correspondant à cette plus-value, ce qui de facto aboutit à priver les associés du rendement d’une part des fonds propres, inscrits au bilan, qu’ils ont mis à la disposition du GRD.</p> <p>La réévaluation à l’origine des plus-values iRAB (intervenue en 2001 et 2002) et l’indexation historique ont été historiquement acceptées par les régulateurs. La plus-value iRAB a même fait l’objet d’un accord spécifique du régulateur fédéral et a perduré après la régionalisation de la compétence de régulation pour être confirmée dans la période tarifaire 2019-2023. L’apparition nouvelle de cette dégressivité engendre une insécurité juridique et économique pour les GRDs particulièrement préjudiciable à la confiance des investisseurs et des organismes de crédit envers ceux-ci.</p> <p>Par ailleurs, comme expliqué dans la note figurant en <b>ANNEXE 1</b>, il n’est pas techniquement correct de dire que la plus-value de réévaluation ne résulte pas de capitaux investis mais bien d’une opération purement comptable.</p>	<p>compte de l’amortissement de la plus-value dans les tarifs au-delà de 2028.</p>
--	--	---	--

		<p>Comme explicité dans cette même <b>ANNEXE 1</b>, cette disposition crée également une discrimination entre GRD puisqu'elle les impactera différemment en fonction de décisions antérieures à cette disposition.</p> <p>Globalement, les modifications de la base de la rémunération équitable et la méthode de détermination des paramètres de taux de rémunération feront apparaître la régulation comme incertaine et non <i>supportive</i> aux yeux des analystes et des investisseurs potentiels. Ceci aura pour conséquence inévitable un accès au crédit rendu plus difficile et mécaniquement plus onéreux, avec l'effet boule de neige qui en découlera, mettant structurellement en péril la capacité d'investissement des GRDs. Par ailleurs, les communes actionnaires auprès des GRD verront, elles aussi, et bien logiquement leurs parts être diminuées de valeur.</p> <p>La diminution de la valorisation de la société qu'implique cette règle réglementaire s'apparente à une (quasi-) expropriation dans le chef des actionnaires.</p> <p>Vous trouverez dans le tableau ci-dessous la perte en termes de marge équitable causée par cette mesure de dégressivité du rendement sur les plus-values de RESA. <b>Cette perte atteint confidentiel</b> et vient se combiner aux nombreuses autres pertes liées aux paramètres du CMPC et à la non couverture de certaines charges opérationnelles. Ces derniers éléments font l'objet de commentaires approfondis à d'autres endroits de cet avis.</p> <div data-bbox="831 1126 1574 1190" style="border: 1px solid black; text-align: center; padding: 5px; margin: 10px auto; width: fit-content;"> <p><b>Confidentiel</b></p> </div> <p>Cette diminution significative de la marge équitable ne semble pas conforme aux prescrits du décret tarifaire qui mentionne en son article 4 :  « [...] La rémunération équitable du capital investi assure aux associés ayant investi dans le réseau de distribution un taux de <b>rendement stable et</b></p>	
--	--	--	--

			<p><i>suffisant afin que le gestionnaire du réseau de distribution puisse faire face à ses obligations <b>sur le long terme</b>. Cette rémunération répond aux attentes du marché pour des activités présentant un profil de risque comparable. Les paramètres la définissant, y compris la structure de financement sont fixés conformément aux pratiques d'activités comparables dans les pays limitrophes. [...] ».</i></p> <p>Au même article 4, § 1<sup>er</sup>, le décret stipule : « <i>La CWaPE établit la méthodologie tarifaire et exerce sa compétence tarifaire de manière à favoriser une <b>régulation stable et prévisible</b> contribuant au bon fonctionnement du marché partiellement libéralisé, et permettant au marché financier d'évaluer les gestionnaires de réseau de distribution avec une <b>sécurité raisonnable</b>. Elle <b>maintient la cohérence des décisions prises au cours des périodes réglementaires antérieures en matière de valeur des actifs régulés</b>. ».</i></p>	
CH1-Les éléments constitutifs du revenu autorisé	S3-La marge bénéficiaire équitable	ART 20, §2	<p><b><u>Evolution de la base d'actifs régulés</u></b></p> <p>RESA souhaite que son plan industriel transmis en <b>ANNEXE 9</b> puisse être intégré aux investissements « réseau » et « hors réseau » prévus à l'article 20, §1<sup>er</sup> et ce, même s'il n'a pas encore pu être inclus dans les plans d'adaptation et d'investissement dûment approuvés par la CWaPE.</p>	<p><b><u>Proposition RESA</u></b></p> <p>L'article 20, §2 semble pouvoir répondre à ce souhait mais nous souhaiterions en connaître les modalités.</p>
CH1-Les éléments constitutifs du revenu autorisé	S3-La marge bénéficiaire équitable	ART 21 (et ART 24)	<p><b><u>Valeur initiale de la plus-value de réévaluation</u></b></p> <p>L'art 21 1° stipule, concernant les mises hors service des plus-values « ... <i>pour autant que les montants correspondant à cette partie de la plus-value soient portés en réserve au passif du bilan...</i> ».</p>	<p><b><u>Proposition de RESA</u></b></p> <p>Ajout de la mention « <b>sauf exception dûment justifiée au régulateur</b> ».</p>

			Au sein de RESA, les plus-values ont été intégrées au capital lors des apports de branche d'activité. Cette condition de transfert en réserve ne peut dès lors pas être respectée. Cette situation est héritée de restructuration du groupe ENODIA antérieure à l'autonomisation de RESA.	
<b>CH1</b> -Les éléments constitutifs du revenu autorisé	<b>S3</b> -La marge bénéficiaire équitable	ART 23	Au vu du contexte actuel et des nombreuses incertitudes planant sur les réseaux gaziers, RESA s'interroge sur les taux d'amortissement proposés par la CWaPE pour le gaz dans son projet de méthodologie tarifaire (identiques à 2019-2023).	

<p><b>CH1</b>-Les éléments constitutifs du revenu autorisé</p>	<p><b>S3</b>-La marge bénéficiaire équitable</p>	<p>ART 28</p>	<p><b>Définition des pourcentages de rendement autorisé</b></p> <p>RESA ne remet pas en cause le modèle utilisé par la CWaPE du Coût Moyen Pondéré de Capital (CMPC) afin de déterminer le pourcentage de rendement autorisé.</p> <p>Les paramètres retenus pour déterminer la valeur du pourcentage de rendement autorisé ne sont pas, par contre, acceptables pour RESA en ce qu'ils ne respectent pas les prescrits du décret tarifaire (4, §2, 8°) tels que mentionnés ci-dessus :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <i>réaliser les investissements nécessaires à l'exercice de ses missions ;</i></li> <li>- <i>assurer l'accès aux différentes sources de financement de ses activités, le renouvellement et le développement des infrastructures ;</i></li> <li>- <i>assurer aux associés ayant investi dans le réseau de distribution un taux de rendement <b>stable</b> et <b>suffisant</b> ;</i></li> <li>- <i>répondre <b>aux attentes du marché</b> pour des activités présentant un profil de risque comparable ;</i></li> <li>- <i>être <b>comparables</b> aux pays limitrophes.</i></li> </ul> <p>Le taux de rendement autorisé est scindé entre le Coût des fonds propres et le Coût de la dette et la pondération entre les deux est issue d'un <i>gearing</i> normatif.</p> <p>Nous vous renvoyons vers la lecture de deux rapports externes indépendants auxquels nous faisons référence dans nos commentaires et conclusions (<b>ANNEXE 1</b> - Note de concertation - Marge Bénéficiaire Equitable):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <i>Analyses des paramètres financiers utilisés pour le calcul de la rémunération équitable des capitaux investis, TANDEM – voir <b>ANNEXE 5</b> ;</i></li> <li>- <i>ci-après nommé « rapport TANDEM ».</i></li> </ul>	<p>La <b>proposition de RESA</b> est :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- l'adaptation des paramètres du taux de rendement tels que définis à l'article 28 du projet de méthodologie tarifaire sur base des valeurs recommandées par RESA ;</li> <li>- de supprimer la mention « <i>hors plus-value de réévaluation</i> » à l'article 28 §2 et §4.</li> </ul> <table border="1" data-bbox="1675 587 2172 845"> <thead> <tr> <th></th> <th>MT 19-23</th> <th>Projet MT</th> <th>Proposition</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td><b>CMPC</b></td> <td><b>4,054%</b></td> <td><b>2,784%</b></td> <td><b>5,663%</b></td> </tr> <tr> <td><b>Coût des fonds propres</b></td> <td><b>5,503%</b></td> <td><b>3,983%</b></td> <td><b>7,225%</b></td> </tr> <tr> <td>Taux sans risque</td> <td>2,71%</td> <td>0,93%</td> <td>3,10%</td> </tr> <tr> <td>Prime risque</td> <td>4,30%</td> <td>4,30%</td> <td>5,50%</td> </tr> <tr> <td>Béta</td> <td>0,65</td> <td>0,71</td> <td>0,75</td> </tr> <tr> <td><b>Coût de la dette</b></td> <td><b>2,743%</b></td> <td><b>1,700%</b></td> <td><b>4,250%</b></td> </tr> <tr> <td>Taux sans risque</td> <td></td> <td>0,93%</td> <td>3,10%</td> </tr> <tr> <td>Prime risque crédit</td> <td>2,59%</td> <td>0,77%</td> <td>1,05%</td> </tr> <tr> <td>Frais transaction</td> <td>0,15</td> <td>-</td> <td>0,10</td> </tr> </tbody> </table>		MT 19-23	Projet MT	Proposition	<b>CMPC</b>	<b>4,054%</b>	<b>2,784%</b>	<b>5,663%</b>	<b>Coût des fonds propres</b>	<b>5,503%</b>	<b>3,983%</b>	<b>7,225%</b>	Taux sans risque	2,71%	0,93%	3,10%	Prime risque	4,30%	4,30%	5,50%	Béta	0,65	0,71	0,75	<b>Coût de la dette</b>	<b>2,743%</b>	<b>1,700%</b>	<b>4,250%</b>	Taux sans risque		0,93%	3,10%	Prime risque crédit	2,59%	0,77%	1,05%	Frais transaction	0,15	-	0,10
	MT 19-23	Projet MT	Proposition																																									
<b>CMPC</b>	<b>4,054%</b>	<b>2,784%</b>	<b>5,663%</b>																																									
<b>Coût des fonds propres</b>	<b>5,503%</b>	<b>3,983%</b>	<b>7,225%</b>																																									
Taux sans risque	2,71%	0,93%	3,10%																																									
Prime risque	4,30%	4,30%	5,50%																																									
Béta	0,65	0,71	0,75																																									
<b>Coût de la dette</b>	<b>2,743%</b>	<b>1,700%</b>	<b>4,250%</b>																																									
Taux sans risque		0,93%	3,10%																																									
Prime risque crédit	2,59%	0,77%	1,05%																																									
Frais transaction	0,15	-	0,10																																									

			<p>- <i>Examen critique du projet de méthodologie tarifaire de la CWaPE pour les opérateurs de réseaux d'électricité et de gaz (2024-2028)</i>, NERA – voir <b>ANNEXE 6</b>; ci-après nommé « rapport NERA ».</p> <p>« <i>Le CAPM est un modèle prospectif qui vise à estimer les attentes de rendements actuelles des investisseurs pour un actif donné</i> ». « ... exigeant que tous ses paramètres utilisent des données de marché qui reflètent les attentes actuelles des investisseurs. » (source: rapport TANDEM, p.4). Un investisseur considérera des rendements futurs et non des données historiques.</p> <p>L'ensemble de nos conclusions et recommandations sur le taux de rendement autorisé et la valeur des paramètres le composant sont détaillées dans l' <b>ANNEXE 1 - Note de concertation - Marge Bénéficiaire Equitable</b>. Cette annexe fait partie intégrante de notre avis officiel et a été rédigée sous forme de note pour une question de lisibilité.</p> <p>Nous vous renvoyons donc expressément à cette note.</p>	
--	--	--	--	--

			<p><b>1. Coût des fonds propres</b></p> <p>Le coût des fonds propres est déterminé à l'aide des paramètres suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Le taux sans risque ;</li> <li>- La prime de risque ;</li> <li>- Le coefficient Bêta.</li> </ul> <p><b>Nos conclusions et recommandations sur le coût des fonds propres et la valeur des paramètres le composant sont détaillées dans l' ANNEXE 1 - Note de concertation - Marge Bénéficiaire Equitable. Cette annexe fait partie intégrante de notre avis officiel et a été rédigée sous forme de note pour une question de lisibilité.</b></p> <p>Nous vous renvoyons donc expressément à cette note.</p>	<p><b>RESA propose de revoir les paramètres :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Le taux sans risque ;</li> <li>- La prime de risque ;</li> <li>- Le coefficient Bêta.</li> </ul> <p>Sur base des valeurs reprises dans le tableau ci-dessus résumant la proposition détaillée de RESA figurant à l'ANNEXE 1 relative à la <b>Marge Bénéficiaire Equitable.</b></p> <p><b>Art 28 § 4. Les paramètres retenus pour déterminer la valeur du pourcentage de rendement autorisé applicable à la RAB hors plus-value de réévaluation sont les suivants :</b></p> <table border="1" data-bbox="1668 766 2150 1157"> <thead> <tr> <th><b>Composante</b></th> <th><b>Abréviatio n</b></th> <th><b>Valeur 2024-2028</b></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Taux sans risque nominal</td> <td><i>rf</i></td> <td>3,10 %</td> </tr> <tr> <td>Prime de risque de marché</td> <td><i>km-rf</i></td> <td>5,50 %</td> </tr> <tr> <td>Bêta des fonds propres</td> <td><i>βe</i></td> <td>0,75</td> </tr> </tbody> </table>	<b>Composante</b>	<b>Abréviatio n</b>	<b>Valeur 2024-2028</b>	Taux sans risque nominal	<i>rf</i>	3,10 %	Prime de risque de marché	<i>km-rf</i>	5,50 %	Bêta des fonds propres	<i>βe</i>	0,75
<b>Composante</b>	<b>Abréviatio n</b>	<b>Valeur 2024-2028</b>														
Taux sans risque nominal	<i>rf</i>	3,10 %														
Prime de risque de marché	<i>km-rf</i>	5,50 %														
Bêta des fonds propres	<i>βe</i>	0,75														

		<p><b>2. Coût de la dette</b></p> <p>Le coût de la dette est déterminé à l'aide des paramètres suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Le taux sans risque ;</li> <li>- La prime de risque crédit.</li> </ul> <p>Les frais de transaction ont été supprimés.</p> <p><b>Nos conclusions sur le coût de la dette et les paramètres le composant sont détaillées dans l' ANNEXE 1 - Note de concertation - Marge Bénéficiaire Equitable. Cette annexe fait partie intégrante de notre avis officiel et a été rédigée sous forme de note pour une question de lisibilité.</b></p> <p>Nous vous renvoyons donc expressément à cette note.</p>	<p><b>RESA propose de revoir les paramètres :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Le taux sans risque ;</li> <li>- La prime de risque crédit</li> </ul> <p>Sur base des valeurs reprises dans le tableau ci-dessus résumant la proposition détaillée de RESA figurant à l'<b>ANNEXE 1</b> relative à la <b>Marge Bénéficiaire Equitable.</b></p> <p><b>Art 28 § 4. Les paramètres retenus pour déterminer la valeur du pourcentage de rendement autorisé applicable à la RAB hors plus-value de réévaluation sont les suivants :</b></p> <table border="1" data-bbox="1668 662 2139 1077"> <thead> <tr> <th>Composante</th> <th>Abréviation</th> <th>Valeur 2024-2028</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Taux sans risque nominal</td> <td>rf</td> <td>3,10 %</td> </tr> <tr> <td>Prime de risque de dette</td> <td></td> <td>1,05%</td> </tr> <tr> <td><b>Coût des dettes</b></td> <td><b>KD</b></td> <td><b>4,15 %</b></td> </tr> <tr> <td><b>Frais de transaction</b></td> <td></td> <td><b>0,10%</b></td> </tr> </tbody> </table> <p>Ce taux pourrait également faire l'objet d'une pondération entre la nouvelle dette et l'ancienne dette afin d'obtenir un taux de charge de financement au plus proche de la réalité de nos coûts.</p>	Composante	Abréviation	Valeur 2024-2028	Taux sans risque nominal	rf	3,10 %	Prime de risque de dette		1,05%	<b>Coût des dettes</b>	<b>KD</b>	<b>4,15 %</b>	<b>Frais de transaction</b>		<b>0,10%</b>
Composante	Abréviation	Valeur 2024-2028																
Taux sans risque nominal	rf	3,10 %																
Prime de risque de dette		1,05%																
<b>Coût des dettes</b>	<b>KD</b>	<b>4,15 %</b>																
<b>Frais de transaction</b>		<b>0,10%</b>																

				<p>En sus de la revue des paramètres telle qu'exprimée ci-dessus, <b>RESA propose</b> de revenir à un système de couverture des coûts de financement du GRD, pour autant qu'ils soient conformes aux conditions de marché au moment où ils sont contractés, ne générant ni bonus, ni malus significatif pouvant dans ce cas affecter la capacité d'investissement du GRD.</p> <p>Nous suggérons pour ce faire plusieurs possibilités :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- un retour aux « Embedded costs » ;</li> <li>- une revue ex-post du coût de la dette en cas de dépassement d'un couloir de taux prédéfini (cf. pertes en réseau);</li> <li>- une réévaluation régulière des paramètres en cours de période.</li> </ul> <p>RESA propose également que les frais de transaction soient réintégrés mais à la baisse et estiment ces derniers à 10 points de base/an sur base de son plan de financement (revue des paragraphes 3 et 4).</p>
--	--	--	--	---

			<p><b>3. Gearing normatif</b></p> <p>Le projet de méthodologie tarifaire prévoit un endettement normatif (52,5%) sur base duquel est calculé le coût moyen pondéré du capital théorique (« CMPC ») qui est appliqué aux GRDs indépendamment de leurs structures bilantaires réelles. Sur cette base, les fonds propres en excès de 47,5% sont rémunérés au coût de la dette. A l’instar de certaines régulations en Belgique au niveau fédéral ou en Allemagne, comme préconisé par TANDEM dans son rapport, RESA estime qu’il serait plus équilibré de prévoir une rémunération additionnelle pour la quote-part des fonds propres excédant le gearing normatif générant une rémunération des capitaux moindre que le coût des fonds propres mais plus élevée que le coût de la dette.</p> <p>Cette demande se trouve également dans l’ <b>ANNEXE 1</b> Note de concertation - <b>Marge Bénéficiaire Equitable</b>. <i>Cette annexe fait partie intégrante de notre avis officiel et a été rédigée sous forme de note pour une question de lisibilité.</i></p>	<p><b>3. Gearing normatif</b></p> <p>RESA propose dès lors de modifier la formule pour tenir compte de la structure bilantaire réelle des GRD et rémunérer raisonnablement les fonds propres en excès.</p>
<p><b>CH1</b>-Les éléments constitutifs du revenu autorisé</p>	<p><b>S3</b>-La marge bénéficiaire équitable</p>	<p>ART 29 - 31</p>	<p><b>Revue Ex-Post des paramètres</b></p> <p>Au vu de la volatilité actuelle constatée sur le marché, il nous semble nécessaire de prévoir une revue ex-post des paramètres, à tout le moins, ceux liés au coût de la dette (éventuellement au sein d’un couloir) afin d’éviter le sur- ou sous-financement des coûts de financement des GRD et les bonus/malus en découlant.</p> <p>Cette demande se trouve également dans l’ <b>ANNEXE 1 - Note de concertation - Marge Bénéficiaire Equitable</b>. <i>Cette annexe fait partie intégrante de notre avis officiel et a été rédigée sous forme de note pour une question de lisibilité.</i></p>	<p><b>Proposition RESA</b></p> <p>RESA propose de revenir à un système de couverture des coûts de financement du GRD, pour autant qu’ils soient conformes aux conditions de marché au moment où ils sont contractés, ne générant ni bonus, ni malus significatif pouvant dans ce cas affecter la capacité d’investissement du GRD.</p> <p>Nous suggérons pour ce faire plusieurs possibilités :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- un retour aux « Embedded costs » ;</li> </ul>

				<ul style="list-style-type: none"> <li>- une revue ex-post du coût de la dette en cas de dépassement d'un couloir de taux prédéfini (cf. pertes en réseau);</li> <li>- une réévaluation régulière des paramètres en cours de période.</li> </ul>
CH1-Les éléments constitutifs du revenu autorisé	S3-La marge bénéficiaire équitable	ART 30	<p><b><u>Dégressivité du rendement autorisé' sur les plus-values de réévaluation</u></b></p> <p>Les commentaires de RESA sur la dégressivité du rendement autorisé sur les plus-values de réévaluation sont développés de manière plus approfondie et détaillée dans la note de concertation spécifique qui y est dédiée. Voir ANNEXE 1. Cette annexe fait partie intégrante de notre avis officiel et a été rédigée sous forme de note pour une question de lisibilité.</p> <p>Nous vous renvoyons donc expressément à cette note pour les conclusions étayées.</p> <p>Dans son projet de méthodologie tarifaire, la CWaPE introduit un taux de rendement dégressif sur les plus-values de réévaluation faisant partie de la valeur RAB des réseaux de distribution. Ce taux est porté à 0% dès 2029.</p> <p>La CWaPE invoque deux arguments pour soutenir cette mesure :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Premièrement, seul le capital <b>investi</b> doit permettre une rémunération et le capital de la plus-value de reconstruction n'est pas considéré comme un investissement mais comme une opération comptable.</li> <li>• Deuxièmement, la VREG aurait créé un précédent via sa méthodologie tarifaire 2019-2023.</li> </ul>	<p><b><u>Propositions RESA</u></b></p> <p>RESA propose le <b>retrait de la distinction entre RAB hors plus-value de réévaluation et plus-value de réévaluation</b> ainsi que la <b>suppression de la notion de rendement autorisé</b> au risque de conséquences majeures sur les comptes de RESA et sur sa capacité de financement (accès au crédit et coût de celui-ci). RESA propose également <b>de ne pas tendre vers un phasing out de la prise en compte de la plus-value de réévaluation dans la base d'actifs régulés.</b></p> <p>Cela suppose :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Une modification des articles 15 et 16 en ce sens ;</li> <li>- La suppression des articles 30 et 31.</li> </ul> <p>RESA demande également à la CWaPE de préciser ses intentions sur la prise en compte de l'amortissement de la plus-value dans les tarifs au-delà de 2028.</p>

		<p>Par ailleurs, RESA comprend que les charges nettes d’amortissement (désaffectations) des plus-values ne font pas, quant à elles, l’objet de modification par rapport à la période régulatoire antérieure. Mais le projet de méthodologie ne comporte aucun détail sur le traitement de ces plus-values au-delà de 2028.</p> <p>Selon RESA, cette rémunération dégressive d’une partie intégrante de la valeur du réseau (RAB) est injustifiée d’un point de vue économique, juridique et aura des impacts comptables et financiers considérables pour le GRD.</p> <p>En effet, ce faisant, la CWaPE exclut de la rémunération « équitable » la part des fonds propres correspondant à cette plus-value, ce qui de facto aboutit à priver les associés du rendement d’une part des fonds propres, inscrits au bilan, qu’ils ont mis à la disposition du GRD.</p> <p>La réévaluation à l’origine des plus-values iRAB (intervenue en 2001 et 2002) et l’indexation historique ont été historiquement acceptées par les régulateurs. La plus-value iRAB a même fait l’objet d’un accord spécifique du régulateur fédéral et a perduré après la régionalisation de la compétence de régulation pour être confirmée dans la période tarifaire 2019-2023. L’apparition nouvelle de cette dégressivité engendre une insécurité juridique et économique pour les GRDs particulièrement préjudiciable à la confiance des investisseurs et des organismes de crédit envers ceux-ci.</p> <p>Par ailleurs, comme expliqué dans la note figurant en <b>ANNEXE 1</b>, il n’est pas techniquement correct de dire que la plus-value de réévaluation ne résulte pas de capitaux investis mais bien d’une opération purement comptable.</p>	
--	--	---	--

		<p>Comme explicité dans cette même <b>ANNEXE 1</b>, cette disposition crée également une discrimination entre GRD puisqu'elle les impactera différemment en fonction de décisions antérieures à cette disposition.</p> <p>Globalement, les modifications de la base de la rémunération équitable et la méthode de détermination des paramètres de taux de rémunération feront apparaître la régulation comme incertaine et non <i>supportive</i> aux yeux des analystes et des investisseurs potentiels. Ceci aura pour conséquence inévitable un accès au crédit rendu plus difficile et mécaniquement plus onéreux, avec l'effet boule de neige qui en découlera, mettant structurellement en péril la capacité d'investissement des GRDs. Par ailleurs, les communes actionnaires auprès des GRD verront, elles aussi, et bien logiquement leurs parts être diminuées de valeur.</p> <p>La diminution de la valorisation de la société qu'implique cette règle réglementaire s'apparente à une (quasi-) expropriation dans le chef des actionnaires.</p> <p>Vous trouverez dans le tableau ci-dessous la perte en termes de marge équitable causée par cette mesure de dégressivité du rendement sur les plus-values de RESA. <b>Cette perte atteint confidentiel</b> et vient se combiner aux nombreuses autres pertes liées aux paramètres du CMPC et à la non couverture de certaines charges opérationnelles. Ces derniers éléments font l'objet de commentaires approfondis à d'autres endroits de cet avis.</p> <div data-bbox="831 1163 1572 1225" style="text-align: center; border: 1px solid black; padding: 5px;"><b>Confidentiel</b></div> <p>Cette diminution significative de la marge équitable ne semble pas conforme aux prescrits du décret tarifaire qui mentionne en son article 4 : « [...] <i>La rémunération équitable du capital investi assure aux associés</i></p>	
--	--	---	--

			<p>ayant investi dans le réseau de distribution un taux de <b>rendement stable et suffisant</b> afin que le gestionnaire du réseau de distribution puisse faire face à ses obligations <b>sur le long terme</b>. Cette rémunération répond aux attentes du marché pour des activités présentant un profil de risque comparable. Les paramètres la définissant, y compris la structure de financement sont fixés conformément aux pratiques d'activités comparables dans les pays limitrophes. [...] ».</p> <p>Au même article 4, § 1<sup>er</sup>, le décret stipule : « La CWaPE établit la méthodologie tarifaire et exerce sa compétence tarifaire de manière à favoriser une <b>régulation stable et prévisible</b> contribuant au bon fonctionnement du marché partiellement libéralisé, et permettant au marché financier d'évaluer les gestionnaires de réseau de distribution avec une <b>sécurité raisonnable</b>. Elle <b>maintient la cohérence des décisions prises</b> au cours des périodes réglementaires antérieures en matière de <b>valeur des actifs régulés</b>. ».</p>	
<b>SECTION 4 – Le terme qualité</b>				
CH1-Les éléments constitutifs du revenu autorisé	S4. Le terme qualité	ART 32	<p>1° SAIDI propre GRD : KPI déjà suivi au niveau rapport qualité. RESA souhaite juste souligner que le changement climatique actuel entraîne des contraintes supplémentaires sur nos réseaux MT.</p> <p>5° et 6° : SAIDI et SAIFI « totale URD » hors catégorie 7.b et 8 : on exclut les conditions météorologiques exceptionnelles (8) mais on conserve le terme 4B lié aux défauts de lignes MT liés aux conditions météo -les conditions météo étant clairement identifiées à l'origine du défaut. Pourquoi cette distinction au niveau traitement des conditions « météo » ?</p>	
CH1-Les éléments constitutifs du revenu autorisé	S4. Le terme qualité	ART 34	<p>Le GRD s'inquiète de l'obligation imposant une collaboration des GRD afin de définir un plan d'action visant à leur permettre de collecter et rapporter à la CWaPE de manière homogène, transparente et fiable, les données requises pour les indicateurs de qualité visés aux points 4° à 9° de l'article 32. Le GRD souligne la difficulté de s'accorder entre GRD en</p>	<p><b><u>Proposition RESA</u></b></p> <p>RESA souhaiterait que la CWaPE dirige et facilite ce dossier d'harmonisation de</p>

			l'absence d'un « arbitre » et fait référence à la complexité des travaux au sein du GT « harmonisation des tarifs non périodiques », surtout vu les délais imposés. Tous les GRD n'ont pas les mêmes intérêts. Le GRD demande s'il est envisageable que la CWaPE prenne la direction dans ce dossier.	collecte d'informations relatives aux indicateurs de qualité.
CH1-Les éléments constitutifs du revenu autorisé	S4. Le terme qualité	ART 37	Concernant « Le nombre de demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total) », RESA souligne que les chiffres 2022 ne peuvent qu'influencer le KPI à la baisse : - très peu de demandes en 2022 à cause de la conjoncture économique en gaz ; ce qui favorise le KPI cette année-là mettant plus de pression encore sur les délais à l'avenir ; - un effort important a été consenti en 2021 pour réduire les délais liés aux offres de raccordement ; ce qui favorise le KPI cette année-là mettant plus de pression encore sur les délais à l'avenir. Par ailleurs, la transition énergétique va augmenter les demandes d'adaptation des raccordements. Nous observons déjà une tendance à la hausse ces dernières années mais celle-ci va s'accélérer avec les PAC et les bornes de rechargement => cela entrainera plus d'offres et plus d'études donc une contrainte supplémentaire pour respecter les délais.	<b>Proposition RESA</b>  Neutralisation de l'année 2022.
CH1-Les éléments constitutifs du revenu autorisé	S4. Le terme qualité		À la page 33, section 4.2 de la Motivation, est repris ceci : 1° soit basée sur une comparaison avec d'autres entités, soit basée sur les données historiques tel que précisé par FTI-CL dans une étude pour la CRE : « La détermination des cibles de référence pour les différents indicateurs est un exercice difficile. Il n'apparaît pas faisable de déterminer un niveau optimal sur la base d'une analyse coûts-bénéfices. Par conséquent, l'approche préconisée dans la littérature économique ou observée en pratique en Europe consiste soit (i) à procéder à une approche par benchmark, c'est-à-dire à comparer le niveau de performance de différents opérateurs pour déterminer le niveau d'un gestionnaire	<b>Proposition RESA</b> RESA souhaite attirer l'attention du régulateur sur les différences qui peuvent conduire à des écarts de résultat : proportion aérienne, souterrain, nature du sol (rocher en Ardenne, sable en Flandre, etc), ...

			efficace, soit (ii) à suivre une approche tendancielle, en s'appuyant sur les données historiques » RESA souhaite attirer l'attention du régulateur sur les différences qui peuvent conduire à des écarts de résultat : proportion aérienne, souterrain, nature du sol (rocher en Ardenne, sable en Flandre, etc), ...	
<b>CHAPITRE 2 - Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé</b>				
<b>SECTION1 - Détermination du revenu autorisé budgété ex-ante</b>				
<b>CH2-</b> Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé	<b>S1-</b> Détermination du revenu autorisé budgété ex-ante	ART 41§2 et §3	<p><b>Détermination des charges nettes contrôlables 2024</b></p> <p>Dans son projet de méthodologie tarifaire, la CWaPE propose de calculer l'enveloppe de coûts contrôlables de l'année 2024 sur base des coûts réels d'une période de référence 2019-2020. Cela concerne les charges OSP (§2) et hors OSP (§3).</p> <p>En ce qui concerne les charges nettes contrôlables hors OSP, la moyenne des charges nettes contrôlables réelles 2019-2020 est ensuite indexée jusqu'en 2024 sur base de l'indice santé des années 2021-2024. Au montant obtenu est ensuite ajouté le coût des projets spécifiques 2023 corrigés (CPS23 cor) et des charges nettes contrôlables additionnelles (CNC add) pour couvrir la transition énergétique (inducteurs de coûts exogènes). Enfin, le facteur d'efficacité Xi y est appliqué dès la première année. L'enveloppe de coûts ainsi obtenue est le point de départ pour les enveloppes 2025-2028 qui évolueront sur base de paramètres définis dans la méthodologie tarifaire : l'indice santé, le facteur d'efficacité Xi et le facteur d'évolution des coûts.</p> <p>En ce qui concerne les charges nettes contrôlables OSP, elles suivent le même trajet de détermination pour 2024 à l'exception des coûts des projets spécifiques 2023 et des charges additionnelles 2024. Le facteur</p>	

		<p>d'efficience (<math>Y_i</math>) portant sur ces charges est fixé à 0 pour la période régulatoire.</p> <p>La vue globale des charges nettes contrôlables, la problématique de la période de référence 2019 – 2020 ainsi que les commentaires relatifs au choix liés à l'indice santé sont traités dans l' <b>ANNEXE 2</b> Note de concertation – Charges nettes opérationnelles.</p> <p>Le facteur d'efficience <math>X_i</math> est traité dans l' <b>ANNEXE 3</b> Note de concertation - Facteur d'efficience <math>X_i</math>.</p> <p>Le facteur FEC est traité dans l' <b>ANNEXE 4</b> Note de concertation – Facteur d'Evolution des Coûts.</p> <p><i>Ces annexes font partie intégrante de notre avis officiel et ont été rédigées sous forme de note pour une question de lisibilité.</i></p> <p>Nous vous renvoyons donc expressément à ces notes pour les conclusions étayées.</p>	
		<p>Nous traitons ici la <b>période de référence 2019-2020</b> et l'<b>indice santé</b>. Cf. <b>ANNEXE 2</b> – Note de concertation – Charges nettes opérationnelles.</p> <p>L'approche qui consiste à se baser sur les coûts réels d'une année de référence est une approche courante dans la régulation européenne. Cependant, elle a été conçue pour un système énergétique en état d'équilibre. Or le système énergétique subit actuellement une transformation structurelle. Face aux nouveaux défis auxquels sont confrontés les GRD, il est évident que les coûts historiques ne pourront pas prédire avec précision les coûts futurs. Dans le contexte actuel, une méthodologie de type « rétroviseur » ne semble pas appropriée.</p>	<p><b>Propositions RESA :</b></p> <p>Afin de rendre le modèle soutenable pour le GRD, nous recommanderions :</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. d'adapter la base de référence : <ol style="list-style-type: none"> <li>a. Prévoir une <b>enveloppe complémentaire 2024</b> (à l'instar des CNC additionnels) à justifier et faire approuver par le régulateur pour tenir compte de</li> </ol> </li> </ol>

		<p>La période de référence choisie, moyenne des années 2019 et 2020, est non représentative des activités en « vitesse de croisière » de RESA ; et ce pour plusieurs raisons très factuelles qui sont énumérées et chiffrées dans la note de concertation y relative.</p> <p>L'utilisation de cette période de référence a pour conséquence qu'un montant important de nos coûts opérationnels contrôlables récurrents sont exclus de notre base de coûts 2024 ; et ce sans pour autant avoir été contrôlés et jugés déraisonnables.</p> <p>Le taux de l'indice santé choisi pour le régulateur ne permettra pas au GRD de couvrir l'évolution de ses coûts liés au contexte inflationniste actuel.</p> <p>RESA constate que l'inflation est peu considérée dans le projet de méthodologie tarifaire 2024-2028. Le taux de l'indice santé choisi pour le régulateur ne permettra pas au GRD de couvrir l'évolution de ses coûts liés au contexte inflationniste actuel.</p> <p>Le projet n'identifie pas suffisamment sur quels éléments l'inflation s'applique et prend en compte un taux d'inflation qui n'est pas réaliste par rapport aux perspectives économiques attendues pour les quelques années à venir.</p> <p>Le coût des matières premières, notamment cuivre, aluminium et acier, et de la sous-traitance évoluent bien plus vite que l'indice santé. L'indice des prix à la consommation ne permettrait pas non plus de couvrir cette inflation galopante mais a pour le moins l'avantage de tenir compte de paramètres comme le carburant.</p>	<p>l'autonomisation, de la réorganisation dans un but d'amélioration de la satisfaction clients et du contexte économique<sup>4</sup> <u>qui sont des éléments concrets et factuels impactant RESA</u> ;</p> <p>b. Ou période 2019-2020 corrigée d'éléments connus (voire acceptés) du régulateur;</p> <p>c. Ou éventuellement, <b>période 2020-2021</b> corrigée d'éléments connus (voire acceptés) du régulateur ;</p> <p>2. de prévoir des <b>indices d'indexation majorés</b> sur certains types de coûts ;</p> <p>3. de prévoir une procédure de revue ex-post du paramètre d'indexation en cas d'écart significatif avec les prévisions (mécanisme du couloir).</p>
--	--	--	---

<sup>4</sup> Nous partons du principe que notre plan industriel (ANNEXE 9) répondant aux objectifs de transition énergétique sera inclus dans les CNC additionnels 2024.

		<p>Nous souhaiterions également que la méthodologie tarifaire définitive tienne compte des dernières valeurs connues du paramètre d'indexation (fonction du choix de ce paramètre) pour 2022 et 2023. En effet, l'indice santé et d'autres taux ont connu encore des hausses ces derniers mois.</p> <p>Ensuite, afin de tenir compte d'autres paramètres d'évolution de certains coûts comme les charges de personnel qui sont des charges très peu compressibles (augmentation barémiques,...) ou des matières premières, nous souhaiterions que la CWaPE prévoise la possibilité de défendre un « indice majoré » sur certains types de coûts. Cette majoration pourrait être réévaluée régulièrement (sur base annuelle par exemple).</p> <p>Enfin, le GRD n'a aucune maîtrise sur l'évolution de ces taux. C'est pourquoi nous préconiserions une revue ex-post du paramètre d'inflation pour autant que ce dernier dépasse un certain couloir.</p> <p>En conclusion, nous comprenons le choix de la CWaPE d'opter pour une approche basée sur les coûts historique et un indice santé.</p> <p>Nous craignons cependant vivement que cette approche ne soit pas appropriée dans le contexte actuel très instable au niveau des prix mais aussi caractérisé par des nombreux défis pour RESA en termes de transition énergétique mais aussi d'amélioration de la satisfaction client.</p> <p>Pour rappel, le modèle actuel amène RESA à devoir travailler en 2024 (tout compris : mission de base, transition, ...) avec moins de charges nettes opérationnelles qu'en 2023 ! La démonstration vous en a été faite au point 2 de la note (<b>ANNEXE 2</b>).</p> <p>Les causes de ces manques à gagner sont de deux ordres : la base de référence et le taux d'indexation. Ces causes vous ont été détaillées au point 3 et 4 de la note (<b>ANNEXE 2</b>).</p>	
--	--	---	--

		<p>Il ne nous semble pas raisonnable de penser que RESA au vu :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- De la situation économique actuelle,</li> <li>- De ses enjeux en termes : <ul style="list-style-type: none"> <li>o Satisfaction clients,</li> <li>o Transition énergétique,</li> </ul> </li> </ul> <p>va pouvoir continuer à assurer des réseaux de qualité et ses missions de base dans les prochaines avec une sous-couverture de ses coûts récurrents de cette ampleur.</p> <p>Ce modèle, s'il est maintenu en l'état, amènera donc RESA en grandes difficultés financières dès 2024.</p>	
		<p>Nous traitons ici le facteur d'efficacité Xi. Cf. <b>ANNEXE 3</b> – Note de concertation – Facteur d'Efficiency Xi.</p> <p>La CWaPE prévoit dans son projet de méthodologie tarifaire l'application d'un facteur individuel d'efficacité appliqué aux charges nettes contrôlables hors OSP (Article 44 §2) et les valeurs de ce facteur sont reprises à l'article 46.</p> <p>Ce facteur individuel d'efficacité s'applique à la fois à l'électricité et au gaz et s'élève respectivement à -1,031% et -2,033% (Article 46).</p> <p>Cela signifie que le GRD doit, selon le régulateur à des fins d'efficacité, effectuer des économies de coûts significatives, chaque année et durant l'ensemble de la période régulatoire.</p> <p>Ce facteur d'efficacité est le prolongement du facteur d'efficacité global qui était d'application dans la méthodologie tarifaire 2019-2023 et qui avait été fixé forfaitairement à -1,5% pour tous les GRDs et pour les deux énergies.</p>	<p><b><u>Propositions RESA :</u></b></p> <p>Suite au manque de robustesse des résultats obtenus par Schwartz &amp; Co, RESA propose, d'une part l'instauration de mécanismes de sécurité.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Mécanisme de sécurité #1 : Utilisation du 1er quartile au lieu du 1er décile.</li> <li>• Mécanisme de sécurité #2 : En plus de l'utilisation du premier quartile, étalement de l'application du score d'efficacité sur deux périodes régulières plutôt qu'une seule.</li> </ul>

		<p>En d'autres termes, sur 9 années (entre 2019 et 2028), toute chose restant égale par ailleurs, RESA devrait avoir réduit ses coûts de 11% en électricité et de 15% en gaz.</p> <p>Nous comprenons le souhait de la CWaPE de voir les GRD s'inscrire dans un processus d'amélioration continue de leur efficacité afin de réaliser leurs missions au meilleur coût pour la société. RESA a, depuis toujours été particulièrement attentive au contrôle des coûts au bénéfice du consommateur d'énergie. Retenons que les tarifs de RESA ont, historiquement, été sous la moyenne des tarifs des GRD wallons et que celle-ci n'a jamais dégagé de bonis (gains sur contrôlables) significatifs. Dans la continuité des efforts importants déjà réalisés par le passé, RESA lance en 2022 un plan d'efficacité opérationnelle dans ce sens.</p> <p>Par ailleurs, il a été démontré à suffisance que les coûts de distribution ont évolué moins vite que l'inflation depuis la libéralisation.</p> <p>Cependant, nous sommes convaincus qu'une réduction arbitraire et linéaire des coûts ne mènera pas à l'amélioration de l'efficacité des GRD. En effet, dans n'importe quel secteur de notre économie, le pilier essentiel sur lequel peut reposer une amélioration de l'efficacité via une réduction des coûts est la stabilité. Dans un marché stable, une réduction des coûts entraînerait de facto une amélioration de l'efficacité. En considération des enjeux de transition énergétique auxquels l'ensemble du secteur, en général et les GRD en particulier, doit faire face, il nous semble que la condition de base à une efficacité via une réduction des coûts, à savoir la stabilité du marché, n'est pas remplie actuellement.</p> <p>Nous pensons dès lors que l'imposition d'un facteur de réduction linéaire et drastique de nos coûts de fonctionnement ne mènera pas à l'efficacité mais bien à un plan d'économies, voire de restructuration avec des</p>	<p>L'application de ces deux mécanismes de sécurité combinés amèneraient RESA à réduire ses coûts de 8% en 9 ans et 9% en 15 ans pour l'électricité et de 7% en 9 ans et 8% en 15 ans, ce qui pourrait être plus supportable pour le GRD.</p> <p>D'autre part, l'exclusion de certains coûts de la base d'application du facteur individuel d'efficacité :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Les amortissements : dans la mesure où ceux-ci résultent pour la plus grande majorité d'investissements du passé et que RESA n'a aucun moyen de réduire ces coûts à court et moyen terme. Cette mesure empêchera les GRD de récupérer leurs investissements historiques ; ce qui constitue une forme d'expropriation<sup>5</sup>.</li> <li>• Les coûts inhérents au FEC (Facteur d'évolution des Coûts) : étant donné que ces coûts sont, par définition, des coûts nouveaux.</li> </ul>
--	--	--	--

<sup>5</sup> Rapport NERA Section 4.7.

			<p>conséquences sociales certaines et une diminution de la qualité de service de RESA.</p> <p>Au-delà du principe même de l'application d'un facteur d'efficience, la détermination du score d'efficience des GRD wallons par la société Schwartz &amp; Co présente de nombreuses faiblesses. Ces dernières sont détaillées à l'<b>ANNEXE 3</b>. Les résultats manquent dès lors de robustesse.</p> <p>Si RESA est favorable aux mesures encourageant les GRD à améliorer leur efficience, il convient cependant d'appliquer de tels mécanismes de manière mesurée et sans mettre en péril l'équilibre économique et la capacité de RESA à remplir ses missions de service public. La proposition d'application du facteur Xi impliquerait une réduction de l'effectif de RESA de l'ordre de 109 personnes, ce qui se traduirait inévitablement en un plan de restructuration. En outre, une réduction de coûts telle que proposée de 13,53% en électricité et 21,69% en gaz sur une période de 9 années (2020 à 2028) serait impossible à supporter pour le GRD dont les coûts ont évolué bien en dessous de l'inflation depuis la libéralisation du secteur.</p>	
			<p>Nous traitons ici le facteur d'évolution des Coûts (FEC). Cf. <b>ANNEXE 4</b> – Note de concertation – Facteur d'Evolution des Coûts</p> <p>Dans son projet de méthodologie tarifaire, la CWaPE introduit une nouvelle notion par rapport à la méthodologie tarifaire 2019-2023 : le Facteur d'Evolution des Coûts (FEC) (cf. projet de méthodologie tarifaire, art. 41, §3, art 44, art 45).</p> <p>Ce FEC est introduit dans le revenu autorisé de la manière suivante :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Un montant additionnel de « charges nettes contrôlables additionnelles de l'année 2024 » (« CNC additionnelles 2024 ») est</li> </ul>	<p><b>Propositions de RESA :</b></p> <p>Charges additionnelles</p> <p>Sur base des éléments mentionnés ci-dessus, la recommandation de RESA est une révision de ces charges additionnelles 2024 et facteurs d'évolution des coûts par la CWaPE en toute <u>transparence</u> (partage réciproque des modèles) et en concertation avec les GRD pour tenir compte :</p>

			<p>additionné au revenu autorisé de 2024 via le budget 2024 des charges nettes opérationnelles contrôlables hors OSP (cf. projet de méthodologie tarifaire, art 41, §3) ;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Un Facteur <u>individuel</u> d'Evolution des Coûts « FEC » est appliqué, de 2025 à 2028 sur les charges nettes opérationnelles contrôlables (OSP et hors OSP) (cf. projet de méthodologie tarifaire, art 44 et art 45).</li> </ul> <p>Les CNC additionnelles 2024 s'élèvent respectivement à 1.808.308€ et 739.875€ pour l'électricité et le gaz.</p> <p>Les FEC appliqués de 2025 à 2028 s'élèvent respectivement à 0,776% et 0,938% pour l'électricité et le gaz.</p> <p>Ces deux mécanismes sont regroupés derrière le terme « FEC ».</p> <p>D'après la CWaPE, ce FEC consiste en une enveloppe de « <i>coûts contrôlables supplémentaires octroyés au GRD afin de couvrir les coûts additionnels au-delà de l'activité Business as Usual induits par des évolutions macro-économiques exogènes telles que la transition énergétique</i> » (Motivation du projet de méthodologie tarifaire 2024-2028, p. 71).</p> <p>Sur le fond de cette motivation, RESA ne peut qu'être d'accord et appuie fortement la nécessité d'obtenir un budget additionnel permettant au GRD d'effectuer une transition énergétique cohérente avec les défis de demain et offrir aux URD une continuité de service en adéquation avec leurs nouveaux usages. Cela ne sera rendu possible qu'avec des investissements conséquents.</p> <p>Afin d'objectiver cette enveloppe de coûts, la CWaPE a commandé, auprès de la société Schwartz &amp; Co, une étude permettant de calculer les coûts</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- des scénarios énergétiques actualisés ;</li> <li>- du <b>plan industriel 2050</b> RESA en découlant ;</li> <li>- ainsi que de notre business case relatif au déploiement des compteurs intelligents.</li> </ul> <p>Ces charges additionnelles 2024 et facteurs d'évolution des coûts sont des paramètres cruciaux pour RESA qui veut véritablement, au bénéfice du consommateur, réussir sa contribution à la transition énergétique.</p> <p>Nous restons bien évidemment à la disposition de la CWaPE pour organiser des réunions de travail sur cette thématique et s'assurer d'une mutuelle compréhension des données fournies et des enjeux qui y sont relatifs.</p> <p>Révisions périodiques</p> <p>Au regard des incertitudes actuelles quant au timing de mise en œuvre des investissements à réaliser dans le cadre de la transition énergétique, nous proposons de mettre en place des mesures de révision :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Mécanisme d'« <i>Uncertainty</i> » , nous renvoyons à ce sujet la CWaPE vers l'<b>ANNEXE 12</b> qui décrit les mécanismes mis en</li> </ul>
--	--	--	--	---

		<p>additionnels nécessaires pour chaque GRD au cours de la période 2024-2028.</p> <p>Cette étude, bien que réalisée en concertation avec les GRD, n'a pas été validée par RESA pour plusieurs raisons que nous détaillons dans l'<b>ANNEXE 4</b>.</p> <p>Par ailleurs, RESA a établi son plan industriel pour permettre l'avènement d'une société décarbonée à l'horizon 2050. En effet, l'accélération de la transition énergétique rendue nécessaire à la fois pour répondre aux enjeux des dérèglements climatiques et des tensions internationales sur l'accès à l'énergie, nécessite une politique d'anticipation, d'adaptation et d'investissements de la part des gestionnaires de réseaux.</p> <p>La modernisation des réseaux de distribution est un enjeu crucial en vue d'intégrer la flexibilité inhérente aux énergies renouvelables et d'assumer les changements comportementaux en matière de consommation et de production d'énergie.</p> <p>Les modèles de prévision indiquent à la fois un besoin de renforcement et de renouvellement accéléré du réseau électrique.</p> <p>Les conclusions en terme d'investissements de ce plan industriel remettent en cause les conclusions de Schwartz &amp; Co et le caractère suffisant des montants de charges nettes additionnels et de FEC. Ce constat est développé dans l'<b>ANNEXE 4</b>.</p> <p>La méthodologie de détermination est également remise en cause suite aussi bien au rejet de certains types de coûts pourtant primordiaux pour une transition réussie qu'à la découverte d'erreurs manifestes. Cf. <b>ANNEXE 4</b>.</p>	<p>place par le régulateur britannique ;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Enveloppes de projets spécifiques avec révisions périodiques ;</li> <li>- Clauses de rendez-vous annuelles entre le CWaPE et les GRD afin de réévaluer conjointement les réalisations et hypothèses de mise en œuvre de la transition énergétique.</li> </ul> <p><u>Conclusion</u> :</p> <p><b>Le GRD a un rôle majeur à jouer dans la transition énergétique pour permettre l'avènement d'une société décarbonée à l'horizon 2050, RESA a établi son plan industriel en ce sens. En effet, l'accélération de la transition énergétique rendue nécessaire à la fois pour répondre aux enjeux des dérèglements climatiques et des tensions internationales sur l'accès à l'énergie, nécessite une politique d'anticipation, d'adaptation et d'investissements de la part des gestionnaires de réseaux. RESA rappelle que son objectif n'est en aucun cas de dégager des bonus mais bien d'éviter des malus tout en pouvant financier un plan d'investissement ambitieux au service de la transition énergétique.</b></p>
--	--	---	---

			<p><i>Ces annexes font partie intégrante de notre avis officiel et ont été rédigées sous forme de note pour une question de lisibilité.</i></p>	
			<p><b><u>Charges nettes contrôlables OSP</u></b></p> <p>RESA constate la suppression de la distinction entre les coûts fixes et coûts variables qui était opéré en 19-23 sur les OSP et souligne, que contrairement à ce qui est mentionné dans la motivation, elle avait fait usage de cette possibilité dans le cadre de la détermination du revenu autorisé 2019-2023. Cette distinction a eu un impact favorable ex-post pour RESA : à savoir la couverture de 3,4M€ sur les 3 ans de coûts additionnels suite à l'évolution des variables sous-jacentes.</p> <p>Sur base du projet de méthodologie tarifaire actuel, l'élargissement du scope des OSP sociales liées aux différentes mesures Covid, Inondations ou simplement précarités énergétiques entre 2020 et 2022 ne seront pas prise en compte (ou très partiellement) pour la détermination du RA 2024 et suivants. En effet, il n'existe plus dans la proposition de méthodologie de prise en compte ex-post de l'effet « volumes » concernant les OSP et <u>la période de 2019-2020 n'est pas du tout représentative des volumes actuels.</u></p> <p>Le décret Juge de Paix laisse par ailleurs craindre une hausse importante des clients à charge du GRD après son entrée en vigueur.</p> <p>RESA s'interroge dès lors sur la prise en compte de la hausse des frais pour le GRD liées à cette hausse considérable des volumes de clients.</p>	<p><b><u>Propositions RESA :</u></b></p> <p>Nous recommanderions à la fois :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La prise en compte de la hausse du nombre de clients fournis par le GRD entre la période de référence définie et les prévisions pour 2024 (ou à tout le moins les dernières données connues) ;</li> <li>- Le maintien ex-post du mécanisme de solde régulateur lié aux volumes de clients protégés et X qui sont fournis par le GRD. En effet, ce volume est une donnée totalement non contrôlable pour le GRD. Cette deuxième recommandation nécessite le retour aux dispositions 2019-2023 sur le sujet.</li> </ul>

		<p><b><u>Autres éléments de coûts inclus dans la détermination des charges nettes contrôlables 2024</u></b></p> <p>- <b>Exclusion des provisions de la base de référence 2019-2020</b>  Nous nous interrogeons sur la justification apportée par la CWaPE sur l'exclusion des provisions de la base de référence 2019-2020. Cela signifie-t-il que le GRD n'aura plus jamais d'enveloppe au sein de ses charges nettes contrôlables pour comptabiliser des provisions qui soit incluses dans le Revenu Autorisé ? Exclure cet élément au motif qu'il est non récurrent n'a pas de sens dans la mesure où c'est le seul élément non récurrent exclu de la base de coûts ; d'autres éléments non récurrents y figurent certainement mais ne sont ni analysés, ni rejetés ; ce qui nous semble concorder avec le principe de détermination d'une enveloppe globale de charges nettes contrôlables sur base d'une période de référence historique plutôt que d'un budget détaillé à faire approuver. Enfin, le non-récurrent fait partie de la vie d'une entreprise. Sur base du projet de méthodologie actuel, cela signifie que ces coûts devront être supportés par le GRD.</p> <p>- <b>Correction CPS 2023</b>  Après différentes analyses et réflexions et sur base des montants communiqués par la CWaPE, nous ne parvenons toujours pas à comprendre la logique derrière cette correction CPS 2023. Nous souhaiterions que la CWaPE explicite l'objectif ainsi que la nécessité de cette correction et qu'elle nous explique sa détermination. Sur base de notre compréhension actuelle, cette correction fait double emploi avec le calcul des CNI Smart Metering à inclure dans le calcul des coûts des charges additionnelles 2024 et du FEC.</p>	<p><b><u>Propositions RESA :</u></b></p> <p>Nous proposons :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- De ne pas exclure les provisions de la base de référence 2019-2020 ;</li> <li>- D'expliciter la nécessité ainsi que le mode de calcul de la correction CPS 2023.</li> </ul>
--	--	---	---

<p><b>CH2</b>-Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé</p>	<p><b>S1</b>- Détermination du revenu autorisé budgété ex-ante</p>	<p>ART 43 et ART 45</p>	<p>Nous traitons ici le facteur d'évolution des Coûts (FEC). Cf. <b>ANNEXE 4</b> – Note de concertation – Facteur d'Evolution des Coûts</p> <p>Dans son projet de méthodologie tarifaire, la CWaPE introduit une nouvelle notion par rapport à la méthodologie tarifaire 2019-2023 : le Facteur d'Evolution des Coûts (FEC) (cf. projet de méthodologie tarifaire, art. 41, §3, art 44, art 45).</p> <p>Ce FEC est introduit dans le revenu autorisé de la manière suivante :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Un montant additionnel de « charges nettes contrôlables additionnelles de l'année 2024 » (« CNC additionnelles 2024 ») est additionné au revenu autorisé de 2024 via le budget 2024 des charges nettes opérationnelles contrôlables hors OSP (cf. projet de méthodologie tarifaire, art 41, §3) ;</li> <li>- Un Facteur <u>individuel</u> d'Evolution des Coûts « FEC » est appliqué, de 2025 à 2028 sur les charges nettes opérationnelles contrôlables (OSP et hors OSP) (cf. projet de méthodologie tarifaire, art 44 et art 45).</li> </ul> <p>Les CNC additionnelles 2024 s'élèvent respectivement à 1.808.308€ et 739.875€ pour l'électricité et le gaz.</p> <p>Les FEC appliqués de 2025 à 2028 s'élèvent respectivement à 0,776% et 0,938% pour l'électricité et le gaz.</p> <p>Ces deux mécanismes sont regroupés derrière le terme « FEC ».</p> <p>D'après la CWaPE, ce FEC consiste en une enveloppe de « <i>coûts contrôlables supplémentaires octroyés au GRD afin de couvrir les coûts additionnels au-delà de l'activité Business as Usual induits par des évolutions macro-économiques exogènes telles que la transition</i></p>	<p><b>Propositions de RESA :</b></p> <p>Charges additionnelles</p> <p>Sur base des éléments mentionnés ci-dessus, la recommandation de RESA est une révision de ces charges additionnelles 2024 et facteurs d'évolution des coûts par la CWaPE en toute <u>transparence</u> (partage réciproque des modèles) et en concertation avec les GRD pour tenir compte :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- des scénarios énergétiques actualisés ;</li> <li>- du <b>plan industriel 2050</b> RESA en découlant ;</li> <li>- ainsi que de notre business case relatif au déploiement des compteurs intelligents.</li> </ul> <p>Ces charges additionnelles 2024 et facteurs d'évolution des coûts sont des paramètres cruciaux pour RESA qui veut véritablement, au bénéfice du consommateur, réussir sa contribution à la transition énergétique.</p> <p>Nous restons bien évidemment à la disposition de la CWaPE pour organiser des réunions de travail sur cette thématique et s'assurer d'une mutuelle compréhension des données fournies et des enjeux qui y sont relatifs.</p> <p>Révisions périodiques</p>
---	--	-------------------------	---	---

		<p><i>énergétique</i> » (Motivation du projet de méthodologie tarifaire 2024-2028, p. 71).</p> <p>Sur le fond de cette motivation, RESA ne peut qu'être d'accord et appuie fortement la nécessité d'obtenir un budget additionnel permettant au GRD d'effectuer une transition énergétique cohérente avec les défis de demain et offrir aux URD une continuité de service en adéquation avec leurs nouveaux usages. Cela ne sera rendu possible qu'avec des investissements conséquents.</p> <p>Afin d'objectiver cette enveloppe de coûts, la CWaPE a commandé, auprès de la société Schwartz &amp; Co, une étude permettant de calculer les coûts additionnels nécessaires pour chaque GRD au cours de la période 2024-2028.</p> <p>Cette étude, bien que réalisée en concertation avec les GRD, n'a pas été validée par RESA pour plusieurs raisons que nous détaillons dans l'<b>ANNEXE 4</b>.</p> <p>Par ailleurs, RESA a établi son plan industriel pour permettre l'avènement d'une société décarbonée à l'horizon 2050. En effet, l'accélération de la transition énergétique rendue nécessaire à la fois pour répondre aux enjeux des dérèglements climatiques et des tensions internationales sur l'accès à l'énergie, nécessite une politique d'anticipation, d'adaptation et d'investissements de la part des gestionnaires de réseaux.</p> <p>La modernisation des réseaux de distribution est un enjeu crucial en vue d'intégrer la flexibilité inhérente aux énergies renouvelables et d'assumer les changements comportementaux en matière de consommation et de production d'énergie.</p> <p>Les modèles de prévision indiquent à la fois un besoin de renforcement et de renouvellement accéléré du réseau électrique.</p>	<p>Au regard des incertitudes actuelles quant au timing de mise en œuvre des investissements à réaliser dans le cadre de la transition énergétique, nous proposons de mettre en place des mesures de révision :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Mécanisme d'« <i>Uncertainty</i> » , nous renvoyons à ce sujet la CWaPE vers l'<b>ANNEXE 12</b> qui décrit les mécanismes mis en place par le régulateur britannique ;</li> <li>- Enveloppes de projets spécifiques avec révisions périodiques ;</li> <li>- Clauses de rendez-vous annuelles entre le CWaPE et les GRD afin de réévaluer conjointement les réalisations et hypothèses de mise en œuvre de la transition énergétique.</li> </ul> <p><u>Conclusion :</u></p> <p><b>Le GRD a un rôle majeur à jouer dans la transition énergétique pour permettre l'avènement d'une société décarbonée à l'horizon 2050, RESA a établi son plan industriel en ce sens. En effet, l'accélération de la transition énergétique rendue nécessaire à la fois pour répondre aux enjeux des dérèglements climatiques et des tensions internationales sur l'accès</b></p>
--	--	--	--

			<p>Les conclusions en terme d'investissements de ce plan industriel remettent en cause les conclusions de Schwartz &amp; Co et le caractère suffisant des montants de charges nettes additionnels et de FEC. Ce constat est développé dans l'<b>ANNEXE 4</b>.</p> <p>La méthodologie de détermination est également remise en cause suite aussi bien au rejet de certains types de coûts pourtant primordiaux pour une transition réussie qu'à la découverte d'erreurs manifestes. Cf. <b>ANNEXE 4</b>.</p> <p><i>Ces annexes font partie intégrante de notre avis officiel et ont été rédigées sous forme de note pour une question de lisibilité.</i></p>	<p><b>à l'énergie, nécessite une politique d'anticipation, d'adaptation et d'investissements de la part des gestionnaires de réseaux.</b></p> <p><b>RESA rappelle que son objectif n'est en aucun cas de dégager des bonus mais bien d'éviter des malus tout en pouvant financier un plan d'investissement ambitieux au service de la transition énergétique.</b></p>
<p><b>CH2</b>-Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé</p>	<p><b>S1</b>- Détermination du revenu autorisé budgété ex-ante</p>	<p>ART 46</p>	<p>Nous traitons ici le facteur d'efficience Xi. Cf. <b>ANNEXE 3</b> – Note de concertation – Facteur d'Efficience Xi.</p> <p>La CWaPE prévoit dans son projet de méthodologie tarifaire l'application d'un facteur individuel d'efficience appliqué aux charges nettes contrôlables hors OSP (Article 44 §2) et les valeurs de ce facteur sont reprises à l'article 46.</p> <p>Ce facteur individuel d'efficience s'applique à la fois à l'électricité et au gaz et s'élève respectivement à -1,031% et -2,033% (Article 46).</p> <p>Cela signifie que le GRD doit, selon le régulateur à des fins d'efficience, effectuer des économies de coûts significatives, chaque année et durant l'ensemble de la période régulatoire.</p> <p>Ce facteur d'efficience est le prolongement du facteur d'efficience global qui était d'application dans la méthodologie tarifaire 2019-2023 et qui avait été fixé forfaitairement à -1,5% pour tous les GRDs et pour les deux énergies.</p>	<p><b>Propositions RESA :</b></p> <p>Suite au manque de robustesse des résultats obtenus par Schwartz &amp; Co, RESA propose, d'une part l'instauration de mécanismes de sécurité.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Mécanisme de sécurité #1 : Utilisation du 1er quartile au lieu du 1er décile.</li> <li>• Mécanisme de sécurité #2 : En plus de l'utilisation du premier quartile, étalement de l'application du score d'efficience sur deux périodes régulières plutôt qu'une seule.</li> </ul> <p>L'application de ces deux mécanismes de sécurité combinés amèneraient RESA à</p>

		<p>En d'autres termes, sur 9 années (entre 2019 et 2028), toute chose restant égale par ailleurs, RESA devrait avoir réduit ses coûts de 11% en électricité et de 15% en gaz.</p> <p>Nous comprenons le souhait de la CWaPE de voir les GRD s'inscrire dans un processus d'amélioration continue de leur efficacité afin de réaliser leurs missions au meilleur coût pour la société. RESA a, depuis toujours été particulièrement attentive au contrôle des coûts au bénéfice du consommateur d'énergie. Retenons que les tarifs de RESA ont, historiquement, été sous la moyenne des tarifs des GRD wallons et que celle-ci n'a jamais dégagé de bonis (gains sur contrôlables) significatifs. Dans la continuité des efforts importants déjà réalisés par le passé, RESA lance en 2022 un plan d'efficacité opérationnelle dans ce sens.</p> <p>Par ailleurs, il a été démontré à suffisance que les coûts de distribution ont évolué moins vite que l'inflation depuis la libéralisation.</p> <p>Cependant, nous sommes convaincus qu'une réduction arbitraire et linéaire des coûts ne mènera pas à l'amélioration de l'efficacité des GRD. En effet, dans n'importe quel secteur de notre économie, le pilier essentiel sur lequel peut reposer une amélioration de l'efficacité via une réduction des coûts est la stabilité. Dans un marché stable, une réduction des coûts entraînerait de facto une amélioration de l'efficacité. En considération des enjeux de transition énergétique auxquels l'ensemble du secteur, en général et les GRD en particulier, doit faire face, il nous semble que la condition de base à une efficacité via une réduction des coûts, à savoir la stabilité du marché, n'est pas remplie actuellement.</p> <p>Nous pensons dès lors que l'imposition d'un facteur de réduction linéaire et drastique de nos coûts de fonctionnement ne mènera pas à l'efficacité mais bien à un plan d'économies, voire de restructuration avec des</p>	<p>réduire ses coûts de 8% en 9 ans et 9% en 15 ans pour l'électricité et de 7% en 9 ans et 8% en 15 ans, ce qui pourrait être plus supportable pour le GRD.</p> <p>D'autre part, l'exclusion de certains coûts de la base d'application du facteur individuel d'efficacité :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Les amortissements : dans la mesure où ceux-ci résultent pour la plus grande majorité d'investissements du passé et que RESA n'a aucun moyen de réduire ces coûts à court et moyen terme. Cette mesure empêchera les GRD de récupérer leurs investissements historiques ; ce qui constitue une forme d'expropriation<sup>6</sup>.</li> <li>• Les coûts inhérents au FEC (Facteur d'évolution des Coûts) : étant donné que ces coûts sont, par définition, des coûts nouveaux.</li> </ul>
--	--	--	---

<sup>6</sup> Rapport NERA Section 4.7.

			<p>conséquences sociales certaines et une diminution de la qualité de service de RESA.</p> <p>Au-delà du principe même de l'application d'un facteur d'efficience, la détermination du score d'efficience des GRD wallons par la société Schwartz &amp; Co présente de nombreuses faiblesses. Ces dernières sont détaillées à l'<b>ANNEXE 3</b>. Les résultats manquent dès lors de robustesse.</p> <p>Si RESA est favorable aux mesures encourageant les GRD à améliorer leur efficience, il convient cependant d'appliquer de tels mécanismes de manière mesurée et sans mettre en péril l'équilibre économique et la capacité de RESA à remplir ses missions de service public. La proposition d'application du facteur Xi impliquerait une réduction de l'effectif de RESA de l'ordre de 109 personnes, ce qui se traduirait inévitablement en un plan de restructuration. En outre, une réduction de coûts telle que proposée de 13,53% en électricité et 21,69% en gaz sur une période de 9 années (2020 à 2028) serait impossible à supporter pour le GRD dont les coûts ont évolué bien en dessous de l'inflation depuis la libéralisation du secteur.</p>	
<b>SECTION 2 – Révisions du revenu autorisé</b>				
CH2-Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé	S2-Révisions du revenu autorisé	ART 52 § 1 <sup>er</sup> 3°	<p><b>Notion de plus-value manifeste</b></p> <p>Ce type de terme n'est pas assez défini, cela laisse une marge d'appréciation discrétionnaire trop importante à la CWaPE. L'absence de balises permettant de circonscrire ce que la CWaPE entend par « plus-value manifeste pour l'URD » crée une trop grande insécurité juridique pour les GRD.</p>	

CH2-Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé	S2-Révisions du revenu autorisé	ART 52§3	<p><b>L'article 52 § 3</b> du projet de méthodologie tarifaire prévoit que toute demande de révision ponctuelle du revenu autorisé ne peut se faire qu'en l'absence de réalisation d'un bonus. Cette condition impacte très négativement les fonds de roulement des GRD et ne leur permet pas de remplir ses missions. Si de nouvelles obligations légales venaient à être adoptées à charge de l'URD, il ne serait pas possible de faire une demande de revenu autorisé à la hausse tant qu'un bonus est possible.</p> <p>Une telle disposition paraît contre-productive dans la mesure où les GRD ne seraient pas incités à aller au-delà des objectifs et à initier des projets qui sortent du revenu approuvé.</p> <p>Ce principe semble également contraire au principe de revenue cap et nous donne le sentiment de diaboliser les bonus que le GRD est pourtant bien incité à réaliser lors d'une période régulatoire dans un modèle de revenue cap. Le traitement est à nouveau asymétrique dans ce sens qu'il ne prévoit pas ce type de traitement pour les malus éventuels des GRD.</p> <p>L'incitant « revenue cap » perd dès lors sa valeur.</p>	<p><b>Proposition</b></p> <p>L'article 52 § 3 doit être supprimé.</p>
<b>CHAPITRE 3 - Appréciation du caractère raisonnable du revenu autorisé</b>				
CH3-Appréciation du caractère raisonnable du revenu autorisé	ART 54 à 59	ART 54 à 59	<p>Les critères de raisonabilité tels qu'ils sont rédigés dans le projet de méthodologie tarifaire induisent un renversement de la charge de la preuve pour les GRD. Les GRD ne sont pas censés être déraisonnables sauf preuve contraire. En demandant au GRD d'apporter la preuve de leur comportement raisonnable, RESA pense que la CWaPE outrepassa sa mission de régulation.</p> <p>Ce renversement cumulé avec critères vagues et imprévisibles engendre une grande insécurité juridique.</p>	
CH3-Appréciation		ART 54§2	<p><b>L'article 54, §2</b> du projet dresse une liste de six critères censés permettre l'appréciation du caractère raisonnable des éléments du revenu autorisé.</p>	<p><b>Proposition</b></p>

du caractère raisonnable du revenu autorisé			<p>Si l'idée d'instaurer une liste de critères pour une analyse transparente des coûts n'est pas remise en cause <i>per se</i>, la liste, dans sa forme actuelle, pose problème. En effet, plusieurs dispositions sont formulées de façon vague et n'assurent pas un degré de sécurité juridique suffisant. Il en va de même lorsque certains critères s'opposent en pratique.</p> <p>La Cour des marchés, par son jugement de décembre 2020, précise que les critères de raisonnabilités doivent être non-discriminatoires et transparents. RESA pense donc qu'ils doivent faire l'objet d'une reformulation.</p> <p>Dans le décret tarifaire, tel qu'il doit être modifié par le décret 4 mai 2022, il faut toujours que le respect des six critères soit possible simultanément. Cette règle devrait être reprise par la méthodologie tarifaire. Or, il n'est pas toujours possible, en pratique, de respecter cumulativement ces six critères. Dès lors RESA propose que le régulateur qui entend critiquer le non-respect par un GRD de l'application cumulative de ces critères apporte la « preuve circonstancielle » de l'existence d'une autre mesure assurant le respect de l'ensemble des six critères.</p>	<p>RESA propose à la CWaPE de reformuler les 6 critères.</p> <p>RESA propose que le régulateur qui entend critiquer le non-respect par un GRD de l'application cumulative de ces critères apporte la « preuve circonstancielle » de l'existence d'une autre mesure assurant le respect de l'ensemble des six critères.</p>
CH3- Appréciation du caractère raisonnable du revenu autorisé		ART 55 a,b,c,d)	<p>L'article 55 b) prévoit que « <i>sauf approbation préalable par la CWaPE, les éléments qui résultent d'une volonté de respecter des normes techniques plus strictes que celles imposées par la législation en vigueur sont considérés, en principe, comme déraisonnables</i> ».</p> <p>Cette disposition pose problème à deux égards :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Certaines normes législatives et réglementaires moins strictes sont obsolètes et leur respect met les réseaux de distribution en danger. Il peut être cité à titre d'exemple l'arrêté royal du 28 juin 1971 déterminant les mesures de sécurité à prendre lors de l'établissement et dans l'exploitation des installations de distribution de gaz par canalisations. Cet arrêté qui prévoit des règles de sécurité désuètes et inadaptées n'est plus appliqué aujourd'hui bien que toujours en vigueur. Aucune mise à jour n'est prévue vu qu'en raison de la régionalisation de la compétence en</li> </ul>	<p><b><u>Proposition</u></b></p> <p><i>Article 55. En ce qui concerne le premier critère de raisonabilité (être nécessaires et proportionnés à l'exécution des obligations légales et réglementaires en vigueur en Région wallonne incombant aux gestionnaires de réseau de distribution), la CWaPE suivra les règles d'interprétation suivantes : Les éléments de coûts doivent</i></p>

			<p>matière d'énergie, chacune des régions doit maintenant adopter sa propre législation.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Les principes de bonnes administrations en droit de l'environnement et en droit de l'énergie demande aux acteurs publics d'anticiper l'adoption de mesures plus strictes. La sécurité d'un réseau ne peut être garantie que si le GRD dispose d'une certaine liberté d'action en anticipant de manières optimales les nouvelles mesures qui seront adoptées.</li> </ul> <p>L'article contrevient à l'ensemble de ces principes et doit être supprimé.</p> <p>Les dispositions b) et c) de l'article 55 demandent une approbation préalable de la CWaPE pour que le GRD puisse appliquer des dispositions ou des pratiques allant au-delà des normes en vigueur.</p> <p>RESA se demande s'il relève des compétences de la CWaPE d'apprécier la nécessité ou l'efficacité d'une règle technique ou de sécurité qu'elle devrait approuver préalablement sous réserve d'être considérée, par principe, comme déraisonnable.</p>	<p><i>être rendus nécessaires pour une application correcte par le gestionnaire de réseau des dispositions des lois, des décrets, de leurs arrêtés d'exécution, de la jurisprudence contraignante, des normes techniques découlant des règles de l'art et de la réglementation européenne, y compris les codes de réseau contraignants</i></p> <p><i>a) Abrogé</i></p> <p><i>b) Abrogé</i></p> <p><i>c) Abrogé</i></p>
CH3- Appréciation du caractère raisonnable du revenu autorisé		ART 55 d)	RESA s'interroge sur la façon dont la CWaPE interpréterait le caractère raisonnable d'études et de recherches prospectives non strictement définis par les décrets gaz et électricité mais souhaité par les autorités publiques comme, par exemple, la possibilité d'inclure de l'hydrogène dans les réseaux.	<b>Proposition RESA</b> RESA souhaite que la CWaPE considère comme justification suffisante les recherches prospectives menées par les GRD pour répondre aux requêtes des autorités publiques.
CH3- Appréciation du caractère raisonnable du revenu autorisé		ART 55 e)	La formulation actuelle de l'article 55 e) n'est pas suffisante pour en comprendre sa signification exacte. RESA demande à la CWaPE de préciser les hypothèses qu'elle vise en parlant d' : « <u>accords volontaires conclus par le GRD au sein d'associations soumises ou non à la législation belge et au sujet desquels la CWaPE n'a pas été concertée</u> ».	<b>Proposition</b> La CWaPE doit apporter des précisions supplémentaires à cet article qui semble peut-être se référer à l'article 16, §§ 2 et 8 du décret du 12 avril 2001 à l'organisation du marché régional de l'électricité. Si tel

				est le cas, il suffit alors d'y renvoyer expressément, sans équivoque.
CH3- Appréciation du caractère raisonnable du revenu autorisé		ART 57 a)	Mention : «... l'objet d'une <u>utilisation optimale</u> ... » Le GRD doit prouver à la CWaPE qu'il a fait une utilisation optimale des ressources sans savoir ce que ça sous-entend (et donc comment le prouver). Ne serait-ce pas à la CWaPE de dire que l'utilisation est manifestement déraisonnable dans le cas d'espèce ? De plus, on ne sait pas ce que recouvre ce concept d'utilisation optimale : marge d'appréciation discrétionnaire excessive de la CWaPE et insécurité juridique pour le GRD.	
CH3- Appréciation du caractère raisonnable du revenu autorisé		ART 57 b)	Mention : « ...ne peuvent être considéré <u>de manière convaincante comme étant intégralement nécessaires aux URD ....</u> » : Ce genre d'expression doit être omise : convaincante pour qui ? de quel point de vue ? « Convaincant » est un critère d'appréciation subjectif. Ce n'est pas un référentiel admissible en droit.	
CH3- Appréciation du caractère raisonnable du revenu autorisé		Art 57 f)	Mention : « ... de la manière qui n'est pas <u>la plus avantageuse</u> pour l'URD... » RESA ne peut s'assurer qu'il s'agit seulement de la manière la plus avantageuse <b>économiquement</b> parlant pour l'URD. La CWaPE doit définir ce qu'elle entend par « la plus avantageuse ». En utilisant par exemple l'expression : « en choisissant l'option qui n'est pas la moins onéreuse pour l'URD » si la CWaPE vise spécifiquement un avantage pécuniaire. Si la perspective n'est pas purement économique, alors la CWaPE doit fixer les critères d'appréciation objectifs ou objectivables à retenir pour évaluer la situation la plus avantageuse pour l'URD. Dans tous les cas, l' « avantage de l'URD » ne doit pas être assuré au détriment de celui des GRD. Les GRD devront d'abord minimalement respecter leurs missions et obligations légales avant de pouvoir apprécier une situation « plus avantageuse pour l'URD ».	

<p><b>CH3-</b> Appréciation du caractère raisonnable du revenu autorisé</p>		<p>ART 58 c)</p>	<p>L'article 58 c) précise que « <i>les coûts qui résultent de la non-application de procédures d'achat efficaces au niveau des coûts est, en principe, rejeté comme étant déraisonnable.</i> »</p> <p>Une telle disposition doit être omise car elle est en contradiction avec les lois sur les marchés publics. En effet lorsque les coûts sont le résultat d'un marché public, son annulation ne peut-être le résultat que d'un arrêt d'annulation du Conseil d'Etat ou d'une décision judiciaire. Sur base de quelles compétences, la CWaPE peut-elle remettre en cause les résultats transparents et conforme à la législation des marchés publics, suite à un processus de mise en concurrence. De plus, cette remise en cause crée une incertitude juridique.</p>	<p><b>Proposition</b> Suppression de cette disposition.</p>
<p><b>CH3-</b> Appréciation du caractère raisonnable du revenu autorisé</p>		<p>ART 58 e)</p>	<p>L'article 58 e) indique : « <i>Les coûts qui résultent d'une exécution manifestement fautive, ou qui découlent d'un gaspillage de moyens seront, en principe, rejetés comme étant déraisonnables.</i> »</p> <p>Le terme gaspillage n'est pas défini et manque donc de clarté. RESA se demande dans quelles hypothèses un GRD « gaspille » ses moyens. A défaut d'être précisé, ce terme devrait être enlevé de la méthodologie tarifaire.</p>	<p><b>Proposition</b> Définition ou retrait du terme gaspillage.</p>
<p><b>CH3-</b> Appréciation du caractère raisonnable du revenu autorisé</p>		<p>ART 58 f)</p>	<p>L'article 58 f) fait référence à une « réserve du réviseur ». ce point n'est pas acceptable. Une réserve peut être émise pour différentes raisons, spécialement pour inciter à revoir un élément bilantaire, une bonne pratique ou autre. Tirer comme conséquence qu'une réserve constituerait une sorte d'illégalité entraînant un refus d'admissibilité n'est pas correct. Cet article doit donc être omis.</p>	<p><b>Proposition</b> Suppression de cette disposition.</p>
<p><b>CH3-</b> Appréciation du caractère raisonnable</p>		<p>ART 58 g)</p>	<p>L'article 58 g) précise que « <i>les coûts sont rejetés, en principe, tous les effets sur les tarifs découlant d'actes manifestement déraisonnables, dans le sens où aucune autre personne agissant en connaissance de cause n'aurait posé le même acte dans les mêmes circonstances.</i> »</p>	<p><b>Proposition</b>  g) <i>Sont rejetés, en principe, tous les effets sur les tarifs découlant d'actes manifestement</i></p>

du revenu autorisé			L'article 58 g) devrait être modifié afin que le référentiel servant à déterminer la faute soit clairement défini. Le terme « personne » couvre tant les personnes physiques que les personnes morales (de droit public ou de droit privé). Ce terme n'est pas pertinent pour apprécier par comparaison le comportement d'un GRD et il faudrait lui préférer le critère du « GRD normalement prudent et diligent placé dans les mêmes circonstances ».	<i>déraisonnables, dans le sens où aucun autre GRD agissant en connaissance de cause n'aurait posé le même acte dans les mêmes circonstances.</i>
CH3- Appréciation du caractère raisonnable du revenu autorisé		ART 59	<p><b>Article 59.</b> « <i>En ce qui concerne le sixième critère de raisonabilité (ne pas présenter des variations injustifiées par rapport à des coûts/produits historiques du GRD), la CWaPE appréciera les variations par rapport au coût historique tant au niveau du coût global d'une activité que des coûts unitaires sous-jacents. En tout état de cause, les augmentations de plus de 10 % dans certains postes de coûts qui ne peuvent être suffisamment étayées par, notamment, des offres de fournisseurs, des modifications de volumes, etc., seront en principe, rejetées.</i> »</p> <p>Cette disposition pose particulièrement problème eu égard au contexte actuel et à venir (crise énergétique et guerre). Premièrement, RESA estime que la « période historique » de référence doit être plus précisément définie : aux coûts de quelle années fait-on référence, compte tenu de la flambée des prix ?</p> <p>Deuxièmement, RESA se demande à quels types de coûts cet article se réfère : les coûts contrôlables ou les coûts non contrôlables ?</p> <p>Enfin, RESA rappelle que la situation actuelle est très instable et que les variations de prix seront importantes et erratiques dans les années couvertes par la méthodologie 2024-2028 alors que cette disposition ne semble pas en tenir compte. A titre d'exemple : les salaires, le prix des matériaux etc. dépassent déjà, à l'heure actuelle, l'indice santé de 1,8 à 2%. L'article doit donc être revu pour être adapté à la situation actuelle.</p>	<p><b>Proposition</b></p> <p>L'article doit donc être revu pour être adapté à la situation actuelle.</p>


## 2.3 Titre III. la fixation et le contrôle des tarifs de distribution

Chapitre	Section	Article	Remarque ou question	Proposition ou nouvelle formulation
<b>CHAPITRE 1 – Les tarifs périodiques de distribution</b>				
<b>Section 1 - Généralités</b>				
CH1-Les tarifs périodiques de distribution	S1-Généralités	ART 63 3°	<p><b>Article 63. Les tarifs périodiques de distribution sont établis pour chaque année de la période régulatoire. Ils respectent les dispositions prévues à l'article 4, § 2, 5°, du décret tarifaire, ainsi que les principes suivants :</b></p> <p><i>3° Toute hypothèse établie par un gestionnaire de réseau, en terme de volumes de prélèvement ou d'injection, de puissances de prélèvement ou d'injection, de nombre d'EAN raccordés au réseau de distribution, ou toute autre hypothèse qui pourrait servir au calcul des recettes budgétées, doit être concertée avec les autres gestionnaires de réseau actifs sur le territoire de la Région wallonne, notamment en ce qui concerne la(les) année(s) de référence utilisées et les perspectives d'évolutions futures. Cette concertation est actée par un courrier commun des gestionnaires de réseau actifs sur le territoire de la Région wallonne et transmis à la CWaPE au moment du dépôt de la proposition de tarifs.</i></p> <p>Il nous semble que la notion de « toute autre hypothèse qui pourrait servir au calcul des recettes budgétées » est trop large ; en ce qu'elle pourrait nous amener à concerter nos tarifs,...</p> <p>Nous comprenons que les hypothèses doivent être concertées avec autres GRD mais cet article ne nous semble pas suffisamment précis sur le résultat attendu. Nous comprenons que les hypothèses peuvent différer d'un GRD à l'autre, notamment pour des justifications géographiques ou socio-économiques. De plus, rien n'est prévu en cas de désaccord entre les GRD.</p>	<p><b>Proposition RESA</b></p> <p>i. RESA propose de supprimer « ou toute autre hypothèse qui pourrait servir au calcul des recettes budgétées »</p> <p>ii. Nous demandons de préciser l'article concernant ce que la CWaPE entend par « concertation » en ce sens que les hypothèses d'un GRD à l'autres peuvent différer. Aussi, il serait utile de préciser ce qu'il y a lieu de faire en cas de désaccord entre GRD.</p>

			La CWaPE ne pourrait-elle pas encadrer/faciliter cette concertation ?	
CH1-Les tarifs périodiques de distribution	S2-Les tarifs périodiques de distribution d'électricité	ART 70 §2	<p><b>Terme capacitaire &gt; 56kVA</b></p> <p>Pour les clients avec mesure de pointe dont la puissance de raccordement est supérieure ou égale à 56kVA et dont la charge est mesurée, le Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028 prévoit la facturation d'un terme de puissance constitué par la moyenne des dix plus hautes pointes de puissance mesurées. De 2021 à 2023, c'est la 11<sup>ème</sup> pointe qui était facturée. RESA estime que l'utilisation des dix plus hautes pointes est une avancée par rapport à la 11<sup>ème</sup> pointe ; cette dernière enlevant tout incitant à maîtriser les dix premières pointes et étant pénalisante pour un client qui a un taux d'utilisation constant. Dans le contexte actuel de décentralisation accrue de la production et d'électrification en progression, une utilisation raisonnée de la capacité existante du réseau nous semble primordiale. En moyennant les dix premières pointes, l'impact financier pour le client de ses plus fortes pointes prélevées reste fort limité. Afin d'inciter davantage le client à participer à une utilisation optimale de la capacité existante du réseau et donc à la limitation des coûts de réseau, RESA suggère que ce soit la pointe maximale du mois qui constitue la base de la facturation. La pointe historique, comptant pour 50% du tarif capacitaire, pourrait quant à elle être basée sur la moyenne des plus hautes pointes de puissance à facturer des onze derniers mois précédant le mois de facturation. Notre formulation d'article est basée sur cette proposition.</p> <p>Si cette proposition n'est pas acceptable par la CWaPE, une proposition alternative - mais qui n'a pas la préférence de RESA - serait de baser uniquement la pointe mensuelle (comptant pour 50% du tarif capacitaire) sur la pointe maximale du mois. La pointe</p>	<p><b>Proposition RESA</b></p> <p>RESA propose de modifier l'article 70 , §2, du Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028 de la manière suivante :</p> <p><i>Article 70, §2,</i>  <i>§2. Le terme capacitaire applicable aux utilisateurs de réseau raccordés aux niveaux de tension BT lorsque le raccordement a une puissance strictement supérieure à 56kVA, T-BT, MT ou T-MT a deux composantes :</i></p> <p><i>i. Le tarif pour la pointe historique, exprimé en €/kW/mois, qui est applicable à la moyenne des pointes de puissance à facturer des onze derniers mois précédant le mois de facturation. En cas de données partielles pour les onze derniers mois, la pointe historique sera calculée sur la base des seules données disponibles sur cette période. En cas d'absence complète de données, la pointe historique sera calculée sur celle du mois de facturation. Le tarif pour la pointe historique représente 50% des recettes budgétées issues du terme capacitaire.</i></p> <p><i>ii. Le tarif pour la pointe du mois, exprimé en €/kW/mois, qui est applicable à la pointe de puissance à facturer du</i></p>

			historique, comptant pour les 50% restant, resterait quant à elle telle que définie dans le Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028 et donc basée la moyenne des dix plus hautes pointes de puissance mesurées. La pointe mensuelle, comptant pour 50% du tarif capacitaire, soit basée sur la pointe maximale du mois.	<i>mois de facturation. Le tarif pour la pointe du mois représente 50% des recettes budgétées issues du terme capacitaire. La pointe de puissance à facturer est égale à la <b>puissance maximale mesurée</b> pendant le mois.</i>
<b>CH1</b> -Les tarifs périodiques de distribution	<b>S2</b> -Les tarifs périodiques de distribution d'électricité	ART 70 §3 ART 73 §3 2° et 3°	<p><b>Tarifs capacitaires &lt;= 56 kVA</b></p> <p>Pour les clients en basse tension dont le raccordement est inférieur ou égal à 56kVA, le Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028 ne prévoit actuellement un terme capacitaire que pour les clients avec compteurs communicants en régime R3 et ce uniquement pendant une certaine période de l'année aux heures de soirée.</p> <p>Ceci nous apparait insuffisant pour inciter les clients à maîtriser leur demande de puissance sur le réseau. Nous pensons typiquement aux clients qui installeraient une borne pour véhicule électrique de 22 kW (ou deux bornes de 11 kW). En l'absence de terme capacitaire, ces clients ne sont ni incités à privilégier des bornes moins puissantes ni à ne pas utiliser leur(s) borne(s) en pleine puissance.</p> <p>Par ailleurs, le fait qu'un terme capacitaire s'applique uniquement aux clients avec compteurs communicants en régime R3 risque de rendre ce tarif peu attractif alors que c'est justement celui vers lequel on souhaite diriger les clients dans le cadre de la transition énergétique.</p> <p>Enfin, la logique uniquement saisonnière du terme capacitaire nous semble introduire une complexité additionnelle notamment en termes de lisibilité vers les clients alors que les tarifs proportionnels proposés à l'article 75 ne présentent justement pas de distinction d'une saison à l'autre.</p>	<p><b>Proposition RESA</b></p> <p>RESA propose de modifier le Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028 de la manière suivante, de manière à laisser plus de latitude quant aux calibrations des tarifs.</p> <p><i>§3. Les GRD peuvent , selon les mêmes modalités d'application et selon la même définition du terme capacitaire, appliquer un terme capacitaire aux utilisateurs du réseau basse tension (BT) dont le raccordement est inférieur ou égal à 56 kVA. Dans le cas où ceux-ci disposent d'un compteur communicant, le terme capacitaire s'applique à chacune des pointes de prélèvement réalisées au cours des quarts d'heure de la période tarifaire de pointe. Chaque quart d'heure, une puissance moyenne de prélèvement est calculée sur la base des données de consommation quart-horaire. Ce tarif peut être limité à certaines périodes de l'année et à certaines plages horaires et différencié selon le régime de comptage (R1 ou R3).</i></p>

			<p>Nous proposons dès lors une extension du terme capacitaire sur deux dimensions :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Une application à l'ensemble des clients (particuliers et professionnels) en basse tension.</li> <li>• Une application durant toute l'année indépendamment de la plage tarifaire.</li> </ul> <p>De manière concrète, ce terme capacitaire pourrait s'appliquer de la manière suivante :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pour les clients avec compteurs communicants en régime R3, l'approche se basant sur la puissance appelée au-delà des dix premiers kW sur une base quart horaire, telle que proposée dans l'article 70 § 3 nous semble adéquate (moyennant son application sur l'ensemble des quarts d'heures de l'année)</li> <li>• Pour les clients avec compteurs communicants en régime R1, la remontée des données quart horaires dans le cadre de la reconstitution des plages tarifaires en dehors du compteur permettrait de suivre la même approche que pour les clients en régime R3</li> <li>• Pour les clients ne disposant pas de compteur communicant, le terme capacitaire serait basé sur la puissance installée au-delà de 11,5 kVA (correspondant à la puissance de raccordement standard de RESA) ou sur une fonction de transfert entre énergie et puissance construite sur base de profil standard calibrée pour ce type de client (par exemple formule de Velander<sup>1</sup>)</li> </ul> <p>Cette approche permet de rendre l'utilisation rationnelle du réseau en termes de puissance un incitant partagé par tous.</p>	<p><i>Dans le cas où ceux-ci ne disposent pas d'un compteur communicant, un terme capacitaire peut s'appliquer à la puissance installée ou à une puissance dérivée du profil de consommation du client.</i></p> <p><i>Le terme capacitaire applicable aux raccordements inférieurs ou égaux à 56kVA est constitué de deux composantes:</i></p> <p><i>i) Le tarif de base, exprimé en €/kW, qui est applicable aux 11,5 premiers kW de puissance. Ce tarif est fixé à 0€/kW.</i></p> <p><i>ii) Le tarif de puissance supplémentaire, exprimé en €/kW, est applicable à la puissance au-delà des 11,5 premiers kW.</i></p> <p>RESA est d'avis que les tarifs indicatifs donnés par la CWaPE (0,25 à 0,5€/kW) ont le bon ordre de grandeur mais préfère réaliser des simulations avant de les figer. Par ailleurs la suppression de ces montants permet de généraliser l'article. Si ces modifications sont adoptées par la CWaPE, les dispositions de l'article 73, §3, 2° et 3° doivent être adaptées en conséquence :</p> <p><i>2° Pour les URD dont la puissance de raccordement au réseau est inférieure ou égale à 56kVA, qui disposent d'un compteur communicant et ont fait le choix de régime de comptage R3, le terme proportionnel varie en fonction de la plage horaire au sein de laquelle l'électricité est prélevée. Pour ces</i></p>
--	--	--	---	---

			<p>Par ailleurs, plutôt que de pénaliser les clients en régime R3 qui seraient les seuls à être impactés par un terme capacitaire, nous favorisons au contraire les clients disposant d'un compteur communicant (en régime R3 ou R1) en leur permettant une gestion plus active de la pointe, la puissance réellement appelée se substituant dans leur cas à la puissance installée ou calculée dans le calcul de ce terme capacitaire.</p> <p>Dans le Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028, nous proposons de laisser ces aspects ouverts et les soumettre à une analyse chiffrées aux cours des mois à venir.</p>	<p><i>utilisateurs de réseau, l'option 5 plages horaires visée à l'article 75 est appliquée.</i></p> <p><i>3° Pour les autres URD dont la puissance de raccordement au réseau est inférieure ou égale à 56kVA, le terme proportionnel varie en fonction de la plage horaire au sein de laquelle l'électricité est prélevée.</i></p> <p><i>En fonction du type de compteur dont ils disposent, ces utilisateurs de réseau peuvent choisir entre une tarification du terme proportionnel différenciée selon 5 plages horaires, 2 plages horaires ou 1 plage horaire :</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><i>•5 plages horaires : ce choix est possible uniquement pour les utilisateurs de réseau équipés d'un compteur communicant.</i></li> <li><i>•2 plages horaires : ce choix est possible uniquement pour les utilisateurs de réseau équipés d'un compteur disposant au minimum de 2 registres de comptage.</i></li> <li><i>•1 plage horaire: ce choix est possible pour l'ensemble des utilisateurs de réseau basse tension quelque soit leur type de compteur.</i></li> </ul>
CH1-Les tarifs périodiques de distribution	S2-Les tarifs périodiques de distribution d'électricité	ART 70 §3 ART 73 §3	<p><b>Tarifs capacitaires pour clients BT AMR</b></p> <p>Nous comprenons qu'un client BT &lt;= 56 kVA disposant d'un compteur AMR ne peut opter pour un régime de facturation R3, réservé aux utilisateurs disposant d'un compteur communicant. Cependant, l'article 70 §3 ne prévoit un terme capacitaire que pour les utilisateurs en régime R3.</p> <p>Rien n'est spécifié sur le terme capacitaire à facturer à un client BT &lt;= 56 kVA disposant d'un compteur AMR.</p>	<p><b>Question RESA</b></p> <p>Clarification.</p>

<b>CH1</b> -Les tarifs périodiques de distribution	<b>S2</b> -Les tarifs périodiques de distribution d'électricité	ART 71 §3	<p><b><u>Prosumer – fin de la compensation</u></b></p> <p>Le projet de méthodologie tarifaire ne mentionne pas les spécificités liées à la fin de la compensation prévue pour toute installation placée après le 01/01/2024. Il en ressort que le client ne pourra plus bénéficier du service compensation et valorisation (dérivé de la compensation) après cette date et sera donc repris sous le régime de la commercialisation (revente) de l'injection, dont le principe est de facturer l'injection et le prélèvement séparément au niveau de la commodity. Pour les clients en régime 1, le Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028 doit mentionner que le plafonnement n'est plus applicable pour les URD qui sont en commercialisation de l'injection et pour toute installation après le 01/01/2024.</p>	<p><b><u>Proposition</u></b></p> <p>RESA propose de modifier l'article 71, §3, du Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028 de la manière suivante :  <i>A l'article 71, §2, il conviendrait d'ajouter la phrase suivante.</i>  <i>Les prosumers en régime de comptage R1 qui ont opté pour la commercialisation de l'injection ne bénéficient pas de ce plafonnement.</i></p> <p><i>Article 71, §3,</i>  <i>§3. Un prosumer, pour autant qu'il dispose d'un compteur permettant d'enregistrer ses prélèvements réels d'énergie active brute sur le réseau et pour autant, lorsqu'il est équipé d'un compteur communicant, qu'il ait demandé le régime de comptage R3, se verra appliquer une tarification de réseau applicable sur la base de ses prélèvements bruts mesurés. Il en est de même pour tout prosumer en régime de comptage R1 en commercialisation de l'injection ou en commercialisation contrainte de l'injection.</i></p>
<b>CH1</b> -Les tarifs périodiques de distribution	<b>S2</b> -Les tarifs périodiques de distribution d'électricité	ART 73 §4	RESA dispose, au sein de ses utilisateurs un nombre non-négligeable d'URD disposant d'un système de chauffage à accumulation. Il en existe de deux types : les accumulateurs « 9 heures » ou « exclusif	Art 73,§ 4. Pour l'ensemble des utilisateurs raccordés au réseau de distribution basse tension, les prélèvements réalisés sur un compteur de type « exclusif de nuit », EHP, ou

		<p>« nuit » et les accumulateurs « effacement heures de pointe » ou « EHP ».</p> <p>Les premiers, comme son nom l'indique, chargent pendant les 9h de nuit, avec une relance éventuelle de 2h en milieu d'après-midi (avant les pointes du soir). La puissance appelée durant les charges sont suffisamment importantes pour permettre à l'accumulateur de redistribuer la chaleur emmagasinée durant toute la journée.</p> <p>Les seconds chargent tout au long de la journée (jusqu'à 18h les jours les plus froids) et peuvent se permettre des pauses allant jusqu'à 2h. Ces pauses sont paramétrées actuellement afin d'éviter les pointes les plus hautes du réseau de distribution, notamment en 7h et 9h et entre 17h et 19h. La puissance appelée est toutefois plus faible que pour les « exclusif nuit ».</p> <p>RESA comprend de l'article 73 §4 que le GRD pourra poursuivre ce système de facturation des accumulateurs « exclusif nuit » au tarif « exclusif nuit » et que le GRD pourra en préciser les heures, c'est-à-dire que, s'il le souhaite, le GRD pourra conserver le système existant actuellement lors de la période régulatoire 2024-2028.</p> <p>RESA souhaite que dans cet article soit inclus également les « EHP ». En effet, même si les systèmes diffèrent sur quelques éléments (durée de charge et puissance appelée), le principe de base reste le même, à savoir un déclenchement automatique des charges permettant de charger l'accumulateur.</p> <p>Les URD « exclusif nuit » et les « EHP » disposent de deux compteurs, l'un pour les usages traditionnels et un compteur dédié au chauffage à accumulation. Nous souhaitons nous assurer que ce</p>	<p>assimilés, sont facturés au tarif exclusif de nuit. Le gestionnaire de réseau précise les heures associées à l'exclusif de nuit, EHP, ou assimilés.</p>
--	--	---	--

			<p>principe pourra se poursuivre sans quoi les URD disposant de ce genre d'installation « EHP » seront significativement discriminés étant donné qu'ils devraient faire face à des tensions tarifaires bien plus élevées demain qu'hier.</p> <p>Pour plus de détails sur l'historique et le fonctionnement des systèmes de chauffage, nous référons à l'<b>ANNEXE 16</b>.</p>	
CH1-Les tarifs périodiques de distribution	S2-Les tarifs périodiques de distribution d'électricité	ART 75	<p><b>Plages horaires</b></p> <p>RESA accueille avec enthousiasme la proposition de la CWAPE d'introduire une nouvelle tarification de type Time Of Use adaptée aux évolutions des modes de production et de consommation. Tout en restant dans le modèle proposé, nous souhaitons suggérer une adaptation à cinq plages horaires à la place de quatre et ce dans un souci de meilleure adéquation avec la réalité du réseau. Avec les quatre plages actuellement proposées, notre crainte est de constater un enclenchement simultané de la recharge d'un grand nombre de véhicules électriques à 22h, lorsque la plage du soir, la plus chère, se termine et que les heures de nuit débutent mais que la pointe du réseau n'est pas totalement descendue. Cet effet de recharge synchrone à 22h causerait des problèmes significatifs sur notre réseau.</p> <p>Par illustrer cet effet, en prenant compte les hypothèses suivantes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Puissance de recharge: 6.5 kW</li> <li>• Distance parcourue avant l'évènement de recharge: 50 km (soit 95% des déplacements des belges (chiffre STABEL)) (évènement de chargement type 'top off')</li> <li>• Consommation moyenne d'un véhicule: 20 kWh /100km</li> <li>• Nombre de véhicules électriques : 459 170</li> <li>• Deux possibilités de recharge : 22h ou 1h</li> </ul> <p>Nous obtenons le graphique ci-dessous qui représente le profil moyen journalier de la charge BT quart-horaire, pour l'ensemble</p>	<p><b>Proposition</b></p> <p><i>Article 75. §1er. Les tarifs proportionnels applicables aux prélèvements d'électricité sur le réseau de distribution basse tension, tels que visés à l'article 73, §3,2° et 3°, sont différenciés selon 5, 2 ou 1 seule plage horaire. Les heures associées à chaque plage horaire sont définies ci-dessous :</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>5 plages horaires :</i></li> </ul> <p><i>O Plage des heures du matin : de 6h à 10h du lundi au dimanche, y compris les jours fériés.</i></p> <p><i>O Plage des heures solaires : de 10h à 16h du lundi au dimanche, y compris les jours fériés.</i></p> <p><i>O Plage des heures du soir : de 16h à 22h du lundi au dimanche, y compris les jours fériés.</i></p> <p><i>O Plage des heures de nuit : de 22h à -1h du lundi au dimanche, y compris les jours fériés.</i></p>

		<p>des réseaux BT. Cette approche montre l'effet potentiel de la charge des véhicules électriques au niveau du système national quand il s'additionne à la charge "classique" (le profil bleu sur le graphique). Sur la courbe de référence, nous avons ajouté deux scénarios de recharge des véhicules électriques, : une recharge qui commence à 22h et une autre recharge qui commence à 1h. Dans le cas d'un signal tarifaire fort, nous avons considéré un coefficient de simultanéité de 60%<sup>7</sup>, ce qui équivaut à 272 502 VE se chargeant simultanément. On peut constater que la recharge de ces véhicules électriques a un impact considérable sur la charge BT du réseau et dépasse dans les 2 scénarios la points "classique" du soir. Cependant, on peut aussi voir que si l'on déplace la recharge des véhicules électriques de 22h à 1h du matin (par exemple via des tarifs implicites avec plusieurs plages horaires), nous pouvons limiter la puissance appelée sur le réseau de manière significative. Il faut également remarquer que le temps entre 22h et 1h du matin suffit au chargement de 50 km avec la puissance de la bornes moyennes.</p> <p>Il est donc plus que judicieux de réfléchir à un tarif pouvant répartir un maximum de charges tant à 22h qu'à de 1h du matin, pour limiter le soutirage maximum de puissance.</p>	<p><u><i>O Plage des heures de nuit profonde: de 1h à 6h du lundi au dimanche, y compris les jours fériés.</i></u></p> <p><b>• 2plages horaires :</b></p> <p><i>O Plage des heures pleines : de 6h à 10h et de 16h à 22h du lundi au dimanche, y compris les jours fériés.</i></p> <p><i>O Plage des heures creuses : de 10h à 16h et de 22h à 6h du lundi au dimanche, y compris les jours fériés.</i></p> <p><b>• 1plage horaire :</b> <i>La plage des heures normales est applicable 24h/24, 7j/7j.</i></p>
--	--	---	--

<sup>7</sup> Cette hypothèse est plutôt optimiste si l'on se base sur des travaux d'autres GRD comme par exemple le project MERGE - Mobile Energy Resources in Grids of Electricity

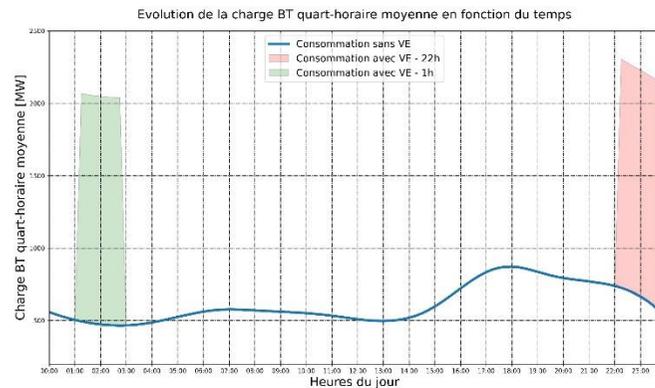


Figure 1 : Recharge des véhicules électriques

Ainsi, nous proposons de rajouter une cinquième plage, dite de nuit profonde, à partir de 1h du matin avec un tarif plus avantageux que celui du tarif de nuit (22h - 01h), fournissant ainsi un incitant à ce qu'un grand nombre de véhicules voient leur recharge planifiée au moment où la pointe sur nos réseaux est la plus basse.

Par ailleurs, comprenant l'intention de la CWaPE de ne pas introduire de saisonnalité dans le tarif, nous proposons également d'adapter la plage des heures solaires pour la faire passer à 10h - 16h plutôt que de 11h-17h dans un souci là aussi de meilleure adéquation avec les dynamiques de production (solaire pour lequel à 17h il n'y a plus de production) et de consommation attendues sur notre réseau (la pente de progression de la pointe est importante à 17h).

Les nouvelles plages horaires proposées sont illustrées dans le graphique ci-dessous. Celui-ci représente l'évolution de la charge BT quart-horaire moyenne en fonction du temps en fonction des différentes plages horaires tarifaires (hors VE). On peut voir qu'à partir de 16h, la courbe commence à s'accroître à nouveau. Il ne

semble donc pas judicieux de conserver une plage horaire solaire pour la période 16h-17h car il déjà des consommations importantes. Comme proposé plus haut, il est donc plus pertinent de déplacer la plage horaire solaire d'une heure et par conséquent rallonger la plage horaire du soir d'une heure.

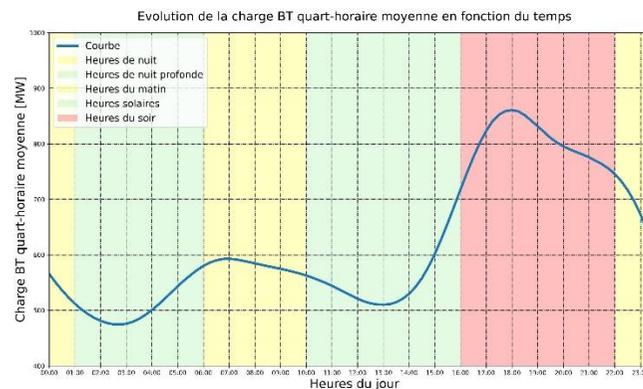


Figure 2 : Proposition des 5 plages horaires tarifaires

Avec ces deux propositions de modification, les horaires associés à chaque plage horaire seraient définis comme suit :

- Plage des heures du matin : de 6h à 10h du lundi au dimanche, y compris les jours fériés
- Plage des heures solaires : de 10h à 16h du lundi au dimanche, y compris les jours fériés
- Plage des heures du soir : de 16h à 22h du lundi au dimanche, y compris les jours fériés
- Plage des heures de nuit : de 22h à 01h du lundi au dimanche, y compris les jours fériés
- Plage des heures de nuit profonde : de 01h à 6h du lundi au dimanche, y compris les jours fériés.

Les modèles à 2 et 1 plages horaires ne seraient pas modifiés par nos propositions.

<p>CH1-Les tarifs périodiques de distribution</p>	<p>S2-Les tarifs périodiques de distribution d'électricité</p>	<p>ART 76</p>	<p><b>Tarifs des plage horaire</b></p> <p>Dans un souci de simplification vis-à-vis du client basse tension, nous proposons de réduire le nombre de tarifs à trois : un tarif bas, un tarif moyen et un tarif haut.</p> <p>Le tarif bas s'appliquerait aux deux plages horaires sur lesquels on cherche à inciter une concentration des consommations flexibles : la plage des heures solaires et la plage de nuit profonde. En particulier, l'existence de ces deux plages au même niveau de tarif devrait permettre de répartir la charge des véhicules électriques entre d'une part du chargement au bureau et/ou télétravail optimisé en heures solaires et d'autre part du chargement à la maison optimisé pendant les heures de nuit profonde sans affecter les clients professionnels puisque les heures ouvrables se situent pour la plupart à des tarifs incitatifs : 2h au tarif moyen (de 8h à 10h), 6h au tarif bas (de 10h à 16h) et seulement 2h au tarif haut (de 16h à 18h).</p> <p>Le tarif moyen s'appliquerait aux deux plages pendant lesquelles on souhaite donner un signal neutre vis-à-vis du consommateur, pas d'incitant ou de dissuasion à la consommation : la plage des heures du matin et celle de nuit.</p> <p>Enfin le tarif haut s'appliquerait à la plage des heures du soir pour laquelle on cherche typiquement à fournir un incitant de réduction de la consommation.</p> <p>Dans cette logique à cinq plages et trois tarifs, les tensions tarifaires suivantes sont proposées :</p> <p>§2 : Nous proposons de retirer ce dispositif spécifique aux clients ayant fait le choix du régime de comptage R3 et visant un tarif de distribution nul pendant les heures solaires.</p> <p>Plusieurs éléments nous suggèrent en effet de suivre une certaine prudence par rapport à l'application d'un tarif de distribution à zéro :</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Il est important de ne pas oublier que la plage solaire est une simplification par rapport au réel niveau de production</li> </ol>	<p>RESA propose de modifier l'article 76 du Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028 de la manière suivante :</p> <p><i>Article 76</i></p> <p><i>§1. Pour chaque plage horaire définie à l'article Article 75, le gestionnaire de réseau détermine un tarif proportionnel différent. <u>Par défaut, pour les 5 plages horaires, les tensions tarifaires entre les différentes plages horaires correspondent aux valeurs reprises dans le tableau ci-dessous :</u></i></p> <table border="1" data-bbox="1675 657 2179 1200"> <thead> <tr> <th><u>5 plages horaires</u></th> <th><u>Régime : R3</u></th> <th><u>Régime : R1</u></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td><u>Heures du matin</u></td> <td><u>3,0</u></td> <td><u>3,0</u></td> </tr> <tr> <td><u>Heures solaires</u></td> <td><u>1,0</u></td> <td><u>1,0</u></td> </tr> <tr> <td><u>Heures du soir</u></td> <td><u>5,0</u></td> <td><u>5,0</u></td> </tr> <tr> <td><u>Heures de nuit</u></td> <td><u>3,0</u></td> <td><u>3,0</u></td> </tr> <tr> <td><u>Heures de nuit profonde</u></td> <td><u>1</u></td> <td><u>1</u></td> </tr> </tbody> </table> <p><i>Les tensions tarifaires des clients avec des compteurs bihoraires, monohoraires et exclusifs de nuit sont déterminées à partir des tensions tarifaires des 5 plages</i></p>	<u>5 plages horaires</u>	<u>Régime : R3</u>	<u>Régime : R1</u>	<u>Heures du matin</u>	<u>3,0</u>	<u>3,0</u>	<u>Heures solaires</u>	<u>1,0</u>	<u>1,0</u>	<u>Heures du soir</u>	<u>5,0</u>	<u>5,0</u>	<u>Heures de nuit</u>	<u>3,0</u>	<u>3,0</u>	<u>Heures de nuit profonde</u>	<u>1</u>	<u>1</u>
<u>5 plages horaires</u>	<u>Régime : R3</u>	<u>Régime : R1</u>																				
<u>Heures du matin</u>	<u>3,0</u>	<u>3,0</u>																				
<u>Heures solaires</u>	<u>1,0</u>	<u>1,0</u>																				
<u>Heures du soir</u>	<u>5,0</u>	<u>5,0</u>																				
<u>Heures de nuit</u>	<u>3,0</u>	<u>3,0</u>																				
<u>Heures de nuit profonde</u>	<u>1</u>	<u>1</u>																				

			<p>d'énergies renouvelables. La même plage s'applique toute l'année, indépendamment des conditions météorologiques. Donner un incitant aussi marqué de consommation sur cette plage horaire durant les mois d'hiver où la production solaire est limitée pourrait poser problème</p> <p>2) Un tarif de distribution nul pourrait favoriser un certain nombre de business case d'arbitrage et visant par exemple des charges/décharges rapides dans une optimisation d'algo trading sur les marchés. Une certaine prudence nous semble s'imposer afin d'éviter des effets de bord indésirables sur le réseau</p> <p>3) Le message d'un tarif de distribution gratuit nous semble trompeur vis-à-vis du grand public et cette gratuité se répercuterait in fine sur les autres consommateurs ne disposant pas d'un compteur communicant.</p> <p>Enfin nous proposons de ne pas figer dans le Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028 les tensions tarifaires pour les compteurs bihoraires, mono-horaires et exclusifs nuit afin de laisser plus de latitude dans le calibrage des tarifs pour permettre un calibrage précis assurant la plus grande cohérence possible des tarifs des clients avec différents types de compteurs sur base de profils types.</p>	<p><u>horaires en visant la stabilité tarifaire entre les différentes options de comptages pour des profils de clients représentatifs.</u></p> <p><i>Les gestionnaire de réseaux peuvent s'écarter de des tensions pour les cinq plages horaires si ils sont en mesure de démontrer par des simulations tarifaires que d'autres tensions tarifaires permettent de répondre mieux aux objectifs fixés par l'article 4, §2, 27°, du décret tarifaire. Les mêmes tensions sur les cinq plages horaires sont utilisées par l'ensemble des GRD.</i></p> <p><del>§2. Afin d'inciter les utilisateurs de réseau à consommer au moment où l'énergie renouvelable est abondante et où les réseaux de distribution et de transport ont des capacités disponibles, le tarif associé aux heures solaires qui est applicable aux utilisateurs de réseau basse tension équipés d'un compteur communicant et ayant fait le choix du régime de comptage R3 (pour lesquels le terme capacitaire prévu à l'article 70, §3, est donc applicable), est égal à zéro (0€/kWh).</del></p>

<p><b>CH1</b>-Les tarifs périodiques de distribution</p>	<p><b>S2</b>-Les tarifs périodiques de distribution d'électricité</p>	<p>ART 75§1 et §2</p>	<p><b><u>Désynchronisation</u></b>  Indépendamment du nombre de plages horaires, nous pensons l'alignement de ces plages sur tout le réseau aura un impact négatif, notamment en matière de congestion sur le réseau au même du passage d'une plage vers une autre.  Nous envisageons de conserver la désynchronisation des horaires « nuit » autour de 22h afin de lisser les pointes sur notre réseau.  RESA désynchronise déjà le passage en HC autour de 22h sur base du numéro de police du bâtiment/de la maison.  Nous interprétons le §2 de cet article comme une autorisation de continuer cette légère désynchronisation pour autant qu'elle soit justifiée et approuvée par la CWaPE.</p>	<p><b><u>Question RESA</u></b>  Confirmation de notre interprétation.</p>
<p><b>CH1</b>-Les tarifs périodiques de distribution</p>	<p><b>S2</b>-Les tarifs périodiques de distribution d'électricité</p>	<p>ART 83</p>	<p><b><u>Exonération du tarif d'injection pour le stockage.</u></b>  Nous recommandons de ne pas modifier la méthodologie tarifaire à ce stade sur ce point.  Voir commentaires en divers.</p>	
<p><b>CH1</b>-Les tarifs périodiques de distribution</p>	<p><b>S2</b>-Les tarifs périodiques de distribution d'électricité</p>	<p>ART 86</p>	<p><b><u>Benchmarking tarif injection Electricité</u></b>  La CWaPE ne peut-elle pas faciliter la réalisation de ce benchmarking ?</p>	
<p><b>CH1</b>-Les tarifs périodiques de distribution</p>	<p><b>S2</b>-Les tarifs périodiques de distribution d'électricité  Et  <b>S3</b>-Les tarifs périodiques de distribution de gaz</p>	<p>ALL ARTICLES de ces deux sections</p>	<p><b><u>Mise en œuvre des propositions de modifications tarifaires initiées par la CWaPE dans son projet de méthodologie</u></b>    Voir note explicative en <b>ANNEXE 13</b>.</p>	

SECTION 3 - Les tarifs périodiques de distribution de gaz				
CH1-Les tarifs périodiques de distribution	S3-Les tarifs périodiques de distribution de gaz	ART 95	<p><b>Tarifs d'injection gaz – cabine du producteur</b></p> <p>RESA demande la suppression de la colonne « Producteur de gaz – Cabine du producteur » de la grille tarifaire d'injection gaz.</p> <p>RESA rejoint la CWaPE sur son avis que l'AGW dans sa mouture actuelle est interprétable et qu'une des interprétations est que le producteur en réalisant sa cabine devient responsable du contrôle qualité, du comptage, de l'odorisation et de la détente.</p> <p>Dès lors, une cabine d'injection qui serait la propriété d'un producteur pourrait compliquer la bonne réalisation de certaines tâches dévolues au GRD du fait du Décret gaz comme la sécurité et la continuité d'approvisionnement ; la sécurité, fiabilité et efficacité du réseau ; le comptage des flux de gaz, la pose et l'entretien des compteurs, le contrôle de l'odorisation en application de l'Arrêté royal du 28 juin 1971.</p> <p>RESA partage également l'avis de la CWaPE que la gestion des cabines d'injection est un métier de gazier, que le GRD doit avoir la maîtrise de la sécurité et que les cabines d'alimentation de clients sont généralement considérées comme des éléments du réseau. Il est donc raisonnable et logique que les cabines d'injection sur un réseau de distribution restent l'entière propriété du GRD.</p>	<p><b>Proposition</b></p> <p>Suppression de la colonne « producteur de gaz – Cabine du producteur » dans la grille tarifaire des tarifs d'injection de gaz et modification des dispositions de l'article 95, §2, et de l'articles 96, §1. Article 95.</p> <p><i>§1er. Les tarifs d'injection de gaz sur le réseau de distribution sont composés de deux tarifs:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>I. <i>Le tarif pour l'utilisation du réseau de distribution;</i></li> <li>II. <i>Le tarif pour la gestion du rebours;</i></li> </ol> <p><del>§2. Le tarif pour l'utilisation du réseau de distribution est distinct selon que le producteur de gaz possède sa propre cabine d'injection ou utilise une cabine d'injection de son gestionnaire de réseau</del></p>

<p>CH1-Les tarifs périodiques de distribution</p>	<p>S3-Les tarifs périodiques de distribution de gaz</p>	<p>ART 96</p>	<p><b><u>Tarifs d'injection gaz – tarification fixe</u></b></p> <p>Comme nous l'avons souligné lors de l'élaboration des tarifs 2019-2023, les coûts à couvrir par ces tarifs sont des coûts fixes annuels indépendant de la consommation et contractualisés pour 3 ans.</p> <p>Vu qu'il n'y a aucune proportionnalité entre le coût et le volume, la tarification en €/kWh nous amène à établir un tarif qui ne reflète pas les coûts pour les plus petites unités et/ou qui devient excessif pour les grosses unités et doit donc faire l'objet d'un plafonnement comme c'est le cas aujourd'hui. Un tarif dégressif ne nous paraît pas possible à mettre en œuvre aujourd'hui dans la mesure où il s'agit de clients avec des relèves mensuelles et pour lesquels l'application d'une dégressivité implique un cumul des volumes mois par mois pour appliquer la dégressivité à partir d'un certain volume, cumul que nous ne savons pas opérer dans nos systèmes de facturation.</p> <p>Afin de répercuter les coûts au plus juste aux producteurs, un tarif fixe mensuel a notre préférence en lieu et place d'un tarif proportionnel et couvrirait de manière plus fidèle les coûts.</p>	<p><b><u>Proposition</u></b></p> <p>RESA propose la modification suivante de la disposition de l'article 96.</p> <p><i>Article 96. §1er. <u>Le tarif pour l'utilisation du réseau de distribution est proportionnel à la quantité de gaz injectée sur le réseau de distribution et est exprimé en €/kWhmois.</u></i></p> <p><i>Dans le cas d'un producteur possédant sa propre cabine d'injection, le tarif couvre uniquement les coûts liés à l'exploitation du réseau et tient compte des coûts évités par le GRD lié à l'odorisation du gaz. Dans le cas d'un producteur qui utilise une cabine du gestionnaire de réseau de distribution pour injecter du gaz sur le réseau de distribution, le tarif couvre, en plus des coûts liés à l'exploitation du réseau, les coûts d'exploitation de la cabine.</i></p>
<p>CH1-Les tarifs périodiques de distribution</p>	<p>S3-Les tarifs périodiques de distribution de gaz</p>	<p>ART 97</p>	<p><b><u>Tarifs d'injection gaz – rebours</u></b></p> <p>Le principe de fonctionnement d'un système de rebours entre le GRD et GRT est toujours en cours d'étude afin de pouvoir définir les actions prises en charge par chaque partie tout en rationalisant le nombre d'installation au potentiel par poche.</p> <p>Définir un tarif lié à l'utilisation ne nous est aujourd'hui pas possible, ne sachant pas encore qui du GRD et du GRT devra prendre quels frais en charge et surtout comment ceux-ci seront</p>	

			facturé (application unique ou périodique). Il ne nous est donc pas possible à l'heure actuelle de formuler des commentaires pertinents sur la spécification de ce tarif.	
<b>CHAPITRE 2 – Les tarifs non périodiques de distribution</b>				
CH2- Les tarifs non-périodiques de distribution		ART 103	Vu l'inflation actuelle, il faut prévoir la possibilité d'introduire une demande de révision de l'indexation des tarifs non-périodiques en fonction de l'évolution conjoncturelle durant toute la période tarifaire concernée. Cette révision ne porterait cependant que sur l'indice santé avec un seuil d'activation prédéfini et serait basée uniquement sur les estimations N+1 émises par le Bureau fédéral du Plan en année N.	RESA propose de modifier l'article de la manière suivante : "Le GRD pourra le cas échéant introduire, auprès du régulateur, une demande de révision de l'indice santé (en N+1) tel que défini ci-dessus durant la période régulatoire, dans le cas où ce dernier subirait une variation supérieure à 1% par rapport à l'indice santé budgété initialement."
CH2- Les tarifs non-périodiques de distribution		ART 104 §2	<b>Harmonisation et uniformisation des tarifs non périodiques</b> <i>Concernant ceci : "Les tarifs non-périodiques couverts par les thématiques reprises ci-après sont harmonisés et uniformisés en Région wallonne ", RESA précise toutefois que l'art. 95 de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2019-2023 mentionne ce qui suit: "Au cours de la période régulatoire 2019-2023, les gestionnaires de réseaux de distribution mettent tout en œuvre pour harmoniser et uniformiser au mieux leurs tarifs non périodiques de distribution à l'échéance du 1er janvier 2024. <b>Les tarifs non périodiques visés par le présent article sont ceux les plus fréquemment facturés</b>, lesquels sont couverts par les thématiques suivantes :</i> 1° les tarifs pour les raccordements basse tension en zone d'habitat ;	<b>Proposition RESA</b> <i>"Les tarifs non-périodiques les plus fréquemment facturés couverts par les thématiques reprises ci-après sont harmonisés et uniformisés en Région wallonne:</i> 1° les tarifs pour les raccordements basse tension ; 2° les tarifs de raccordement gaz basse pression ; 3° les tarifs pour les raccordements d'immeubles à appartements ; 4° les tarifs pour les renforcements ou extensions des réseaux de distribution rendus nécessaires pour le raccordement

			<p>2° les tarifs pour les raccordements d'immeubles à appartements ;  3° les tarifs pour les raccordements de lotissements ;  4° les actes de comptage ;  5° les coupures ;  6° les études de détail et d'orientation.”</p> <p>Il n'est pas concevable aujourd'hui d'aboutir à une harmonisation de la totalité des prestations couvrant les thématiques listées ci-dessus pour l'ensemble des GRD.</p> <p>Outre l'ampleur du travail, cette harmonisation requerrait des moyens financiers disproportionnés par rapport à l'objectif, ce qui est à contre-courant du modèle d'efficience imposé par la CWaPE.</p> <p>RESA s'est en effet organisé afin de répondre aux points 1° à 4°, 7° et 9° de l'art. 104 de la méthodologie tarifaire et ne peut se permettre, à ce stade, de modifier le scope de l'harmonisation/uniformisation. L'ensemble des GRD wallons proposent par ailleurs de traiter les points 5° et 6° de l'art. 104 d'ici le 1<sup>er</sup> janvier 2025.</p>	<p><i>des installations situées sur un bien visé par un permis d'urbanisation ou un permis d'urbanisme de constructions groupées (au sens du Code du développement territorial) ;</i>  5° les études de détail et d'orientation ;  6° les tarifs pour le raccordement de station CNG.</p> <p><i>Les thématiques relatives aux actes de comptage et aux coupures et réouvertures seront quant à elles uniformisées/harmonisées à l'horizon du 1er janvier 2025.”</i></p>
CH2- Les tarifs non-périodiques de distribution		ART 104 §2, 8°	<p><b>Tarifs pour le raccordement de borne de recharge électrique</b>  <i>“les tarifs pour le raccordement de borne de recharge électrique;”</i> : selon RESA, ce type de prestation est à considérer comme un raccordement “classique” (aucune nécessité de procéder à une distinction tarifaire à ce stade). En effet, RESA ne souhaite pas prévoir de tarification spécifique en fonction de l'usage et souhaite donc maintenir le principe fondamental de tarification indépendante de l'usage. En outre, cette prestation n'a jamais été évoquée au sein de l'art. 95 de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période réglementaire 2019-2023 (cf. Point précédent).</p>	<p><b>Proposition RESA</b>  RESA demande la suppression du point 8° de l'art. 104 §2</p>

CH2- Les tarifs non-périodiques de distribution		ART 106 §1er	<p><b>Harmonisation et uniformisation des tarifs non périodiques</b>  <i>“Pendant la période régulatoire 2024-2028, les gestionnaires de réseaux de distribution mettent tout en œuvre pour harmoniser et uniformiser les tarifs non-périodiques de distribution qui ne le sont pas encore au 1er janvier 2024.”</i>  RESA se pose la question de l’utilité de viser l’harmonisation/uniformisation de l’ensemble des prestations couvertes par les tarifs non-périodiques. Cela engendrerait par ailleurs des coûts administratifs démesurés en regard de la plus-value apportée.</p> <p>RESA suggère dès lors de se pencher sur les prestations (non encore visées par l’art. 104 §2) couvrant, par exemple, 70% du total des recettes annuelles du GRD. Cette approche permet d’allier aussi bien la notion de fréquence que de montants des articles harmonisés/uniformisés.</p>	<p><b>Proposition RESA</b>  <i>“Pendant la période régulatoire 2024-2028, les gestionnaires de réseaux de distribution mettent tout en œuvre pour harmoniser et uniformiser les tarifs non-périodiques de distribution qui ne le sont pas encore au 1er janvier 2024 couvrant au minimum 70% des recettes annuelles du GRD issues de tarifs non-périodiques de distribution (hors trans-HT, prestations diverses et déplacements d’installations).”</i></p>
CH2- Les tarifs non-périodiques de distribution		ART 107 4°	<p>Nous comprenons de l’article 107 4° que la pose d’un compteur intelligent sera toujours gratuite pour les clients qui font partie d’une communauté d’énergie ou qui partagent l’énergie au sein d’un même bâtiment.</p>	<p><b>Question RESA</b>  Notre interprétation est-elle correcte ?</p>
CH2- Les tarifs non-périodiques de distribution			<p>Actuellement les travaux et les prestations liés aux raccordements <b>d’installations dites « techniques » non destinées à l’habitation</b> (abribus, armoire proximus, ...) sont à charge de l’URD, peu importe que l’installation soit en zone d’habitat ou pas. Cela signifie que les extensions de réseau éventuelles, en domaine privé et/ou public sont à charge de l’URD, en plus des prestations de raccordement.</p>	<p><b>Proposition RESA</b>  Nous souhaiterions voir apparaître un article reprenant ce sujet dans la méthodologie tarifaire 2024-2028.</p>


## 2.4 Titre IV. le calcul et le contrôle des écarts entre le budget et la réalité

Chapitre	Section	Article	Remarque ou question	Proposition ou nouvelle formulation
<b>CHAPITRE 1 - Le traitement des écarts entre le budget et la réalité</b>				
<b>SECTION 1 - Les catégories d'écarts</b>				
CH1-Le traitement des écarts entre le budget et la réalité	S1-Les catégories d'écarts	ART 120-121	Confidentiel	Confidentiel
CH1-Le traitement des écarts entre le budget et la réalité	S1-Les catégories d'écarts	Nouvel article	Le projet de méthodologie tarifaire ne comporte plus les dispositions concernant les charges nettes variables relatives aux obligations de services public qui se trouvaient dans la méthodologie tarifaire 2019-2023 (Art 114 de la méthodologie tarifaire 2019-2023). RESA a toujours approuvé et utilisé ce mécanisme de SR lié à l'effet volume de la gestion du service clientèle. Suites aux différentes modifications législatives à ce sujet, un grand nombre d'incertitude autour du volumes de clients X et sociaux sont apparues et RESA souhaite conserver ce mécanisme. En effet, si le nombre de clients X et protégés devait augmenter significativement au cours des années 2024-2028, le revenu autorisé 2024-2028, basé sur les coûts 2019-2020 serait nettement insuffisants.	<b>Proposition RESA</b> RESA souhaite ajouter un article similaire à l'article 114 de méthodologie tarifaire 2019-2023 à la méthodologie tarifaire 2024-2028 afin que ce mécanisme soit maintenu.

## 2.5 Titre V. la fixation des tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport

Chapitre	Section	Article	Remarque ou question	Proposition ou nouvelle formulation
<b>CHAPITRE 1 - Les charges et tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport d'électricité</b>				
<b>SECTION 2 - Les tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport d'électricité</b>				
CH1-Les charges et tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport d'électricité	S2-Les tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport d'électricité	ART 141	<p>Dans les lignes directrice de la CWaPE sur la péréquation des tarifs de transport publiées le 21 novembre 2019, la CWaPE conçoit, entre autres, le principe de péréquation comme « neutralité financière entre gestionnaire de réseau ».</p> <p>Dans la proposition de projet de méthodologie 24-28, la CWaPE a décidé de supprimer les charges administratives (plafonnées à 250 k€ par an pour l'ensemble des GRDs) considérant ces charges comme des charges de « mise en route de fonctionnement ».</p> <p>RESA conteste que ces charges ne concernent que la mise en route du processus. Ces charges couvrent également la charge de travail additionnelle et importante que chaque GRD doit réaliser.</p> <p>RESA souhaite maintenir l'intégration de ces charges aux charges nettes d'utilisation du réseau de transport. Pour RESA, il s'agit bien de charges de fonctionnement qui permettent d'assurer le mécanisme de péréquation. Ce dernier demande un travail supplémentaire à tous les GRDs et qui est d'autant plus conséquent pour le GRD mandaté.</p> <p>Annuellement, chaque GRD doit réaliser plusieurs tâches (collecte des informations, vérification de la qualité des données reçues, vérification des réconciliations intermédiaires et définitives, vérification des différents calculs de la proposition tarifaire).</p> <p>Annuellement, le GRD mandaté, en plus des obligations liées à chaque GRD, doit réaliser le suivi du respect des délais des différentes étapes, la récolte et la consolidation des informations, la vérification de l'exactitude et de la cohérence des informations transmises, le calcul des soldes et du tarif de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport, la gestion des facturations et du</p>	<p>Article 141. § 1er. Les gestionnaires de réseau de distribution organisent entre eux le mécanisme de péréquation permettant d'assurer la neutralité financière entre les charges et les recettes liées au transport pour tous les gestionnaires de réseau de distribution actifs en Région wallonne.</p> <p>§ 2. Les gestionnaires de réseau de distribution mandatent l'un d'entre eux, ou une autre entité, pour les représenter dans le cadre de la procédure d'approbation des tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport.</p> <p>§ 3. Les charges administratives inhérentes à l'organisation du mécanisme de péréquation visé §1<sup>er</sup> du présent article peuvent, après approbation par la CWaPE, être ajoutées aux charges nettes</p>

			<p>compte bancaire, la répartition du solde entre GRD, le partage d'information régulière et transparente auprès des autres GRD et la révision de la bonne application des processus. A noter également, que dans l'application de la nouvelle méthodologie, il y aura des changements de modélisation à apporter dont nous devons tenir compte dans nos réconciliations et propositions tarifaires.</p> <p>Enfin, il est prévu dans la convention signée entre les GRD un principe de tournante pour le rôle d'Organe Administratif. La suppression de ces charges entraineraient un caractère discriminant pour les GRD qui réaliseraient cette tâche à partir de 2024. Nous considérons qu'il est important de maintenir ce principe de tournante pour des raisons évidentes de transparence.</p>	<p><i>d'utilisation du réseau de transport et, par conséquent, être couvertes par les tarifs pour refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport. Ces charges sont plafonnées à un montant global de 250.000 EUR par an, indexé selon l'indice santé tel que publié par le Bureau du Plan en juin 2022 à partir de 2019, pour l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution.</i></p>
<p><b>CH1</b>-Les charges et tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport d'électricité</p>	<p><b>S2</b>-Les tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport d'électricité</p>	<p>Ajout d'un nouvel article et adaptation de la grille tarifaire transport</p>	<p><b>Energie réactive</b></p> <p><b>I. Contexte et description du problème</b></p> <p>La pénétration croissante des sources d'énergie renouvelables (qui sont par nature incertaines et fluctuantes) dans les réseaux de distribution crée de nombreux défis pour les gestionnaires de système. Parmi ces défis, le Gestionnaire du Réseau de Transport (GRT) rencontre des difficultés croissantes pour prévoir les échanges réactifs avec les réseaux de distribution. En effet, l'introduction d'unités de production dans les réseaux de distribution a rendu les flux de puissance bidirectionnels, modifiant la consommation réactive bien connue des réseaux de distribution.</p> <p>Ces dernières années, les opérateurs ont constaté que ces échanges réactifs se font de plus en plus des réseaux de distribution vers le réseau de transport, c'est-à-dire que les réseaux de distribution agissent de plus en plus comme des charges capacitatives vis-à-vis du réseau de transport.</p> <p>Ces phénomènes sont bien connus de l'ensemble des GRT européens et des dispositions spécifiques ont d'ailleurs été prises dans les règlements de raccordement des charges (DCC) et unités de production (RfG). Ces règles ont été incorporées dans le règlement technique fédéral ainsi que dans la convention</p>	<p><b>Proposition RESA</b></p> <p>Il est proposé d'introduire dans la grille tarifaire de transport un tarif de refacturation de l'énergie réactive selon la zone dans laquelle se trouve le client, de type :</p> <p>Tarif zone jaune : X EUR/kVArh</p> <p>Tarif zone rouge : Y EUR/kVArh</p> <p>Des modalités d'application de ces tarifs définiront les zones et conditions d'application de ces tarifs.</p>

de collaboration. L'objectif est de freiner la dégradation de la situation. La figure 1 montre l'évolution du nuage de point 1/4h dans le diagramme P-Q montrant que celui-ci s'étend et « descend » vers la zone capacitive.

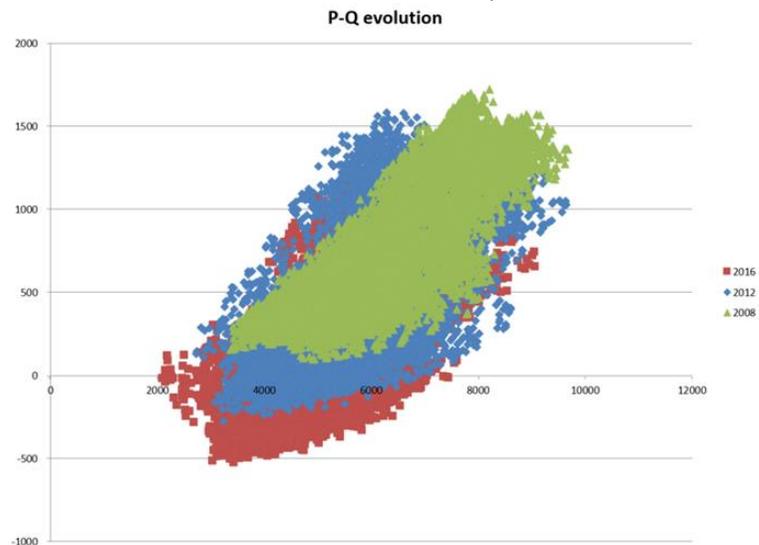


Figure 1: Evolution du diagramme P-Q au niveau fédéral

Les niveaux de tension étant fortement impactés par les « flux » de puissance réactive, notamment pour les lignes de transport à très haute tension, il est crucial pour le GRT d'inciter les Gestionnaire de Réseau de Distribution à limiter la production d'énergie capacitive même si celui-ci respecte globalement les impositions réglementaires. Ce qui est parfaitement compréhensible quand on constate des nuages de points 1/4h comme ceux de la zone du Luxembourg de la figure 3 qui est pratiquement exclusivement dans la zone « réactive capacitive ».

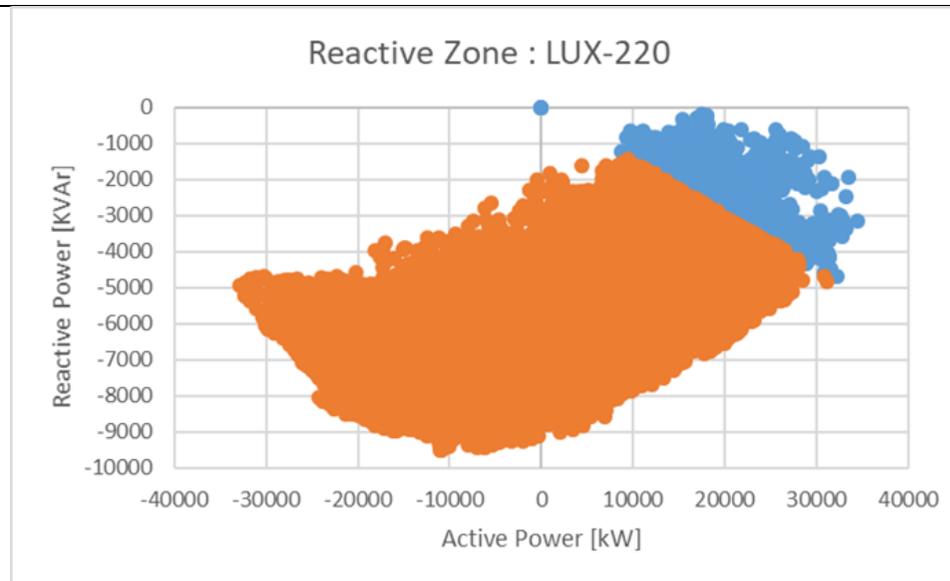


Figure 2: Réactif de la zone Luxembourg

Dans la tarification des frais de transport, ELIA a donc modifié son approche pour pénaliser les injections de réactifs tant au niveau local (un poste HT1/HT2) que zonal (une poche regroupant plusieurs postes HT1/HT2).

Quand bien même, la facture de réactif est considérée, à juste titre, comme un coût non contrôlable (et péréquaté au niveau Wallon), force est de constater que la structure tarifaire du réactif des GRD en région Wallonne ne donne pas le bon indicateur vers nos clients.

En effet, le système actuel est uniquement basé sur une pénalité globalisée sur le cosinus phi et ne permet pas de faire la distinction entre le « réactif inductif » et le « réactif capacitif ».

## II. Proposition

### A. Description

Pour les clients équipés de compteur AMR, nous proposons d'appliquer la formule tarifaire suivante. Application pour chaque 1/4h d'une pénalité « énergie réactive » si, pour le 1/4h considéré, l'absorption ou la fourniture de puissance

			<p>réactive dépasse un seuil de la puissance active en absorption ou en injection (tangente phi). Les seuils sont (sens anti-horlogique) :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Premier cadran (consommation – inductive) <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Zone orange : Compris entre 33% et 75% (facteur de puissance compris entre 0.95 et 0.80)</li> <li>○ Zone rouge : En cas de ratio supérieur à 75% (facteur de puissance &lt; 0.80)</li> </ul> </li> <li>• Deuxième cadran (injection – inductive) <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Zone orange : Compris entre 33% et 75% (facteur de puissance compris entre 0.95 et 0.80)</li> <li>○ Zone rouge : En cas de ratio supérieur à 75% (facteur de puissance &lt; 0.80)</li> </ul> </li> <li>• Troisième cadran (injection – capacitive) <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Zone rouge : si ratio &gt; 33% (facteur de puissance inférieur à 0.95)</li> </ul> </li> <li>• Quatrième cadran (consommation -capacitive) <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Zone rouge : si ratio &gt; 33% (facteur de puissance inférieur à 0.95)</li> </ul> </li> </ul> <p>Zone rouge : si ratio &gt; 33% (facteur de puissance inférieur à 0.95)</p>	
--	--	--	---	--

## CHAPITRE 2 - La procédure d'approbation des tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport

CH2-La procédure d'approbation des tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport	Pas de section	ART 154	<p>Dans l'article 154 §1, il est indiqué : « <i>Le gestionnaire de réseau de distribution mandaté (ou l'entité mandatée) par les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité dépose, au plus tard le 30 septembre de chaque année N-1, une proposition commune de tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport pour l'année N de la période régulatoire.</i> »</p> <p>RESA comprend et approuve l'alignement de la refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport avec la distribution.</p> <p>Lorsque l'on effectue un retro-planning partant de l'échéance au 30 septembre, sur base de la convention signée entre GRD, cela signifie que la majorité des travaux à réaliser pour la proposition tarifaire tomberait au moment des vacances d'été ; période non propice pour contacter les autres GRD et avoir des réponses rapides aux questions/besoins d'information. En effet, il est prévu que l'organe administratif fournisse une version intermédiaire de la proposition</p>	<p>Article 154. § 1er. <i>Le gestionnaire de réseau de distribution mandaté (ou l'entité mandatée) par les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité dépose, au plus tard le 31 octobre de chaque année N-1, une proposition commune de tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport pour l'année N de la période régulatoire. La proposition est transmise à la</i></p>
---	----------------	---------	--	--

		<p>tarifaire transport aux autres GRD en J-35 avant la date de dépôt de la PT définitive à la CWaPE, donc dans ce cas-ci, le 25 août.</p> <p>Dès lors, RESA souhaite décaler cette échéance au 31 octobre afin de pouvoir disposer du mois de septembre pour effectuer les tâches inhérentes au rôle d'Organe Administratif et que le GRD mandaté puisse contacter plus facilement les autres GRD en cas de questions/besoins d'information.</p> <p>Actuellement, le délai entre le dépôt de la PT définitive (20/01) à la CWaPE et l'entrée en vigueur du tarif (01/03) est de 40 jours.</p> <p>La contre-proposition de RESA ci-dessus offre un délai de 60 jours.</p>	<p><i>CWaPE en un exemplaire par porteur avec accusé de réception et sur support électronique avec accusé de réception. Le contenu minimum de la proposition de tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport ainsi que les règles de détermination des tarifs sont définis à travers des lignes directrices édictées par la CWaPE.</i></p>



## 2.7 DIVERS

- Tout autre commentaire figurant dans le dossier d'accompagnement de cet avis.
- Demande spécifique de la CWaPE sur les incitants au stockage
  - Aujourd'hui, les business case intéressants pour les grandes' batteries sont au-dessus de 25 MVA. En l'occurrence, on est même 50 MVA sur les dossiers que nous étudions car cela répond à un besoin d'équilibre global ELIA et il est plus facile pour un agrégateur d'avoir un seul interlocuteur que plusieurs petites installations. **Le GRD n'est donc pas impliqué.** La question ne se pose pas en cas de stockage sur réseau Elia.
  - Au niveau inférieur ('petites batteries'), c'est plutôt des business case individuels et résidentiels qui risquent de voir le jour. Quand il n'y aura plus de compensation pour le PV et/ou problème d'injection permanent chez un particulier et/ou pénalisation tarifaire (capacitaire ou plage du soir élevée), nous pensons que des business cases pour des batteries individuelles vont clairement voir le jour. **Le GRD n'est donc pas impliqué** car 'behind the meter'.
  - Au niveau intermédiaire, donc ni chez ELIA ni chez l'URD, on arrive alors dans une zone grise qui n'est pas clair pour les réseaux de distribution. Selon nous, l'idéal serait que le GRD puisse directement détenir des batteries et les mettre à côté de ses cabines réseaux pour éviter des renforcements trop importants et repousser des congestions. Mais on sait que le décret ne va pas vraiment dans ce sens car cette activité est considérée comme commerciale. Donc l'autre solution serait que le GRD puisse faire appel à de la flexibilité locale en la rémunérant, via des agrégateurs en moyenne ou basse tension mais c'est alors à eux à structurer le stockage avec des industriels ou des privés qui mettront à disposition leur unité de stockage (qui pourront d'ailleurs être le 'vehicule to grid' un jour). **Nous sommes pas/peu impliqués sauf si nous pouvons détenir des unités de stockage pour nos besoins propres.**

En résumé, du stockage directement connecté sur réseau GRD n'apportera des bénéfices au réseau de manière systématique que si ce stockage est piloté directement (détention) / indirectement (marché de flexibilité locale) par le GRD, or ceci reste fort hypothétique pour les quelques années à venir. Du point de vue de la gestion du réseau de distribution, il n'y a donc a priori pas de raison de favoriser de manière généralisée le stockage (par rapport à d'autres usages) via des tarifs de distribution.

**Sur cette base, nous proposerions de ne pas modifier le projet de méthodologie tarifaire pour exonérer une partie additionnelle tarifaire du stockage.**

## 2.8 ANNEXES AU PROJET DE METHODOLOGIE TARIFAIRE 2024-2028

- **Annexes 4 & 5 – Modèle de rapport EX-POST**, tableaux 4.1.1.1 « Détail des couts d’approvisionnement et marchandises », 4.1.1.2 « Detail des couts services et biens divers hors coûts informatiques », 4.1.1.5 « Détail des autres charges d’exploitation », 4.1.1.6 « Détail des produits d’exploitation » ainsi que les annexes au Modèle de rapport 16, 17, 20 et 21 concernant l'explication et la justification des principales variations constatées entre la réalité de l'année N-1 et la réalité de l'année N des coûts contrôlables relatifs aux "approvisionnements et marchandises", "services et biens divers" hors coûts informatiques, "autres charges d'exploitation" et aux "produits d'exploitation".

### **Commentaire et proposition de RESA**

*Nous ne réalisons actuellement pas d’analyse par natures comptables.*

*En effet, la configuration de nos systèmes de gestions comptables et financières est axée autour d’une comptabilité analytique par centre de coûts. Dès lors, les analyses que nous réalisons sont toujours basées sur ces codes analytiques regroupés en sections (départements, projets, etc). C’est via ces analyses précises que nous pouvons gérer au mieux nos dépenses et nos recettes. Nous sommes tout à fait enclin à vous fournir les analyses de variations N/N-1 sur une base analytique, comme nous l’avons toujours fait par le passé.*

*Une présentation par nature comptable ainsi qu’une analyse par nature comptable, en plus d’être particulièrement consommatrice de ressources, n’apporterait dès lors que très peu d’intérêts au-delà de toutes les analyses que nous pouvons vous fournir sur base de notre comptabilité analytique.*

*RESA recommande la suppression de ces tableaux et de ces annexes pour revenir à un tableau/document global où le GRD peut donner la vision la plus pertinente de ces charges/produits.*

- **Annexe 22 des futurs modèles de rapport EX-POST** concernant l’explication et la justification des principales variations constatées entre la réalité de l'année N-1 et la réalité de l'année N des "coûts activés"

### **Commentaire et proposition de RESA**

*L’activation des coûts est basée sur la réalité comptable de l’année écoulée. Ces couts activés découlent directement des taux d’activation annuels eux-mêmes mécaniquement liés aux dépenses comptabilisées. La variation des coûts activés entre l’année N et l’année N-1 dépend donc directement de la variation des dépenses entre l’année N et l’année N-1. Comme précisé ci-dessus, RESA s’emploie chaque année à expliquer et justifier toutes les variations de dépenses (sur base analytique) que la CWaPE demande lors de sa revue de nos modèles de rapport ex-post.*

*Dès lors, étant donné la charge de travail conséquente qui serait nécessaire à la réalisation précise de cette annexe et le peu d’information nouvelle qui y serait délivrée, RESA estime que cette annexe 22 doit être supprimée des annexes au Modèle de Rapport ex-post.*

- **Projet MT 2024-2028 - Annexe 1 - Motivation-Annexe A - Rapport S&Co - Etude évolution macro-éco**

Exemples (liste non-exhaustive) d'éléments erronés dans le modèle de calcul du FEC de Schwartz & Co

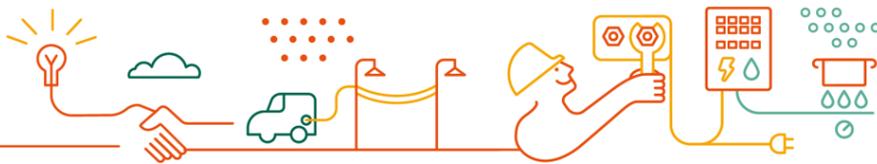
- Déploiement des compteurs communicants : concernant les coûts liés à la Plateforme Atrias, nous ne comprenons pas son retrait suite à la décision de la CWaPE. En effet, dans tous nos BC, ceux-ci ont toujours été approuvés. Nous sommes surpris de voir que ceux-ci sont retirés sans la moindre justification et explication.
- Déploiement des compteurs communicants : concernant les coûts liés au prépaiement, nous tenons à signaler que si les coûts sont retirés du BC, les gains doivent également être retirés. En effet, les coûts étaient neutralisés par les gains.
- Déploiement des compteurs communicants : nous comprenons que S&C a adapté notre BC afin d'y intégrer des gains relatifs aux nouveaux raccordements ainsi qu'aux modifications d'installations à la demande d'URD. Ces adaptations nous semblent erronées. En effet, les revenus liés aux nouveaux raccordements étaient dans le BAU et ne doivent donc pas être intégrés dans le BC Smart. De même, nous n'avons pas intégré de revenus sur les installations suite aux demandes d'URD car nous sommes confrontés à des refus en cas de modifications d'installation. Enfin, adapter notre BC smart unilatéralement, avec tous les risques d'erreurs que cela peut engendrer, est incorrect.
- Déploiement des compteurs communicants (Annexe au rapport Schwartz sur le Calcul des CNC additionnelles relatives au comptage intelligent pour RESA, 27 avril 2022, Tableau Calcul des CNC additionnelles relatives au comptage intelligent d'électricité pour RESA – scénario GRD): Nous avons tenté de vérifier les chiffres du tableau qui doivent normalement être les chiffres fournis par RESA. Nous n'y retrouvons pas nos chiffres. Il nous semble que plusieurs incohérences s'y sont glissées. Par exemple :
  - Les capex comptage totaux ne correspondent pas à notre BC smart transmis le 20 décembre 2021 ;
  - Les capex évités compteurs Ferrarris passeraient de 1.56M€ en 2026 à 4.81M€ en 2028. Cela revient à dire que nous triplerions nos capex entre 2026 et 2028. Ceci n'est pas cohérent avec notre plan de déploiement ni avec les chiffres mentionnés dans notre BC Smart.
  - Modifier notre BC Smart approuvé par la CWaPE en y intégrant de nouvelles recettes sans nous concerter. Les chiffres ci-dessous sont censés être issus du scénario GRD. Dès lors, nous ne comprenons pas pourquoi nos hypothèses ont été modifiées.

## 2.9 POINTS DE DESACCORD SUBSISTANTS

L'ensemble des éléments repris dans cet avis constituent des points de désaccords dans le sens où la CWaPE n'a pas encore formulé de réponses à nos questions/ou d'avis sur nos propositions officielles. Nous ne sommes dès lors pas à ce stade en mesure de lister des points qui pourraient faire l'objet d'un accord ou d'un désaccord.

### 3. Liste des ANNEXES

- ANNEXE 1 : Note de concertation – Marge Bénéficiaire Equitable
- ANNEXE 2 : Note de concertation – Charges nettes opérationnelles
- ANNEXE 3 : Note de concertation – Facteur d'efficience Xi
- ANNEXE 4 : Note de concertation – Facteur d'Evolution des Coûts
- ANNEXE 5 : confidentiel
- ANNEXE 6 : confidentiel
- ANNEXE 7 : confidentiel
- ANNEXE 8 : Courrier GRD CWaPE – LOT 2 S&Co – Rapports A. Gauthier et D. Ernst
- ANNEXE 9 : confidentiel
- ANNEXE 10 : confidentiel
- ANNEXE 11 : confidentiel
- ANNEXE 12 : *Uncertainty Mechanisms*
- ANNEXE 13 : confidentiel
- ANNEXE 14 : confidentiel
- ANNEXE 15 : confidentiel
- ANNEXE 16 : Horaire bi-horaire et chauffage électrique

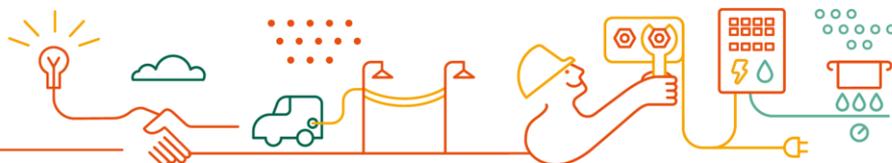


# Note de concertation – Marge Bénéficiaire Équitable

## Table des matières

1. Vue globale .....	2
2. Revue des paramètres du rendement autorisé (CMPC) .....	5
2.1. Coût des fonds propres .....	5
2.1.1. Le taux sans risque .....	6
2.1.2. La prime de risque du marché .....	8
2.1.3. Le coefficient Bêta .....	10
2.1.4. Proposition de RESA .....	11
2.2. Coût de la dette .....	12
2.2.1. Le taux sans risque .....	12
2.2.2. La prime de risque de la dette .....	15
2.2.3. Solutions alternatives .....	17
2.2.4. Frais de transaction .....	18
2.2.5. Proposition de RESA .....	20
2.3. Gearing normatif .....	20
2.4. Vue globale des paramètres proposés par RESA .....	20
3. Taux de rendement autorisé' et plus-value de réévaluation .....	22
3.1. Introduction .....	22
3.2. Historique des plus-values de réévaluation dites « plus-value indexation historique » et « plus-value iRAB » .....	23
3.3. Analyse juridique .....	25
3.4. Impacts comptables .....	26
3.5. Impacts économiques .....	29
3.6. Autres constats .....	30
3.6.1. Risque de discrimination entre GRD .....	30
3.6.2. Gearing normatif et retrait PV – double peine .....	31
3.6.3. Argument de la VREG .....	31
3.7. Proposition de RESA .....	31
4. Conclusion .....	33

La note ci-dessous doit s'accompagner des autres commentaires figurant dans le formulaire de concertation et inversement.



# 1. Vue globale

La proposition de méthodologie tarifaire prévoit une réduction du taux de rendement sur la RAB de 4,053% à 2,784% pour la période régulatoire 2024-2028. Ce taux de 2,784% sera en outre dégressif entre 2024 et 2028 sur la partie plus-value de réévaluation de la valeur des réseaux de distribution.

Ces deux éléments combinés génèrent une perte de rémunération pour RESA de l'ordre de **confidentiel** sur la période régulatoire ; soit **confidentiel** (à RAB constante) que sur la période 2019-2023. Le tableau ci-dessus reprend la détermination de cette perte de rémunération. Les charges financières sont celles estimées sur base de nos « Besoins en Financement 2024-2028 RESA » repris à l'ANNEXE 10.

		Projet de méthodologie tarifaire				
	NOW	2024	2025	2026	2027	2028
Taux sans risque	2,708%	0,930%	0,930%	0,930%	0,930%	0,930%
Prime risque	4,30%	4,30%	4,30%	4,30%	4,30%	4,30%
Béta	0,65	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71
Coût dettes	2,593%	1,700%	1,700%	1,700%	1,700%	1,700%
Frais transaction	0,15					
Gearing FP	47,5%	47,5%	47,5%	47,5%	47,5%	47,5%
Gearing Dettes	52,5%	52,5%	52,5%	52,5%	52,5%	52,5%
CoE	5,503%	3,983%	3,983%	3,983%	3,983%	3,983%
CoD	2,743%	1,700%	1,700%	1,700%	1,700%	1,700%
<b>WACC</b>	<b>4,054%</b>	<b>2,784%</b>	<b>2,784%</b>	<b>2,784%</b>	<b>2,784%</b>	<b>2,784%</b>
WACC PV		2,784%	2,228%	1,671%	1,114%	0,557%

Confidentiel

Conséquences globales pour RESA :

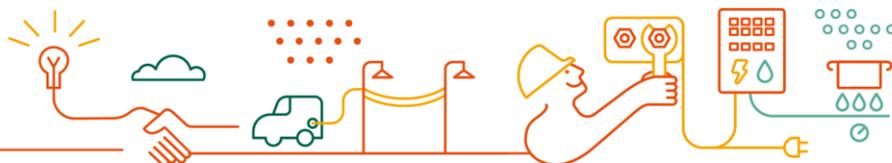
Au vu des chiffres du tableau ci-dessus, il est évident que cette marge bénéficiaire équitable ne remplira plus ses objectifs premiers et ne permettra plus au GRD :

- d'investir dans le maintien et le développement des réseaux existants ;
- de servir les intérêts de l'emprunt obligataire et autres emprunts ;
- de rembourser progressivement les dettes existantes ;
- et enfin de distribuer à la Province et aux Communes associées une rémunération du capital mesurée.

Une diminution aussi drastique de cette rémunération équitable va donc avoir un impact négatif significatif à la fois sur la capacité d'investissement mais aussi sur la capacité de financement du GRD (impact sur l'accès au crédit, sur la notation financière du GRD et, dès lors, sur le coût du crédit avec l'effet boule de neige négatif qui en résultera).

La non adéquation du coût des dettes (CoD) au regard des charges financières effectives qui seront supportées par le GRD aura un impact direct sur le compte de résultat (malus de **confidentiel** sur la période 2024-2028).

Par ailleurs, le GRD ne sera plus en mesure de rémunérer raisonnablement le capital de ses actionnaires publics, déjà en grandes difficultés au vu du contexte économique. Pour mémoire, RESA ne distribue



que 40% de son résultat net (33% de la MBE) au cours de la période 2019-2023; ce qui correspond actuellement à un taux de 2,25% sur ses fonds propres. Le solde de son résultat servant à financer ses investissements sur fonds propres.

En outre, les paramètres du rendement autorisé et la dégressivité du rendement autorisé sur la plus-value de réévaluation tels que prévus dans le projet de méthodologie tarifaire de la CWaPE auront un impact significativement négatif sur les ratios financiers auxquels RESA doit se conformer dans le cadre à la fois de son emprunt obligataire mais également de son rating financier.

En effet une diminution de la MBE (**confidentiel** sur la période) combiné à une augmentation des charges financières réelles **confidentiel** sur la période) a un impact direct sur l'EBITDA de RESA et donc sur le respect des différents covenants de RESA dont le ratio FFO/net debt qui doit respecter un certain niveau afin que RESA conserve sa notation et ne voie dès lors pas ses coûts de financement impactés fortement à la hausse. Le ratio net debt/RAB doit quant à lui rester au-dessous de 55% sans quoi RESA serait en situation de default par rapport à son emprunt obligataire dès le premier euro de rémunération du capital distribué. Une diminution de la valeur de la RAB impacte dès lors directement ces deux ratios cruciaux.

#### *Quant au bonus réel sur les charges financières :*

Lors de notre réunion de concertation du 4 juillet 2022, la CWaPE a évoqué comme justification à cette baisse drastique, l'équilibre GRD et URD et les bonus dégagés au cours de la période 2019-2023 sur les charges financières. Nous voulions apporter un nouvel éclairage par rapport à cette situation.

En réalité, RESA a utilisé ces bonus dans le cadre de ses investissements. Elle n'a pas versé de rémunération du capital additionnel suite à l'obtention de ces bonus ; ceux-ci ont uniquement évité le recours à du financement externe pour réaliser les investissements des années concernées.

Les Bonus réalisés sur les charges financières devraient s'élever en moyenne à **confidentiel** par an sur la période 2019-2023. Il s'agit de la différence entre la rémunération de la dette prévue dans la MBE (CoD) et les charges financières. Ce Bonus est établi en tenant compte de la structure d'endettement préconisée par le régulateur, à savoir 52,5% d'endettement.

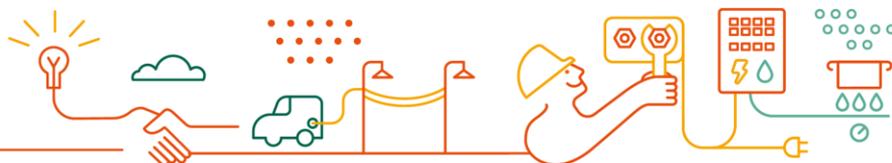
Il convient cependant de souligner que le Bonus réel est en réalité significativement inférieur pour RESA en raison du *gearing* normatif pénalisant pour les GRD peu endettés. En effet, le pourcentage d'endettement de RESA est de +/- 41% sur la période analysée. Nous subissons par conséquent sur 11,5% (52,5%-41%) de nos Fonds Propres un déficit de rendement dès lors que cette part des fonds propres est rémunérée au taux de la dette (2,743%) au lieu du taux de l'Equity (5,503%).

Le manque à gagner pour RESA de par l'utilisation de ce *gearing* normatif est de l'ordre de **confidentiel** par an sur la période 2019-2023. Déduction faite de ce manque à gagner, le Bonus réel sur les charges financières n'est dès lors que de **confidentiel** par an, comme il apparaît dans le tableau ci-dessous :

<b>Confidentiel</b>
---------------------

#### *Quant à l'utilisation de la MBE :*

La MBE de RESA n'est que très partiellement utilisée pour rémunérer le capital. Cette rémunération du capital ne représente que 33% de la MBE soit un taux de rendement de seulement 2.25% par rapport aux Fonds propres. En outre, seule la moitié (51%) de la rémunération des fonds propres est affectée aux actionnaires, le solde étant systématiquement réinvesti dans l'activité du GRD.



La MBE est, pour la plus grande partie (42%), utilisée pour réaliser des investissements sur fonds propres. En cas de diminution de la MBE telle que prévu dans la proposition de méthodologie tarifaire 2024-2028, notre capacité à autofinancer nos investissements sera diminuée et génèrera une augmentation mécanique du recours au financement externe et ainsi de nos charges financières.

Confidentiel

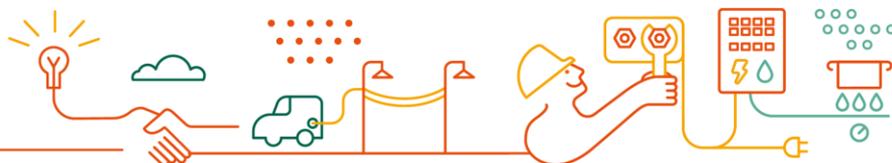
#### Constats :

Sur base de ces constats et de l'ensemble des commentaires les étayant détaillés ci-dessous ainsi que des annexes les accompagnant, les taux de rémunération sur les capitaux investis proposés aux articles 28 et 30 (2,784%) ne peuvent être considérés comme « **équitable** » au vu des attentes actuelles et futures sur les marchés financiers.

Ils ne peuvent non plus être considérés comme **stables** et **suffisants** pour les associés ayant investi dans le réseau vu la baisse de marge équitable générée entre les deux périodes réglementaires ainsi que les écarts constatés par rapport aux attentes ainsi qu'aux conditions du marché.

Sur ce point, le projet de méthodologie contrevient dès lors indubitablement aux prescrits du décret tarifaire qui mentionne dans son article 4, §2, 8° que : « *la rémunération équitable des capitaux investis dans les actifs régulés permet au gestionnaire de réseau de distribution de **réaliser les investissements nécessaires** à l'exercice de ses missions et **d'assurer l'accès aux différentes sources de financement** de ses activités, le renouvellement et le développement des infrastructures. La rémunération équitable du capital investi assure aux associés ayant investi dans le réseau de distribution un taux de rendement **stable** et **suffisant** afin que le gestionnaire du réseau de distribution puisse faire face à ses obligations sur le long terme. Cette rémunération répond aux attentes du marché pour des activités présentant un profil de risque comparable. Les paramètres la définissant, y compris la structure de financement sont fixés conformément aux pratiques d'activités **comparables dans les pays limitrophes** ».*

En conclusion préalable, RESA, sans remettre en cause le mécanisme de la Marge Bénéficiaire Équitable, ni le principe de Coût Moyen Pondéré du Capital, doit constater que l'application des paramètres proposés induit une diminution de la MBE telle qu'elle entraînera, au-delà de l'impossibilité de servir la moindre rémunération du capital aux communes associées, non seulement (i) une réduction significative de sa capacité à autofinancer ses investissements et (ii) une augmentation du recours aux financements externes mais également (iii) un déficit de couverture de ses charges financières réelles ayant un impact majeur sur le résultat net et sur la pérennité du modèle économique de la société à capitaux 100% publics.



## 2. Revue des paramètres du rendement autorisé (CMPC)

### 2.1. Coût des fonds propres

Dans son Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028, la CWaPE définit le coût des fonds propres comme étant le taux sans risque, additionné d'une prime de risque du marché multipliée par un coefficient Beta couvrant le risque d'exposition au risque de marché d'une activité régulée d'un GRD. La prime de risque du marché se définissant comme étant le rendement attendu du marché duquel est déduit le taux sans risque.

RESA est d'avis que – comme le précise d'ailleurs le Décret Tarifaire (art 4, §2, 8°) – « [...] La rémunération équitable du capital investi assure aux associés ayant investi dans le réseau de distribution un taux de rendement **stable** et **suffisant** afin que le gestionnaire du réseau de distribution puisse faire face à ses obligations sur le long terme. Cette rémunération répond **aux attentes du marché** pour des activités présentant un profil de risque comparable. Les paramètres la définissant, y compris la structure de financement sont fixés conformément aux pratiques d'activités comparables dans les pays limitrophes ». Le coût des fonds propres doit donc être fixé de manière à permettre au GRD de rémunérer les associés ayant investi dans le réseau à hauteur du risque encouru. La CWaPE dans sa motivation du projet de méthodologie tarifaire en son point 3.3.2 le confirme en reconnaissant :

« Le projet de méthodologie tarifaire assure un taux de rendement stable et suffisant aux actionnaires dans la mesure où :

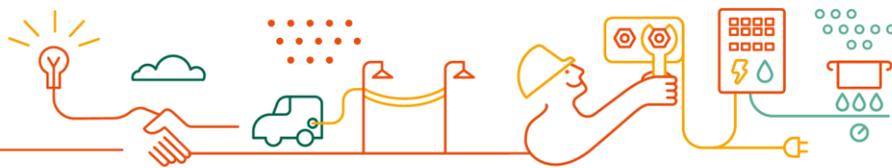
- ce taux est garanti pour cinq ans (la période régulatoire 2024-2028), ce qui est donc comparable à un taux fixe ;
- la marge bénéficiaire équitable est appliquée aussi bien aux investissements réalisés en cours de période régulatoire qu'à ceux qui ont été financés par le passé (et n'ont pas encore été amortis) ; »

C'est ainsi que la CWaPE propose un **coût des fonds propres à hauteur de 3,98%**, résultant de la somme d'un taux sans risque fixé à **0,93%** et d'une prime de risque du marché de **4,30%** ajusté du Beta de **0,71**, sans révision ex post.

**Premièrement**, les investisseurs ne fourniront des capitaux aux réseaux d'énergie que si le rendement espéré est plus élevé qu'avec des investissements à risque similaires. Les investisseurs en fonds propres sont subordonnés aux investisseurs en dettes, ce qui entraîne que les investissements en fonds propres sont plus risqués que les investissements en dette. Dès lors, le rendement des investissements en fonds propres doit contenir une compensation à hauteur du risque encouru par rapport au rendement des investissements en dettes.

Le rendement des obligations d'entreprises allemandes au cours du mois de juin 2022 ont dépassé ce taux de 3,98%, ce qui fait qu'un investisseur en dette bénéficierait d'un meilleur rendement et d'un risque plus faible qu'un investisseur en fonds propres, ce qui va à l'encontre des principes financiers de base.

**Deuxièmement**, bien que la méthodologie actuelle garantisse un taux stable pour les cinq années de la période régulatoire, ce n'est pas le cas si l'on considère une période plus large. En effet, le coût des fonds propres a diminué de plus de 27% entre la période régulatoire actuelle (5,503% en 2019-2023) et la future période régulatoire (24-28), alors même que les rendements des obligations d'Etat sont eux



en hausse, ce qui envoie un signal négatif aux investisseurs : la **stabilité** étant un pilier fondamental de tout investissement.

Quant à la stabilité, nous nous référons également au Décret Tarifaire (art 4, § 1<sup>er</sup>) : *La CWaPE établit la méthodologie tarifaire et exerce sa compétence tarifaire de manière à favoriser une régulation **stable** et prévisible contribuant au bon fonctionnement du marché partiellement libéralisé, et permettant au marché financier d'évaluer les gestionnaires de réseau de distribution avec une sécurité raisonnable.*

Dès lors, au-delà des déclarations du régulateur et au vu des conditions actuelles de marché, RESA conclut que **la valeur des paramètres** fixés par le régulateur dans le Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028 **ne rencontre pas les motivations expressément précitées** dans le sens où elles n'assurent pas un taux de rendement stable et suffisant et que dès lors la CWaPE ne respecte pas le prescrit des articles 4, §2, 8° et 4, §1er du Décret Tarifaire.

RESA détaille ci-après ses conclusions.

### 2.1.1. Le taux sans risque

La CWaPE calcule le taux sans risque pris en compte pour le calcul du coût de fonds propres, comme la moyenne arithmétique des taux OLO à 10 ans, obligations émises par l'Etat belge sur la période du 26/03/2012 au 24/03/2022.

Cette approche historique de longue période permet, selon la CWaPE, de limiter l'impact de la volatilité des taux et de sécuriser le rendement garanti en période de taux bas.

Le taux proposé, pour la période régulatoire 2024-2028, est de 0,93%.

Si le GRD n'a pas d'objection majeure sur le modèle CMPC, il remet en cause le résultat obtenu qui ne prend pas en compte le niveau actuel des taux et la courbe des taux à terme.

Afin d'assurer au GRD une rémunération répondant aux attentes du marché, le régulateur doit être attentif à fixer une valeur de paramètres non pas sur base de données historiques mais représentative des prévisions faites par les analystes pour les années futures. Le coût des fonds propres est en effet un paramètre prospectif.

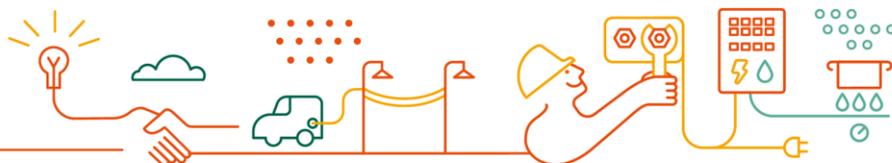
En outre, la durée prise en compte pour le calcul de la moyenne arithmétique des taux OLO à 10 ans par la CWaPE, s'étale du 26/03/2012 au 24/03/22. Durant cette période, La Banque centrale européenne, pour gérer les conséquences de la crise de 2008, avait lancé en janvier 2015 un vaste programme d'achat d'obligations (Quantitative Easing) émises par les Etats, puis par les entreprises. En injectant chaque mois des dizaines de milliards d'euros dans les banques, la BCE a facilité l'accès au crédit pour les entreprises et les particuliers et boosté la consommation et les emplois.

En appliquant son programme de rachat, la BCE a maintenu les rendements des obligations souveraines et des obligations corporates à des niveaux historiquement (et artificiellement) bas<sup>1</sup>.

Roland Gillet <sup>2</sup> le souligne, à propos de l'évolution des taux allemands, dans un interview accordé à l'ECHO le 10 juillet 2022 : «...nous avons essayé d'estimer quel aurait été le taux allemand en l'absence

<sup>1</sup> Cf. Rapport Tandem p.14 en **ANNEXE 5**.

<sup>2</sup> Interview de Roland Gillet – journal l' ECHO 10 juillet 2022



des interventions musclées de la BCE, notamment les achats d'actifs(QE). La réponse : au lieu d'être négatifs, les taux auraient été compris entre 1,5% et 2,5%, selon la période. ... ».

La BCE a mis fin à au programme de rachat le 30 juin 2022 et a augmenté dans la foulée ses taux directeurs de + 0,5% marquant de cette manière « la fin de l'argent gratuit ».

Le resserrement monétaire de la BCE, et plus largement des banques centrales, a eu des conséquences pour les taux d'emprunt.

Ainsi l'Agence fédérale de la dette a procédé le 02 août 2022<sup>3</sup>, pour la première fois depuis 8 ans, à une émission de titres de dette à court terme à taux positif. Le 22 mai dernier<sup>4</sup>, l'Etat belge émettait des OLO à 10 ans à un taux d'intérêt de 1,569% (la dernière fois que ce niveau avait été atteint était en juin 2014).

Le taux sans risque proposé par la CWaPE intègre les effets de la politique d'assouplissement quantitatif de la BCE, alors que cette dernière y met fin.

De ce qui précède, nous craignons vivement que le taux sans risque de 0,93% proposé par la CWaPE soit susceptible de sous-estimer le taux sans risque qui sera observé pendant la période réglementaire 2024-2028.

Les rendements observés de l'obligation de l'Etat belge 10 ans donnent d'ailleurs en date du 17 août 2022 une valeur de 1,672%. Sur les 52 dernières semaines d'observation, la valeur est passée d'une valeur minimale négative de -0,174% à une valeur maximale positive de +2,567%, illustrant non seulement la forte volatilité des marchés et mais également la tendance haussière. **Au 30 août, cette valeur OLO 10 ans s'élevait à 2,153%.**

Le taux sans risque ainsi proposé par la CWaPE correspondrait aujourd'hui à une maturité au mieux de 5 ans, ce qui est totalement **incohérent** avec l'horizon de temps d'un investissement dans une activité d'infrastructure telle que les GRD. Une maturité de 20 ou 30 ans pour le taux sans risque pourrait d'ailleurs aussi se justifier au vu de cet horizon de temps<sup>5</sup>.

Le GRD propose donc à la CWaPE de retenir, pour le taux sans risque, la moyenne arithmétique des valeurs prévisionnelles du taux OLO des années 2024 à 2027 issues de la publication du Bureau Fédéral du Plan intitulée « Perspectives économiques 2022-2027 » publié en juin 2022. Cette référence est d'ailleurs utilisée par la CWaPE dans le Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028 pour estimer l'indice santé (cf. Chapitre 2 - Point 1.2.1.3 C. Indexation des coûts réels).

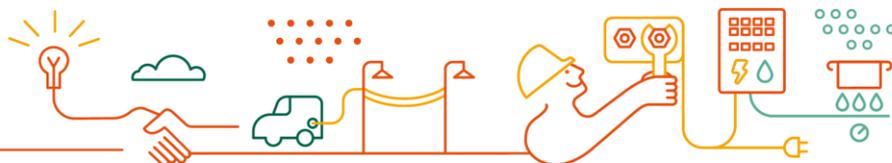
	2024	2025	2026	2027	Moyenne arithmétique
Taux d'intérêt à court terme (Euribor, 3 mois) (%)	1,4%	1,5%	1,6%	1,7%	1,6%
Taux d'intérêt à long terme (OLO, 10 ans) (%)	1,8%	2 %	2,2%	2,4%	<b>2,1%</b>

(source : Bureau Fédéral du Plan - Perspectives économiques 2022-2027 (juin 2022) – Chiffres clés pour l'économie Belge)

<sup>3</sup> L'ECHO 02 août 2022

<sup>4</sup> L'ECHO 23 mai 2022

<sup>5</sup> Cf. Rapport Tandem, p.13 en ANNEXE 5.



Il convient en outre de corriger, pour refléter correctement l'horizon d'investissement du GRD (amortissement régulateur en 50 ans, le plus souvent), de prendre en compte l'écart de taux entre les obligations (OLO) à 10 ans et les obligations (OLO) à 20 et 30 ans, respectivement +48BP et +53BP<sup>6</sup>. Le GRD propose de retenir un écart de **0,50%**.

Par ailleurs, les taux mentionnés ci-dessus sont les taux sans risque belges fédéraux. Or la notation financière (« credit rating ») accordée par l'agence de notation Moody's à la Région Wallonne où sont situés les réseaux régulés par la CWaPE se trouve trois crans plus bas (A3 vs Aa3) que celle accordée à l'Etat Fédéral, générant un écart de rendement de **0,50%**<sup>7</sup> qu'il convient dès lors d'ajouter au taux sans risque.

**Le GRD propose de retenir le taux sans risque de 3,1% pour la période régulatoire 2024-2028 afin de s'aligner sur les prévisions du Bureau Fédéral du Plan, sur l'horizon d'investissement et sur la notation de la Région Wallonne.**

### 2.1.2. La prime de risque du marché

Le Projet de Méthodologie Tarifaire pour la période 2024-2028 calcule une prime de risque du marché selon une moyenne arithmétique des primes de risque de marché, sur base d'une série de données historiques compilées par deux professeurs de la London Business School, Elroy Dimson et Paul Marsh, et le directeur du London Share Price Database, Mike Staunton (appelé ci-dessous « DMS »).

Cette approche de longue période permet, selon la CWaPE, de limiter l'impact de la volatilité des taux des estimations *forward looking* et de sécuriser le rendement garanti en période de taux bas.

Le taux proposé pour la période régulatoire 2024-2028, est de **4,30%**.

Les principales objections du GRD concernent le choix de l'approche, à savoir une moyenne des rendements excédentaires historiques ainsi que la source de données, à savoir DMS comme précisé ci-dessus.

D'abord, l'utilisation des primes de risque de marché historiques a le défaut d'ignorer les conditions actuelles du marché et de supposer que le rendement supplémentaire en actions, par rapport au taux sans risque est constant au fil du temps. Plusieurs études universitaires ou d'économistes des principales banques centrale (BCE et Bundesbank, notamment)<sup>8</sup> réalisées sur ce sujet démontrent que ce n'est pas le cas. Par ailleurs, la détermination séparée de la prime de risque du marché et du taux sans risque est sujette à des incohérences car les deux sont liés (la prime de risque marché est une fonction du taux sans risque).

Ensuite, l'utilisation d'une seule méthode (rendements historiques) et d'une unique source de données (DMS) pour calculer la prime de risque de marché apparaît comme un biais méthodologique.

<sup>6</sup> Taux d'application le 21 août 2022 :

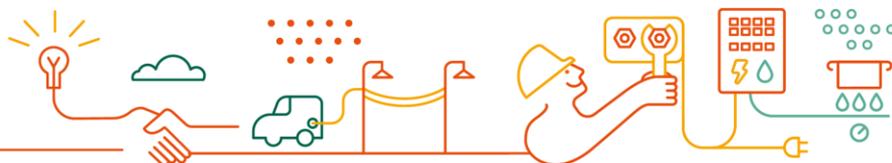
- 10 ans 1,86 % - <https://www.lecho.be/les-marches/bourses/olo-10-jaar.510138581.html>

- 20 ans : 2,34% - <https://www.lecho.be/les-marches/bourses/olo-20-jaar.510138591.html>

- 30 ans : 2,39 - <https://www.lecho.be/les-marches/actions/olo30jaar.510138601.html>

<sup>7</sup> Cf. Rapport Tandem, p.23 en **ANNEXE 5**.

<sup>8</sup> NERA, Examen critique du projet de méthodologie tarifaire de la CWaPE pour les opérateurs de réseaux d'électricité et de gaz (2024-2028), Section 6.1.2, Figure 6.8 en **ANNEXE 6**.



La comparaison réalisée par la société NERA<sup>9</sup> nous indique que lorsque les régulateurs utilisent les « rendements excédentaires historiques », il est courant d'envisager des méthodes supplémentaires pour déterminer la prime de risque marché ; ces derniers reconnaissant implicitement une sous-estimation de la prime de risque marché par cette méthode.

Il existe en effet plusieurs modèles de calcul, que ce soient des modèles basés sur des rendements historiques ou que ce soit des modèles prospectifs. Il existe également des données de primes de risque de marché obtenues sur base d'enquêtes auprès d'investisseurs. Parmi tous les modèles, seulement un d'entre eux considère une prime de risque de marché très stable dans le temps : le modèle basé sur les rendements excédentaires historiques utilisé par la CWaPE. À contrario, les autres modèles montrent une augmentation de la prime de risque du marché allant parfois jusqu'à 8%.

En ce qui concerne la collecte de données sur les rendements excédentaires historiques, il existe différentes sources de données de qualité variable et soumises à différentes hypothèses qui doivent être prises (ex : pondération, pays, traitement des valeurs manquantes, élimination des valeurs aberrantes...) pouvant générer des écarts importants sur les résultats.

La CWaPE justifie l'utilisation de la source de données DMS par l'utilisation de cette même source par des pays limitrophes, notamment le régulateur allemand. Cependant, l'utilisation de cette source de données DMS en Allemagne a été critiquée par les auteurs de cette source de données, eux-mêmes. Ceux-ci ont critiqué l'interprétation faite par le régulateur allemand et ont recommandé une prime de risque du marché de 6,70%<sup>10</sup>.

Selon NERA<sup>11</sup>, cette base de données DMS manque de transparence et certains résultats ne sont pas plausibles.

En outre, la période de référence utilisée par la CWaPE pour calculer la prime de risque du marché, à savoir 1900-2021, inclut deux guerres mondiales qui ont vu les taux de rendement chuter à des niveaux records. Ce modèle de calcul, pris pour les 80 premières années (de 1900 à 1980, donc) offre un rendement de 0% alors que si l'on ne considère que les 40 dernières années, le rendement s'élève au-delà de 9%<sup>12</sup>.

La CWaPE reprend, dans son « *Annexe 1 – Motivation du Projet de Méthodologie Tarifaire* » un tableau de comparaison entre les différents régulateurs européens. Nous remarquons que, premièrement, les taux proposés par le régulateur anglais n'y figurent pas et que dès lors, les taux repris dans ce tableau sont les taux européens les plus bas. Deuxièmement, le taux le plus bas repris dans ce tableau, qui laisse penser que le taux calculé par la CWaPE est acceptable, concerne, non pas un distributeur d'électricité et de gaz mais bien un transporteur, ce qui l'exclut de facto de la comparaison compte tenu des différences significatives entre un transporteur national et un distributeur wallon. En excluant le transporteur, la moyenne des primes de risque du marché de ce tableau serait significativement au-dessus de 4,30%.

La Belgique n'étant pas un marché isolé, une perspective géographique plus large pourrait aussi être adoptée lors de la détermination de la prime de risque.

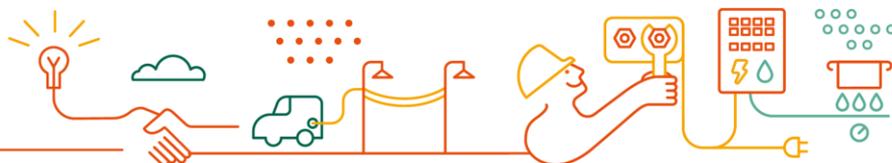
---

<sup>9</sup> NERA, Examen critique du projet de méthodologie tarifaire de la CWaPE pour les opérateurs de réseaux d'électricité et de gaz (2024-2028), Section 6.1.2, p.55 en **ANNEXE 6**.

<sup>10</sup> NERA, Examen critique du projet de méthodologie tarifaire de la CWaPE pour les opérateurs de réseaux d'électricité et de gaz (2024-2028), Section 6.1.2, p.62 en **ANNEXE 6**.

<sup>11</sup> NERA, Examen critique du projet de méthodologie tarifaire de la CWaPE pour les opérateurs de réseaux d'électricité et de gaz (2024-2028), Section 6.1.2, p.60 en **ANNEXE 6**.

<sup>12</sup> Cf. Rapport Tandem, p. 42 en **ANNEXE 5**.



Enfin, l'utilisation d'un **modèle prospectif** nous semble opportune dans la mesure où ces méthodes permettent d'obtenir les meilleures estimations de la prime de risque du marché attendue.

Le « *Dividend Discount Model* » tel que proposé par Aswath Damodaran<sup>13</sup> qui consiste à calculer une prime de risque du marché sur base de toutes les sociétés du S&P500 et d'ajouter une prime de risque pays est couramment utilisé. Il donne une prime de risque marché pour la Belgique entre 7,6% et 8% (en fonction de la méthode d'évaluation de la prime de risque pays).

Le modèle « Earnings Yields »<sup>14</sup>, également modèle ex-ante, résulte en une MRP allant de 6,19% à 6,76%.

Ces résultats sont exposés dans le Rapport Tandem en p. 35 à 38.

Tandem reprend également dans son rapport la moyenne européenne des primes de risque marché. Elle s'élève entre 5,2% et 5,5%<sup>15</sup>.

Quant à NERA, sur base de corrections au modèle DMS, ils obtiennent une prime de risque marché corrigée à 5,6% et chiffrent la moyenne européenne à 5,38%<sup>16</sup>.

Coûts des fonds propres selon les différentes primes marché						
Modèles	Damadoran		Earnings Yield		DMS corrigé	Propo RESA
Taux sans risque	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%
Prime de risque marché	7,60%	8,00%	6,19%	6,76%	5,60%	5,50%
Béta	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
<b>Coûts des fonds propres</b>	<b>8,800%</b>	<b>9,100%</b>	<b>7,743%</b>	<b>8,170%</b>	<b>7,300%</b>	<b>7,225%</b>

Sur cette base, quoique la moyenne des trois modèles renvoie une valeur de 6,83%, le GRD propose de retenir une prime de risque du marché minimale de 5,5%, pour la période réglementaire 2024-2028 afin de s'aligner sur un taux de rendement du marché attendu, de tenir compte des modèles reconnus et des recommandations des experts consultés ; tout en maintenant un rendement total acceptable pour les actionnaires et raisonnable pour le consommateur.

### 2.1.3. Le coefficient Bêta

Le Projet de Méthodologie Tarifaire pour la période 2024-2028 fixe un coefficient Bêta, sur base d'une régression de la valeur de l'action d'un groupe d'entreprises comparables cotées en bourse sur la valeur de leur indice de référence.

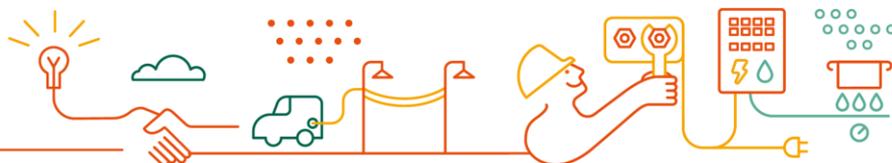
D'abord, le GRD s'interroge sur le manque d'analyse des données d'entrées. En effet, pour que ce modèle de calcul soit correct, cela exige que les actions reprises soient parfaitement liquides. Or, la CWaPE n'a pas procédé à une évaluation de la liquidité de ces actions. L'une d'elle est jugée non

<sup>13</sup> Cf. Rapport Tandem, p. 36 en ANNEXE 5.

<sup>14</sup> Cf. Rapport Tandem, p. 38 en ANNEXE 5.

<sup>15</sup> Cf. Rapport Tandem, p. 43 en ANNEXE 5.

<sup>16</sup> NERA, Examen critique du projet de méthodologie tarifaire de la CWaPE pour les opérateurs de réseaux d'électricité et de gaz (2024-2028), Section 6.1.2, p.63 en ANNEXE 6.



suffisamment liquide<sup>17</sup> et devrait dès lors être exclue du modèle, ce qui ferait passer de facto le Beta de 0,71 à 0,73.

Ensuite, le GRD pointe l'absence de prise en compte, dans le modèle de la CWaPE, de la structure du capital des comparateurs internationaux. Or, la structure du capital a un effet significatif sur le coût des capitaux propres. Il apparaît opportun de tenir compte de la structure du capital dans le modèle de calcul du Beta. Dans son rapport, NERA fait le constat que les sociétés de référence présentent un risque financier inférieur à celui que la CWaPE suppose pour les GRD. Ils proposent une méthodologie de recalcul des coefficient Béta sur base de la structure de capital. Ces corrections, une fois qu'elles sont réalisées augmentent le Beta de 0,71 à 0,85<sup>18</sup>.

En outre, à l'heure actuelle, les investissements sont de moins en moins limités par des frontières. Dès lors, il paraît opportun d'utiliser un indice boursier européen plutôt qu'un indice boursier local ou national comme référence pour le calcul du Beta des différents comparateurs internationaux. Après prise en compte de cette correction, le Beta augmente de 0,71 à 0,89<sup>19</sup>.

Par ailleurs, la période de référence fixée à 5 ans (2017-2021) est faite sans tenir compte de la pertinence statistique des résultats et l'utilisation de données journalières sont sujettes à une marge d'erreur plus importante. Il serait utile de prendre une période de référence en fonction de la pertinence statistique des résultats, à savoir 2 ans, 3 ans ou 5 ans et de considérer des données hebdomadaires<sup>20</sup>.

Enfin, la CWaPE reprend, dans son « *Annexe 1 – Motivation du Projet de Méthodologie Tarifaire* » un tableau de comparaison entre les différents régulateurs européens. Nous remarquons que le taux le plus bas repris dans ce tableau, qui laisse penser que le taux calculé par la CWaPE est acceptable, concerne, non pas un distributeur d'électricité et de gaz mais bien un transporteur, ce qui l'exclut de facto de la comparaison compte tenu des différences significatives entre un transporteur national et un distributeur wallon. En excluant le transporteur, la moyenne des Beta de ce tableau serait significativement au-dessus de 0,71.

**Sur base de ces différents arguments et différentes estimations, le GRD propose d'utiliser 0,75 comme valeur minimale pour le Beta.**

Cette valeur est également la valeur préconisée par Tandem en p.32 de son rapport.

Notons que, pour tenir compte du risque accru de continuité de l'activité Gaz (risque volumes, *stranded assets*,...) et de difficultés de financement consécutives à venir, un coefficient bêta supérieur à l'activité Electricité pourrait être justifié et proposé. Dans l'attente de décisions politiques structurantes en la matière, le GRD suggère de reporter cette discussion.

#### 2.1.4. Proposition de RESA

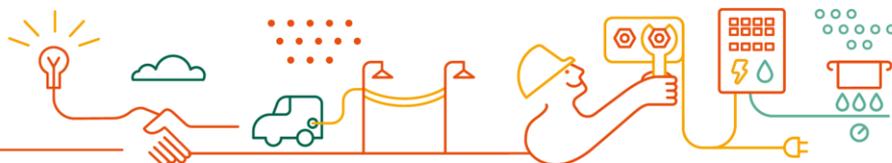
Sur base des éléments mentionnés ci-dessus, RESA propose de retenir comme valeur des paramètres de rémunération des fonds propres :

<sup>17</sup> NERA, Examen critique du projet de méthodologie tarifaire de la CWaPE pour les opérateurs de réseaux d'électricité et de gaz (2024-2028), Section 6.1.3, p.66 en **ANNEXE 6**.

<sup>18</sup> NERA, Examen critique du projet de méthodologie tarifaire de la CWaPE pour les opérateurs de réseaux d'électricité et de gaz (2024-2028), Section 6.1.3, p.69 en **ANNEXE 6**.

<sup>19</sup> NERA, Examen critique du projet de méthodologie tarifaire de la CWaPE pour les opérateurs de réseaux d'électricité et de gaz (2024-2028), Section 6.1.3, p.71 en **ANNEXE 6**.

<sup>20</sup> Cf. Rapport Tandem, p. 31 en **ANNEXE 5**.



- Taux sans risque : 3,1% pour la période régulatoire 2024-2028 afin de s'aligner sur les prévisions du Bureau Fédéral du Plan (2,1%), sur l'horizon d'investissement (+0,5%) et sur la notation de la Région Wallonne (+0,5%) ;
- Prime de risque de marché : 5,5 % en deçà des modèles de marché (moyenne de 6,83%) ;
- Coefficient bêta : 0,75 en fonction des valeurs de marché.

## 2.2. Coût de la dette

Dans son Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028, la CWaPE introduit une nouvelle base de calcul du coût de la dette avec un taux sans risque identique à celui utilisé pour la rémunération des fonds propres auquel elle ajoute une prime de risque de dette.

RESA est d'avis – comme le précise d'ailleurs le Décret Tarifaire - que « *les charges financières liées à un financement externe, pour autant qu'elles soient conformes aux bonnes pratiques des marchés, sont répercutées dans les tarifs* ». Le coût de la dette doit donc être fixé de manière à ce que le GRD puisse recouvrer le coût réel de sa dette – ni plus ni moins – dans la mesure où celui-ci peut être assimilé à des conditions de marché. La CWaPE dans sa motivation du projet de méthodologie tarifaire en son point 3.3.2 le confirme en reconnaissant :

*« ... il a la garantie pour chaque nouvel investissement, d'obtenir un pourcentage de rendement rendant possible à la fois la rémunération des fonds propres et le remboursement des dettes du GRD... la CWaPE s'est assurée, lors de la fixation du pourcentage de rendement autorisé, que celui-ci soit cohérent par rapport aux attentes actuelles du marché pour des activités présentant un profil de risque comparable... le projet de méthodologie tarifaire a défini un coût de la dette basé sur les attentes du marché... ».*

C'est ainsi que la CWaPE propose un coût de la dette à hauteur de **1,70%**, résultant de la somme d'un taux sans risque fixé à 0,93% et d'une prime de risque sur la dette de 0,77%, sans révision ex post.

RESA conclut cependant, au-delà des déclarations du régulateur et au vu des conditions actuelles de financement sur les marchés financiers, que la valeur des paramètres fixés par le régulateur dans le Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028 ne rencontre pas les motivations expressément précitées dans le sens où **elles ne répondent pas aux attentes du marché** et que dès lors la CWaPE ne respecte pas le prescrit de l'article, §2, 8°, du Décret Tarifaire.

La hausse du coût de la dette est entièrement attribuable aux conditions de marché. Or, le projet de méthodologie tarifaire actuel induit que ce sont les GRD qui doivent en subir seuls les conditions négatives.

Le souhait de RESA est que la méthodologie tarifaire 2024-2028 permette d'éviter, à la fois, les bonus non souhaités et inappropriés mais aussi les malus qui pourraient être un frein à l'investissement voire impacter le niveau de qualité.

RESA détaille ci-après ses conclusions.

### 2.2.1. Le taux sans risque

La CWaPE calcule le taux sans risque pris en compte pour le calcul de la dette, comme la moyenne arithmétique des taux OLO à 10 ans, obligations émises par l'Etat belge sur la période du 26/03/2012 au 24/03/2022.



Cette approche de longue période permet, selon la CWaPE, de limiter l'impact de la volatilité des taux et de sécuriser le rendement garanti en période de taux bas.

Le taux proposé, pour la période régulatoire 2024-2028, est de 0,93%.

Si le GRD n'a pas d'objection majeure sur le modèle CMPC, il remet en cause le résultat obtenu qui ne prend pas en compte le niveau actuel des taux et la courbe des taux à terme, ce qui fait courir un risque non maîtrisable pour le GRD.

Les taux d'intérêt applicables au financement des nouveaux besoins dépendent des conditions de marché prévalant au moment où la dette est contractée.

La dette historique de RESA, bien que partiellement composée de dettes à taux variables issues de la reprise d'Intermosane Secteur 1, ne présente pas de sensibilité significative à une forte volatilité des taux (le solde restant dû de cette dette étant très faible au 31/12/21). **Cette sensibilité très faible à une variation des conditions de marché ne vaut cependant que pour la dette acquise mais pas pour la nouvelle dette à contracter ou à refinancer sur la période 2024-2028.**

Les besoins de (re)financement estimés de RESA sur la nouvelle période régulatoire vous sont transmis en **ANNEXE 10**. Ils s'avèrent très importants au vu des nécessités d'investissements liés à la transition énergétique. RESA doit également refinancer une part importante de son emprunt obligataire dans la période régulatoire à venir.

C'est la raison pour laquelle le régulateur doit être attentif à fixer une valeur de paramètres non pas sur base de données historiques mais représentative des prévisions faites par les analystes pour les années futures.

En effet, la durée prise en compte pour le calcul de la moyenne arithmétique des taux OLO à 10 ans par la CWaPE, s'étale du 26/03/2012 au 24/03/22. Durant cette période, La Banque centrale européenne, pour gérer les conséquences de la crise de 2008, avait lancé en janvier 2015 un vaste programme d'achat d'obligations (Quantitative Easing) émises par les Etats, puis par les entreprises. En injectant chaque mois des dizaines de milliards d'euros dans les banques, la BCE a facilité l'accès au crédit pour les entreprises et les particuliers et boosté la consommation et les emplois.

En appliquant son programme de rachat, la BCE a maintenu les rendements des obligations souveraines et des obligations corporates à des niveaux historiquement (et artificiellement) bas<sup>21</sup>.

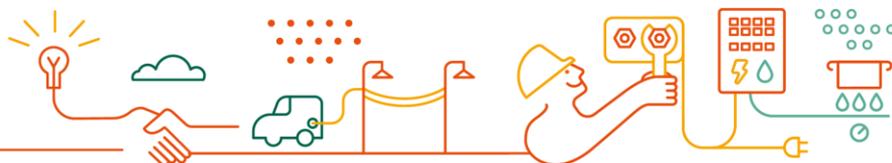
Roland Gillet <sup>22</sup> le souligne, à propos de l'évolution des taux allemands, dans un interview accordé à l'ECHO le 10 juillet 2022 : «...nous avons essayé d'estimer quel aurait été le taux allemand en l'absence des interventions musclées de la BCE, notamment les achats d'actifs(QE). La réponse : au lieu d'être négatifs, les taux auraient été compris entre 1,5% et 2,5%, selon la période. ... ».

La BCE a mis fin à au programme de rachat le 30 juin 2022 et a augmenté dans la foulée ses taux directeurs de + 0,5% marquant de cette manière « la fin de l'argent gratuit ».

Le resserrement monétaire de la BCE, et plus largement des banques centrales, a eu des conséquences pour les taux d'emprunt.

<sup>21</sup> Cf. Rapport tandem page 14 en **ANNEXE 5**.

<sup>22</sup> Interview de Roland Gillet – journal l' ECHO 10 juillet 2022



Ainsi l'Agence fédérale de la dette a procédé le 02 août 2022<sup>23</sup>, pour la première fois depuis 8 ans, à une émission de titres de dette à court terme à taux positif. Le 22 mai dernier<sup>24</sup>, l'Etat belge émettait des OLO à 10 ans à un taux d'intérêt de 1,569% (la dernière fois que ce niveau avait été atteint était en juin 2014).

Le taux sans risque proposé par la CWaPE intègre les effets de la politique d'assouplissement quantitatif de la BCE, alors que cette dernière y met fin.

De ce qui précède, nous craignons vivement que le taux sans risque de 0,93% proposé par la CWaPE soit susceptible de sous-estimer le taux sans risque qui sera observé pendant la période régulatoire 2024-2028.

Les rendements observés de l'obligation de l'Etat belge 10 ans donnent d'ailleurs en date du 17 août 2022 une valeur de 1,672%. Sur les 52 dernières semaines d'observation, la valeur est passée d'une valeur minimale négative de -0,174% à une valeur maximale positive de +2,567%, illustrant non seulement la forte volatilité des marchés et mais également la tendance haussière. **Au 30 août, cette valeur OLO 10 ans s'élevait à 2,153%.**

Le coût de la dette ainsi proposé par la CWaPE correspondrait aujourd'hui à une maturité au mieux de 5 ans, ce qui serait dangereux d'un point de vue gestion des risques financiers pour les GRD mais également contraire aux bonnes pratiques de marché (>= 10 ans) pour les sociétés qui ont des programmes d'investissement sur le long terme comme RESA.

Selon les courbes de marché connues en mai déjà, le coût de la dette d'un émetteur de rating A devrait sensiblement augmenter dans les prochaines années et devrait passer de 0,9% pour de la dette à 10 ans à 2,1% en moyenne au cours des 10 années à venir, voire plus haut encore selon des estimations plus récentes (Bureau fédéral du Plan).

### **Le GRD ne peut donc à lui seul subir les conséquences négatives d'un taux de la dette insuffisant.**

Le GRD propose donc à la CWaPE de retenir, pour le taux sans risque, la moyenne arithmétique des valeurs prévisionnelles du taux OLO des années 2024 à 2027 issues de la publication du Bureau Fédéral du Plan intitulée « Perspectives économiques 2022-2027 » publié en juin 2022. Cette référence est d'ailleurs utilisée par la CWaPE dans le Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028 pour estimer l'indice santé (cfr. Chapitre 2 - Point 1.2.1.3 C. Indexation des coûts réels).

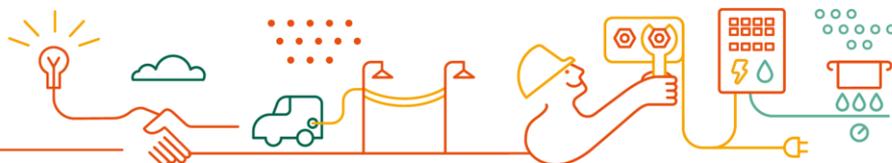
	2024	2025	2026	2027	Moyenne arithmétique
Taux d'intérêt à court terme (Euribor, 3 mois) (%)	1,4%	1,5%	1,6%	1,7%	1,6%
Taux d'intérêt à long terme (OLO, 10 ans) (%)	1,8%	2 %	2,2%	2,4%	<b>2,1%</b>

(source : Bureau Fédéral du Plan - Perspectives économiques 2022-2027 (juin 2022) – Chiffres clés pour l'économie Belge)

Il convient en outre de corriger, pour refléter correctement l'horizon d'investissement du GRD (amortissement régulatoire en 50 ans, le plus souvent), de prendre en compte l'écart de taux entre les

<sup>23</sup> L'ECHO 02 août 2022

<sup>24</sup> L'ECHO 23 mai 2022



obligations (OLO) à 10 ans et les obligations (OLO) à 20 et 30 ans, respectivement +48BP et +53BP<sup>25</sup>. Le GRD propose de retenir un écart de **0,50%**.

Par ailleurs, les taux mentionnés ci-dessous sont les taux sans risque belges fédéraux. Or, la notation financière (« Credit Rating ») accordée par l'agence de notation Moody's à la Région wallonne se trouve 3 crans plus bas que celle accordée à l'Etat fédéral belge (A3 vs Aa3). La différence entre ces deux notations se traduit par un écart entre les rendements des obligations émises par l'Etat fédéral belge et la Région wallonne sur le marché secondaire. Les prêteurs tiennent compte de cet écart (crédit spread) dans le taux proposé quand la Région wallonne emprunte sur les marchés financiers. Ce point est abordé par Monsieur Adrien Dolimont, Ministre Wallon du Budget et des Finances, des Aéroports et des Infrastructures sportives, dans la réponse formulée le 14 avril dernier à des questions écrites sur la gestion de la dette. Il dit ceci en substance : « ...Il faut cependant rester attentif à une possible augmentation des spreads, notamment à cause de la dégradation de Moody's et du déficit de la Région ... » .

Les prêteurs (qu'il s'agissent des banques ou du marché obligataire) procèdent de la même manière quand les GRD s'adressent aux marchés des capitaux. Une prime de risque complémentaire est intégrée au spread pour tenir compte du caractère régional wallon attaché au GRD.

L'écart moyen de rendement entre les obligations émises par la Région wallonne et l'Etat fédéral belge, ayant des durées de vies résiduelles entre 5 et 20 ans, est de **0,50%**<sup>26</sup>.

RESA plaide donc pour que la CWaPE majore le taux sans risque proposé d'un montant de minimum 50 pb pour tenir compte de cette spécificité géographique.

**Le GRD propose de retenir le taux sans risque de 3,1% (2,1%, moyenne des OLO 10 ans + 0,5%, écart Région Wallonne vs Etat Belge + 0,5%, référence des taux à 20-30 ans) pour la période réglementaire 2024-2028 afin de s'aligner sur le coût réel qui sera, si les prévisions du Bureau Fédéral du Plan se révèlent exactes, la base du financement et/ou du refinancement pour le GRD.**

### 2.2.2. La prime de risque de la dette

Le Projet de Méthodologie Tarifaire pour la période 2024-2028 fixe une prime de risque de dette déterminée sur une base normative.

*« ... Il s'établit donc à 1,70% soit 0,93% (taux sans risque) plus 0,77% (prime de risque sur la dette) pour chaque année de la période réglementaire 2024-2028.*

*La CWaPE a estimé la prime de risque de dette de 0,77% en référence à un index composite « utilities » d'obligations d'entreprise de maturité 10 ans et de rating BBB+/BBB-, index Bloomberg IGEEUB10.*

*L'évolution du spread sur les OLO 10 ans sur la période de 10 ans 2012-2022 ... la moyenne de ce spread est de 0,77%. La CWaPE retient cette valeur comme prime de risque sur la dette pour la période 2024-2028. »*

La CWaPE s'appuie sur un indice composite estimé sur des données du passé et non sur des données prévisionnelles comme elle devrait le faire selon les bonnes pratiques de marché (art. 4, §2, 12° du

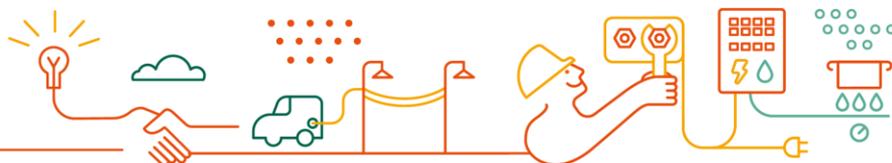
<sup>25</sup> Taux d'application le 21 août 2022 :

- 10 ans 1,86 % - <https://www.lecho.be/les-marches/bourses/olo-10-jaar.510138581.html>

- 20 ans : 2,34% - <https://www.lecho.be/les-marches/bourses/olo-20-jaar.510138591.html>

- 30 ans : 2,39 - <https://www.lecho.be/les-marches/actions/olo30jaar.510138601.html>

5 Cf. Etude Tandem page 23 en ANNEXE 5.



Décret Tarifaire) afin de rendre compte des conditions de marché applicables lors de la période 2024-2028.

Or, comme largement développé dans la partie précédente, la politique de la BCE a eu comme conséquence une réduction globale des coûts de financement et des spreads de crédit compris dans ce coût. Elle consistait pour l'essentiel en :

- des taux directeurs négatifs, ayant entraîné un aplatissement de la courbe des taux, aussi bien long terme que court terme.
- un vaste programme d'achat d'obligations (Quantitative Easing) émises par les Etats, puis par les entreprises, par lequel elle a maintenu les rendements des obligations souveraines et des obligations corporates à des niveaux historiquement bas.

Ces politiques ont à présent pris fin. En utilisant ces références passées, on peut penser que la CWaPE part du principe que les interventions de la BCE n'ont eu que peu d'influence sur les marchés, ce qui n'est pas le cas. L'impact est réel sur les taux sans risque et semblable sur la hauteur des marges de crédit.

La prime de risque sur la dette proposée par la CWaPE, 0,77% pour un financement 10 ans bullet, serait celle du marché pour un emprunteur affichant un rating BBB.

Cette prime résulte d'une moyenne constatée des émissions sur les marchés internationaux de grands émetteurs qui influencent cette moyenne à la baisse du fait de leur taille.

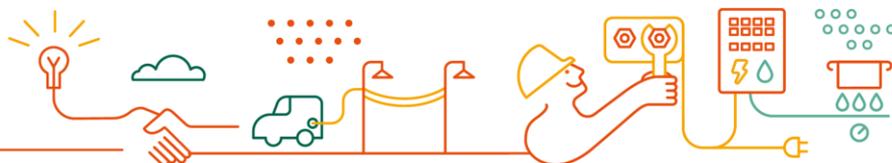
RESA constate que sur la période 2019-2021, la prime de risque sur la dette (qui se traduit sous forme de spread) a une valeur qui s'approche en effet de ce chiffre mais pour une maturité moyenne beaucoup plus courte.

Les émissions sur ces marchés internationaux que le régulateur prend comme référence ne rencontrent pas les conditions de financement (passé et futur) des GRD wallons :

- Elles ne sont pas le fait de « petits » émetteurs comme certains GRD wallons qui, vu leur taille et leurs besoins de financement, n'ont pas accès à ces marchés ;
- Ces petits émetteurs ont eu recours partiellement voire totalement au financement bancaire au travers de banques belges, mais ce marché est tellement étroit et spécifique qu'il ne peut servir de référence lorsque les montants à financer sont très importants. D'autant plus à l'avenir vu les besoins croissants liés à la transition énergétique pour le secteur des utilities ;
- Les émetteurs de taille plus moyenne, comme Ores et RESA qui se financent partiellement sur le marché obligataire à défaut de trouver auprès des banques les montants et les maturités souhaitées dans le cadre d'une gestion saine des risques financiers, sont handicapés par leur taille. En effet, les émissions de moins de 500 millions Euros sont considérées par les investisseurs institutionnels comme peu liquides et de ce fait réclament une prime d'illiquidité complémentaire au spread ;

Un exemple récent démontre à souhait l'écart qu'il peut y avoir entre un spread théorique et le spread exigé par le marché : c'est l'émission réalisée fin juin dernier par Fluvius qui a payé un spread de 175 bps pour une émission obligataire à 10 ans dont le risque politique est meilleur que celui de la Région Wallonne.

- Les GRD wallons, relevant tous du secteur public ou assimilé, subissent un effet de cascade qui se reflète dans la marge de crédit finale - dû au rating de la Région wallonne, plus faible que celui des Etats pris en référence par la CWaPE dans son comparatif. Or, les investisseurs tiennent compte implicitement de la couverture ou la garantie que



pourraient apporter les états ou régions dans le support d'un GRD défaillant. Cette approche est également suivie par les agences de notation.

Régulateur	Prime de risque de la dette	Pays ou Région	Rating du pays ou région selon la structure de rating de Moody's
CREG	0,70% (prime pour le surplus de fonds propres)	Belgique	Aa3
VREG	0,84%	Région flamande	Aa2
ACM	1,17%	Pays-Bas	Aaa
CRE	0,90%	France	Aa2
Brugel	1%	Bruxelles Capitale	Aa2
CWaPE	0,77%	Région wallonne (2021)	A3

Il est à noter que, dans la liste ci-dessus, seule la Wallonie est dans la catégorie « A » et au niveau le plus bas de celle-ci. Il se vérifie qu'un rating plus faible implique pour l'Etat ou la Région un coût de financement plus élevé. Ceci vaut entre autres dans les financements de la Région wallonne versus l'Etat fédéral belge. Voir impact proposé sur le taux sans risque.

RESA précise également que d'autres régulateurs européens (CRE, ACM et VREG) ont estimés ces dernières années des primes de risque de dette supérieures à ce que propose la CWaPE allant de 0,84% à 1,17%.

Comme évoqué ci-dessus, un autre GRD belge, Fluvius, a réalisé une émission fin juin 2022 avec une prime de risque s'élevant à 175 pb pour une maturité de 10 ans. RESA estime que cette prime de risque exigée par les investisseurs est probablement élevée même si les conditions actuelles de marché reflètent cette tendance à la hausse des spreads de crédit.

Par ailleurs, lors d'une présentation (dont vous trouverez copie d'un slide **en ANNEXE 11**), la banque ING a estimé le nouveau taux pour une émission obligataire de RESA. Ce dernier s'élève à **confidentiel**.

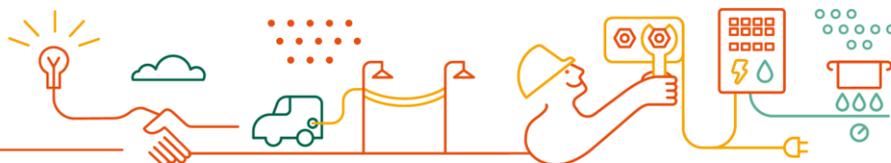
**Par contre la prime de risque de la dette proposée par le régulateur est totalement hors marché et viole les prescrits du Décret Tarifaire.**

L'exposition de RESA à cette évolution défavorable des conditions de marché est d'autant plus préoccupante qu'une partie de notre emprunt obligataire doit être renouvelé sur la période 2024-2028, sans compter la nouvelle dette à contracter pour la réalisation des investissements nécessaires à la transition énergétique et traduite dans le Plan Industriel.

Indépendamment du cas de Fluvius, et sur la base des divers arguments évoqués ci-dessus, RESA demande que la prime de risque de la dette soit adaptée à la hausse. RESA est prêt à relever le défi de se financer sur base d'une prime de risque de minimum 1,05%, défi important – voire impossible – au vu des conditions de marché actuelles, justifiant ainsi un exercice ex-post.

### 2.2.3. Solutions alternatives

Le régulateur, à défaut d'adapter la valeur des paramètres précités alors que le contexte est à la hausse du coût de la dette attribuable à des conditions de marché, pourrait opter afin d'assurer un partage plus



équilibré du risque de financement/refinancement entre GRD et consommateurs, pour un système de fixation du coût de la dette différent.

La rapport Tandem que le régulateur pourra trouver annexé au rapport de concertation envisage d'autres pistes, notamment un système de *cap-floor* dans des seuils à convenir à l'instar de ce que le régulateur propose pour la couverture d'achat des pertes en réseau voire l'application d'une correction ex post (principe des *embedded costs* ou couloir de taux »).

Le rapport Tandem met également en exergue l'évolution des conditions de marché ainsi que les prévisions d'évolution de taux. RESA invite donc la CWaPE à parcourir ce rapport indépendant illustratif de ce que sont aujourd'hui les meilleures estimations des conditions de marché.

Au vu des circonstances macro-économiques actuelles (et de la volatilité qui en découle), la CWaPE pourrait également convenir de ré-évaluer la valeur des paramètres régulièrement jusqu'à ce qu'ils soient définitivement fixés pour la période 2024-2028.

En effet, il pourrait ne pas être exclu que la situation actuelle ne soit que transitoire et que les taux en particulier finissent par se stabiliser à un niveau différent de celui auquel ils se trouvent aujourd'hui.

**RESA rappelle que le GRD n'a pour objectif que de couvrir le coût réel de sa dette, ni plus ni moins.**

#### 2.2.4. Frais de transaction

Le Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028 supprime les coûts de transaction pour les frais d'emprunt présents dans la méthodologie tarifaire 2019-2023.

Les coûts de transaction visent à rémunérer les coûts auxquels sont confrontés les entreprises lorsqu'elles contractent une dette. Ces coûts peuvent être externes ou internes.

Les coûts externes sont de 3 types, comme expliqué par la Vreg dans sa méthodologie tarifaire 2021-2024<sup>27</sup> :

- Les frais engagés pour l'émission de titre. Ils peuvent être liés aux frais d'élaboration du prospectus, aux frais de conseils, aux frais à payer à l'autorité de régulation du marché pour la procédure d'approbation du prospectus, à la rémunération des intermédiaires financiers qui organisent le placement des titres ainsi que ceux qui se chargent des paiements ou encore les frais de cotation des titres sur les marchés financiers.
- Les frais liés à la dette. Il s'agit par exemple des frais périodiques tels que les facilités de crédit ou les frais généraux tels que les frais administratifs externes, les frais de trésorerie ou encore les frais juridiques.
- Les coûts liés à une notation. Il peut s'agir de coûts ponctuels ou de coûts périodiques à payer à une agence de notation.

Les coûts internes sont notamment des coûts de personnel relatifs :

- à la préparation des informations financières et non-financières à mettre à disposition des investisseurs ou des agence de notation de manière périodique (telles que rapport annuel, rapport semestriel, développement et mise à jour d'une page internet dédiée aux investisseurs, informations nécessaires aux investisseurs...) ou de manière ponctuelle (par exemple pour la préparation des prospectus ou des conventions y liées) ;
- à la préparation et à la tenue des réunions avec les investisseurs ou les agences de notation.

<sup>27</sup> Tariefmethodologie reguleringsperiode 2021-2024 – Bijlage 2 Rapport kapitaalkostenvergoeding, p. 30



Dans la motivation du Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028, la CWaPE justifie la suppression de ces coûts par la nature de ces coûts, à savoir qu'ils ne sont pas récurrents. Elle met en avant la discordance entre le caractère non-récurrent de ces frais d'emprunt.

De tels frais ont réellement été engagés par RESA au cours de la période 2019-2023 afin de gérer le portefeuille de financement. Des frais liés à la dette ont été engagés (lignes de crédit, frais de trésorerie,...).

Mais RESA œuvre également chaque année au maintien de sa notation auprès de Moody's et se doit dès lors de lui transmettre du reporting financier et autre, notamment ESG.

RESA prévoit également de nombreux refinancement sur la période tarifaire 24-28 dont un **confidentiel** qui générera des frais de transaction importants.

La mise en place de la Finance Durable qui va également s'imposer sous l'impulsion de l'Union européenne va avoir des conséquences majeures sur les modes de financement des GRD :

- Emission obligataire verte, emprunt bancaire vert ou émission obligataire assortie de KPI, ... tous ces financements impliquent, en amont pour le GRD, des frais supplémentaires du type : bilan carbone, iso 14001, notation extra financière, 2ème opinion par un auditeur externe, respect de la réglementation européenne (notamment la taxonomie) ;
- Rapport de durabilité, du projet de directive CSRD, .... vont impliquer des frais supplémentaires récurrents pour démontrer le respect des critères de durabilité par RESA.

Il en découle donc que les coûts de transaction vont encore augmenter, cette augmentation pouvant être plus importante pour certains GRD wallons. C'est le cas d'Ores Assets et de RESA qui, de par leurs tailles, répondront au minimum de deux des trois critères<sup>28</sup> qui s'appliqueront pour déterminer les grandes entreprises qui devront se conformer aux obligations de reporting de la Taxonomie, de la publication d'informations et de rapports en matière de durabilité par les entreprises, etc. Il s'agira à la fois de coûts internes, voire externes, qui seront nécessaires à la mise en place de la réponse aux prescrits légaux en matière d'informations à mettre à disposition (coûts juridiques ou éventuels coûts de consultance pour réaliser les analyses de double matérialité, par exemple, coûts informatiques pour le développement des outils nécessaires au reporting, coûts de l'auditeur externe qui devra certifier les informations rapportées,... ainsi que les coûts du personnel qui sera impliqué dans la mise en place de ces nouveaux reportings obligatoires).

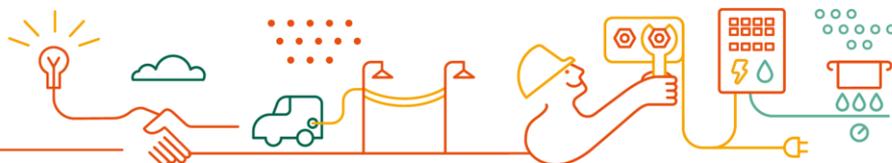
A défaut de répondre aux prescrits de la Finance Durable, la liquidité des marchés sera fortement réduite et sera réalisée à des conditions financières revues à la hausse (le spread intégrant une couverture des fonds propres des banques sera plus élevé).

En outre, il y aura un décalage très important au cours de la période entre le financement des activités gaz et des activités électricité (taxonomie).

Ces coûts de transaction doivent donc en conséquent être maintenus et cela, au minimum comme la Vreg le fait, pour les frais de transaction externes.

---

<sup>28</sup> Critères basés sur le total du bilan, le chiffre d'affaires et le nombre de membres du personnel



Comme relevé par *Europe Economics* dans son étude pour la VREG<sup>29</sup>, l'ajustement des coûts de la dette pour tenir compte des coûts de transaction est une approche standard utilisée par des régulateurs européens.

### 2.2.5. Proposition de RESA

Sur base de nos propositions ci-dessus, le coût de la dette total s'élève à **4,250%** (y compris frais de transaction).

Ce taux pourrait également faire l'objet d'une pondération entre la nouvelle dette et l'ancienne dette afin d'obtenir un taux de charge de financement au plus proche de la réalité de nos coûts. Par ailleurs, une revue ex-post est toujours souhaitée au vu de la grande volatilité actuelle des marchés.

RESA recommande un taux sans risque de minimum 3,10% augmenté d'une marge de crédit d'une valeur de 100 pb. RESA insiste aussi sur la grande volatilité actuelle des marchés et des taux en particulier qui préconise un exercice ex post sur le coût de la dette.

Dans ce cadre, RESA est aussi favorable à un taux résultant d'une pondération entre nouvelle (au taux ici précité) et ancienne dette afin de s'approcher au mieux de la réalité.

Il est également recommandé de maintenir les coûts de transaction tels qu'ils existent dans la méthodologie tarifaire 2019-2023, mais de les réduire à 0,10% en fonction des coûts réels historiquement observés et de revoir les paragraphes 3 et 4 en conséquence.

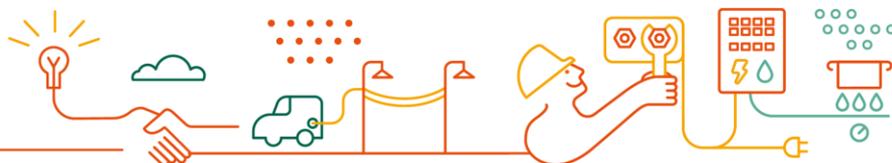
## 2.3. Gearing normatif

Le projet de méthodologie tarifaire prévoit un endettement normatif (52,5%) sur base duquel est calculé le coût moyen pondéré du capital théorique (« CMPC ») qui est appliqué aux GRDs indépendamment de leurs structures bilantaires réelles. Sur cette base, les fonds propres en excès de 47,5% sont rémunérés au coût de la dette. A l'instar de certaines régulations en Belgique au niveau fédéral ou en Allemagne, comme préconisé par TANDEM dans son rapport (**ANNEXE 5**), RESA estime qu'il serait plus équilibré de prévoir une rémunération additionnelle pour la quote-part des fonds propres excédant le *gearing* normatif générant une rémunération des capitaux moindre que le coût des fonds propres mais plus élevée que le coût de la dette.

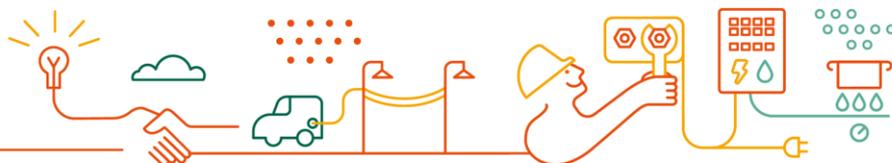
RESA propose dès lors de modifier la formule pour tenir compte de la structure bilantaire réelle des GRD et rémunérer raisonnablement les fonds propres en excès.

## 2.4. Vue globale des paramètres proposés par RESA

<sup>29</sup> Europe Economics, Cost of Capital calculation for Electricity and Gas DSO's in Flanders, 7 February 2020, p. 4



	MT 19-23	Projet MT	Proposition
<b>CMPC</b>	<b>4,054%</b>	<b>2,784%</b>	<b>5,663%</b>
<b>Coût des fonds propres</b>	<b>5,503%</b>	<b>3,983%</b>	<b>7,225%</b>
Taux sans risque	2,71%	0,93%	3,10%
Prime risque	4,30%	4,30%	5,50%
Béta	0,65	0,71	0,75
<b>Coût de la dette</b>	<b>2,743%</b>	<b>1,700%</b>	<b>4,250%</b>
Taux sans risque	2,59%	0,93%	3,10%
Prime risque crédit		0,77%	1,05%
Frais transaction	0,15	-	0,10



## 3. Taux de rendement autorisé' et plus-value de réévaluation

### 3.1. Introduction

Dans son projet de méthodologie tarifaire, la CWaPE introduit un taux de rendement dégressif sur les plus-values de réévaluation faisant partie de la valeur RAB des réseaux de distribution. Ce taux est porté à 0% dès 2029.

La CWaPE invoque deux arguments pour soutenir cette mesure :

- Premièrement, seul le capital **investi** doit permettre une rémunération et le capital de la plus-value de reconstruction n'est pas considéré comme un investissement mais comme une opération comptable.
- Deuxièmement, la VREG aurait créé un précédent via sa méthodologie tarifaire 2019-2023.

Par ailleurs, RESA comprend que les charges nettes d'amortissement (désaffectations) des plus-values ne font pas, quant à elles, l'objet de modification par rapport à la période régulatoire antérieure. Mais le projet de méthodologie ne comporte aucun détail sur le traitement de ces plus-values au-delà de 2028.

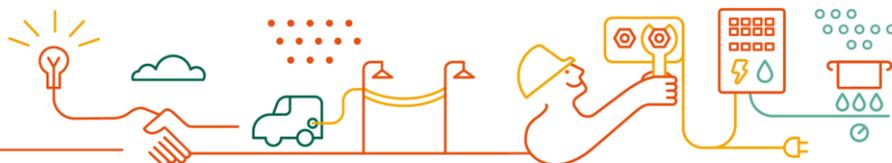
Selon RESA, cette rémunération dégressive d'une partie intégrante de la valeur du réseau (RAB) est injustifiée d'un point de vue économique, juridique et aura des impacts comptables et financiers considérables pour le GRD.

En effet, ce faisant, la CWaPE exclut de la rémunération « équitable » la part des fonds propres correspondant à cette plus-value, ce qui de facto aboutit à priver les associés du rendement d'une part des fonds propres, inscrits au bilan, qu'ils ont mis à la disposition du GRD.

La réévaluation à l'origine des plus-values iRAB (intervenue en 2001 et 2002) et l'indexation historique ont été historiquement acceptées par les régulateurs. La plus-value iRAB a même fait l'objet d'un accord spécifique du régulateur fédéral et a perduré après la régionalisation de la compétence de régulation pour être confirmée dans la période tarifaire 2019-2023. L'apparition nouvelle de cette dégressivité engendre une insécurité juridique et économique pour les GRDs particulièrement préjudiciable à la confiance des investisseurs et des organismes de crédit envers ceux-ci.

Globalement, les modifications de la base de la rémunération équitable et la méthode de détermination des paramètres de taux de rémunération feront apparaître la régulation comme incertaine et non *supportive* aux yeux des analystes et des investisseurs potentiels. Ceci aura pour conséquence inévitable un accès au crédit rendu plus difficile et mécaniquement plus onéreux, avec l'effet boule de neige qui en découlera, mettant structurellement en péril la capacité d'investissement des GRDs. Par ailleurs, les communes actionnaires auprès des GRD verront, elles aussi, et bien logiquement leurs parts être diminuées de valeur.

La diminution de la valorisation de la société qu'implique cette règle régulatoire s'apparente à une (quasi-) expropriation dans le chef des actionnaires.



Vous trouverez dans le tableau ci-dessous la perte en termes de marge équitable causée par cette mesure de dégressivité du rendement sur les plus-values de RESA. **Cette perte atteint confidentiel sur 5 années** et vient se combiner aux nombreuses autres pertes liées aux paramètres du CMPC et à la non couverture de certaines charges opérationnelles. Ces derniers éléments font l'objet de commentaires approfondis à d'autres endroits de cet avis.

Confidentiel

Cette diminution significative de la marge équitable ne semble pas conforme aux prescrits du décret tarifaire qui mentionne en son article 4 : « [...] La rémunération équitable du capital investi assure aux associés ayant investi dans le réseau de distribution un taux de **rendement stable et suffisant** afin que le gestionnaire du réseau de distribution puisse faire face à ses obligations **sur le long terme**. Cette rémunération répond aux attentes du marché pour des activités présentant un profil de risque comparable. Les paramètres la définissant, y compris la structure de financement sont fixés conformément aux pratiques d'activités comparables dans les pays limitrophes. [...] ».

RESA étaye ses conclusions ci-dessous.

### 3.2. Historique des plus-values de réévaluation dites « plus-value indexation historique » et « plus-value iRAB »

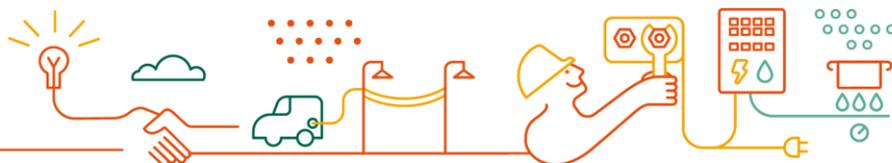
Tout d'abord, il est nécessaire de resituer le contexte historique des plus-values de réévaluation définies par la CWaPE à l'article 3, 16°, 17° et 18° de son projet de méthodologie tarifaire.

Jusque fin 2001, les immobilisations corporelles de RESA, à l'instar de nombreuses entreprises publiques, étaient valorisées à l'actif du bilan sur base de la valeur comptable (soit la valeur d'acquisition diminuée des amortissements cumulés) réévaluée en conformité avec la dérogation obtenue du Ministère des Affaires Intérieures et de la Fonction Publique en 1989. Cette réévaluation, appelée **plus-value indexation historique**, était basée sur une indexation des valeurs comptables au moyen d'une formule approuvée par le Ministère des Affaires Intérieures. Cette plus-value n'est pas amortie mais désaffectée progressivement lors de la désaffectation d'actifs auxquels elle se rapporte.

Les AR du 2 septembre 2008<sup>30</sup> prévoyaient, quant à eux, en leur article 4 que les GRD disposant d'un inventaire technique pouvaient établir la valeur de reconstruction économique de leurs réseaux (au 31 décembre 2001 pour l'électricité et au 31 décembre 2002 pour le gaz).

« **Art. 4. § 1er.** La valeur initiale (iRAB) de l'actif régulé (RAB) se compose de la somme de la valeur de reconstruction économique nette des immobilisations corporelles régulées telles que fixées au 31 décembre 2001 et du besoin en fonds de roulement net du gestionnaire du réseau. La valeur initiale de l'actif régulé est la somme de la valeur nette comptable des immobilisations corporelles et de la Plus-value (eam la Plus-value est la différence positive entre la valeur de l'iRAB et la valeur comptable nette amortie) ».

<sup>30</sup> Arrêté royal du 2 septembre 2008: Arrêté royal relatif aux règles en matière de fixation et de contrôle du revenu total et de la marge bénéficiaire équitable, de la structure tarifaire générale, du solde entre les coûts et les recettes et des principes de base et procédures en matière de proposition et d'approbation des tarifs, du rapport et de la maîtrise des coûts par les gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité. Arrêté royal du 2 septembre 2008: Arrêté royal relatif aux règles en matière de fixation et de contrôle du revenu total et de la marge bénéficiaire équitable, de la structure tarifaire générale, du solde entre les coûts et les recettes et des principes de base et procédures en matière de proposition et d'approbation des tarifs, du rapport et de la maîtrise des coûts par les gestionnaires des réseaux de distribution de gaz naturel.



§ 2. La valeur de l'actif régulé, sur laquelle le pourcentage de rendement est appliqué, est dérivée de la valeur initiale de l'actif régulé, visée au § 1er, et évolue annuellement selon les règles d'évolution prévues à l'article 5.

§ 3. Pour autant qu'il dispose d'un inventaire technique, chaque Gestionnaire de réseau a néanmoins la possibilité d'introduire avant le 15 novembre 2008 et de faire approuver par la Commission avant le 31 décembre 2008 une valeur de réseau régulé au 31 décembre 2001 basée sur la valeur de reconstruction économique.

L'article 5 prévoyait les règles d'évolution de cette valeur de reconstruction économique.

Le rapport au Roi de ces AR du 02/09/2008 mentionne également : « (...) La marge équitable incluse dans le revenu pour la rémunération des capitaux investis dans le réseau est un élément essentiel du présent arrêté. Outre la répercussion transparente des charges financières, les tarifs des gestionnaires de réseaux doivent permettre de dégager une rémunération des capitaux investis conformes aux attentes des marchés financiers étant donné le couple risques-revenus associés à l'activité concernée. La rémunération équitable des capitaux investis dans l'activité doit, d'une part, offrir suffisamment de garanties pour permettre d'assurer le fonctionnement optimal et la viabilité du réseau à long terme et d'autre part, doit permettre au gestionnaire de réseau d'accéder, à des conditions normales de taux, aux marchés des capitaux à long terme. C'est pourquoi le présent arrêté reprend la méthode suivie à ce jour par la CREG dans le cadre de ses lignes directrices relatives à la marge bénéficiaire équitable des gestionnaires de réseau, adaptée toutefois sur certains points au nouveau cadre réglementaire légal : les capitaux investis dans le réseau sont composés, au choix du gestionnaire de réseau, **de la valeur économique ou de la valeur comptable des immobilisations corporelles du gestionnaire de réseau résultant d'une évaluation réalisée au 31 décembre 2001** et du besoin en fonds de roulement, d'autre part. Dans le cadre du nouveau cadre réglementaire légal, la notion de "fonds de roulement nominal" a été remplacée par la notion de "besoin en fonds de roulement".

La valeur initiale iRAB de l'actif régulé est définie comme la somme de la valeur de reconstruction économique nette des immobilisations corporelles régulées et du besoin net en fonds de roulement. **En ce qui concerne la valeur de reconstruction économique nette, il y a lieu de comprendre qu'il s'agit d'une valeur de marché établie, à un moment donné dans le temps, compte tenu de la vétusté des installations concernées. En l'espèce, il s'agit de déterminer sur la base des prix de la technologie en vigueur, une valeur à neuf de marché pour le parc d'installation. Cette valeur économique est ensuite corrigée compte tenu de la durée de vie desdites installations pour tenir compte de la vétusté de ces dernières.**

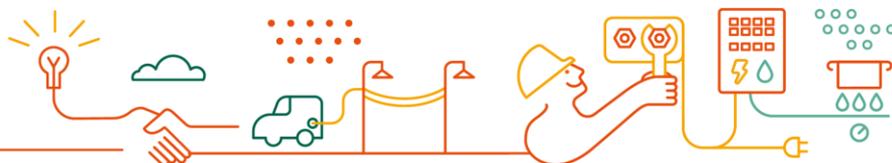
Cette approche économique destinée à estimer la valeur économique du capital investi est à rapporter à la valeur comptable correspondante, en l'occurrence la valeur comptable nette. Cette valeur comptable nette correspond, quant à elle, à la valeur nette des installations compte tenu de la vétusté mais valorisée au coût historique.

La différence entre les deux concepts précités, valeur économique nette et valeur comptable nette, **correspond au différentiel en valeur que le marché accorde pour un bien donné, compte tenu de la durée de vie restante, de l'évolution de la technologie, des prix, et des circonstances économiques particulières.** Par définition, ce différentiel ne concerne pas la partie amortie mais bien la valeur restante.

Par conséquent, le fait de fixer la valeur initiale de l'iRAB de l'actif régulé sur base d'une valeur économique n'entre pas en conflit avec le principe même d'amortissement. (...)»

Un dossier complet de revalorisation<sup>31</sup> avait été introduit dans ce sens auprès du régulateur fédéral qui avait approuvé formellement les valeurs de reconstruction économique en 2011. Ces valeurs approuvées font depuis lors partie intégrante des bilans officiels des GRD et sont prises en compte aussi

<sup>31</sup> Cette valeur de reconstruction économique a été obtenue sur base d'un coût de reconstruction amorti en 2001, lui-même basé sur les inventaires techniques. Il s'agit d'une méthode très courante dans la régulation de la distribution d'énergie. L'avantage est qu'elle a été uniforme pour les GRD.



bien pour la détermination de la charge d'amortissement/désaffectation annuelle que pour la détermination de la valeur de l'Actif Régulé (RAB) et dès lors de la marge équitable du GRD.

Cette prise en compte a perduré après la régionalisation de la compétence de régulation pour être confirmée jusque dans la période tarifaire 2019-2023. La possibilité de rémunération via la plus-value de réévaluation était donc un moyen d'autofinancement via une méthode qui tient compte de la valeur économique du réseau et non de la valeur historique comptable du réseau. Les décisions de la CREG prises à l'époque mettent en évidence la décision qui a été retenue d'effectuer une réévaluation.

Dans son rapport au Roi de l'arrêté de 2008, il existe une réconciliation entre la valeur de reconstruction et la valeur comptable correspondante ce qui permet un autofinancement du GRD. Le système proposé par le projet de méthodologie tarifaire 2024-2028 remet ces fondamentaux en question.

### 3.3. Analyse juridique

L'apparition nouvelle de cette dégressivité engendre une insécurité juridique et économique pour les GRDs particulièrement préjudiciable à la confiance des investisseurs et des organismes de crédit envers ceux-ci. Et ce, alors même que le décret tarifaire dispose bien dans son article 4 § 1er que : « *La CWaPE établit la méthodologie tarifaire et exerce sa compétence tarifaire de manière à favoriser une **régulation stable et prévisible** contribuant au bon fonctionnement du marché partiellement libéralisé, et permettant au marché financier d'évaluer les gestionnaires de réseau de distribution avec une **sécurité raisonnable**. Elle **maintient la cohérence des décisions prises** au cours des périodes réglementaires antérieures en matière de **valeur des actifs régulés**. ».*

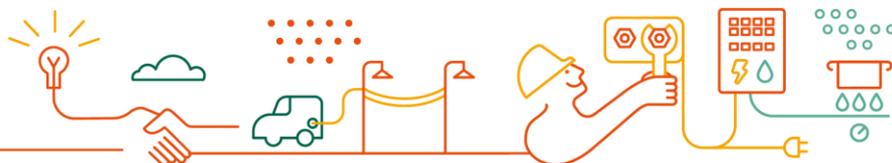
Cette disposition est issue de la législation fédérale<sup>32</sup>, telle que modifiée par la loi du 8 janvier 2012, et a été reprise (et légèrement modifiée) par le législateur wallon lors de l'élaboration du Décret Tarifaire<sup>33</sup>.

RESA est d'avis que ce principe interdit à la CWaPE d'exclure les plus-values de la RAB, alors qu'il a toujours été admis jusqu'à présent que celles-ci en faisaient partie. En effet, le texte est relativement clair et semble restreindre la possibilité de la CWaPE de s'écarter de ses décisions antérieures en matière de valorisation des actifs régulés, si une telle modification ne maintient pas la cohérence des décisions successives. A tout le moins, RESA est d'avis que la CWaPE devrait expliquer comment elle parvient à maintenir une cohérence avec les décisions antérieures.

Cette conclusion est renforcée par la position que la CREG a exprimée à ce sujet lors de la modification des législations fédérales par la loi du 8 janvier 2012. Bien que les dispositions fédérales imposent une « continuité », là où le Décret Tarifaire ne requiert qu'une « cohérence » avec les décisions réglementaires antérieures relatives à la valorisation de la RAB, la position de la CREG semble éclairer utilement la portée de l'article 4, §1<sup>er</sup>, du Décret Tarifaire.

<sup>32</sup> Article 12bis, § 9, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et article 15/5bis, §9, de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations: « *La commission [...] veille à maintenir la continuité des décisions qu'elle a prises au cours des périodes réglementaires antérieures, notamment en matière d'évaluation des actifs régulés* ».

<sup>33</sup> L'ordonnance bruxelloise du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et le décret flamand du 8 mai 2009 portant les dispositions générales en matière de politique énergétique ne comprennent pas de disposition similaire.



Lors de l'adoption de la loi précitée du 8 janvier 2012, la CREG avait critiqué l'adoption de ce principe en indiquant qu'elle lui interdisait de modifier la valeur de la RAB:

*« le projet de loi tente de lier le régulateur à des décisions prises durant des périodes réglementaires précédentes, et ce, d'une manière tellement spécifique que l'on peut même y lire une interdiction de modifier la valeur "regulated asset base" (RAB). Pourtant, les directives prévoient expressément que les approbations d'un régulateur ne portent pas préjudice à une future utilisation dûment motivée de ses compétences »<sup>34</sup>.*

La CREG avait introduit un recours en annulation devant la Cour constitutionnelle contre la disposition précitée (parmi d'autres), en insistant sur le fait qu'elle devait *« pouvoir prendre des décisions tarifaires en rupture avec le passé, par exemple en cas de constat de fraude dans la valorisation des actifs, d'adaptation du caractère incitatif des tarifs, voire de changement de politique. L'instruction émanant de la loi ne semble viser que l'intérêt des gestionnaires de réseau »<sup>35</sup>.*

Dans cette procédure, le Conseil des ministres avait répondu qu'une telle continuité était nécessaire afin d'inciter les gestionnaires de réseaux d'y réaliser les investissements nécessaires, et qu'elle procédait d'un équilibre *« entre l'indépendance du régulateur et la nécessité d'assurer le bon fonctionnement du marché énergétique en rassurant les gestionnaires du réseau amenés à procéder à des investissements »<sup>36</sup>.*

La Cour constitutionnelle a rejeté le moyen d'annulation contre les dispositions fédérales précitées en mettant en évidence la nécessité pour les gestionnaires de réseaux de *« pouvoir procéder à des investissements à long terme et, dès lors, être assurés d'une certaine stabilité ou prévisibilité des prix et des méthodologies tarifaires »<sup>37</sup>.*

Les développements repris ci-dessus confirment que le pouvoir de la CWaPE de modifier l'évaluation des actifs régulés (et donc, par exemple, d'exclure les plus-values de la RAB) est fortement restreint par l'article 4, §1<sup>er</sup>, du Décret Tarifaire.

Ces principes ont été repris dans les différentes méthodologies tarifaires appliquées sans discontinuité depuis plus de 15 ans. Revenir sur ces principes (valeur de reconstruction, etc.) revient à violer l'article 4 §1 du décret tarifaire qui prévoit expressément la « cohérence par rapport au passé ». Il impacte durablement la faculté d'autofinancement et conduit à une perte de valorisation, c-à-d à une quasi-expropriation (contraire à l'art. 16 de la Constitution).

### 3.4. Impacts comptables

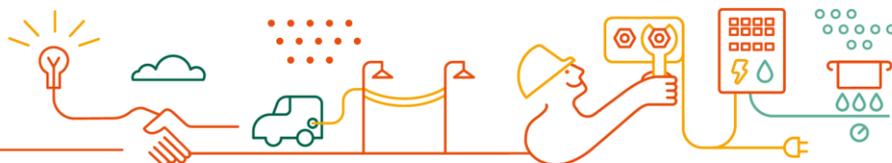
La CWaPE motive son choix de ne pas rémunérer la plus-value de réévaluation par le fait qu'elle a nécessité aucun investissement de capitaux pour les financer mais cela n'est que partiellement correct. En effet, lors de diverses opérations de rachat (qu'il s'agisse de réseaux tiers voire de parts), le prix de cession tenait compte de la valeur de la plus-value de réévaluation. C'est le cas pour le rachat d'Intermosane secteur 1 et c'est également le cas pour les différents apports de branche d'activités qui

<sup>34</sup> Doc. parl., Ch. repr., sess. ord. 2011-2012, n°53-1725/008, p. 74.

<sup>35</sup> C.C., 7 août 2013, n°117/2013, A.30.2.

<sup>36</sup> C.C., 7 août 2013, n°117/2013, A.30.3.

<sup>37</sup> C.C., 7 août 2013, n°117/2013, B.32.3 et B.33.3.



ont permis de constituer RESA SA Intercommunale ; c'est la valeur RAB incluant les plus-values de réévaluation qui a été considérée pour rémunérer du capital.

En effet, l'intégralité de la RAB, en ce compris la plus-value de réévaluation, détermine à la fois la valeur de l'entreprise et à la fois constitue un élément important de la politique de financement (garanties pour les financements externes).

Nous tenons à souligner que les actionnaires investissent dans la société et non directement dans l'actif régulé. Ils investissent par le biais d'apports en capital ou de réserves de profits au passif du bilan. Ces fonds propres avec lesquels la société investit alors dans les actifs régulés constituent donc le point de départ pour la rémunération de ses actionnaires.

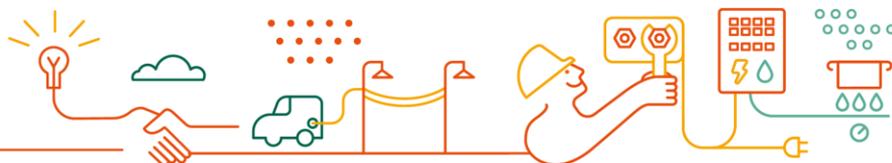
Outre les aspects plus juridiques et les éléments ci-avant cités, les propositions de la méthodologie ont des impacts comptables non négligeables qu'il s'agisse des comptes établis conformément aux normes comptables belges ou aux normes comptables internationales. La question centrale est de savoir si les modalités prévues par la CWaPE peuvent induire la comptabilisation de réductions de valeur et dans ce cas, quelle en serait la hauteur et à quel rythme.

Au niveau IFRS, la norme spécifique traitant des dépréciations et réductions de valeur, l'IAS 36 - Dépréciation d'actifs définit la valeur recouvrable d'un actif (ou d'une unité génératrice de trésorerie) en tant que la valeur la plus élevée entre sa juste valeur diminuée des coûts de sortie et sa valeur d'utilité.

- Le même paragraphe de la norme définit la valeur d'utilité en tant que la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs attendus d'un actif (ou d'une unité génératrice de trésorerie).
- IAS 36-9 stipule qu'une entité doit déterminer à la fin de chaque période de présentation de l'information financière s'il existe un quelconque indice qu'un actif ait pu se déprécier. S'il existe un tel indice, l'entité doit estimer la valeur recouvrable de l'actif.
- IAS 36-12 b) considère que les importants changements ayant un effet négatif sur l'entité qui sont survenus au cours de la période, ou surviendront dans un proche avenir, dans l'environnement technologique, économique, juridique ou de marché dans lequel l'entité exerce ses activités, ou dans le marché auquel un actif est dédié, peuvent être considérés comme un indice de dépréciation d'un actif.
- IAS 36-59 indique qu'une réduction de valeur (ou perte de valeur) est comptabilisée si, et seulement si, la valeur recouvrable d'un actif est inférieure à sa valeur comptable, et dans ce cas la valeur comptable de l'actif doit être ramenée à sa valeur recouvrable.
- IAS 36-60 explique que cette perte de valeur est à comptabiliser en résultat net sauf si l'actif est comptabilisé à son montant réévalué selon une autre norme (par exemple, selon le modèle de la réévaluation proposé par IAS 16). Toute perte de valeur d'un actif réévalué doit être traitée comme une réévaluation négative selon cette autre norme.

Les normes comptables belges en la matière ne diffèrent pas des dispositions IFRS mentionnées ci-dessus.

- L'article 3:42 de l'AR CSA prescrit la comptabilisation d'amortissements non récurrents lorsque la valeur comptable des immobilisations dépasse leur valeur d'utilisation :  
*Art. 3:42. § 1er. Les immobilisations corporelles dont l'utilisation est limitée dans le temps font l'objet d'amortissements calculés selon un plan établi conformément à l'article 3:6, § 1er. Elles peuvent notamment faire l'objet d'un plan d'amortissement accéléré, conformément aux dispositions fiscales en la matière. (...) Ces immobilisations font l'objet d'amortissements complémentaires ou non récurrents lorsque, en raison de leur altération ou de modifications des circonstances économiques ou technologiques, leur valeur comptable dépasse leur valeur d'utilisation par la société, l'ASBL, l'ASBL ou la fondation.*



- Ceci est également confirmé dans l'avis CNC 2010/15 – Méthodes d'amortissement
- L'avis CNC 2011/14 relatif aux plus-values de réévaluation indique les conditions auxquelles une plus-value de réévaluation doit satisfaire avant d'être comptabilisée. L'une des conditions est la condition de rentabilité. Le rapport au Roi précédant l'A.R. du 12 septembre 1983, précise qu'une réévaluation ne se justifie que dans la mesure où la productivité ou la rentabilité de l'actif en question doit générer une rentabilité suffisante permettant la couverture du coût d'amortissement supérieur découlant de la réévaluation. L'avis de la CNC précise encore que la rentabilité peut être fixée en escomptant les flux de trésorerie futurs que l'actif concerné générera dans l'avenir, tout comme en IFRS.

Sur base des dispositions normatives détaillées ci-dessus, il convient de déterminer si une réduction de valeur devrait être comptabilisée dans les comptes RESA. Cela serait le cas si la valeur d'utilisation des immobilisations corporelles, y compris la plus-value de réévaluation, était inférieure à leur valeur comptable. La valeur d'utilisation est utilisée tant dans les référentiels comptables belges qu'internationaux afin de déterminer si une réduction de valeur doit être comptabilisée sur un actif. La valeur d'utilisation est généralement définie comme la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs générés par un actif (ou groupe d'actifs) (confirmé par l'avis CNC 2011/14). Dans le cas particulier de RESA, les flux de trésorerie futurs correspondent aux tarifs payés par les consommateurs, soit les coûts encourus (ici, les amortissements sur les immobilisations corporelles) et la marge bénéficiaire équitable.

Deux hypothèses peuvent ainsi être considérées (avec une approche long terme à laquelle RESA ne peut répondre mais qu'il serait judicieux que la CWaPE précise) :

- La plus-value de réévaluation fait toujours partie de la RAB, et bien qu'elle ne génère plus de MBE, les amortissements de la plus-value demeurent inclus dans les coûts budgétés et donc dans les tarifs au-delà de 2028 ;
- La plus-value de réévaluation ne fait plus partie de la RAB (de manière similaire aux immobilisations incorporelles qui ne sont pas des projets informatiques autorisés) et donc les amortissements de la plus-value ne sont plus considérés dans les coûts budgétés au-delà de 2028.

De manière schématique, les flux de trésorerie futurs (en millions d'euros) peuvent être présentés comme suit dans chacune des hypothèses, en comparaison avec la situation actuelle (méthodologies tarifaires antérieures, jusque 2023) :

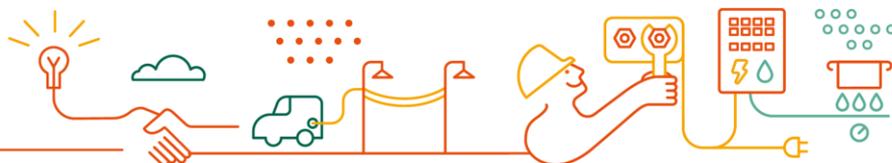
Confidentiel

Une actualisation des flux dans la méthodologie actuelle justifie la valeur nette comptable de la plus-value de réévaluation **confidentiel**.

Sur base du projet de méthodologie 2024-2028, étant donné la réduction des flux de trésorerie dans les deux hypothèses envisagées, la valeur d'utilisation devient inférieure à la valeur comptable, comme suit :

- sur base d'un taux d'actualisation à 4.053%<sup>38</sup>, une valeur d'utilisation au 31/12/23 d'environ **confidentiel** d'euros dans le cas où les amortissements de la plus-value de réévaluation sont considérés dans les coûts et donc dans les tarifs, mais que le taux de rendement appliqué à la plus-value est décroissant sur la période 2024-2028, et nul ensuite. Cette valeur correspond aux montants encaissés via les tarifs jusqu'à extinction de la valeur comptable de la plus-value, qui sont réduits par rapport à la méthodologie actuelle, comme présenté dans le tableau ci-dessus.

<sup>38</sup> Correspondant au rendement obtenu actuellement, dans l'objectif de réaliser une première estimation. Le taux d'actualisation doit être déterminé pour chaque test de dépréciation.



- sur base d'un taux d'actualisation à 4.053%<sup>39</sup>, une valeur d'utilisation au 31/12/23 d'environ **confidentiel** d'euros dans le cas où la plus-value de réévaluation ne peut plus être amortie dans les tarifs après 2028. Cette valeur correspond aux montants réduits encaissés sur la période 2024-2028, présentés dans le tableau ci-dessus.

En conséquence, une **réduction de valeur** de l'ordre de **confidentiel** d'euros (première hypothèse) ou **confidentiel** (deuxième hypothèse) devrait être enregistrée en comptabilité. Cela réduirait les fonds propres des mêmes montants, soit **confidentiel** (environ **confidentiel** à fin 2021 pour la simulation). Cette analyse chiffrée laisse supposer un taux d'actualisation équivalent au rendement actuel.

Mais sera-t-il toujours raisonnable de considérer que le taux d'actualisation pour un test de dépréciation est identique au taux de rendement, dans le contexte actuel d'augmentation des taux ? Cette hypothèse aura un impact vraiment très important sur la valeur des actifs et donc sur les fonds propres.

La mesure projetée constitue une quasi expropriation, sans base légale et sans indemnisation probable. Elle contrevient donc à l'article 16 de la Constitution et à l'article 1 du Protocole additionnel de la Convention Européenne des Droits de l'Homme. Elle doit donc être omise.

### 3.5. Impacts économiques

RESA souhaite également attirer l'attention de la CWaPE sur les différents impacts économiques que la suppression (progressive) de rémunération sur la plus-value de réévaluation engendrent.

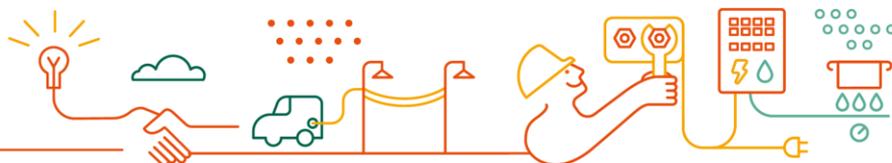
**Premièrement**, en complément des développements ci-avant, il convient d'ajouter, comme déjà évoqué préalablement, l'impact du rendement dégressif sur la plus-value de réévaluation sur les **ratios financiers** auxquelles RESA doit se conformer dans le cadre à la fois de son emprunt obligataire mais également de son rating financier.

En effet une diminution de la MBE (**confidentiel** sur la période) a un impact direct sur l'EBITDA de RESA et donc sur le respect des différents covenants de RESA dont le ratio FFO/net debt qui doit respecter un certain niveau afin que RESA conserve sa notation et ne voit dès lors pas ses coûts de financement impactés fortement à la hausse. Cet élément ne peut être négligé. Le ratio net debt/RAB doit quant à lui rester au-dessous de 55% sans quoi RESA serait en situation de *default* par rapport à son emprunt obligataire dès le premier euro de rémunération du capital distribué. Une diminution de la valeur de la RAB impacte dès lors directement ces deux ratios cruciaux.

**Deuxièmement**, cette plus-value de réévaluation constitue un actif de l'entreprise et par conséquent intervient dans la valorisation de l'entreprise. Lorsqu'un investisseur acquiert une entreprise et paie une valeur pour ses actifs, c'est parce qu'elle considère que chaque euro de son actif contribuera au rendement que l'investisseur peut attendre de cet actif. Cela signifie que si RESA ne perçoit plus de rémunération pour cet actif, il perd toute sa valeur. Cela signifie que si RESA devait un jour vendre son réseau ou une partie de son réseau (par exemple dans le cas d'un changement de GRD lors d'un renouvellement), cette plus-value de réévaluation n'interviendrait plus dans la valorisation. RESA souhaite que la CWaPE prenne position sur ce point en justifiant sur base d'éléments comptables, financiers et juridiques quelle serait la valorisation d'un GRD, particulièrement par rapport à sa plus-value de réévaluation, en cas de vente d'un ou d'une partie d'un réseau à un tiers (GRD ou autre société).<sup>40</sup>

<sup>39</sup> idem

<sup>40</sup> Rapport KPMG, Section 3.4, p. 13 en ANNEXE 7



Troisièmement, si la valeur du réseau devait être impactée par cette suppression de la plus-value de réévaluation et que RESA devait céder son ou une partie de son réseau, ce sont les actionnaires de RESA qui seraient particulièrement impactés par la diminution de la valeur de RESA. L'ensemble des communes actionnaires se verrait priver d'une partie significative **confidentiel** de la valeur de vente. Cela entraînerait un appauvrissement significatif de nos communes et par conséquent un appauvrissement de ses populations qui devraient certainement faire face à une hausse arbitraire des taxes communales en compensation.<sup>41</sup>

Cet *effet de redistribution* est également valable sans cession du réseau suite aux mesures prises par la CWaPE dans son projet de méthodologie tarifaire : le client paye moins cher à court terme au détriment des communes qui obtiennent un rendement inférieur et qui répercuteront plus que probablement cette diminution de recette sur le citoyen (taxes additionnelles ou diminution des services).<sup>42</sup>

Par le passé, la redevance de voirie avait été introduite pour compenser la perte de rémunération du capital des communes.

Enfin, la suppression de rémunération sur la plus-value de réévaluation constituerait une **rupture avec les réglementations précédentes** (cf. 3.2 Analyse juridique), ce qui enverrait un signal extrêmement négatif aux investisseurs et aux banques. En effet, la stabilité régulatoire et la valeur du réseau constituent des garanties absolues auprès de ceux-ci<sup>43</sup>. Les gestionnaires de réseaux de distribution sont des entreprises à forte intensité de capitaux qui ont besoin d'un environnement régulatoire stable pour éviter de décourager les investisseurs et accroître les coûts de financement.

## 3.6. Autres constats

### 3.6.1. Risque de discrimination entre GRD

Par ailleurs, selon notre compréhension, dans le temps et pour diverses raisons (comptabilisation PV iRAB, apport de branche, ...), le traitement de cette plus-value historique n'a pas été identique dans les comptes de tous les GRDs :

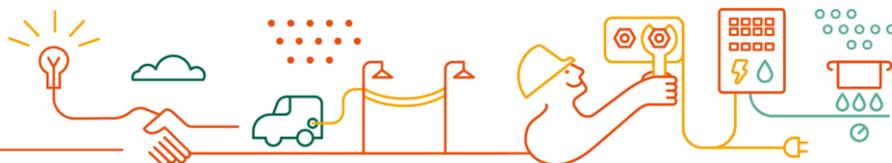
- certains GRD ont supprimé cette plus-value historique et calculé la PV iRAB sur base de la valeur nette comptable d'acquisition. Une fois comptabilisée, cette valeur a fait l'objet d'amortissements à un taux de 2% ;
- certains GRD ont maintenu la plus-value historique dans leurs comptes et calculé la PV iRAB sur base de la valeur nette comptable d'acquisition augmentée de la plus-value historique. Une fois la PV iRAB comptabilisée, deux plus-values distinctes ont subsisté dont l'une amortie à du 2% et l'autre désaffectée sur base des désaffectations d'actifs concernées ;
- certains GRD ont intégré la plus-value historique dans les valeurs d'acquisitions, l'amortissant ensuite au taux des assets concernés ;
- ...

Ces traitements différents ont eu des conséquences tarifaires différentes pour chaque GRD sur les périodes régulatoires antérieures ; notamment jusqu'en 2018 car les charges d'amortissements et de désaffectations étaient considérées comme des charges non contrôlables. **Ces traitements différents ont également mené (et vont mener) à des situations différentes au 1<sup>er</sup> janvier 2024 relativement à la quote-part des plus-values de réévaluation dans la base d'actifs régulés de chaque GRD.**

<sup>41</sup> Rapport KPMG, Section 3.4, p. 14 en ANNEXE 7

<sup>42</sup> Rapport KPMG, Section 3.4, p. 14 en ANNEXE 7

<sup>43</sup> Rapport KPMG, Section 3.3, p. 12 en ANNEXE 7



RESA est d'avis que la suppression (progressive) d'une rémunération cohérente et stable sur ces plus-values de réévaluation serait de nature à créer une discrimination entre les différents GRDs ; et ce, au-delà de l'impact financier global significatif auquel devront faire face tous les GRDs en cas de suppression (progressive) de rémunération sur les plus-values de réévaluation.

### 3.6.2. Gearing normatif et retrait PV – double peine

Suite au *gearing* normatif, RESA ne voit pas la totalité de sa quote-part de fonds propres rémunérée au taux de rendement des fonds propres. Le retrait de la plus-value de la valeur RAB aggrave encore ce phénomène, privant les investisseurs communaux et provinciaux d'une partie de leur rendement sur les fonds propres.

### 3.6.3. Argument de la VREG

La CWaPE justifie sa décision, dans sa Motivation, en se référant à l'étude d'*Europe Economics* réalisée pour la VREG mais il s'agit d'une lecture partielle de l'étude. Comme l'indique le rapport KPMG<sup>44</sup> en **ANNEXE 7** *Europe Economics* décrit trois positions possibles pour le régulateur et indique les problèmes potentiels majeurs en cas de changement de méthodologie.

La méthodologie tarifaire flamande ne saurait servir d'exemple probant sur lequel s'appuyer pour justifier ce changement de position proposé par la CWaPE.

En effet, les législations wallonnes et flamandes n'ont pas fait les mêmes choix et suivre l'exemple flamand reviendrait à s'écarter du texte du décret tarifaire wallon.

Si la Flandre a modifié son régime de rémunérations des capitaux de la valeur de reconstruction c'est parce que la législation flamande prévoit de rémunérer les GRD sur la base de leurs investissements. Le cadre juridique wallon est en effet différent sur ce point.

De plus, comme cela a été dit plus haut, et contrairement à la législation flamande, l'article 4, §1<sup>er</sup>, alinéa 1<sup>er</sup> du décret tarifaire wallon impose de maintenir la « cohérence entre les décisions prises au cours des périodes réglementaires antérieures en matière de valeur des actifs régulés ». La CWaPE ne peut pas revenir sur ses décisions du passé.

Enfin, l'Art. 4, § 2, 8<sup>o</sup> du décret tarifaire wallon indique que :

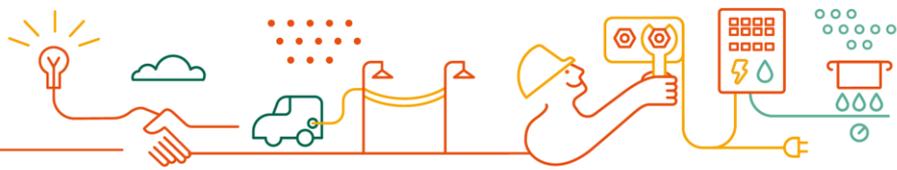
« Les paramètres la définissant, y compris la structure de financement sont fixés conformément aux pratiques d'activités comparables dans les **pays limitrophes** »

Cette disposition ne mentionne pas comme référence admise les pratiques d'activités comparables les autres Régions du Royaume.

## 3.7. Proposition de RESA

RESA propose le **retrait de la distinction entre RAB hors plus-value de réévaluation et plus-value de réévaluation** ainsi que la **suppression de la notion de rendement autorisé** au risque de conséquences majeures sur les comptes de RESA et sur sa capacité de financement (accès au crédit et coût de celui-

<sup>44</sup> Rapport KPMG section 3.5, p.15 en **ANNEXE 7**.

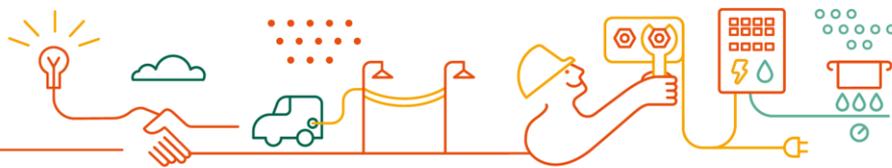


ci). RESA propose également **de ne pas tendre vers un phasing out de la prise en compte de la plus-value de réévaluation dans la base d'actifs régulés.**

RESA demande également à la CWaPE de préciser ses intentions sur la prise en compte de l'amortissement de la plus-value dans les tarifs au-delà de 2028.

Cela suppose :

- Une modification des articles 15 et 16 en ce sens ;
- La suppression des articles 30 et 31.



## 4. Conclusion

RESA, sans remettre en cause le mécanisme de la Marge Bénéficiaire Équitable, ni le principe de Coût Moyen Pondéré du Capital, doit constater que l'application des paramètres proposés par la CWaPE induit une diminution de la MBE telle qu'elle entraînera, au-delà de l'impossibilité de servir la moindre rémunération du capital aux communes associées, non seulement (i) une réduction significative de sa capacité à autofinancer ses investissements et (ii) une augmentation du recours aux financements externes mais également (iii) un déficit de couverture de ses charges financières réelles ayant un impact majeur sur le résultat net et sur la pérennité du modèle économique de la société à capitaux 100% publics.

### Affectation de la Marge Bénéficiaire Équitable :

La MBE de RESA n'est que très partiellement utilisée pour rémunérer le capital. Cette rémunération du capital ne représente que 33% de la MBE soit un taux de rendement de seulement 2.25% par rapport aux Fonds propres. En outre, seule la moitié (51%) de la rémunération des fonds propres est affectée aux actionnaires, le solde étant systématiquement réinvesti dans l'activité du GRD.

La MBE est, pour la plus grande partie (42%), utilisée pour réaliser des investissements sur fonds propres. En cas de diminution de la MBE telle que prévu dans la proposition de méthodologie tarifaire 2024-2028, notre capacité à autofinancer nos investissements sera diminuée et génèrera une augmentation mécanique du recours au financement externe et ainsi de nos charges financières.

Confidentiel

Ci-dessous, une simulation de l'utilisation de la MBE entre 2024 et 2028, il apparaît clairement que les investissements sur fonds propres (= non couverts par les amortissements) ne sont plus du tout couverts par la MBE dès 2026 et que RESA s'inscrirait mécaniquement dans une spirale d'endettement :

Confidentiel

### Propositions de RESA :

#### Fonds propres

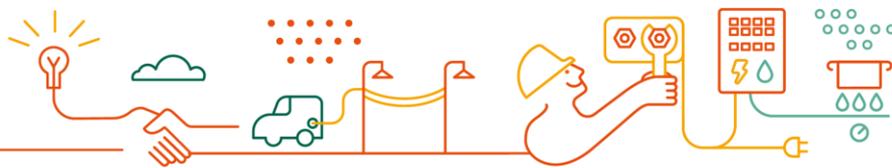
Sur base des éléments mentionnés ci-dessus, RESA propose de retenir comme valeur des paramètres de rémunération des fonds propres :

- Taux sans risque : **3,1%** pour la période réglementaire 2024-2028 afin de s'aligner sur les prévisions du Bureau Fédéral du Plan (2,1%), sur l'horizon d'investissement (+0,5%) et sur la notation de la Région Wallonne (+0,5%) ;
- Prime de risque de marché : **5,5 %** en deçà des modèles de marché (moyenne de 6,83%) ;
- Coefficient bêta : **0,75** en fonction des valeurs de marché.

#### Dette

Sur base de nos propositions ci-dessus, le coût de la dette total s'élève à **4,250%** (y compris frais de transaction).

Soit un taux sans risque de 3,1% identique au taux considéré pour les fonds propres augmenté d'une marge de crédit de 1,05% (inférieure aux prévisions des organismes de crédit). Les frais de transaction étant maintenus mais limités à 0,10% en fonction de la réalité observée.



Ce taux pourrait également faire l'objet d'une pondération entre la nouvelle dette et l'ancienne dette afin d'obtenir un taux de charge de financement au plus proche de la réalité de nos coûts. Par ailleurs, une revue ex-post est toujours souhaitée au vu de la grande volatilité actuelle des marchés.

#### Plus-value

Le maintien de la Marge Bénéficiaire Équitable sur la totalité de la RAB (incluant dès lors les plus-values de réévaluation) est un élément essentiel d'une régulation stable et prévisible assurant la cohérence des décisions passées. Ceci est fondamental quant à la confiance que des actionnaires, investisseurs en obligations, prêteurs, organismes de crédit, ... peuvent avoir dans une activité régulée et dans la capacité de celle-ci à faire face à ses obligations sur le long terme.

RESA propose dès lors le **retrait de la distinction entre RAB hors plus-value de réévaluation et plus-value de réévaluation** ainsi que la **suppression de la notion de rendement autorisé' dégressif**. RESA propose également **de ne pas tendre vers un phasing out de la prise en compte de la plus-value de réévaluation dans la base d'actifs régulés**.

Par ailleurs, RESA demande à la CWaPE une sécurité juridique sur d'une part le maintien de la base d'actifs régulés (RAB) sur le temps long et d'autre part sur le maintien de la prise en compte dans la base de coût du GRD de l'amortissement des plus-values de réévaluation jusqu'au terme.

**L'ensemble des propositions ci-dessus ne vise qu'à assurer à RESA une stabilité financière suffisante à maintenir un modèle économique viable permettant d'assurer les missions de service public, de garantir la capacité d'investir, notamment au regard des enjeux de transition énergétique mais également de ses activités courantes, de conserver un accès aux financements à des conditions de marché acceptables et enfin de permettre de continuer à rémunérer de manière mesurée et prévisible le capital détenu par les pouvoirs publics actionnaires de RESA.**



## Note de concertation - Charges nettes contrôlables

### 1. Introduction

Dans son projet de méthodologie tarifaire, la CWaPE propose de calculer l'enveloppe de coûts contrôlables de l'année 2024 sur base des coûts réels d'une période de référence 2019-2020. Cela concerne les charges OSP et hors OSP.

En ce qui concerne les charges nettes contrôlables hors OSP, la moyenne des charges nettes contrôlables réelles 2019-2020 est ensuite indexée jusqu'en 2024 sur base de l'indice santé des années 2021-2024. Au montant obtenu est ensuite ajouté le coût des projets spécifiques 2023 corrigés (CPS23 cor) et des charges nettes contrôlables additionnelles (CNC add) pour couvrir la transition énergétique (inducteurs de coûts exogènes). Enfin, le facteur d'efficacité  $X_i$  est appliqué dès la première année. L'enveloppe de coûts ainsi obtenue est le point de départ pour les enveloppes 2025-2028 qui évolueront sur base de paramètres définis dans la méthodologie tarifaire : l'indice santé, le facteur d'efficacité  $X_i$  et le facteur d'évolution des coûts.

En ce qui concerne les charges nettes contrôlables OSP, elles suivent le même trajet de détermination pour 2024 à l'exception des coûts des projets spécifiques 2023 et des charges additionnelles 2024. Le facteur d'efficacité portant sur ces charges est fixé à 0 pour la période réglementaire.

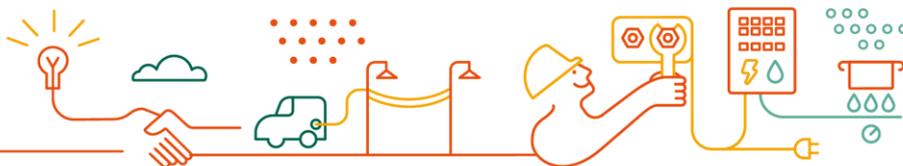
Le facteur d'efficacité  $X_i$  est traité dans la note en **ANNEXE 3** – Facteur d'efficacité  $X_i$ .

Le facteur FEC est traité dans la note en **ANNEXE 4** – Facteur d'Evolution des Coûts.

La présente note vise donc à couvrir :

- La base de coûts de référence 2019-2020 ;
- L'utilisation de l'indice Santé.

La note ci-dessous doit s'accompagner des autres commentaires plus détaillés dans le formulaire de concertation et inversement.



## 2. Vue globale de l'évolution des charges nettes contrôlables et constats

Comme exposée lors de notre réunion de concertation, l'évolution de nos charges nettes contrôlables (ci-après dénommées "CNC") suite à l'application des mécanismes et règles du projet de méthodologie tarifaire peut donner une image erronée de la couverture de nos coûts sur la période 2024-2028.

En effet, vous trouverez ci-dessous l'évolution de nos CNC telle qu'elle résulte d'une comparaison avec la proposition tarifaire 2023 telle qu'approuvée par le régulateur.

Confidentiel

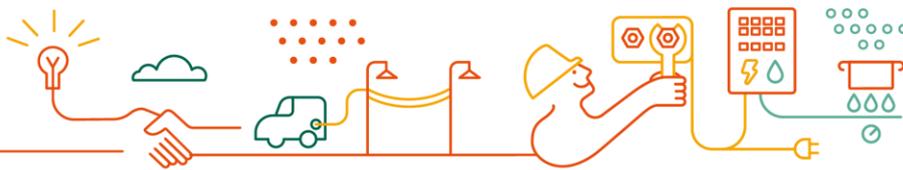
Cela signifie **concrètement** que nous allons devoir **démarrer la nouvelle période tarifaire avec moins de charges nettes opérationnelles qu'en 2023** (à € comparables, à coûts d'autonomisation "plein pot" 2023 et avec les budgets additionnels en 2024) ; ce qui nous apparaît comme totalement incompatible avec les nombreux enjeux de la période régulatoire 2024-2028 en termes de transition énergétique, d'investissements à réaliser et au vu des nombreux défis auxquels sera confronté le GRD.

Cette baisse de charges nettes opérationnelles trouve son origine dans plusieurs mécanismes du projet de méthodologie tarifaire :

- Une période de référence 2019-2020 totalement non représentative pour RESA au vu de son autonomisation et de la pandémie de covid-19. Ce constat est développé au [point 2](#) ci-dessous ;
- Un indice santé utilisé qui sera insuffisant pour couvrir la hausse "BaU" des charges nettes opérationnelles du GRD, soit ses missions de base, au vu des hausses de coûts de matières premières et de sous-traitance liées au contexte économique inflationniste mais aussi au manque de disponibilité des ressources premières. Par ailleurs, les charges de personnel d'un GRD évoluent plus rapidement que l'indice santé (évolutions barémiques, ...) et sont des charges très peu compressibles. Cet élément est développé au [point 4](#) ci-dessous.
- Un facteur d'efficience Xi dont l'objectif est de réduire l'"inefficience présumée" des GRD sur 5 années et qui s'applique également sur les charges d'amortissement qui résultent d'investissements passés et les charges additionnelles liées à la transition énergétique qui sont de nouveaux coûts. Ce point est développé plus en profondeur dans la note spécifique sur le Facteur d'efficience Xi en **ANNEXE 3**.

Des charges additionnelles 2024-2028 (traduites dans le taux FEC à partir de 2025) insuffisantes pour couvrir les coûts liés à la transition énergétique de RESA. Ce point est développé plus en profondeur dans la note spécifique sur le Facteur d'Evolution des Coûts en **ANNEXE 4**.

Nous pouvons également observer sur base de l'ANNEXE 1 du projet de méthodologie tarifaire que les coûts contrôlables des GRD ont évolué en moyenne de +/- 5,6% par an ; ce qui paraît également incompatible avec les évolutions autorisées de 2024 à 2028 (1,4% en moyenne, charges additionnelles comprises).



### 3. La base de coûts de référence 2019-2020

L'approche qui consiste à se baser sur les coûts réels d'une année de référence est une approche courante dans la régulation européenne. Cependant, elle a été conçue pour un système énergétique en état d'équilibre. Or le système énergétique subit actuellement une transformation structurelle<sup>1</sup>.

Les GRD sont maintenant confrontés à de nouveaux défis suite à l'accélération de la production décentralisée mais aussi à l'apparition de nouveaux usages tels que la mobilité électrique, l'électrification de la chaleur, ... En gaz, également, la stabilité du modèle énergétique est remise en cause : rôle de la molécule, hydrogène, injection de gaz vert, ... voire mise hors service de partie du réseau.

De ce fait, de nombreux régulateurs s'éloignent de cette approche dont le régulateur britannique qui utilise des business plans<sup>2</sup>.

Dans le contexte actuel, une méthodologie de type « rétroviseur » ne semble pas appropriée. Face à ces nouveaux défis et changements, il est évident que les coûts historiques ne pourront pas prédire avec précision les coûts futurs. Nous comprenons que la CWaPE a prévu un Facteur d'Évolution des Coûts pour justement palier à ces nouveaux défis mais nous ne pouvons que constater que ce dernier sera insuffisant au vu des nombreux défis du GRD (CNC 2024 < CNC 2023 !). Voir **ANNEXE 4**.

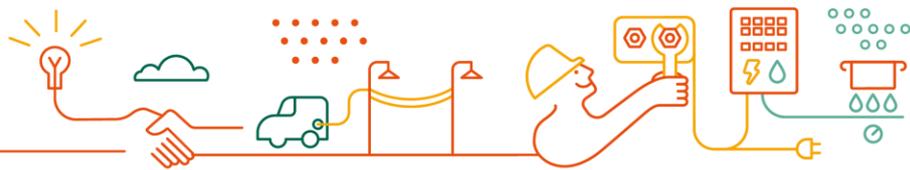
Par ailleurs, une partie importante des coûts *BaU* GRD (hors transition énergétique) servant à ses missions de base ne seront plus couverts sur base du projet actuel de méthodologie tarifaire et notamment de la période de référence choisie.

La période de référence choisie, moyenne des années 2019 et 2020, est non représentative des activités en « vitesse de croisière » de RESA ; et ce, pour plusieurs raisons énumérées ci-dessous :

- Premièrement, il s'agit des deux premières années de la première période régulatoire de 5 ans ; ce qui semble déjà loin en termes d'évolution des projets, de structuration d'entreprise, de *staffing*, ...
- Deuxièmement, 2019 est l'année durant laquelle RESA s'est opérationnellement autonomisée du groupe Nethys. Les coûts de cette année-là reflètent une activité où l'ensemble des projets ont été mis sur « pause » le temps de cette autonomisation : structuration juridique du nouveau RESA, séparation physique des activités, séparation des achats, séparation informatique, constitution des organigrammes cibles, répartition du personnel, création des nouveaux services de support, ... Cette autonomisation en plus d'avoir été notre objectif premier cette année-là et d'avoir ralenti certains projets a généré des coûts pour RESA mais ces coûts ne sont arrivés à leur complétude (ou presque) qu'en 2023. En effet, toutes ses activités d'autonomisation ont pris du temps à se mettre en place et à générer les coûts qui y sont liés : l'exemple le plus flagrant et le *staffing* des équipes via les transferts et les recrutements mais cela s'observe également au niveau de la renégociation des marchés publics communs, de la séparation des logiciels informatiques, de la reprise en interne de certaines activités informatiques, des bâtiments, ... En résumé, 2019 est une année qui ne représente pas du tout les coûts du « RESA autonomisé » ni des projets/missions de base en vitesse de croisière.
- Enfin, 2020, comme tout le monde le sait, est une année où la pandémie de covid-19 a fortement perturbée les activités du GRD dont les activités jugées « non essentielles » ont dû

<sup>1</sup> Rapport NERA : section « 2.3. Modification des priorités pour la réglementation » en **ANNEXE 6**.

<sup>2</sup> Rapport NERA p. 14 ou section: «3. Évaluation des coûts » en **ANNEXE 6**.



être mises à l'arrêt. Nous avons également fait face à un ralentissement de l'activité lié à l'absence de personnel. Par ailleurs, pour les raisons invoquées préalablement dans cette note, 2020 n'est pas non plus une année représentative des coûts BaU du RESA autonomisé.

Sur base de ce choix d'année de référence, nous observons déjà la non-couverture des éléments de coûts suivants ; ce qui nous génère un déficit sur nos activités BaU/missions de base<sup>3</sup> :

3.1 Confidentiel

3.2 Confidentiel

3.3 Confidentiel

3.4 Confidentiel

3.5 Confidentiel

3.6 Confidentiel

3.7 Confidentiel

3.8 Confidentiel

## 4. L'indice santé

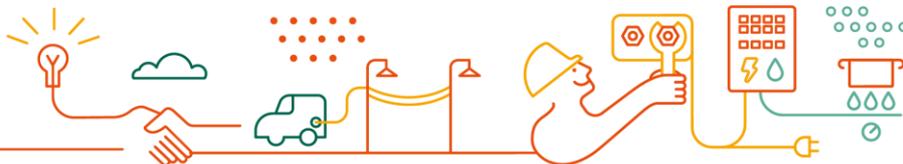
Le taux de l'indice santé choisi pour le régulateur ne permettra pas au GRD de couvrir l'évolution de ses coûts liés au contexte inflationniste actuel.

Le coût des matières premières, notamment cuivre, aluminium et acier, et de la sous-traitance (voir 3.4 ci-dessus) évoluent bien plus vite que l'indice santé. L'indice des prix à la consommation ne permettrait pas non plus de couvrir cette inflation galopante mais a pour le moins l'avantage de tenir compte du paramètre carburant dont l'évolution des coûts s'impose au GRD.

D'après L'Echo<sup>4</sup>, l'inflation belge est au plus haut depuis 1976 atteignant 9,94% en rythme annuel. Le GRD n'a aucune maîtrise sur l'évolution de ces taux. C'est pourquoi nous préconiserions une revue ex-post du paramètre d'inflation pour autant que ce dernier dépasse un certain couloir.

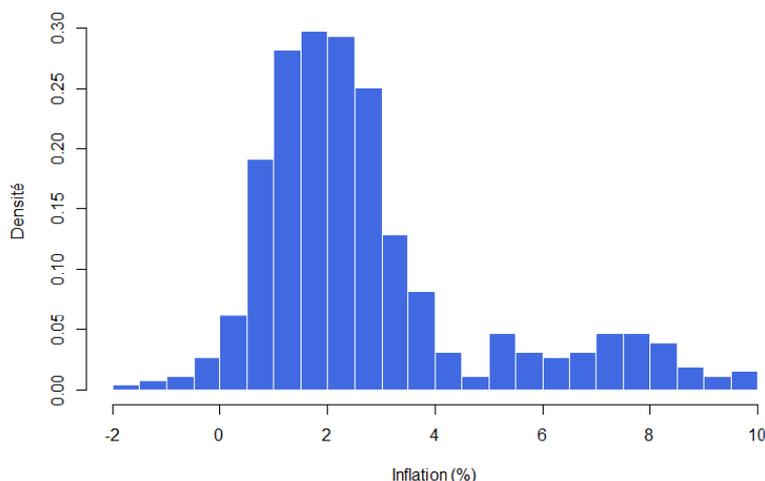
<sup>3</sup> Ces coûts ont fait l'objet d'une estimation plus précise depuis notre réunion de concertation du 4 juillet 2022 ; d'où des montants adaptés.

<sup>4</sup> L'Echo. L'inflation belge au plus haut depuis 1976 - 30 août 2022



Sur base du rapport NERA que vous trouverez en **ANNEXE 6**, on constate si des pics positifs significatifs du taux d'inflation réel se produisent occasionnellement, les périodes de déflations sévères d'ampleurs similaires sont extrêmement rares. Voir aussi le graphe ci-dessous.

**Figure 3.2 : Répartition des taux historiques d'inflation belges**



Source : Analyse NERA basée sur les données Datastream.

La méthodologie actuelle a dès lors de plus grandes probabilités de sous-estimer l'inflation que de la surestimer.

Enfin, afin de tenir compte d'autres paramètres d'évolution de certains coûts comme les charges de personnel qui sont des charges très peu compressibles (augmentation barémiques, ...) ou des matières premières, nous souhaiterions que la CWaPE prévoie la possibilité de défendre un « indice majoré » sur certains types de coûts.

Enfin, nous pouvons imaginer que la CWaPE tiendra compte des dernières prévisions d'inflation pour 2022 et 2023 (et suivantes si mises à jour) lors de la rédaction de sa méthodologie tarifaire définitive.

## 5. Conclusion et propositions de RESA

En conclusion, nous comprenons le choix de la CWaPE d'opter pour une approche basée sur les coûts historique et un indice santé.

Nous craignons cependant vivement que cette approche ne soit pas appropriée dans le contexte actuel très instable au niveau des prix mais aussi caractérisé par des nombreux défis pour RESA en termes de transition énergétique mais aussi d'amélioration de la satisfaction client.

Pour rappel, le modèle actuel amène RESA à devoir travailler en 2024 (tout compris : mission de base, transition, ...) avec moins de charges nettes opérationnelles qu'en 2023 ! La démonstration vous en a été faite au point 2.



Les causes de ces manques à gagner sont de deux ordres : la base de référence et le taux d'indexation. Ces causes vous ont été détaillées au point 3 et 4.

Il ne nous semble pas raisonnable de penser que RESA au vu :

- De la situation économique actuelle,
- De ses enjeux en termes :
  - o Satisfaction clients,
  - o Transition énergétique,

va pouvoir continuer à assurer des réseaux de qualité et ses missions de base dans les prochaines avec une sous-couverture de ses coûts récurrents de cette ampleur.

Ce modèle, s'il est maintenu en l'état, amènera donc RESA en grandes difficultés financières dès 2024.

Afin de rendre le modèle soutenable pour le GRD, nous recommanderions :

1. d'adapter la base de référence :
  - a. Prévoir une **enveloppe complémentaire 2024** (à l'instar des CNC additionnels) à justifier et faire approuver par le régulateur pour tenir compte de l'autonomisation, de la réorganisation dans un but d'amélioration de la satisfaction clients et du contexte économique<sup>5</sup> qui sont des éléments concrets et factuels impactant RESA ;
  - b. Ou période 2019-2020 corrigée d'éléments connus (voire acceptés) du régulateur;
  - c. Ou éventuellement, **période 2020-2021** corrigée d'éléments connus (voire acceptés) du régulateur ;
2. de prévoir des **indices d'indexation majorés** sur certains types de coûts ;
3. de prévoir une procédure de revue ex-post du paramètre d'indexation en cas d'écart significatif avec les prévisions (mécanisme du couloir).

---

<sup>5</sup> Nous partons du principe que notre plan industriel (**ANNEXE 9**) répondant aux objectifs de transition énergétique sera inclus dans les CNC additionnels 2024.



## ANNEXE 3

31/08/2022

# Note de concertation - Facteur d'Efficiency Xi

## Introduction

La CWaPE prévoit dans son projet de méthodologie tarifaire l'application d'un facteur individuel d'efficacité appliqué aux charges nettes contrôlables hors OSP (Article 44 §2).

Ce facteur individuel d'efficacité s'applique à la fois à l'électricité et au gaz et s'élève respectivement à -1,031% et -2,033% (Article 46).

Cela signifie que le GRD doit, selon le régulateur à des fins d'efficacité, effectuer des économies de coûts significatives, chaque année et durant l'ensemble de la période réglementaire.

La note ci-dessous doit s'accompagner des autres commentaires figurant dans le formulaire de concertation et inversement.

Ce facteur d'efficacité est le prolongement du facteur d'efficacité global qui était d'application dans la méthodologie tarifaire 2019-2023 et qui avait été fixé forfaitairement à -1,5% pour tous les GRDs et pour les deux énergies.

En d'autres termes, sur 9 années (entre 2019 et 2028), toute chose restant égale par ailleurs, RESA devrait avoir réduit ses coûts de 11% en électricité et de 15% en gaz.

Il est utile de préciser que l'application de ces facteurs individuels d'efficacité ne constitue pas la seule et première incitation à l'efficacité des GRDs. En effet, de par son rôle de régulateur, la CWaPE impose un plafond de revenu autorisé du GRD (« méthode revenue cap »). Les facteurs individuels d'efficacité s'appliquent donc en plus des mécanismes déjà présents.

## Principe du facteur d'efficacité dans un marché en révolution

Nous comprenons le souhait de la CWaPE de voir les GRD s'inscrire dans un processus d'amélioration continue de leur efficacité afin de réaliser leurs missions au meilleur coût pour la société. RESA a, depuis toujours été particulièrement attentive au contrôle des coûts au bénéfice du consommateur d'énergie. Retenons que les tarifs de RESA ont, historiquement, été sous la moyenne des tarifs des GRD wallons et que celle-ci n'a jamais dégagé de bonis (gains sur contrôlables) significatifs. Dans la continuité des efforts importants déjà réalisés par le passé, RESA lance en 2022 un plan d'efficacité opérationnelle dans ce sens.



Par ailleurs, il a été démontré à suffisance que les coûts de distribution ont évolué moins vite que l'inflation depuis la libéralisation.

Cependant, nous sommes convaincus qu'une réduction arbitraire et linéaire des coûts ne mènera pas à l'amélioration de l'efficacité des GRD. En effet, dans n'importe quel secteur de notre économie, le pilier essentiel sur lequel peut reposer une amélioration de l'efficacité via une réduction des coûts est la stabilité. Dans un marché stable, une réduction des coûts entraînerait de facto une amélioration de l'efficacité. En considération des enjeux de transition énergétique auxquels l'ensemble du secteur, en général et les GRD en particulier, doit faire face, il nous semble que la condition de base à une efficacité via une réduction des coûts, à savoir la stabilité du marché, n'est pas remplie actuellement.

Notre secteur est aujourd'hui à l'aube d'une véritable révolution énergétique avec une électrification massive de la mobilité et de la chaleur combinée au développement accéléré de la production décentralisée d'énergie renouvelable. Lorsque la nouvelle période réglementaire débutera, nous en serons déjà à l'aurore et lorsque celle-ci se terminera, les véhicules électriques seront présents dans toutes nos communes, dans tous nos quartiers et dans toutes nos rues.

Il est certain que cette révolution ne pourra se réaliser que via des investissements intensifs soutenus par une régulation *supportive* des enjeux auxquels notre marché fera face dans les prochaines années.

Nous pensons dès lors que l'imposition d'un facteur de réduction linéaire et drastique de nos coûts de fonctionnement ne mènera pas à l'efficacité mais bien à un plan d'économies, voire de restructuration avec des conséquences sociales certaines et une diminution de la qualité de service de RESA.

## Evaluation chiffrée de l'impact du facteur Xi

Sur base du projet de méthodologie actuel, l'impact du Xi sur RESA peut être chiffré (hors impact FEC et IS) comme suit :

M€ - Electricité	2024	2025	2026	2027	2028
CNC avec Xi	103,3	102,2	101,2	100,1	99,1
CNC sans Xi	104,4	104,4	104,4	104,4	104,4
<b>Impact Xi</b>	<b>1,1</b>	<b>2,1</b>	<b>3,2</b>	<b>4,2</b>	<b>5,3</b>
<i>Impact Xi (en % annuel)</i>	-1,031%	-1,031%	-1,031%	-1,031%	-1,031%
<i>Impact Xi (en % cumulés)</i>	-1,031%	-2,051%	-3,061%	-4,061%	-5,050%

M€ - Gaz	2024	2025	2026	2027	2028
CNC avec Xi	49,7	48,7	47,7	46,8	45,8
CNC sans Xi	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8
<b>Impact Xi</b>	<b>1,0</b>	<b>2,0</b>	<b>3,0</b>	<b>4,0</b>	<b>5,0</b>
<i>Impact Xi (en % annuel)</i>	-2,033%	-2,033%	-2,033%	-2,033%	-2,033%
<i>Impact Xi (en % cumulés)</i>	-2,033%	-4,025%	-5,976%	-7,887%	-9,760%

Dans le projet de méthodologie tarifaire 2024-2028, le facteur Xi s'applique dès la première année de la période réglementaire sur base de l'estimation construite actuellement sur la période 2019-2020 (voir note spécifique) qui est déjà fortement en deçà des niveaux de coûts actuels (2022 et 2023) et à venir (2024-2028). Nous pensons de ce fait que le facteur Xi ne devrait pas s'appliquer la première année de



la période régulatoire (comme c'était le cas en 2019-2023) ; l'année 2024 n'étant déjà pas représentative du niveau de coûts en régime de croisière de RESA.

L'application de ce facteur mène à une réduction cumulée de coûts à fin 2028 de **5,05%** en électricité et **9,76%** en gaz.

Par ailleurs, ce facteur est appliqué sur les charges opérationnelles mais également sur les charges nettes liées aux immobilisations (amortissements/désaffectations). Or dans la réalité opérationnelle de RESA, il n'est pas possible d'agir sur ces dernières à court ou moyen terme étant donné qu'elles résultent mécaniquement des investissements du passé. Si on compare l'économie à réaliser suite à l'application de ce facteur avec les charges nettes effectivement sous le contrôle du GRD, soit hors charges nettes liées aux immobilisations, le pourcentage cumulé d'économies à réaliser sur les coûts qui sont réellement contrôlables croit fortement pour atteindre **7,53%** en électricité et **15,69%** en gaz (voir tableau ci-dessous). Ajouté à la réduction linéaire de coûts (facteur X de 4 fois 1,5% au cours de la précédente période régulatoire), l'effort cumulé imposé à RESA sur une période de 9 années (2020 à 2028 s'élèvera à **13,53%** en électricité et **21,69%** en gaz.

M€ - Electricité	2024	2025	2026	2027	2028
<b>Impact Xi</b>	<b>1,1</b>	<b>2,1</b>	<b>3,2</b>	<b>4,2</b>	<b>5,3</b>
<i>Impact Xi (en % annuel)</i>	-1,031%	-1,031%	-1,031%	-1,031%	-1,031%
<i>Impact Xi (en % cumulés)</i>	-1,031%	-2,051%	-3,061%	-4,061%	-5,050%
CNC hors CNI	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
<i>Xi corrigé (en % annuel)</i>	-1,55%	-1,55%	-1,55%	-1,55%	-1,55%
<i>Xi corrigé (en % cumulés)</i>	-1,54%	-3,06%	-4,56%	-6,05%	-7,53%

M€ - Gaz	2024	2025	2026	2027	2028
<b>Impact Xi</b>	<b>1,0</b>	<b>2,0</b>	<b>3,0</b>	<b>4,0</b>	<b>5,0</b>
<i>Impact Xi (en % annuel)</i>	-2,033%	-2,033%	-2,033%	-2,033%	-2,033%
<i>Impact Xi (en % cumulés)</i>	-2,033%	-4,025%	-5,976%	-7,887%	-9,760%
CNC hors CNI	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6
<i>Xi corrigé (en % annuel)</i>	-3,36%	-3,36%	-3,36%	-3,36%	-3,36%
<i>Xi corrigé (en % cumulés)</i>	-3,27%	-6,47%	-9,61%	-12,68%	-15,69%

Dans ces charges opérationnelles contrôlables hors charges nettes liées aux immobilisations, nous retrouvons une grande partie de nos coûts liés au personnel de RESA.

Or, le décret gouvernance impose au GRD de disposer de personnel suffisant et de qualité. Cette exigence figure également dans les lignes directrices que la CWaPE a émises dans le cadre du renouvellement des GRD. Ces charges de personnel ont un coût très peu compressible et leur évolution annuelle est déjà insuffisamment couverte suite à l'application de l'indice santé (voir **ANNEXE 2 – Charges nettes opérationnelles**).

Une réduction annuelle et structurelle des coûts de personnel telle qu'imposée par le facteur Xi (voir tableau ci-dessous) équivaut à une réduction de **confidentiel** pour RESA en 2028 pour réaliser les missions de base du GRD. Ceci sera impossible sans un plan de restructuration, qui mettrait par ailleurs à mal la qualité du service public.

Confidentiel



Continuer à diminuer d'autorité la base de coûts des GRD finira par mettre ceux-ci en situation de ne plus pouvoir remplir leurs missions. En effet, ces coûts (même ceux relatifs aux activités dites « BaU ») ne sont pas indéfiniment compressibles.

Nous tenons également à rappeler que le décret tarifaire prévoit à ce sujet dans son article 4, §2, 17° : « 17° les efforts de productivité éventuellement imposés ou réalisés par les gestionnaires de réseau de distribution ne peuvent pas mettre en péril à court ou à long terme la qualité des réseaux, la sécurité des personnes ou des biens ni la continuité de la fourniture ou encore la viabilité économique des gestionnaires de réseau de distribution ».

## Etudes ayant mené à la détermination des scores d'efficacité des GRD

Afin de la soutenir dans la détermination des scores d'efficacité des GRDs wallons, la CWaPE a sollicité la société Schwartz & Co afin de réaliser un benchmarking international. La société Schwartz & Co a décidé d'effectuer une analyse par régression linéaire en utilisant un modèle dénommé Advanced Cols (méthode développée par la société Schwartz & Co sur base de la méthode paramétrique COLS) comparant 21 GRDs pour l'électricité (5 GRDs wallons et 16 GRDs « internationaux » dont 1 bruxellois, 1 flamand et 14 GRDs allemands) et 21 GRDs pour le gaz (2 GRDs wallons et 19 GRDs « internationaux » dont 1 bruxellois, 1 flamand et 17 GRDs allemands).

Nous vous renvoyons pour consolider nos analyses à différents rapports externes dont les deux premiers vous avaient déjà été transmis lors de nos échanges relatifs aux études de Schwartz & Co (LOT 2) ; leurs conclusions restant d'application :

- Rapport du professeur Axel Gauthier – **ANNEXE 8**
- Rapport du professeur Damien Ernst – **ANNEXE 8**
- Rapport de NERA – **ANNEXE 6**

Comme les autres annexes, ces annexes « Rapports » font partie intégrante de notre avis.

### Rappel du contexte des études

La CWaPE a désigné la société Schwartz & Co afin de réaliser une étude sur le modèle de benchmarking le plus approprié pour la région wallonne. Une option était prévue pour la réalisation de ce benchmarking sur base de la méthode préconisée.

Un rapport intermédiaire a été émis en date du 3 septembre 2020 et soumis à consultation du 9 septembre au 7 octobre 2020. Les GRD ont rentré leurs commentaires, accompagnés d'analyses d'experts académiques, en date du 7 octobre 2020 – voir **ANNEXE 8**.

Le rapport final a été émis en date du 12 novembre 2020 accompagné du rapport de consultation.

Ensuite, l'option a été levée et Schwartz & Co a réalisé le benchmarking sur base de données 2019.

Les résultats finaux de ce benchmarking ont été communiqués dans un rapport daté du 20 septembre 2021. Ce dernier a été mis à jour sur base des données 2020 et le rapport mis à jour a été transmis en date du 6 mai 2022.

Aucune possibilité de consultation ou réactions des GRDs n'a été organisée ni même possible sur ces rapports de résultats du benchmarking, ce que nous regrettons fortement.

Les données 2021 ont été demandées aux GRDs.



## Commentaires sur les résultats de ces études

Tout d'abord, il est primordial de rappeler que le décret tarifaire encadre toute méthode de contrôle des coûts reposant sur des techniques de comparaison en son article 4§2 15° : « 15° toute méthode de contrôle des coûts reposant sur des techniques de comparaison tient compte des différences objectives existant entre GRD et qui ne peuvent être éliminées à l'initiative de ces derniers. Toute décision utilisant des techniques de comparaison des coûts tient compte de la qualité des services rendus et est basée sur des données homogènes, transparentes et fiables. Toute comparaison avec d'autres gestionnaires de réseau est réalisée entre des sociétés ayant des activités similaires et opérant dans des circonstances analogues ».

Nos commentaires critiques, issus pour la plupart des rapports externes susmentionnés, sur la réalisation du benchmarking d'efficacité par Schwartz & Co portent essentiellement sur :

- La méthode de benchmarking choisie ;
- La taille et constitution de l'échantillon ;
- Les inputs et outputs ;
- Le manque de transparence ;
- Le manque d'analyse de sensibilité ;
- L'interprétation des résultats.

### 1. La méthode de benchmarking

La méthodologie choisie par la société Schwartz & Co semble avoir été choisie avant même l'analyse des différentes solutions possibles.

Les méthodes non-paramétriques ont été immédiatement exclues par Schwartz & Co, pourtant très répandue au sein des régulateurs, par que "ces méthodes ne permettent pas de valider la qualité et la robustesse statistique des résultats obtenus."

Schwartz & Co exclut également les méthodes paramétriques SFA (également répandue au sein des régulateurs) et StoNED sur base d'une taille d'échantillon qu'il considère comme trop importante dans le cadre d'un benchmark international. Or COLS est clairement dépassé par rapport à SFA dans la littérature académique<sup>1</sup> et la méthode SFA a l'avantage de séparer l'inefficience du bruit statistique.

Schwartz & Co préconise donc une méthode paramétrique de type Advanced COLS qu'il a développé avec l'aide d'un professeur d'économétrie.

Ce modèle ne peut être sélectionné uniquement sur base de tests statistiques mais devrait également être compréhensible au niveau économique, ce qui n'est pas le cas actuellement.

Enfin, un manque de confiance important provient du fait qu'aucun autre modèle ou autre échantillon n'ont été testés par Schwartz & Co. Cela permettrait de comparer les résultats des modèles et des échantillons et éventuellement de constater une convergence des résultats.

Le régulateur allemand utilise par exemple l'approche "best-of" entre plusieurs méthodes.

### 2. La taille et la constitution de l'échantillon

---

<sup>1</sup> Rapport NERA, Section 4.5.1



Lors d'un exercice de benchmarking de n'importe quelle société, le risque le plus important consiste à comparer des sociétés si différentes que les résultats de la comparaison n'apportent que peu d'éléments intéressants. Afin de neutraliser ce risque, il est intéressant d'augmenter significativement l'échantillon. Dans le cas présent, l'échantillon utilisé par Schwartz & Co est trop petit et la manière dont celui-ci a été constitué nous apparaît comme ayant été orientée.

L'utilisation d'un échantillon trop restreint donne des résultats qualitativement limités et peu robustes. De plus, celui-ci limite le choix des modèles à utiliser ainsi que le nombre de variables explicatives<sup>2</sup>.

La validité des analyses statistiques augmente généralement avec la taille de l'échantillon. Avec un échantillon de petite taille, l'ajout d'une observation supplémentaire modifie considérablement les résultats de l'analyse ; la suppression des valeurs aberrantes également. Selon les estimations de NERA, une modification de la taille de l'échantillon peut affecter les scores d'évaluation comparative jusqu'à 20 points de pourcentage.

Compte tenu de ces observations, RESA ne comprend pas pourquoi Schwartz & Co n'a pas inclus plus de pairs internationaux (échantillon allemand complet, France, Pays-Bas...).

La constitution de l'échantillon pose également question étant donné que Schwartz & Co a sélectionné délibérément les comparateurs allemands sur base de leur score d'efficacité, ce qui va à l'encontre du principe de la méthode COLS, à savoir une sélection aléatoire de l'échantillon<sup>3</sup>. Il aurait été intéressant d'obtenir ensuite les scores d'efficacité de ces comparateurs allemands dans l'étude de Schwartz & Co afin de valider ou invalider ce modèle. Nous n'avons pas obtenu ces informations.

### 3. Les inputs et output

La définition de la variable d'input du modèle est aussi extrêmement importante et doit être rendue comparable au sein de l'échantillon. La définition de la variable input (coût) de Schwartz & Co donne lieu à plusieurs distorsions qui sont explicitées dans le rapport de NERA<sup>4</sup>. Les procédures de standardisation (opex et capex) ne sont pas non plus claires.

Enfin, il est important de préciser que les coûts allemands utilisés par Schwartz & Co sont sous-estimés. En effet, Schwartz & Co se base sur les coûts allemands de 2015 et 2016 qu'ils ont indexés d'environ 5% jusque 2019. Il s'avère qu'en réalité, et sur base des comptes des GRDs allemands, les coûts ont augmenté en moyenne de 12,9%<sup>5</sup>.

En termes de variables d'output, les modèles de Schwartz & Co omettent clairement des facteurs inducteurs de coûts pertinents ; ce qui rend le modèle très sensible aux changements de données.

### 4. La transparence

Le processus de mesure de l'efficacité des GRDs wallons a manqué significativement de transparence ; ce qui a amené inévitablement des questions sur la validité des résultats. Ce manque de transparence a porté notamment sur la constitution et la standardisation de la base de coût (input) ainsi que sur la constitution de l'échantillon.

Nous ignorons quelles sont les GRDs allemands utilisés dans le benchmarking, nous ne disposons pas des données utilisées dans le benchmarking, même anonymement. Cela ne nous permet pas, dès lors,

---

<sup>2</sup> Rapport du professeur Axel Gautier, point 4 – **ANNEXE 8**.

<sup>3</sup> Rapport NERA, Section 4.4. – **ANNEXE 6**.

<sup>4</sup> Rapport NERA, Section 4.5.2. – **ANNEXE 6**.

<sup>5</sup> Rapport NERA, Section 4.5.2. – **ANNEXE 6**.



de valider les calculs réalisés, de réaliser un test de sensibilité, voire même de donner un quelconque avis sur l'analyse menée par Schwartz & Co<sup>6</sup>.

D'autres régulateurs publient les données d'entrée et les résultats du benchmarking sur leur site internet.

Ce manque de transparence peut même remettre en cause le bien-fondé de la consultation publique :

*"Étant donné qu'il est impossible pour les opérateurs de réseau et les autres parties intéressées d'évaluer la validité économique et l'exactitude mathématique des calculs de Schwartz & Co, il semble peu utile de demander aux opérateurs de réseau et aux autres parties intéressées de donner leur avis sur ces calculs"*<sup>7</sup>.

Par ailleurs, il n'y a pas eu de concertation dédiée préalable au rapport final relatif à la réalisation du benchmarking et ses résultats (option du Lot 2), comme cela avait été le cas sur le rapport intermédiaire relatif à la méthodologie préconisée (lot 2).

## 5. Le manque d'analyse de sensibilité

Comme évoqué au points 2 et 3, les modèles de Schwartz & Co sont très sensibles aux changements dans les données. Ils font dès lors preuve de peu de robustesse.

Par exemple, il paraît irréaliste qu'un modèle statistique robuste montre de tels écarts d'efficacité (allant jusqu'à 10% !), pour un même GRD, deux années de suite<sup>8</sup>.

En absence de cette robustesse, il est incorrect d'attribuer des coûts inexplicables par le modèle de benchmarking à l'inefficacité.

## 6. L'interprétation des résultats

En raison du manque de transparence, il est impossible d'évaluer quantitativement si les scores d'efficacité calculés par Schwartz & Co sont liés à l'efficacité réelle des GRDs wallons.

Afin que le GRD puisse prendre les mesures nécessaires à l'amélioration de l'inefficacité détectée par le modèle, il est primordial qu'il puisse comprendre "économiquement" quels sont les inputs et outputs qui ont pu générer cette inefficacité.

Dans son modèle de benchmarking, Schwartz & Co sélectionne les variables outputs sur base d'une approche purement statistique.

De ce fait et ce, même au vu des différents rapports reçus, RESA est incapable de comprendre quelles sont ses variables à améliorer ; sur quoi agir sur le terrain pour améliorer ce score. Cette absence de lien avec une réalité économique derrière le modèle purement statistique nous laisse perplexe quant aux mesures à prendre.

Or si RESA ne sait pas où réaliser l'effort induit par ce facteur d'efficacité, ce sont ses coûts contrôlables « efficaces » qui devront encore être réduits menant à un risque de sous-investissement et de baisse de la qualité de service.

Suite aux différents manquements repris ci-dessus ainsi que dans le rapport NERA (pp. 16 à 38) et dans les rapports des professeurs Axel Gautier et Damien Ernst, à savoir les choix méthodologiques

---

<sup>6</sup> Rapport NERA, Section 4.3. – ANNEXE 6.

<sup>7</sup> Rapport NERA, Section 4.3. – ANNEXE 6.

<sup>8</sup> Rapport NERA, Section 4.6. – ANNEXE 6.



discutables, un échantillon restreint et “orienté”, un manque de transparence flagrant et des variables de coûts omises, il nous semble inopportun d’attribuer les coûts inexpliqués à l’inefficience. Nous attendons que la CwaPE qu’elle démontre que ces coûts inexpliqués peuvent être assurément attribués à l’inefficience.

## Conclusions et propositions de RESA

Suite aux arguments développés ci-dessus qui démontrent le manque de robustesse des résultats de Schwartz & Co, la meilleure approche serait de ne pas appliquer les résultats de cette étude. Cependant, afin d’atténuer partiellement le manque de fiabilité du score d’efficacité calculé par Schwartz & Co, il conviendrait d’instaurer plusieurs mécanismes de sécurité<sup>9 10</sup>.

### Propositions de RESA

RESA propose, d’une part l’instauration de mécanismes de sécurité.

Mécanisme de sécurité #1 : Utilisation du 1er quartile au lieu du 1er décile. L’application du facteur Xi basée sur le premier décile induirait une réduction de coûts de 11% et 15% pour l’électricité et le gaz, respectivement, sur la période 2020 à 2028. Alors que l’application de ce mécanisme de sécurité limiterait la réduction à 8% et 7%, respectivement pour l’électricité et le gaz (toujours sur 9 années), ce qui reste très élevé mais pèserait moins sur les moyens du GRD.

Mécanisme de sécurité #2 : En plus de l’utilisation du premier quartile, nous proposons l’étalement de l’application du score d’efficacité sur deux périodes réglementaires plutôt qu’une seule, soit jusqu’à l’issue de la période réglementaire débutant en 2029. Comparativement à l’application du premier décile étalé sur une seule période réglementaire (pour mémoire -11% et -15% en 9 ans pour l’électricité et le gaz, respectivement), l’application de ces deux mécanismes de sécurité combinés amènerait une limitation coûts de Resa de 8% en 15 ans (7% après 9 ans) et de 7% en 15 ans (6% après 9 ans) pour l’électricité et le gaz, respectivement. Ceci serait nettement plus supportable pour le GRD.

D’autre part, l’exclusion de certains coûts de la base d’application du facteur individuel d’efficacité :

- Les amortissements : dans la mesure où ceux-ci résultent pour la plus grande majorité d’investissements du passé et que RESA n’a aucun moyen de réduire ces coûts à court et moyen terme. Cette mesure empêchera les GRD de récupérer leurs investissements historiques ; ce qui constitue une forme d’expropriation<sup>11</sup>.
- Les coûts inhérents au FEC (Facteur d’évolution des Coûts) : étant donné que ces coûts sont, par définition, des coûts nouveaux.

**RESA est favorable aux mesures encourageant les GRD à améliorer leur efficacité. Celle-ci a, depuis toujours été particulièrement attentive au contrôle des coûts au bénéfice du consommateur d’énergie. Retenons que les tarifs de RESA ont, historiquement, été sous la moyenne des tarifs des GRD wallons et que celle-ci n’a jamais dégagé de bonis (gains sur contrôlables) significatifs. Dans la continuité des efforts importants déjà réalisés par le passé, RESA lance en 2022 un plan d’efficacité opérationnelle dans ce sens.**

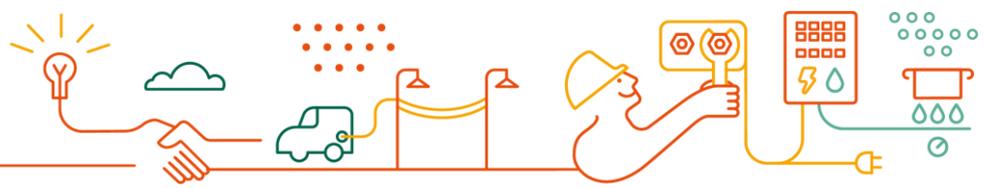
<sup>9</sup> Rapport NERA Section 4.7. – ANNEXE 6.

<sup>10</sup> Le benchmarking national allemand, plus fiable que celui de Schwartz & Co en comporte cinq : best-of entre les modèles, best-of entre les variables de coûts, élimination des valeurs aberrantes, possibilité d’exclure certains coûts benchmarking, possibilité de scores supérieurs à 100%. Rapport NERA Section 4.7. – ANNEXE 6.

<sup>11</sup> Rapport NERA Section 4.7. – ANNEXE 6.



Il convient cependant d'appliquer de tels mécanismes de manière mesurée et sans mettre en péril l'équilibre économique et la capacité de RESA à remplir ses missions de service public. La proposition d'application du facteur Xi impliquerait une réduction de l'effectif de RESA de l'ordre de **confidentiel**, ce qui se traduirait inévitablement en un plan de restructuration. En outre, une réduction de coûts telle que proposée de 13,53% en électricité et 21,69% en gaz sur une période de 9 années (2020 à 2028) serait impossible à supporter pour le GRD dont les coûts ont évolué bien en dessous de l'inflation depuis la libéralisation du secteur.



## ANNEXE 4

31/08/2022

# Note de concertation - Facteur d'Evolution des Coûts

## Introduction

Dans son projet de méthodologie tarifaire, la CWaPE introduit une nouvelle notion par rapport à la méthodologie tarifaire 2019-2023 : le Facteur d'Evolution des Coûts (FEC) (cf. projet de méthodologie tarifaire, art. 41, §3, art 44, art 45).

Ce FEC est introduit dans le revenu autorisé de la manière suivante :

- Un montant additionnel de « charges nettes contrôlables additionnelles de l'année 2024 » (« CNC additionnelles 2024 ») est additionné au revenu autorisé de 2024 via le budget 2024 des charges nettes opérationnelles contrôlables hors OSP (cf. projet de méthodologie tarifaire, art 41, §3) ;
- Un Facteur individuel d'Evolution des Coûts « FEC » est appliqué, de 2025 à 2028 sur les charges nettes opérationnelles contrôlables (OSP et hors OSP) (cf. projet de méthodologie tarifaire, art 44 et art 45).

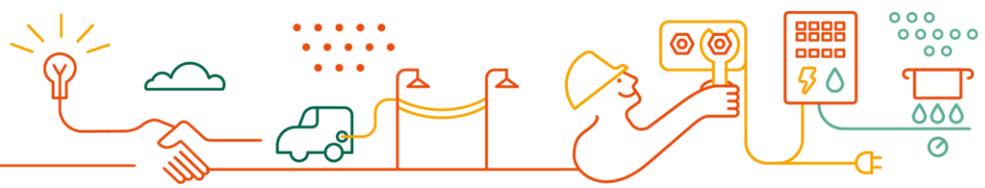
Les CNC additionnelles 2024 s'élèvent respectivement à 1.808.308€ et 739.875€ pour l'électricité et le gaz.

Les FEC appliqués de 2025 à 2028 s'élèvent respectivement à 0,776% et 0,938% pour l'électricité et le gaz.

Ces deux mécanismes sont regroupés derrière le terme « FEC ».

D'après la CWaPE, ce FEC consiste en une enveloppe de « *coûts contrôlables supplémentaires octroyés au GRD afin de couvrir les coûts additionnels au-delà de l'activité Business as Usual induits par des évolutions macro-économiques exogènes telles que la transition énergétique* » (Motivation du projet de méthodologie tarifaire 2024-2028, p. 71).

Sur le fond de cette motivation, RESA ne peut qu'être d'accord et appuie fortement la nécessité d'obtenir un budget additionnel permettant au GRD d'effectuer une transition énergétique cohérente avec les défis de demain et offrir aux URD une continuité de service en adéquation avec leurs nouveaux usages. Cela ne sera rendu possible qu'avec des investissements conséquents.



Afin d'objectiver cette enveloppe de coûts, la CWaPE a commandé, auprès de la société Schwartz & Co, une étude permettant de calculer les coûts additionnels nécessaires pour chaque GRD au cours de la période 2024-2028.

Cette étude, bien que réalisée en concertation avec les GRD, n'a pas été validée par RESA pour plusieurs raisons que nous détaillons ci-dessous.

Par ailleurs, RESA a, entre temps, établi son plan industriel pour permettre l'avènement d'une société décarbonée à l'horizon 2050. En effet, l'accélération de la transition énergétique rendue nécessaire à la fois pour répondre aux enjeux des dérèglements climatiques et des tensions internationales sur l'accès à l'énergie, nécessite une politique d'anticipation, d'adaptation et d'investissements de la part des gestionnaires de réseaux.

La modernisation des réseaux de distribution est un enjeu crucial en vue d'intégrer la flexibilité inhérente aux énergies renouvelables et d'assumer les changements comportementaux en matière de consommation et de production d'énergie.

Les modèles de prévision indiquent à la fois un besoin de renforcement et de renouvellement accéléré du réseau électrique.

Les conclusions en terme d'investissements de ce plan industriel remettent en cause les conclusions de Schwartz & Co et le caractère suffisant des montants de charges nettes additionnels et de FEC. Ce constat est développé également ci-dessous.

## Constats critiques sur la détermination des charges additionnelles 2024-2028

Bien que RESA soit en faveur d'un FEC, nous avons tout de même plusieurs critiques à émettre sur les montants de charges additionnelles 2024 et taux de FEC qui figurent dans le projet de méthodologie tarifaire et ont été déterminés sur base du Rapport final actualisé de Schwartz & Co. Les hypothèses prises par ces derniers sous-évaluent significativement les coûts additionnels qui sont octroyés à RESA et qui lui seront nécessaires à la réalisation de ses objectifs en termes de transition énergétique.

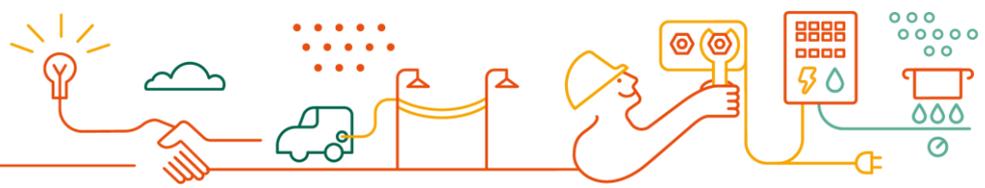
### 1. Inducteurs exogènes de coûts

Premièrement, Schwartz & Co a établi une liste des inducteurs exogènes de coûts contrôlables additionnels pour finalement n'en retenir que 3 :

- L'extension du réseau ;
- L'évolution de la pointe de charge, principalement BT ;
- Le déploiement des compteurs intelligents.

RESA n'a pu que constater que plusieurs inducteurs exogènes de coûts n'ont pas été retenus et ont pourtant un impact significatif, notamment :

- Le *smart grid* ;
- Les développements IT futurs ;



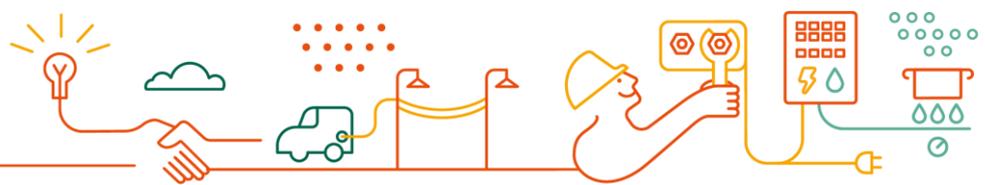
- Le développement des Communauté d'Énergie Renouvelable « CER » ;
- Les nouveaux rôles du GRD (par exemple : le déploiement d'une plateforme de rechargement des véhicules électriques (projet ERO), conformément à la DIRECTIVE 2014/94/UE).
- L'évolution de la réglementation en matière de gestion des déchets (Walterre) ;

Le *smart grid* consiste à rendre le réseau plus intelligent, plus automatisé et plus flexible, notamment dans la gestion de la congestion liée aux nouvelles pointes auxquelles le réseau doit faire face, à savoir les pointes d'ensoleillement liées aux PV, les pointes relatives aux nouveaux systèmes de chauffage et, enfin, les pointes relatives aux rechargements des véhicules électriques. Le développement de ce *smart grid* entraîne à la fois des investissements matériels et logiciels qui ne sont pas repris dans la base de coûts telle qu'actuellement prévue dans le projet de méthodologie tarifaire.

Les développements IT futurs ne sont pas repris non plus étant donné que Schwartz & Co considère qu'une marge de manœuvre suffisante est octroyée à RESA dans la mesure où la base de coût se base sur des coûts historiques. RESA conteste fermement cette position pour deux raisons. La première est qu'en aucun cas, les coûts IT encourus au cours d'une année ne peuvent refléter les coûts IT des années futures. Les coûts IT se divisent en deux catégories : les coûts de développement « build » et les coûts récurrents « run ». Si l'on peut admettre que les coûts « run » peuvent, dans un marché mature, être considérés comme stables, cela n'est pas du tout le cas pour la partie « build » qui sont fortement influencés par la densité de projets informatiques et leur ampleur. Comme mentionné à plusieurs reprises dans notre avis et dans les différentes notes, notre marché fait face à une révolution qui va nécessiter de nouveaux projets et de nouveaux investissements. La deuxième raison est directement liée aux années de références utilisées pour le calcul des coûts budgétés 2024, à savoir 2019 et 2020. En effet, l'année 2019 a été marquée par l'autonomisation de RESA. Cette autonomisation a accaparé une majorité des ressources, si bien que les coûts IT encourus en 2019 ne reflètent pas du tout la réalité à laquelle RESA fera face lors de la prochaine période réglementaire. L'année 2020, quant à elle, a été marquée par la COVID19 et même si RESA a continué à fonctionner, les incertitudes, le confinement, le télétravail et les autres conséquences de la COVID19 n'ont pas permis aux équipes de réaliser les projets attendus. Nous renvoyons dès lors à la note relative aux CNC et à la base de coût (**ANNEXE 2**).

Le développement des CER, ainsi que des nouveaux rôles du GRD, qui lui sont imposés dans différentes législations, en particulier le projet « ERO » ou « Walterre », sont oubliés du modèle de Schwartz & Co. Cela signifie, si l'on en croit le projet de méthodologie tarifaire, que c'est au GRD qu'incombent les coûts de développement et les coûts récurrents relatifs à ces nouveaux rôles.

Les arguments ci-dessus nous semblent avoir été omis maladroitement par Schwartz & Co. En effet, dans la motivation du projet de méthodologie tarifaire 2024-2028, en page 71, la CWaPE précise ceci : « La CWaPE considère notamment que la transition énergétique (le développement de la mobilité électrique, des pompes à chaleur, du stockage, l'évolution des usages traditionnels de l'électricité, l'efficacité énergétique, **les outils de flexibilité**, le développement des productions décentralisées, le développement des compteurs communicants, le **développement des communautés d'énergie renouvelables**, etc.) engendre et engendra dans les prochaines années des **changements dans les activités/missions** des GRD et qu'il convient de **tenir compte de l'impact de ces changements sur les coûts des GRD**. ». Nous ne comprenons pas en quoi la CWaPE compte soutenir le développement des outils de flexibilité en ne tenant pas compte des deux premiers inducteurs de coûts exogènes, à savoir le smart grid et les développements IT futurs. En effet, si le premier est la base nécessaire à un réseau intelligent et flexible, le deuxième regroupe tous les développements pour y parvenir. Le lien entre les communautés d'énergie et les nouveaux rôles du GRD et la citation de la motivation reprise ci-dessus nous paraissent encore plus flagrant.



## Conclusion sur les inducteurs exogènes de coûts

RESA constate que l’omission des éléments repris précédemment sont en **contradiction** avec l’argumentaire de la CWaPE.

### 2. Evaluation du FEC

Deuxièmement, Schwartz & Co a établi une série d’hypothèses (notamment en termes de scénarios, de coûts unitaires ou d’impacts techniques sur nos réseaux) que RESA conteste fermement.

Pour certains inducteurs exogènes de coûts (notamment l’évolution de la pointe de charge et le déploiement des compteurs communicants) étudiés par Schwartz & Co, RESA a critiqué les hypothèses employées par Schwartz et a systématiquement fournis des contre-hypothèses. Ces contre-hypothèses (les « hypothèses GRD ») ont été reprises par Schwartz & Co dans son rapport final sous l’intitulé de « scénario GRD » mais jamais ces scénarios n’ont été repris dans la détermination du FEC. Schwartz & Co a préféré conserver ses hypothèses de coûts unitaires, parfois basées sur d’autres GRD qui évoluent dans un autre pays européen, mais qui ne correspondent pas forcément à notre réalité de terrain.

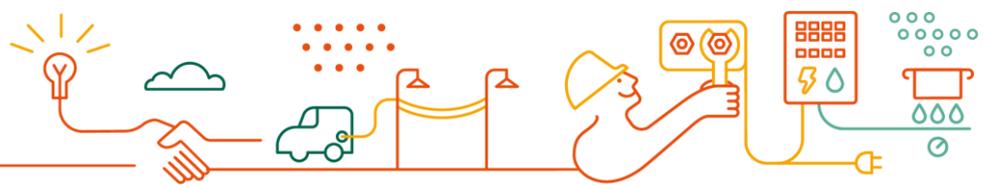
Un exemple très interpellant est la non prise en compte de notre prix unitaire de compteur intelligent (pourtant repris dans notre marché public) au profit d’un coût unitaire moindre dans un autre pays. Cette manière de faire nous semble totalement erronée car cela reviendrait à dire que les coûts de matières et de mains d’œuvres sont identiques dans tous les pays d’Europe.

Un autre exemple de manquement concernant les hypothèses de coûts unitaires est le fait que les coûts unitaires utilisés par Schwartz & Co ne sont plus du tout en adéquation avec les coûts unitaires rencontrés en 2022 suite à la hausse significative des coûts de matières. Si l’indice santé appliqué à la base de coûts 19-20 compense, en partie, cette hausse, il n’en est rien pour les coûts unitaires repris par Schwartz & Co dans le calcul des charges nettes opérationnelles additionnelles intégrées dans le budget 2024 du projet de méthodologie tarifaire 2024-2028. Nous estimons que ces coûts unitaires doivent être indexés avec les derniers taux en vigueur.

Le tableau ci-dessous reprend la sous-estimation du scénario de référence de Schwartz & Co par rapport au scénario de RESA (addition des trois éléments : Extension du réseau, évolution de la pointe et *Smart metering*). Il convient de préciser que le scénario de RESA est lui-même sous-évalué étant donné qu’il ne tient pas encore compte des dernières exigences en terme de réduction de gaz à effet de serre « Fit for 55 » (cf. ci-dessous – plan industriel). Nous constatons que le scénario de référence Schwartz & Co sous-estime les coûts additionnels de 2024 à 2028 de plus de 4 M€ (-20%)

CNC additionnelles	2024	2025	2026	2027	2028	TOTAL
Scénario de référence S & Co	1.808.308	2.648.955	3.774.426	4.399.871	5.065.745	17.697.305
Scénario RESA	1.983.940	3.052.678	4.666.458	5.650.647	6.676.554	22.030.277
Sous-estimation €	-175.632	-403.723	-892.032	-1.250.776	-1.610.809	-4.332.972
Sous-estimation %	-9%	-13%	-19%	-22%	-24%	-20%

De plus, les hypothèses de déploiement des nouveaux usages prises dans les calculs de Schwartz & Co, déjà critiquées lors de l’élaboration du FEC, sont absolument obsolètes. En effet, Schwartz & Co a déterminé plusieurs scénarios. L’un des scénarios, appelé « scénario HAUT » repose sur le scénario « LOW » de Synergrid. Schwartz & Co a jugé ce scénario, réalisé par des experts du secteur (y compris les GRD) comme irréaliste et lui a préféré un scénario plus conservateur qu’il a dénommé « scénario de référence ». Enfin, à l’époque, la Fédération Belge de l’Automobile et du Cycle n’ont jamais été consultés



par Schwartz & Co afin d'échanger sur la probabilité d'un tel scénario. Nous considérons qu'il s'agit d'un manquement manifeste.

Aujourd'hui, le pack « Fit For 55 » rend d'autant plus désuète le scénario de référence de Schwartz and Co sans pour autant que celui-ci n'ait revu son FEC à la hausse suite à l'accélération et l'amplification des différents déploiements.

RESA conteste également l'hypothèse de Schwartz & Co en termes d'impact de la flexibilité BT.

Par ailleurs, les différentes analyses et retraitements effectués par Schwartz & Co, que ce soit sur les données techniques ou financières des GRD, manquent de la plus élémentaire des transparences. Encore aujourd'hui, certains montants repris dans le rapport de Schwartz, que ce soit concernant les « scénarios de référence » ou les « scénarios GRD » (qui devraient normalement correspondre précisément aux données fournies par les GRD) sont totalement irréconciliables avec le peu d'information à notre disposition. RESA a même pu déterminer avec certitude que certains retraitements et montants repris sont totalement incorrects. Nous avons passé de nombreuses heures de travail à essayer de réconcilier les chiffres du Rapport final (une note dans ce sens avait d'ailleurs été transmise à la CWaPE en mars 2021 et certains changements ont bien été pris en compte) mais aussi du Rapport actualisé reçu en mai 2022, sans pour autant y arriver totalement. La conséquence de ce manque de transparence est que nous sommes incapables de savoir ce qui est exactement pris en compte dans ces enveloppes de coûts additionnels.

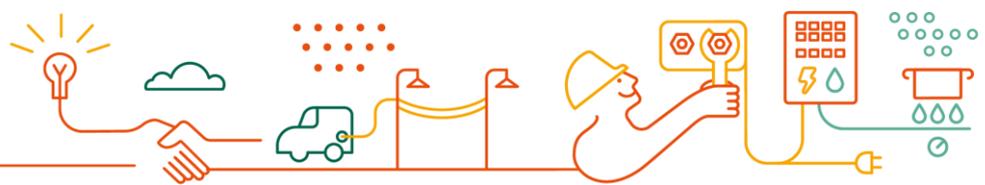
Nous listons en annexe à cette note quelques exemples (liste non-exhaustive) d'éléments erronés dans le modèle de calcul du FEC de Schwartz & Co (partie *smart metering* principalement).

### Conclusion sur la critique du FEC

Etant donné les nombreux manquements énumérés ci-dessus, allant toujours dans le sens de minimiser le FEC mais également le manque de transparence relatif au modèle et aux retraitements appliqués (même sur nos scénarios GRD), RESA est d'avis que le FEC octroyé dans le projet de méthodologie tarifaire 2024-2028, en plus d'être erroné, est insuffisant pour couvrir nos coûts nouveaux futurs, qu'ils soient liées à la transition énergétique ou à nos futurs rôles en tant que GRD.

## Plan Industriel 2050 de RESA

Le rôle et les obligations des GRD en matière de transition énergétique ne sont pas actuellement détaillés dans les divers instruments légaux et de planification d'application en Région wallonne. Le décret 'électricité' dans son article 11 dispose que « *le gestionnaire de réseau est tenu de garantir l'exploitation, l'entretien et le développement du réseau pour lequel il a été désigné, dans des conditions socialement, techniquement et économiquement raisonnables, y compris les interconnexions avec d'autres réseaux électriques, en vue d'assurer la sécurité et la continuité d'approvisionnement dans le respect de l'environnement et de l'efficacité énergétique. Le Gouvernement précise la notion de conditions socialement, techniquement et économiquement raisonnables. A cet effet le gestionnaire de réseau est chargé des tâches suivantes: l'amélioration, le renouvellement et l'extension du réseau, notamment dans le cadre du plan d'adaptation, en vue de garantir une capacité adéquate pour rencontrer les besoins; le développement de capacités d'observation, de contrôle et de prévision des flux d'électricité en vue d'assurer la gestion opérationnelle du réseau* ».



RESA se doit d'offrir à ses utilisateurs un réseau qui leur permettra de profiter des nouveaux usages de l'électricité provenant notamment d'une législation en faveur d'une réduction des gaz à effets de serre (Package Fit for 55).

Dès lors, RESA réalise des scénarios d'évolution de son réseau à horizon 2050 afin d'anticiper les demandes de ses utilisateurs de réseau. Les modèles de prévisions démontrent que RESA devra faire face à la fois à un renforcement et à un renouvellement accéléré du réseau.

Les informations relatives aux scénarios et aux hypothèses retenues sont reprises dans l'**ANNEXE 9** qui détaille notre « Plan Industriel pour une société décarbonée en 2050 ».

**Confidentiel**

## Conclusion et propositions de RESA

### Propositions de RESA :

#### Charges additionnelles

Sur base des éléments mentionnés ci-dessus, la recommandation de RESA est une révision de ces charges additionnelles 2024 et facteurs d'évolution des coûts par la CWaPE en toute transparence (partage réciproque des modèles) et en concertation avec les GRD pour tenir compte :

- des scénarios énergétiques actualisés ;
- du **plan industriel 2050** RESA en découlant ;
- ainsi que de notre business case relatif au déploiement des compteurs intelligents.

Ces charges additionnelles 2024 et facteurs d'évolution des coûts sont des paramètres cruciaux pour RESA qui veut véritablement, au bénéfice du consommateur, réussir sa contribution à la transition énergétique.

Nous restons bien évidemment à la disposition de la CWaPE pour organiser des réunions de travail sur cette thématique et s'assurer d'une mutuelle compréhension des données fournies et des enjeux qui y sont relatifs.

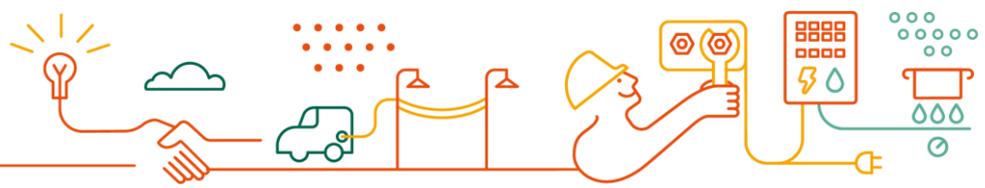
#### Révisions périodiques

Au regard des incertitudes actuelles quant au timing de mise en œuvre des investissements à réaliser dans le cadre de la transition énergétique, nous proposons de mettre en place des mesures de révision :

- Mécanisme d'« Uncertainty », nous renvoyons à ce sujet la CWaPE vers l'**ANNEXE 12** qui décrit les mécanismes mis en place par le régulateur britannique ;
- Enveloppes de projets spécifiques avec révisions périodiques ;
- Clauses de rendez-vous annuelles entre le CWaPE et les GRD afin de réévaluer conjointement les réalisations et hypothèses de mise en œuvre de la transition énergétique.

### Conclusion :

Le GRD a un rôle majeur à jouer dans la transition énergétique pour permettre l'avènement d'une société décarbonée à l'horizon 2050, RESA a établi son plan industriel en ce sens. En effet, l'accélération de la transition énergétique rendue nécessaire à la fois pour répondre aux enjeux des dérèglements



climatiques et des tensions internationales sur l'accès à l'énergie, nécessite une politique d'anticipation, d'adaptation et d'investissements de la part des gestionnaires de réseaux.

RESA rappelle que son objectif n'est en aucun cas de dégager des bonus mais bien d'éviter des malus tout en pouvant financer un plan d'investissement ambitieux au service de la transition énergétique.



Le rapport intermédiaire dans son chapitre « 1. Contexte et objectif du document » (p. 6) se réfère à deux principes tarifaires de l'art 4 § 2 du décret tarifaire (17° et 20°) mais omet de citer le plus important ci-dessus en lien direct avec l'étude en question sur les techniques de comparaison. Le rapport intermédiaire doit impérativement reprendre le contenu de l'art. 4 § 2 15° et en particulier le respecter et l'appliquer, sans quoi la démarche du consultant perdrait de facto et de jure sa légitimité.

Si l'objectif de l'option du Lot 2 que la CWaPE a l'intention d'exercer est « *d'appliquer un ou des modèle(s) de mesure de l'efficacité sélectionné(s) par la CWaPE sur base des propositions émises par le consultant afin de déterminer des facteurs d'efficacité individuels (par GRD) pour la période réglementaire 2024-2028* », la démarche scientifique et économique doit être la plus robuste, transparente et compréhensible possible.

Ce d'autant plus, comme l'indique le consultant à la page 8 de son rapport, qu' « *il ne s'agit pas d'une science exacte et il convient de bien conserver cet élément à l'esprit pour éviter de faire mauvais usage des méthodes de mesure d'efficacité. Celles-ci permettent d'obtenir des ordres de grandeur de l'efficacité de chaque opérateur et doivent être utilisées avec précaution.* »

Nous nous référons également aux différentes limites d'un exercice de benchmarking international, soulignées par le consultant à la page 73 de son rapport.

Les GRD ne pourraient dès lors pas accepter de se voir imposer des économies qui découleraient d'une comparaison internationale biaisée, ne respectant e.a. pas les critères de l'art. 4 § 2 15° du décret tarifaire.

- **Processus de consultation transparent et concertée**

Le processus proposé à ce stade pour mesurer l'efficacité des GRDs wallons manque de transparence, ce qui inévitablement amènera des questions sur la validité du résultat. En particulier, tant la constitution et la standardisation de la base de coût que la constitution de l'échantillon doivent être beaucoup mieux documentés. Il n'y a quasi pas d'informations sur ces deux aspects essentiels qui doivent garantir que la comparaison qui sera réalisée ne sera pas biaisée. Ces questions sont d'autant plus importantes que l'échantillon qui sera constitué sera de taille très réduite. Le choix des points de comparaison est à ce titre essentiel et doit être mieux détaillé.

Comme mentionné dans le cahier des charges, la mission du lot 2 comprend aussi une « implication régulière des GRD actifs en Région wallonne » et à notre sens, celle-ci ne peut pas se limiter à une concertation unique par rapport aux résultats intermédiaires. Si la CWaPE décide d'exercer l'option du lot 2, il conviendrait que le rapport intermédiaire indique un calendrier précis des prochaines étapes de consultation et de concertation.

- **Méthode Advanced COLS**

Le consultant Schwartz & Co compare les différentes méthodes paramétriques (COLS/MOLS/Advanced COLS/SFA) et non paramétriques (DEA/SToNED/FTP) sur base d'un certain nombre de critères (tableau 2 à page 11 du rapport) et met en évidence les avantages et inconvénients respectifs des différentes méthodes selon sa propre analyse.

Pour le consultant, « *les méthodes non paramétriques ne permettent pas de validation de la qualité et de la robustesse statistique des résultats obtenus et en particulier de la significativité statistique des paramètres d'output retenus, ce qui de notre point de vue est une caractéristique rédhibitoire de ces méthodes* ». Ainsi, Schwartz & Co exclut d'office la méthode DEA pourtant largement appliquée par les régulateurs.

Pour le consultant, « *les méthodes paramétriques sont des méthodes statistiques qui de ce fait ont l'énorme avantage de permettre la validation de la qualité et de la robustesse statistique du modèle obtenu de manière objective grâce à des tests et techniques statistiques* ».

Parmi les méthodes paramétriques, le consultant exclut la méthode SFA au motif que « *le nombre minimal de GRD requis dans le benchmark est trop important dans le cadre d'un benchmark international* ». Ainsi, Schwartz & Co exclut la méthode SFA pourtant souvent appliquée par les régulateurs et qui présente l'avantage de distinguer dans le calcul de l'inefficience la part d'inefficience de la part du bruit statistique.

In fine, le consultant Schwartz & Co propose l'application d'un modèle de type COLS (advanced COLS) qu'il a développé avec un professeur d'économétrie de l'Université Paris Dauphine. Selon le consultant, « *la méthode paramétrique Advanced COLS permettrait de générer le meilleur modèle d'un point de vue statistique à partir d'un jeu de paramètres inducteurs de coûts possibles, sans préjuger des paramètres finalement utilisés dans le modèle, ni dans une large mesure de la forme spécifique de la fonction de production* ». Nous ignorons précisément dans quels pays européens ce modèle « advanced COLS » a été appliqué, en dehors de la France. Le tableau 3 du rapport intermédiaire (p. 12°) devrait être complété pour couvrir l'ensemble des pays européens.

Nous estimons que **le modèle sélectionné ne peut pas l'être seulement sur base de tests statistiques**. Le modèle doit non seulement être significatif et robuste d'un point de vue statistique mais il doit également être significatif et compréhensible au niveau économique. Il doit représenter la technologie et l'environnement des GRD et être compris par ceux-ci. Il nous semble hasardeux de choisir un modèle exclusivement sur une base statistique sans s'interroger sur le fondement économique de celui-ci.

De façon fondamentale, **nous considérons que le choix du modèle de benchmarking est indissociable du choix de l'échantillon**. On peut d'ailleurs se demander si le choix de méthode de benchmarking proposé par le consultant n'est pas une conséquence directe du choix ou plutôt de la contrainte d'un échantillon limité.

- **Modèle unique versus modèle hybride**

Dans son rapport (p.49), le consultant note que les différentes méthodes de mesure d'efficacité, paramétriques et non paramétriques possèdent chacune des avantages et des inconvénients spécifiques. « *Afin de limiter au maximum les recours ou les critiques, certains régulateurs utilisent des méthodes « hybrides », caractérisées par une mesure d'efficacité effectuée à l'aide de plusieurs méthodes existantes (par exemple une méthode paramétrique et une méthode non paramétrique type DEA). La mesure finale d'efficacité d'un GRD peut être soit une combinaison linéaire des résultats de chaque méthode, ou la mesure d'efficacité la plus élevée parmi les résultats des méthodes utilisées* ». Les régulateurs allemands et autrichiens utilisent des modèles hybrides comme illustré dans le rapport.

Pour le consultant, « *ces méthodes hybrides n'ont aucun fondement théorique solide, et affaiblissent chacune des méthodes intégrées à la méthode hybride, notamment en mettant en lumière les différences de résultats obtenus avec chacune des méthodes, qui peuvent être importants comme le montre l'expérience allemande. (...) ces méthodes hybrides peuvent renforcer les critiques sur la pertinence de l'utilisation de chacune des méthodes sous-jacentes et donc sur la pertinence globale de la mesure d'efficacité* ».

Les expériences des régulateurs allemands et autrichiens montrent que les résultats en termes d'efficacité peuvent être très différents d'une méthode à l'autre et que dès lors il est utile de combiner les méthodes.

Ce n'est pas au motif que des méthodes de calcul d'efficacité pourraient conduire à des résultats très différents, voir contradictoires (le même GRD est efficace dans un modèle et inefficace dans un autre modèle) qu'il faut exclure d'office les modèles hybrides. Cela serait d'ailleurs contraire au principe de transparence.

Il importe que le modèle d'efficacité soit robuste et cela ne peut pas être établi exclusivement sur base de tests statistiques. **La possibilité de calculer plusieurs modèles, en utilisant différentes méthodes (modèle hybride), en utilisant plusieurs échantillons de données, permet de comparer les résultats entre eux et, le cas échéant, de renforcer la confiance dans le modèle sélectionné.**

Nous avons également constaté que certains régulateurs appliquaient leur modèle sur plusieurs années différentes ('panel data') pour vérifier la corrélation temporelle entre les paramètres d'inefficacité. De même la robustesse du modèle est testée en modifiant l'échantillon. Nous souhaiterions que le rapport du consultant intègre ces bonnes pratiques.

#### o **Base de coûts**

Le consultant propose d'appliquer sa méthode « advanced COLS », à une base de coût constituée des TOTEX contrôlables hors OSP, avec prise en compte des CAPEX sur base comptable.

Le consultant souligne à juste titre que « **La base de coûts doit être strictement identique entre les différents GRD analysés afin de garantir la pertinence des résultats** ». Cette exigence que nous partageons entièrement doit non seulement être énoncée mais également appliquée.

Un élément essentiel repris dans le cahier des charges de la CWaPE concernant l'option du Lot 2 est que la « **La réalisation de l'option inclut la standardisation des données utilisées dans les modèles** ». Le consultant semble avoir omis cette exigence, d'ailleurs non reprise à la page 7 de son rapport lorsqu'il énumère les objectifs du Lot 2 (voir aussi annexe 1).

La question de la standardisation concerne l'ensemble de la base de coût et il est important d'avoir une base de coût standardisée. La mesure d'inefficacité est calculée comme la différence entre la meilleure pratique estimée 'TOTEX best practice' et le TOTEX réel. Si cette dernière mesure est biaisée, à la hausse ou à la baisse, la mesure d'inefficacité est automatiquement biaisée.

**Il faut donc absolument garantir que la base de coût sera comparable d'un GRD à l'autre.**

#### ▪ OPEX contrôlables

Comme le stipule l'art. 4 §2 15° du décret tarifaire du 19 janvier 2017 : « Toute comparaison avec d'autres gestionnaires de réseau est réalisée entre des sociétés ayant des activités similaires et opérant dans des circonstances analogues ».

Il convient dès lors de standardiser la base de coût pour tenir compte e.a. :

- d'un périmètre d'activité potentiellement différent ;
- d'un périmètre technique potentiellement différent ;
- d'obligations spécifiques imposées par le régulateur et/ou les autorités ;
- d'une allocation des coûts entre les différentes activités pour les GRD qui en exercent plusieurs.

Comme indiqué par Schwartz & Co, « Le périmètre d'activité des GRD peut varier entre la Belgique et les pays étrangers intégrés au benchmark. Il est ainsi nécessaire d'effectuer des retraitements dans les bases de coûts des différents GRD afin de les comparer à périmètre constant. Il existe ainsi un risque que les retraitements à effectuer nécessitent des estimations ou approximations qui

*peuvent biaiser les résultats. Il convient donc d'être très vigilant dans la mise en oeuvre de ces retraitements pour éviter de tels biais ».*

Nous partageons entièrement cette préoccupation. A ce stade, nous n'avons cependant pas de vue sur la méthode qui sera utilisée par le consultant pour effectuer ces retraitements ou ajustements. Il s'agira d'un exercice difficile, voire impossible dans la mesure où comme l'indique le consultant «*L'accès aux données de coût des GRD étrangers est complexifié et limité à une faible granularité (sauf si un régulateur accepte de partager ses données)* ». Nous souhaiterions connaître les régulateurs disposés à partager ses données.

Toute comparaison devra également s'assurer que le périmètre technique des GRD est le même. La limite technique entre Transport et Distribution varie considérablement en Europe. Certains GRD opèrent des réseaux haute tension (ex. GRD anglais et hollandais) tandis que d'autres se limitent aux réseaux basse et moyenne tension. Les premiers seront favorisés par rapport aux derniers dans un exercice de benchmarking. A ce stade, nous ignorons comment Schwartz tiendra compte de cette contrainte. Le rapport intermédiaire est muet sur ce point.

Dans le périmètre d'activités des GRD belges, une mission importante impactant considérablement les coûts contrôlables, concerne l'exécution des missions de services publics ou obligations de services publics (OSP) imposées par les autorités (régionales). Compte tenu que les GRD étrangers, ont peu ou pas d'OSP, il convient – comme le propose le consultant à juste titre - d'exclure les OSP des Opex contrôlables. Il peut également y avoir des obligations spécifiques imposées par le régulateur en termes par exemple d'enfouissement des lignes électriques. Il conviendra également d'en tenir compte.

En Europe, certains GRD sont également actifs dans des activités concurrentielles (sous certaines conditions) et/ou exercent d'autres activités que la gestion des réseaux de distribution d'électricité et de gaz (par ex. des réseaux de chaleur). C'est le cas en particulier des Stadtwerke en Allemagne et en Autriche.

Enfin, se pose également la question de la répartition des OPEX entre OPEX contrôlables et OPEX non contrôlables. Une même dépense peut être considérée par un régulateur comme une dépense non contrôlable et par un autre régulateur comme une dépense contrôlable. Comparer des bases de coûts contrôlables avec une définition des coûts contrôlables différente d'un régulateur à l'autre induira à nouveau un biais. Nous ignorons comment le consultant compte traiter concrètement ce problème.

En conclusion, la standardisation des dépenses nécessite un relevé clair des activités des différents GRD dans les différents pays considérés et d'une méthode d'allocation des coûts claire et transparente. **L'étude ne détaille pas la procédure qui sera utilisée pour standardiser la partie OPEX de la base de coût.**

- CAPEX

Concernant la prise en compte des capex ou dépenses en capital, deux alternatives existent (valeur comptable et valeur standardisée).

Le consultant admet que « *La méthode sur base de coûts standardisés permet de limiter un effet d'aubaine en termes d'efficience pour des GRD ayant un nombre important d'actifs déjà amortis vis-à-vis d'un autre GRD ayant une base d'actif équivalente, mais dont les actifs ne sont pas encore amortis. Cette base de coûts est notamment utilisée en Allemagne et en Autriche* ».

Néanmoins, le consultant recommande la prise en compte des capex sur base comptable au motif que : « *l'utilisation des CAPEX standardisés n'est pas appropriée car elle ne correspond pas à la réalité des coûts des GRD, qui sont le résultat d'une stratégie combinant investissements et charges d'exploitation. Un GRD qui a un réseau récent possède en règle générale des CAPEX plus importants qu'un GRD qui a un réseau ancien, mais des charges d'exploitation moins importantes (et inversement). Il incombe à chaque GRD de choisir la meilleure stratégie combinant investissement et charges d'exploitation pour maximiser son efficience, c'est-à-dire minimiser ses TOTEX. L'utilisation des CAPEX standardisés aurait pour conséquence de privilégier les GRD ayant un réseau récent et donc de pousser les GRD ayant un réseau ancien à investir de manière importante afin d'augmenter leur efficience même si ces investissements ne sont pas forcément nécessaires d'un point de vue technique, et pourrait se révéler contreproductive au niveau du tarif*».

L'utilisation des CAPEX sur base comptable plutôt qu'une base standardisée est problématique à plusieurs points de vue.

- L'utilisation d'une valeur comptable pour le CAPEX plutôt qu'une valeur standardisée implique que le coût du capital n'est pas directement comparable entre les GRD en raison de règles d'amortissement potentiellement différentes d'un GRD ou d'un pays à l'autre, d'un financement du capital différent d'un GRD à l'autre, et (surtout) de la non prise en compte de l'évolution des prix, le capital étant comptabilisé à la date d'achat, sans tenir compte de l'inflation. De ce fait, un GRD dont le capital est relativement plus ancien aura un CAPEX comptable moins élevé qu'un GRD ayant un capital plus récent. Avec comme conséquence un biais d'efficience dans le benchmarking en faveur des GRD dont le capital est plus ancien. Ceci étant explicitement reconnu dans l'étude du consultant (page 60, §2) . La non-standardisation du coût du capital introduit toute une série de biais dans la mesure d'efficience, en fonction de l'âge du capital, de son mode de financement et de la comptabilisation de celui-ci, et des règles d'amortissement.
- Le problème est particulièrement important du fait de l'importance relative des CAPEX dans les TOTEX.
- Tous les pays mentionnés dans l'étude, à l'exception de la France qui a réalisé le benchmark sur base des OPEX uniquement, utilisent un CAPEX standardisé, l'Autriche et la Finlande utilisant uniquement une valeur standardisée.

**Nous plaidons en faveur d'une mesure standardisée plutôt qu'une mesure comptable pour le coût du capital. L'utilisation d'une valeur non-standardisée est source de biais dans le calcul des mesures d'efficience et fragilise la démarche.** Nous ne voyons également pas pourquoi il conviendrait d'éliminer les différences induites par les financements externes des actifs, comme semble le suggérer Schwartz ?

### o Taille de l'échantillon

Selon le consultant, le benchmark sera réalisé sur base d'un échantillon restreint de 15 à 20 GRD pour l'électricité et le gaz, sans que l'on sache si l'utilisation d'un échantillon réduit est un choix délibéré ou le résultat d'une contrainte (nonaccès aux données). **La taille de l'échantillon contraint le choix d'une méthode d'estimation sans que cela soit justifié.**

La taille réduite de l'échantillon pose plusieurs problèmes et questions :

- L'utilisation d'un échantillon de très petite taille du point de vue économétrique donne des résultats qualitativement limités et peu robustes.
- **Un échantillon de taille réduite limite le choix des méthodes d'estimation.** Si les méthodes basées sur un OLS permettent d'avoir une estimation de l'efficacité individuelle sur base d'un échantillon très réduit, ce n'est pas le cas avec la méthode SFA qui nécessite plus d'observations, et dans une moindre mesure avec la méthode DEA. Cependant, **la qualité de l'estimation avec un échantillon réduit est limitée et le fait de pouvoir estimer une efficacité individuelle n'est pas en soi un gage de qualité.**
- Le nombre de variables explicatives (outputs et variables de contrôle environnementales) utilisées dans le modèle dépend du nombre d'observations (l'étude mentionne la règle suivante : nombre d'observations  $\geq$  variables indépendantes +11). **La taille réduite de l'échantillon limite fortement le nombre de variables indépendantes qui peuvent être intégrées dans le modèle.** L'étude mentionne 4 variables output et une variable de contrôle (coût du travail). **L'intégration de facteurs environnementaux qui est mentionné comme un des principaux avantages des méthodes paramétriques (section 3.2.7) disparaît du fait de l'échantillon réduit.**

L'étude mentionne plusieurs facteurs environnementaux importants comme la densité de population, le pourcentage de zone de déserte rurale et urbaine et on pourrait en rajouter certaines autres comme par l'exemple l'importance de l'énergie distribuée qui ne seront pas pris en compte dans l'étude de benchmarking du fait de l'échantillon réduit.

### o Constitution de l'échantillon

L'étude ne détaille pas la manière dont l'échantillon sera constitué. Or, il s'agit d'un élément fondamental.

La question du choix des GRDs internationaux qui seront intégrés dans l'étude de benchmarking reste vague. Il est question d' « *un minimum de 15 GRD (et dans la mesure du possible jusqu'à 20, en fonction de la disponibilité de données de qualité suffisante), dont les 5 GRD électricité wallons, si possible les 2 autres GRD électricité belges Sibelga et Fluvius, les 8 (à 15) autres GRD étant sélectionnés par Schwartz and Co dans un jeu de pays pouvant comprendre notamment l'Autriche, l'Allemagne, le Royaume Uni, les Pays-Bas et la France* ».

Pourquoi avoir préselectionné l'Autriche, l'Allemagne, le Royaume Uni, les Pays-Bas et la France ?

En fonction des pays et des GRD sélectionnés, la frontière d'efficacité sera très différente.

On peut préjuger que les GRD anglais sont efficaces, dans la mesure où ceux-ci ont peu investis dans leur réseau, avec pour conséquence une faible qualité de leur réseau. Compte tenu que le « UK » ne fera plus partie de l'Europe après le Brexit, on peut se poser la question de la pertinence d'intégrer les GRD anglais dans le benchmarking.

On peut aussi aisément préjuger que les GRD néerlandais sont efficaces, compte tenu de la densité de population des Pays-Bas et de sa géologie.

Sur quelle base se fera le choix final? Utilisera-t-on un tirage aléatoire ? Comment garantir l'établissement d'un échantillon non biaisé ?

Ceci est particulièrement important au vu de l'hétérogénéité des GRDs wallons surtout en électricité.

**Le choix des points de comparaison, dans un échantillon de 20 GRDs, est un des éléments clés du modèle et ce point n'est pas du tout abordé.** Sans informations supplémentaires sur la manière dont l'échantillon est constitué, les résultats ne pourront pas être considérés comme robustes.

- **Choix des variables explicatives**

Le consultant indique que : « *le jeu de variable exact sera fixé au moment de l'implémentation de la méthode, sur la base de notre expérience et du retour d'expérience international. Les variables retenues doivent être suffisamment corrélées avec la base de coût et faire également du sens d'un point de vue métier* ».

« *À ce stade et sur la base de notre expérience, nous envisageons de retenir notamment les variables suivantes et leurs déclinaisons possibles (en linéaire, en logarithme, et en ratio par rapport à une autre variable, les ratios étant pertinents d'expérience plutôt en linéaire) :*

- *longueur du réseau (avec séparation possible par niveau de tension et entre réseau aérien et souterrain pour l'électricité, et par niveau de pression pour le gaz) ;*
- *nombre de clients raccordés (le cas échéant le nombre de compteurs ou le nombre de raccordements) ;*
- *volume d'énergie acheminée (volume maximal sur n années) ;*
- *pointe de charge ;*
- *coût moyen du travail.*

*Les ratios pertinents à considérer comme variables explicatives sont typiquement : le nombre de client par kilomètre de réseau ; le volume acheminé par client ; le volume acheminé par kilomètre de réseau. »*

Il existe des alternatives possibles comme variables explicatives. **Il importe que les GRD soient impliquées dans le jeu des variables explicatives possibles et que ces variables (ex. : pointe de charge) fassent l'objet d'une définition stricte afin d'assurer une interprétation et application uniforme entre GRD.**

Comme susmentionné, il conviendra de tenir compte des facteurs environnementaux conformément à l'art. 4 §2 15° du décret tarifaire du 19 janvier 2017 qui stipule que « toute méthode de contrôle des coûts reposant sur des techniques de comparaison tient compte des différences objectives existant entre GRD et qui ne peuvent être éliminées à l'initiative de ces derniers ».

Se pose également la question de l'intégration de la qualité des réseaux. L'art. 4 §2 15° du décret tarifaire du 19 janvier 2017 stipule que « **Toute décision utilisant des techniques de comparaison des coûts tient compte de la qualité des services rendus** ».

La question qui se pose est comment le consultant va en tenir compte dans sa méthode de comparaison ? Le rapport intermédiaire est muet sur ce point.

Nous vous souhaitons bonne réception du présent courrier et restons à votre disposition pour tout échange complémentaire sur le sujet.

Nous vous prions d'agréer, Monsieur le Président, Monsieur le Directeur, à l'assurance de notre meilleure considération.



Gil Simon  
CEO RESA



Guy Deleuze  
CEO AIEG



Didier Wallée  
CEO AIESH



Roger le Bussy  
CEO REW

## ANNEXE 1 : OBJECTIF LOT 2

Le cahier des charges de la CWaPE dans le cadre du Lot 2 stipule comme objectifs :

D'une part, « la réalisation, premièrement, d'une analyse comparative des différents modèles et leurs paramètres sous-jacents utilisés pour mesurer l'efficacité des GRD d'électricité et de gaz naturel en Belgique et dans un échantillon représentatif d'autres pays européens. La comparaison devra tenir compte des spécificités de chaque modèle et, notamment:

- les objectifs prioritaires de la régulation;
- le modèle de régulation tarifaire;
- la durée des périodes réglementaires;
- la base des coûts sur laquelle l'incitant est placé;
- la structure du secteur;
- l'historique de régulation des différents pays.

D'autre part, « la formulation d'une ou plusieurs propositions de modèle (et des paramètres sous-jacents) de mesure de l'efficacité applicable aux GRD actifs en Région wallonne (sur base des contraintes propres à la Région wallonne telles que le nombre de GRD, la disponibilité et la fiabilité des données, le cadre législatif, etc) ».

La mission du lot 2 comprend une **implication régulière des GRD actifs en Région wallonne** selon des modalités à définir par le soumissionnaire, avec **au minimum** une concertation avec les GRD wallons par rapport à l'approche/méthode d'analyse du soumissionnaire et une concertation par rapport aux résultats intermédiaires.

L'option du Lot 2 est l'application du ou des modèle(s) de mesure de l'efficacité sélectionné(s) par la CWaPE sur base des propositions émises par le soumissionnaire afin de déterminer des facteurs d'efficacité individuels (par GRD) pour la période réglementaire 2024-2028. **La réalisation de l'option inclut la standardisation des données utilisées dans les modèles.**

**Remarques préliminaires:** (i) Le processus proposé pour mesurer l'efficienne des GRDs wallons manque de transparence, ce qui inévitablement amènera des questions sur la validité du résultat. En particulier, tant la constitution et la standardisation de la base de coût que la constitution de l'échantillon doivent être beaucoup mieux documentés. Il n'y a quasi pas d'informations sur ces deux aspects essentiels qui doivent garantir que la comparaison qui sera réalisée ne sera pas biaisée. Ces questions sont d'autant plus importantes que l'échantillon qui sera constitué sera de taille très réduite. Le choix des points de comparaison est à ce titre essentiel et doit être mieux détaillé. (ii) Le modèle sélectionné ne peut pas l'être seulement sur base de tests statistiques. Le modèle doit non seulement être significatif et robuste d'un point de vue statistique mais il doit également être significatif et compréhensible au niveau économique. Il doit représenter la technologie et l'environnement des GRDs et être compris par ceux-ci. Il nous semble hasardeux de choisir un modèle exclusivement sur une base statistique sans s'interroger sur le fondement économique de celui-ci. (iii) Le rapport ne mentionne pas pourquoi l'étude se limitera à un échantillon de 20 GRDs. Un échantillon limité contraint le choix d'une méthode pour estimer l'efficienne, et élimine de facto la méthode SFA et dans une moindre mesure la méthode DEA. La taille de l'échantillon contraint le choix d'une méthode d'estimation sans que cela soit justifié.

### **1. Base de coût**

L'étude propose de prendre comme base de coût les TOTEX contrôlables hors OSP avec prise en compte des CAPEX sur base comptable.

L'utilisation des CAPEX sur base comptable plutôt qu'une base standardisée est problématique à plusieurs points de vue.

- L'utilisation d'une valeur comptable pour le CAPEX plutôt qu'une valeur standardisée implique que le coût du capital n'est pas directement comparable entre les GRDs en raison de règles d'amortissement potentiellement différentes d'un GRD ou d'un pays à l'autre, d'un financement du capital différent d'un GRD à l'autre, et (surtout) de la non prise en compte de l'évolution des prix, le capital étant comptabilisé à la date d'achat, sans tenir compte de l'inflation. De ce fait, un GRD dont le capital est relativement plus ancien aura un CAPEX comptable moins élevé qu'un GRD ayant un capital plus récent. Avec comme conséquence un biais d'efficienne dans le benchmarking en faveur des GRDs dont le capital est plus ancien. Ceci étant explicitement reconnu dans l'étude page 60, §2. La non standardisation du coût du capital introduit toute une série de *biais* dans la mesure d'efficienne, en fonction de l'âge du capital, de son mode de financement et de la comptabilisation de celui-ci, et des règles d'amortissement.
- Le problème est particulièrement important du fait de l'importance relative des CAPEX dans les TOTEX.
- Tous les pays mentionnés dans l'étude, à l'exception de la France qui a réalisé le benchmark sur base des OPEX uniquement, utilisent un CAPEX standardisé, l'Autriche et la Finlande utilisant uniquement une valeur standardisée.

- La littérature scientifique recommande explicitement d'éviter l'utilisation de valeurs comptables pour mesurer le coût du capital en insistant sur le fait que de telles mesures sont biaisées (voir à ce sujet l'appendice « *Capital measurement* » de Coelli et al., « *A primer on efficiency measurement for utilities and transport regulators* »<sup>1</sup>, et en particulier la page 112 où l'utilisation des valeurs comptables est fortement déconseillée.).
- Le tableau 14 présenté page 52, montre que la différence *moyenne* de la mesure d'efficacité obtenue en Allemagne sur les deux bases de coût est faible (et l'écart-type est comparable). Le tableau ne donne cependant pas d'information sur la corrélation entre la mesure d'efficacité obtenue avec les deux bases de coût différentes. L'étude le reconnaît d'ailleurs explicitement page 72 en indiquant que cela « peut donner des résultats différents pour un GRD donné ».
- L'étude mentionne page 72 comme argument en faveur des CAPEX comptable la substitution CAPEX – OPEX. L'étude mentionne que le capital plus ancien génère plus de dépenses. En d'autres termes, le capital ancien est moins productif que le capital récent. Pour tenir compte de cela, pourquoi ne avoir une procédure d'amortissement dégressif qui reflète la productivité du capital dans le calcul des CAPEX.
  - Eventuellement, si la substitution capital/travail est importante pourquoi ne pas envisager un modèle multi-inputs/multi-outputs, mais cela nécessite un large échantillon de données.

Tous ces arguments plaident en faveur d'une mesure standardisée plutôt qu'une mesure comptable pour le coût du capital. L'utilisation d'une valeur non-standardisée est source de biais dans le calcul des mesures d'efficacité et fragilise la démarche.

- La question de la standardisation ne concerne pas que le coût du capital mais concerne plus globalement l'ensemble de la base de coût et il est important d'avoir une base de coût standardisée. La mesure d'inefficacité est calculée comme la différence entre la meilleure pratique estimée 'TOTEX best practice' et le TOTEX réel. Si cette dernière mesure est biaisée, à la hausse ou à la baisse, la mesure d'inefficacité est automatiquement biaisée. Il faut garantir que la base de coût sera comparable d'un GRD à l'autre. Il faut donc standardiser la base de coût pour tenir compte :
  - D'un périmètre d'activité potentiellement différent ;
  - D'obligations spécifiques imposées par le régulateur ;
  - D'une allocation des coûts entre les différentes activités pour les GRD qui en exercent plusieurs.

La standardisation des dépenses nécessite un relevé clair des activités des différents GRD dans les différents pays considérés et d'une méthode d'allocation des coûts claire et transparente. L'étude ne détaille pas la procédure qui sera utilisée pour standardiser la partie OPEX de la base de coût.

---

<sup>1</sup> <https://www.semanticscholar.org/paper/A-Primer-on-Efficiency-Measurement-for-Utilities-Coelli-Estache/6ba2e8fc56e18e64f4dba41b87972bfc454f59d>

## 2. Méthode Advanced COLS

Un des avantages mis en avant pour la méthode Advanced COLS par rapport aux autres méthodes paramétriques est l'absence de présupposé dans la définition de la fonction de coût. Ceci appelle plusieurs observations :

- L'absence d'une forme fonctionnelle sous-jacente n'est pas nécessairement un avantage. Une spécification log-linéaire correspond à une fonction de production sous-jacente de type Cobb-Douglass. En théorie de la production, cette fonction est communément admise, tout comme l'est la fonction translog, cette dernière étant par ailleurs une forme fonctionnelle très flexible. Une fonction de coût non spécifiée à priori et déterminée par itération, n'a pas nécessairement un fondement théorique et de ce fait la relation entre inputs et outputs peut être plus difficile à comprendre et à appréhender pour les GRDs, notamment la nature des *rendements d'échelle*. Le modèle retenu dans le cadre français (page 66) et qui contient à la fois des variables en niveau et en ratio et des valeurs linéaires et en log n'est pas nécessairement simple à comprendre d'un point de vue économique.
- Avec un nombre limité de variables indépendantes du fait d'un échantillon réduit, le nombre de combinaisons possibles est limité.
- Que se passe-t-il si des variables sont significatives statistiquement mais n'ont pas le signe attendu ? Que se passe-t-il si des variables sont économiquement significatives mais pas statistiquement significatives dans le modèle ? Les explications fournies page 23 concernant ce dernier point ne sont pas claires.
- Un des inconvénients mentionné page 21 pour la méthode SFA est qu'elle suppose une distribution statistique pour le bruit et pour l'efficacité. Les méthodes OLS font également des hypothèses sur la distribution du terme d'erreur, ce qui revient dans un COLS/MOLS/Advanced COLS à une hypothèse sur la distribution de l'efficacité. Avec l'hypothèse d'un terme d'erreur normalement distribué dans un OLS, cela revient à supposer que l'inefficacité est normalement distribuée dans un COLS.

## 3. Modèle hybride et tests de robustesse

Il est important que le modèle d'efficacité soit robuste et cela ne peut pas être établi exclusivement sur base de tests statistiques. La possibilité de calculer plusieurs modèles, en utilisant différentes méthodes (modèle hybride) et en utilisant plusieurs échantillons de données, permet de comparer les résultats entre eux et, le cas échéant, de renforcer la confiance dans le modèle sélectionné.

- Est-il envisagé d'estimer le modèle sur des années différentes pour vérifier la corrélation temporelle entre les paramètres d'inefficacité ?
- Si les GRDs dans l'échantillon sont choisis de manière aléatoire, est-il envisagé de calculer le modèle sur plusieurs sous-échantillons ? Est-il envisagé de tester la robustesse du modèle en modifiant l'échantillon ?

## 4. Taille de l'échantillon

Le benchmark sera réalisé sur base d'un échantillon restreint de 15 à 20 GRDs pour l'électricité et le gaz, sans que l'on sache si l'utilisation d'un échantillon réduit est un choix délibéré ou le résultat d'une contrainte (non accès aux données). La taille réduite de l'échantillon pose plusieurs problèmes et questions :

- En économétrie, la qualité et la robustesse des estimations augmente avec la taille de l'échantillon. L'utilisation d'un échantillon de très petite taille du point de vue économétrique donne des résultats qualitativement limités et peu robustes.
- Un échantillon de taille réduite limite le choix des méthodes d'estimation. Si les méthodes basées sur un OLS permettent d'avoir une estimation de l'efficacité individuelle sur base d'un échantillon très réduit, ce n'est pas le cas avec la méthode SFA qui nécessite plus d'observations, et dans une moindre mesure avec la méthode DEA. Cependant la qualité de l'estimation avec un échantillon réduit est limitée et le fait de pouvoir estimer une efficacité individuelle n'est pas en soi un gage de qualité.
  - On peut se demander si le choix de méthode de benchmarking n'est pas une conséquence directe du choix (?) d'un échantillon limité.
- Le nombre de variables explicatives (outputs et variables de contrôle environnementales) utilisées dans le modèle dépend du nombre d'observations (l'étude mentionne la règle suivante : nombre d'observations  $\geq$  variables indépendantes +11). La taille réduite de l'échantillon limite fortement le nombre de variables indépendantes qui peuvent être intégrées dans le modèle. L'étude mentionne 4 variables output et une variable de contrôle (coût du travail). L'intégration de facteurs environnementaux qui est mentionné comme un des principaux avantages des méthodes paramétriques (section 3.2.7) disparaît du fait de l'échantillon réduit
  - L'étude mentionne plusieurs facteurs environnementaux importants comme la densité de population, le pourcentage de zone de déserte rurale et urbaine et on pourrait en rajouter certaines autres comme par exemple l'importance de l'énergie distribuée qui ne seront pas pris en compte dans l'étude de benchmarking du fait de l'échantillon réduit.

## 5. Constitution de l'échantillon

L'étude ne détaille pas la manière dont l'échantillon sera constitué. La question du choix des GRDs internationaux qui seront intégrés dans l'étude de benchmarking n'est pas du tout traitée. Sur quelle base se fera le choix ? Utilisera-t-on un tirage aléatoire ? Ceci est particulièrement important au vu de l'hétérogénéité des GRDs wallons surtout en électricité. Le choix des points de comparaison, dans un échantillon de 20 GRDs, est un des éléments clés du modèle et ce point n'est pas du tout abordé. Sans informations supplémentaires sur la manière dont l'échantillon est constitué, les résultats ne pourront pas être considérés comme robustes.

**Axel Gautier**

Professeur d'économie

HEC Liège – Université de Liège

[agautier@uliege.be](mailto:agautier@uliege.be)

28/9/2020

Liège, the 3/10/2020

Monsieur Jacques Glorieux,

A votre demande j'ai pris connaissance du rapport intitulé "*Étude de l'efficacité des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel en Région wallonne pour la période régulatoire 2024-2028 (lot 2)*". Je vous livre ci-dessous quelques éléments de mon analyse me faisant penser que l'approche proposée par le cabinet de conseil Schwartz and Co, pour le compte de la CWAPE, en vue d'étudier l'efficacité des GRDs souffre de problèmes méthodologiques graves faisant en sorte que je ne peux à mon grand regret pas du tout le cautionner scientifiquement.

Pour aller à l'essentiel, je discuterai ci-après les deux problèmes majeurs de la méthodologie mise en œuvre par Schwartz & Co. Pour le premier, plus technique, je vous proposerai aussi une méthodologie scientifique que vous pouvez utiliser pour générer des résultats de simulation. Ceux-ci vous permettront de bien réaliser les faiblesses méthodologiques de l'approche suivie.

### **1. Un ensemble de données bien trop petit.**

Je note que Schwartz & Co propose comme méthode de mesure d'efficacité des GRDs une méthode de type Cols. Ces méthodes nécessitent de réaliser une régression linéaire à partir d'un ensemble d'apprentissage permettant de déterminer un modèle prenant en entrée des variables explicatives des coûts d'un GRD (nombre de clients servis, etc) et en sortie ses coûts (totaux). Ces approches n'ont de sens que si le modèle appris est effectivement capable de bien représenter les coûts de GRDs non considérés pour l'apprentissage. Pour être plus précis, définissons un ensemble test de GRDs composé de GRDs dont les données n'ont pas été utilisés pour réaliser la régression linéaire. Le modèle est appris de manière correcte si la moyenne des erreurs sur l'ensemble de test est faible. L'erreur pour un élément de l'ensemble de test est définie comme étant la valeur absolue de la différence entre ses coûts totaux et ceux prédits par le modèle. Il est bien connu que l'origine des erreurs sur l'ensemble de test est double : la première vient du biais dans les modèles, que l'on ne discutera pas ici bien que particulièrement présent dans les techniques d'apprentissage supervisé basées sur la régression linéaire. La seconde vient de la variance du modèle, qui peut être définie comme étant sa sensibilité à des modifications de l'ensemble d'apprentissage. Un modèle appris ne peut dès lors être bon que si des modifications mineures dans l'ensemble d'apprentissage ne conduisent qu'à des variations faibles de ce dernier. Cependant, vu la taille extrêmement faible de l'échantillon de GRDs utilisés pour la comparaison - on parle ici de 15 à 20 GRDs - il est clair que la variance de votre modèle va être bien trop élevée, ce qui invalide complètement votre approche.

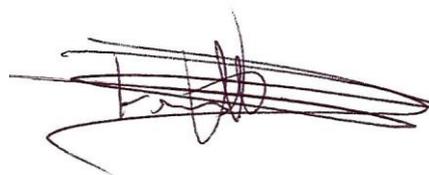
Pour vous en convaincre, je vous conseille de réaliser l'expérience suivante. Si vous disposez des données liées à  $n$  GRDs, recalculez votre modèle  $n$  fois en utilisant à chaque fois en entrée un sous ensemble différent de taille  $n-1$  de votre ensemble d'apprentissage. Évaluez alors pour chacun des modèles les prédictions associées à un ensemble de points sélectionnés au hasard dans votre espace de variables d'entrée. Vous allez sans doute voir

que d'un modèle à l'autre, lorsque  $n$  est de l'ordre de 10 à 20, les résultats varient significativement alors que vous n'avez que très légèrement modifié la base de données. Ceci est un signe du fait que votre modèle n'est absolument pas bon, ce qui hypothèque toute base scientifique à l'approche que vous avez développée.

## 2. Des variables descriptives problématiques

J'ai parcouru la liste des variables explicatives que Schwartz compte utiliser dans son approche de benchmarking. Pour que cette approche puisse avoir du sens, il est très important que les variables explicatives soient informatives et définies de manière très claire. Cela n'est malheureusement pas le cas pour de nombreuses d'entre elles, comme par exemple la pointe de charge. Je suis par exemple incapable de savoir à quelle valeur le consultant fait exactement référence lorsqu'il s'agit d'un GRD et je crains que les différentes interprétations qui puissent être faites de ces variables influencent très fortement les conclusions que vous pourriez tirer de vos études. De plus, à cet état de fait s'ajoute que Schwartz & Co propose dans sa méthodologie de transformer certaines variables explicatives en utilisant des opérateurs non linéaires avant de les utiliser comme entrée de votre méthode de benchmarking. J'attire votre attention sur le fait qu'en procédant de la sorte, l'approche deviendra dépendante des unités dans lesquelles les grandeurs sont exprimées (par exemple des mètres ou des kilomètres pour les longueurs de ligne), ce qui me semble très peu justifiable d'un point de vue scientifique.

Je me tiens à votre disposition pour tout complément d'analyse. Je vous prie d'accepter, Monsieur Glorieux, l'expression de mes sentiments les meilleurs.

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'D. Ernst', written over a horizontal line.

Prof. Damien ERNST

- **Le principe :**

Les mécanismes d'incertitude permettent d'apporter des modifications au revenu autorisé d'une société de distribution d'énergie au vu des événements qui se passent durant la période de contrôle. En raison de la nature du financement des gestionnaires, les mécanismes d'incertitude permettent de gérer l'impact de facteurs indépendants de leur volonté, ces facteurs pourraient être : les changements apportés à la politique du gouvernement, les changements apportés par le régulateur ou les changements généraux dans le comportement, les besoins et les attentes des utilisateurs.

Il est difficile de prévoir les coûts et les résultats en toute confiance pour la durée de la période régulatoire, il y a toujours des incertitudes quant aux livrables que les sociétés devraient fournir et aux exigences de dépenses qui seront nécessaires au cours de la période pour assurer la distribution. Le principe repose sur le fait que les sociétés doivent gérer les incertitudes auxquelles elles sont confrontées. Il n'est pas question de protéger les gestionnaires de réseau contre toute forme d'incertitude.

Ce mécanisme devrait se limiter aux cas qui optimisent les ressources pour les consommateurs tout en protégeant la capacité des gestionnaires à financer une distribution efficace.

Les distributeurs d'énergie sont libres de proposer des mécanismes d'incertitude supplémentaires ou alternatifs à ceux communs à tous les distributeurs.

- **L'objectif :**

- Ne pas endommager l'efficacité demandée aux gestionnaires
- D'éviter d'exposer les gestionnaires au risque en dehors de leur contrôle
- Exposer les utilisateurs à un risque de défaut de prévision au moment de la revue.

- **Les type de mécanismes d'incertitudes :**

- « Volume driver » : qui lie les recettes à une variation significative des volumes des variables de revenus (volumes incertains MAIS coûts unitaires stables).
- « Reopener » : L'entreprise définit les activités et les résultats ainsi que les coûts nécessaires pour délivrer et la raison des coûts supplémentaires ou du volume d'activité qui est ou a été nécessaire. Il s'agit d'une enveloppe additionnelle établie pour un projet lorsque l'occurrence est certaine au niveau du besoin, de domaine d'application ou des quantités.
- « Pass-through » : Il s'agit des éléments indépendants du contrôle de l'entreprise mais qui sont nécessaires.
- « Indexation » : Protection contre le risque que les prix réels soient différents de ceux prévus .
- « Use-i-or-lose-it (UIOLI) » : Budget alloué pour être utilisées dans des circonstances, des situations ou pour des activités spécifiques. Les entreprises ont deux options : soit l'utiliser si les circonstances l'exigent, soit la restituer aux utilisateurs.

- **Les requis pour une demande spécifique:**

- La preuve que l'incertitude est susceptible de se produire au sein de la période
- Informations sur la conception et la mise en œuvre du mécanisme
- Informations sur la façon dont les inconvénients pourraient être atténués pour offrir un bon rapport qualité-prix et une livraison efficace.



- La fréquence
- Traitement des coûts sous le seuil

Quelques exemples ci-dessous provenant de [Strategy decision for the RIIO-ED1 electricity distribution price control Uncertainty mechanisms \(ofgem.gov.uk\)](http://www.ofgem.gov.uk)

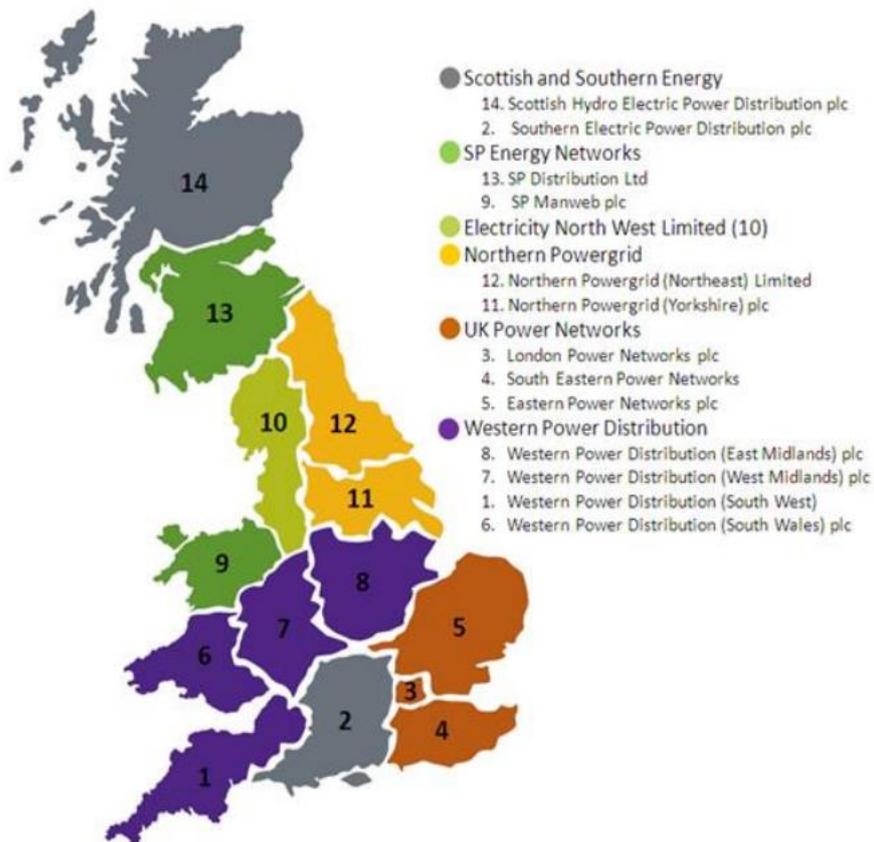
<b>Mechanism</b>	<b>Smart meter volume driver</b>
Includes	Additional costs borne by DNOs for call-outs as part of the smart meter roll-out
Threshold	N/A
Window(s)	Annual
Treatment of costs below the threshold	N/A

<b>Mechanism</b>	<b>Load related expenditure reopener</b>
Includes	Additional costs incurred or forecast to be incurred in order to accommodate changes in levels and pattern of network loading
Threshold	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Over/ under-spend of &gt;20 per cent of relevant ex ante allowances.</li> <li>2. Level of expenditure above/ below the 20 per cent threshold must be at least one per cent of average annual RIIO-ED1 base revenue</li> </ol>
Window(s)	1 to 31 May 2017 and 1 to 31 May 2020 Ofgem can also trigger as part of RIIO-ED2 review
Treatment of costs below the threshold	Subject to efficiency incentive rate No logging up

<b>Mechanism</b>	<b>High value projects reopener</b>
Includes	Individual schemes of £25m or more not included as part of ex ante allowance
Threshold	Net total forecast expenditure of both ex ante schemes and new schemes less ex ante funding is greater than one per cent of average annual RIIO-ED1 base revenue
Window(s)	1 to 31 May 2019
Treatment of costs below the threshold	Subject to efficiency incentive rate No logging up

<b>Mechanism</b>	<b>Innovation roll-out mechanism</b>
Includes	Costs associated with the roll-out of proven low carbon or environmental innovations
Threshold	One per cent of average annual RIIO-ED1 base revenue
Window(s)	1 to 31 May 2017 and 1 to 31 May 2019
Treatment of costs below the threshold	Subject to efficiency incentive rate

- Les GRDs :



Références :

1. [RIIO-ED2 Draft Determinations Overview.pdf](#) (chapitre 6)
2. [Re-opener Guidance and Application Requirements Document \(ofgem.gov.uk\)](#)
3. [Strategy decision for the RIIO-ED1 electricity distribution price control Uncertainty mechanisms \(ofgem.gov.uk\)](#)
4. [RIIO-ED2 Sector Specific Methodology Decision | Ofgem](#)
  - RIIO-ED2 Sector Methodology Decision : Annex 2 (chapitre 8)



## ANNEXE 16

31/08/2022

# Méthodologie tarifaire 2024-2028

## Horaire bihoraire et Chauffage électrique

### Horaire bihoraire

#### Plages horaires existant chez RESA

Depuis toujours, l'ALE qui était distributeur d'électricité seulement (pas de gaz), a mis en œuvre des solutions techniques pour améliorer son diagramme de charge. Ainsi le lissage des charges permettait d'améliorer le prix d'achat de l'énergie dans le marché captif, mais surtout, réduisait fortement les congestions locales dans le réseau.

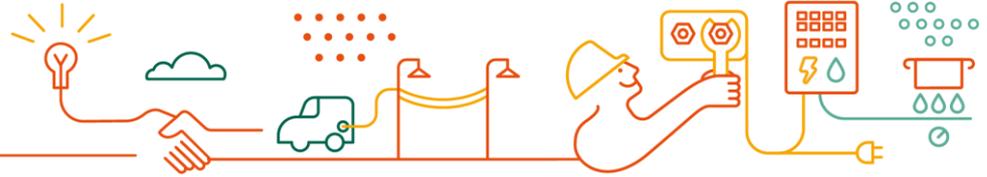
En BT, comme on peut le voir ci-dessous, RESA dispose encore aujourd'hui dans son réseau, de 3 types d'horaires bihoraire :

- Le premier A06HR, le plus ancien est fixe,
- Le second A09HR, est réparti par groupe de postes sources avec un décalage de 20 min par région.
- Le troisième ADTxx, le plus performant au niveau local BT, est composé de 5 horaires de nuit avec différents décalages de 5 à 15 min. Dans ce cas, l'horaire est attribué suivant le n° de police de l'immeuble, ce qui crée le foisonnement derrière chaque cabine réseau.

Ces horaires sont mis à disposition des clients au travers de contacts secs au niveau du coffret de comptage. De cette manière, le client qui utilise les contacts pour enclencher ses charges à la garantie qu'elles vont s'enclencher dans la plage horaire HC la moins chère. D'autres ont fait le choix de mettre une horloge, mais avec le même objectif d'enclencher la charge pendant la plage horaire avec le tarif le moins cher.

Pour certaines applications, comme le chauffage électrique à accumulation, des horaires spécifiques sont aussi mis à disposition (voir le chapitre consacré au chauffage).

Globalement, cela constitue 10 horaires non synchrones d'enclenchement des charges sur notre réseau BT. De cette manière l'apparition des charges dans le réseau local est lissée aux heures d'application des différentes plages horaires.



## Détail des horaires bihoraire chez RESA

1. Le premier, le plus ancien, est un horaire fixe, soit 23h00 – 08h00.

2. Horaire par zone géographique

Heures d'enclenchement et de déclenchement du D.T. suivant les émetteurs

Ordres	En	Hors	Emetteurs
A09HR	22h40	07h40	Alleur, Fozz, Hologne, Profondval, Ivoz, Lixhe, Croix-Chabot, Ampsin Route, Hermalle-sous-Huy
	01h05	10h05	Réveillon de Noël et réveillon du nouvel an
	22h50	07h50	Saives, Cheratte, Monsin, Abée-Scry
	01h35	10h35	Réveillon de Noël et réveillon du nouvel an
	23h10	08h10	Esneux, Grosses-Battes, Wéristier, Seilles, Bailly
	02h05	11h05	Réveillon de Noël et réveillon du nouvel an
	23h20	08h20	Glain, Sclessin, Malvoie, Heid-de-Goreux, Mémorial, Sart-Tilman, Trassenster
	02h35	11h35	Réveillon de Noël et réveillon du nouvel an

3. Horaire sur base du n° de police de l'immeuble

C'est cette règle qui est appliquée aujourd'hui pour tout nouveau branchement.

Heures d'enclenchement et de déclenchement

Loge	Ordres	Affectation	Réseau ALE	
			En	Hors
3511.10	ADT00	D.T.	22h10	07h10
3511.11	ADT01	D.T.	22h10	07h10
3511.12	ADT02	D.T.	22h20	07h20
3511.13	ADT03	D.T.	22h20	07h20
3511.14	ADT04	D.T.	22h35	07h35
3511.15	ADT05	D.T.	22h35	07h35
3511.16	ADT06	D.T.	22h40	07h40
3511.17	ADT07	D.T.	22h40	07h40
3511.18	ADT08	D.T.	22h50	07h50
3511.19	ADT09	D.T.	22h50	07h50

**Remarques :** Le dernier chiffre du numéro de la loge doit correspondre au dernier chiffre du numéro de police de l'immeuble. Exemple : immeuble N° 129, Epprom de la loge 3511.19.

## Compteurs communicants de première génération

Dans la 1<sup>ère</sup> version de compteurs intelligents disponible actuellement, 3 horaires ont été mis en place, à savoir :

1. TUT21 : soit HC entre 21 et 6 h, HC le week-end
2. TUT22 : soit HC entre 22 et 7h, HC le week-end, choisi par RESA
3. TUTBX : HC appliquées en plus les jours fériés pour SIBELGA.

RESA envisage de réintroduire ce principe de désynchronisation dans la prochaine phase du marché avec les autres GRD donc dans les compteurs de 2<sup>ème</sup> génération. Ces modalités devraient être mises en place au travers de mise à jour firmware dans les compteurs communicants de première génération.

Il est également prévu de mettre à disposition 4 contacts virtuels au travers du pot de sortie P1 du compteur communicant. Ces contacts virtuels sont l'équivalents de nos contacts secs mais ils doivent être lus par un module électronique et transformés en contacts physiques en dehors du compteur.



## Méthodologie tarifaire CWaPE 2024-28

Dans sa proposition de méthodologie tarifaire 2024-28, comme on le voit ci-dessous, la CWaPE propose la mise en place de 4 plages horaires.

Elle propose aussi d'aligner le tarif bihoraire partout aux plages horaires des 4 ToU.

Dans cette configuration, l'enclenchement du tarif HC va survenir partout sur le réseau à 22h, alors que, comme expliqué plus haut, nous avons 10 plages horaires fonctionnelles.

Cette approche, en tout cas sur les réseaux de RESA, avec notre passé d'horaires non synchrones, va provoquer des pics dans les diagrammes de charge des cabines réseaux. A certains endroits où les charges sont plus importantes, nous nous attendons à des problèmes de congestion.

### 4 plages horaires :

o Plage des heures du matin : de 6h à 11h du lundi au dimanche, y compris les jours fériés.

o Plage des heures solaires : de 11h à 17h du lundi au dimanche, y compris les jours fériés.

o Plage des heures du soir : de 17h à 22h du lundi au dimanche, y compris les jours fériés.

o Plage des heures de nuit : de 22h à 6h du lundi au dimanche, y compris les jours fériés.

### 2 plages horaires :

o Plage des heures pleines : de 6h à 11h et de 17h à 22h du lundi au dimanche, y compris les jours fériés.

o Plage des heures creuses : de 11h à 17h et de 22h à 6h du lundi au dimanche, y compris les jours fériés.

1 plage horaire : La plage des heures normales est applicable 24h/24, 7j/7j.

## Projet ORES de gestion active de la demande

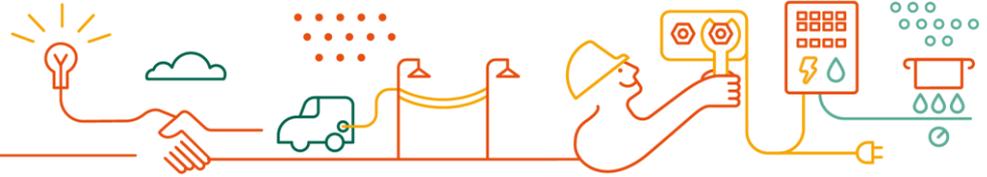
Malheureusement, cette approche de désynchronisation des horaires chez RESA résulte de pratique de plusieurs dizaines d'années. Nous ne disposons donc plus de résultats permettant de montrer ce qui se passe dans un réseau sans désynchronisation ou avec désynchronisation des horaires.

Cependant, dans le cadre du Forum RéFlex mis en place par la CWaPE en 2014, ORES a mis en œuvre un pilote de GAD – Gestion Active de la Demande. Toutes les présentations sont toujours disponibles sur le site de la CWaPE.

Leur projet visait à tenter de déplacer de la charge de la nuit vers la journée pour augmenter l'autoconsommation liée à la production photovoltaïque. ORES a donc modifié les horaires heures creuses de 3 petits postes sources. La modification consistait à retirer 3 h d'heures creuses la nuit (0-3h) pour les rendre la journée (11-14h), pendant la production PV. Une communication a été réalisée vers tous les clients en leur demandant d'adapter leur mode de consommation au nouvel horaire.

Comme on le voit dans le graphe ci-dessous, on constate effectivement un creux de charge pendant la période 0-3h, un rebond juste après 3h du matin et une pointe de consommation dans la nouvelle période HC entre 11 et 14h. Cela signifie que la clientèle a effectivement suivi les recommandations en adaptant son mode de fonctionnement au nouvel horaire mis en place manuellement ou de manière automatique au travers de contacts secs.

Par contre, il est très intéressant de voir sur le même graphe, une modification du diagramme de charge à 22h. A l'époque, nous avons demandé à Didier Halkin, expert ORES, une explication de cette pointe. Après



investigation, Didier a signalé qu'ils ont découvert que, dans certaines zones, ORES pratique aussi une désynchronisation des charges chez les clients avec la même approche que RESA. A l'occasion du pilote, le technicien a donc revu tous les horaires existants sur les postes pour décaler la charge de nuit. Dans l'opération, par simplicité, le technicien a aussi resynchronisé tous les horaires heures creuses à 22 h. C'est donc cette resynchronisation des horaires à 22 h qui explique la pointe du soir. Elle constitue une surcharge de l'ordre de 16 % par rapport au diagramme de charge AVEC désynchronisation.

A noter aussi que ce pilote a porté sur une courte période entre juillet et octobre. La pointe de charge aurait sans doute été plus importante si le pilote avait continué en période hivernale.

Cela permet toutefois de montrer l'impact de la resynchronisation envisagée dans l'approche de la CWaPE.

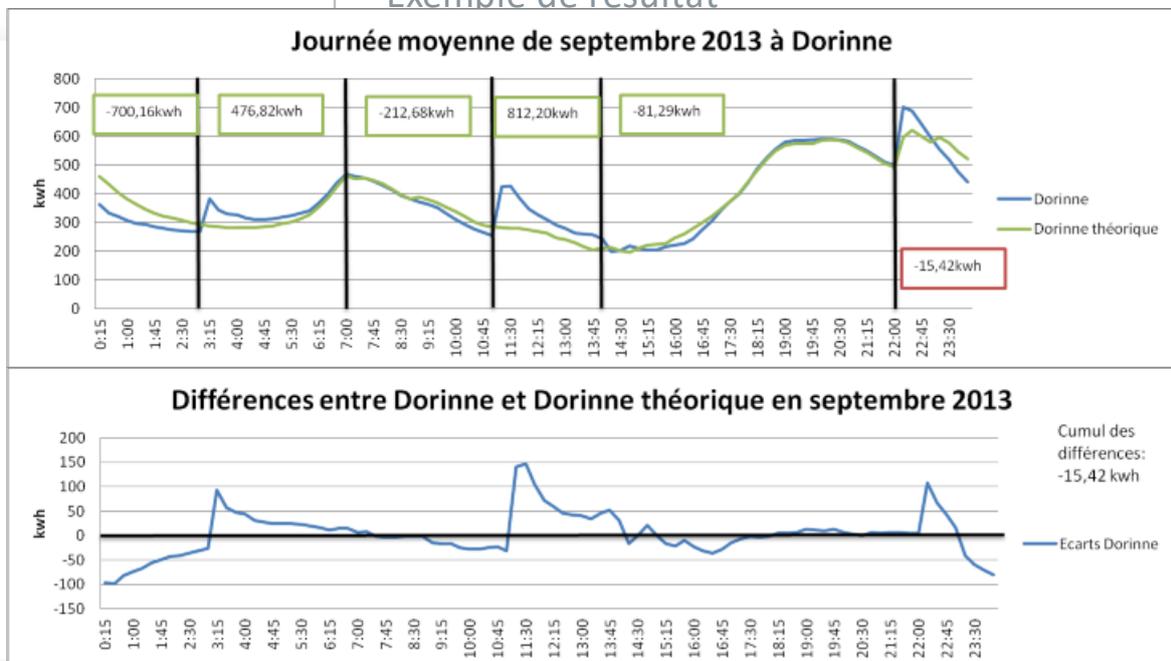
A noter aussi que, dans le cadre de son pilote, ORES a été sensibilisé par un utilisateur. Celui-ci a expliqué que dans une installation EN, la régulation utilise la période de 9 h de nuit pour régler la charge. Dans l'approche de report de 3h de charge de nuit vers la journée, une installation ne peut pas fonctionner normalement. Le pilote GAD d'ORES s'est arrêté avant la période hivernale. Ceci est un élément à retenir vis-à-vis des installations en chauffage électrique à accumulation (voir chapitre suivant).

Nous pensons que, si la désynchronisation des heures d'enclenchement des plages horaires, permet de lisser les charges et donc d'atténuer significativement les problèmes de congestion locale chez RESA, le même résultat devrait obtenu s'il était généralisé dans les réseaux.



# Analyse statistique (4/4)

## Exemple de résultat





## Désynchronisation en régime 4 ToU

À la suite de ce constat relatif aux problèmes que la resynchronisation des horaires va provoquer, nous avons examiné ce qu'il serait possible de mettre en œuvre pour, d'une part suivre l'approche 4 ToU de la CWaPE, et d'autre part, conserver cette approche de désynchronisation des horaires.

Nous avons limité le nombre d'horaires à 5, avec un horaire de base (22h30 – 6h30) et des horaires – 15 min et – 30 min, puis des horaires + 15 min et + 30 min. Ce faisant, on introduit une désynchronisation des charges réparties sur 1 h.

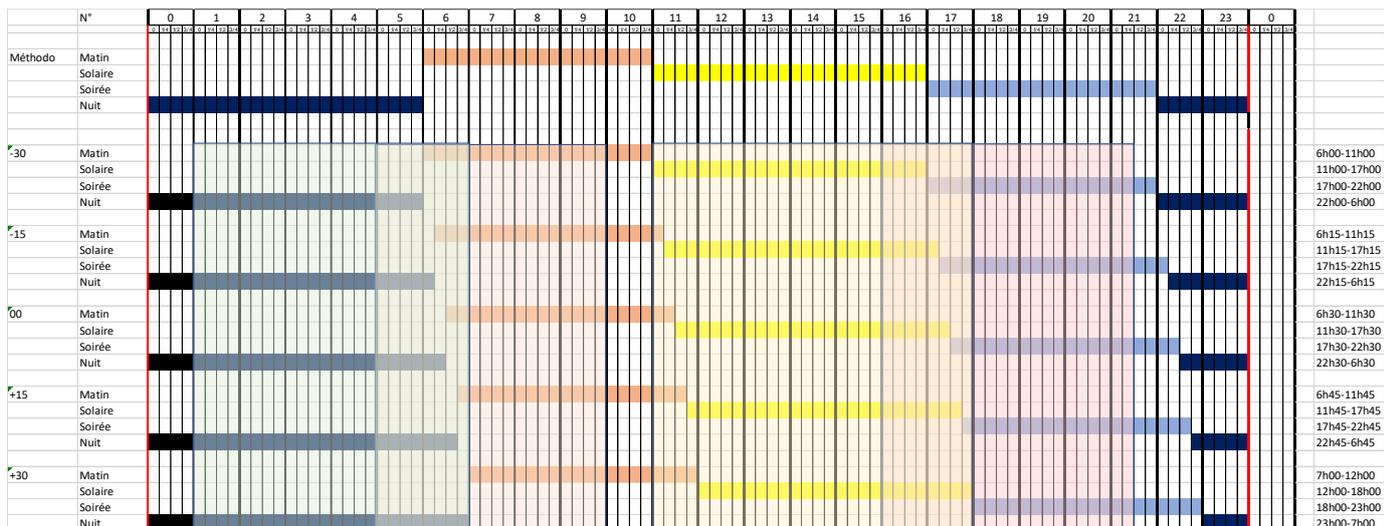
Nous avons représenté ci-dessous :

- Les 4 ToU tels que décrits dans la méthodologie CWaPE,
- Ce que donneraient ces différents horaires non synchrones.

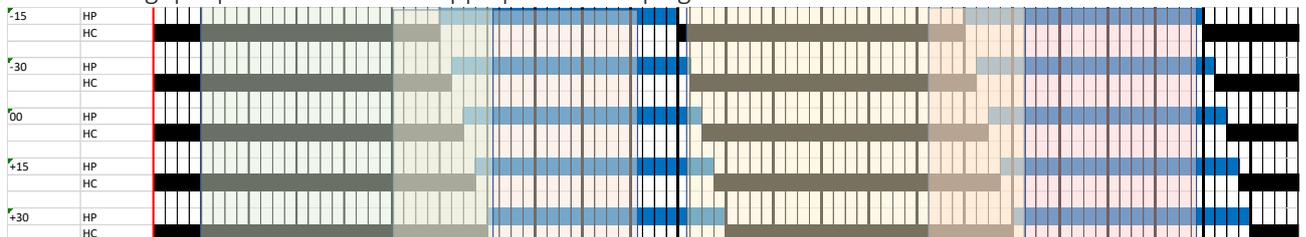
Les 4 cadres superposés aux plages horaires représentent le résultat des travaux de la CWaPE sur les plages horaires avant d'ajuster les plages horaires pour combler les 24 h d'une journée.

On constate que les 5 horaires se situent dans les 3 périodes de chevauchement où vide de l'étude CWaPE. Cela signifie que chaque horaire pris séparément pourrait répondre à l'approche CWaPE.

Ce faisant, ils permettraient de conserver une désynchronisation des horaires, de  $\frac{1}{4}$  h en  $\frac{1}{4}$  h et donc l'effet de lissage des charges pendant les périodes de transitions des différentes plages tarifaires.



La même logique peut bien sûr être appliquée sur les plages horaires bihoraires.



Cette approche a aussi l'avantage :

- D'être utilisée pour piloter tous les types de charges qui s'enclencheront donc de manière non synchrone derrière une même cabine réseau de distribution.
- De conserver la même durée pour chacune des plages horaires par rapport à la méthodologie CWaPE,
- Il est à noter que les différentes charges n'ont pas toutes besoin de la totalité de la plage horaire pour répondre au besoin.



- Un chauffe-eau électrique par ex, a un besoin défini par rapport au prélèvement d'eau chaude de la journée,
- Le chauffage électrique a un besoin défini par la charge restante et la t° extérieure
- Un véhicule a un besoin défini par le nombre de km que l'utilisateur parcourt quotidiennement.

Il est aussi intéressant de se rappeler que, dans le cas du chauffage électrique à accumulation de type 9 h, la régulation est en mesure de retarder l'enclenchement de la charge à la fin de la période tarifaire. Si la période de nuit est 22 – 7 h et que le chauffage a besoin de 4 h de charge, la charge sera enclenchée à 3 h du matin, plutôt qu'à 22h.

Ce type de mesure est sans doute applicable à d'autres usages comme le chauffe-eau électrique ou le véhicule électrique. Il présente l'avantage de ne pas systématiquement enclencher la charge en début de plage horaire et donc de lisser les charges tout au long de la période tarifaire et de remplir plus efficacement les creux du diagramme de charge.

Il est évident que cette manière de faire permet d'optimiser la capacité de la cabine réseau mais avec des limites. Quand la charge totale maximale n'est plus compatible avec la capacité du transformateur local, il faudra envisager la création d'une nouvelle cabine réseau pour répartir la charge.



## Chauffage électrique

### Chauffage électrique à accumulation

Un **chauffage électrique à accumulation** renferme un noyau accumulant la chaleur. Celui-ci est constitué de briques en magnésite, féolite, forstérite, fonte ou autres... pouvant être chauffées à des températures de 650 à 800°C. Le noyau est entouré de matériau isolant approprié afin de limiter la température des parois mais aussi de contenir cette énergie accumulée pour la restituer au moment des besoins de chaleur. La température du noyau est le reflet de la charge contenue dans l'appareil et est contrôlée par un thermostat de charge.

Habituellement, une installation est complétée par une **régulation**. Cette régulation intègre différents paramètres comme le tarif en cours, la t° extérieure, ... et détermine le besoin d'accumulation (charge) pour la journée.

Il existe différents types d'accumulateur mais nous nous arrêterons à 2 principaux d'accumulateurs dynamiques. À l'opposé des accumulateurs statiques, la restitution de chaleur s'effectue essentiellement par une convection forcée de l'air à travers des canaux prévus entre les briques du noyau d'accumulation.

Dans ce cas, les accumulateurs sont équipés d'un ou plusieurs **ventilateurs** commandés par le **thermostat d'ambiance**.

#### Les accumulateurs "9 heures" ou exclusif nuit

Les accus 9 heures sont construits de telle façon que la capacité d'accumulation et la résistance électrique soient suffisamment importantes pour charger en neuf heures l'énergie nécessaire au chauffage pendant toute la journée. L'usage de ces appareils est optimisé en **tarif exclusif nuit (EN)**.

Les accus dynamiques 9 heures peuvent être équipés d'une résistance d'appoint qui permet de couvrir les besoins lorsque les accus sont vides et que la soirée se prolonge. Dans ce cas, ils fonctionnent en mode direct.

L'énergie accumulée dans un tel appareil peut être calculée en première approximation comme la puissance installée x 9 h.

Les plages horaires RESA des accumulateurs EN sont celles-ci-dessous avec **9 h de nuit et 2 heures de relance entre 15 et 17h**. Cette relance permet de reprendre un peu de charge avant la soirée, en dehors des pointes du réseau. Ce faisant, le client utilisera moins (ou pas du tout) les résistances de chauffage direct présentées dans l'appareil.

Ce type d'installation dispose de **2 compteurs** : l'un pour les usages dits généraux, l'autre spécifique à la partie chauffage électrique. A noter que, sur la partie chauffage EN, le GRD pratique de la flexibilité explicite en ce sens que l'alimentation du compteur est coupée en dehors des périodes de charges représentées ci-dessous. La charge n'est donc jamais présente dans les périodes de pointes du GRD (8 h , 12h, 18h et début de nuit).

### Chauffage Exclusif de Nuit = A20HR = 9+2h





## Bihoraire à tranche (DTT)

La tarification bihoraire à tranche a été mise en place pour permettre à certains clients d’installer du chauffage électrique à **accumulation de type 9 h** dans une installation à **un seul compteur**. Certains appareils de chauffage pouvaient ainsi être installés sur des circuits mixtes.

Dans cette tarification, le client payait ses consommations HP au tarif HP. Cependant, les consommations HC avaient un traitement spécial en ce sens que les 3.000 premiers kWh étaient facturés au tarif HC, le solde était facturé au tarif EN. Pour accéder à cette tarification, le client devait démontrer qu’il disposait d’une application à accumulation de type chauffage ou chauffe-eau.

Cette modalité sur les consommations en HC a été abandonnée avec la libéralisation et les clients ont donc payé leurs consommations aux seuls tarifs HP et HC. Cela a occasionné une augmentation de leur facture.

Pour ce type de client, les plages horaires sont celles reprises ci-dessous avec 7 h la nuit et 2 heures entre 13 et 15h. Pendant la période 13-15, toutes les consommations du client sont comptées en HC, avec le régime particulier HC/EN décrit ci-dessus.



## Les accumulateurs “Hors-Pointes” ou EHP (Effacement Heures de Pointes)

Les accumulateurs “Hors-pointes” sont des appareils dynamiques **sans résistance d’appoint**.

Leurs résistances de charge se trouvent dans le circuit d’air qui traverse le noyau. Cette caractéristique constructive permet un chauffage rapide même en cas de décharge complète du noyau.

La durée de charge nocturne et diurne de ces accumulateurs atteint jusqu’à **18 heures par jour** les jours les plus froids.

Les avantages par rapport à l’accu 9 heures se concrétisent par une **puissance de raccordement plus faible** et des dimensions plus réduites.

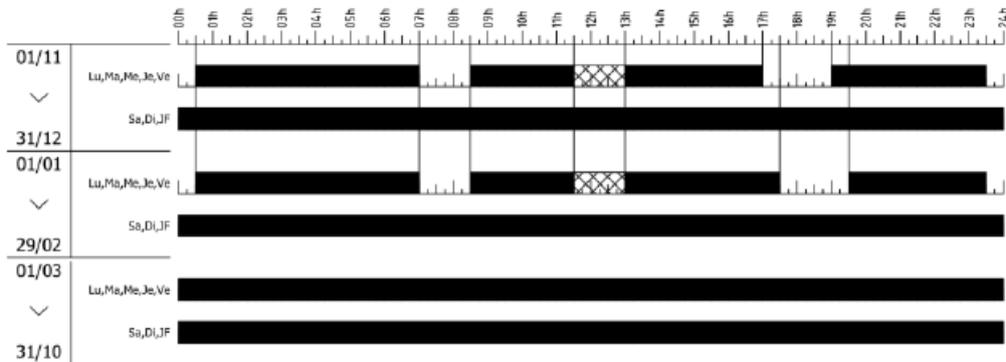
Pour une même énergie stockée (kWh), avec 18h de charge, la puissance installée est en première approximation 2 fois plus faible qu’avec les appareils 9h. L’appareil peut subir une coupure au niveau de la charge de 2 h sans problème car il dispose d’une réserve de charge pour couvrir ces 2 h. Toutefois, après cette coupure de 2h, il doit pouvoir de nouveau reprendre de la charge pendant 3 h pour pouvoir passer la coupure suivante.

Le dimensionnement et la régulation de charge permettent de **limiter la charge diurne à un strict minimum** (rôle de la régulation). L’usage de ces appareils est optimisé en **tarification EHP ou trihoraire**.

Les plages horaires d’une **installation EHP** sont les suivantes :



## EHP = Effacement Heures Pointes = A19HR



Ce type d'installation dispose de **2 compteurs** : l'un pour les usages dits généraux, l'autre spécifique à la partie chauffage électrique. A noter que, sur la partie chauffage EHP, le GRD pratique de la **flexibilité explicite** en ce sens que l'alimentation du compteur est coupée en dehors des périodes de charges représentées ci-dessus. **La charge n'est donc jamais présente dans les périodes de pointes du GRD (8h , 12h, 18h et début de nuit).**

Le même type d'installation peut fonctionner derrière **un seul compteur**. On parle alors de **tarif trihoraire**. Il comporte 3 tarifs, dont HP, HC et un tarif En Pointe pendant les 3 plages horaires pendant lesquelles le GRD souhaite que le chauffage ne soit pas présent. On parle alors de **flexibilité implicite** car, si le client admet de payer le tarif cher, il peut ne pas couper son chauffage dans ces périodes. Cette tarification est apparue en mode expérimental juste avant la libéralisation. Elle n'a pas survécu chez les fournisseurs après la libéralisation. Ces clients sont donc facturés au tarif bihoraire. Les consommations en pointes mesurées la journée sont cumulées aux consommations HP, la consommation en pointe de nuit aux consommations HC. Le client ne se soucie donc plus dans ce cas de délester des charges dans nos heures de pointes puisque le tarif n'est plus pénalisant. Par contre, sa facture est plus élevée qu'en trihoraire ou EHP.

## Tarifs dans le Marché libéralisé

Dans le marché libéralisé, le **tarif EN a survécu** mais on constate qu'il est très proche du tarif HC. Dans les faits, nous avons quelques milliers d'installations EN à 2 compteurs.

La **tarification EHP n'existe plus** mais elle a finalement été **assimilée à l'EN au niveau du tarif, pas de l'horaire**.

Le tarif **trihoraire** (expérimental dans le marché captif) **n'existe plus** et ces clients sont aujourd'hui **facturés au tarif bihoraire** avec les **augmentations de coût** que cela a entraîné.

Le tarif **Bihoraire à tranche n'existe plus** mais ces clients sont **facturés en bihoraire** avec la particularité que 2 h de leur consommation en journée (relance 13-17h) sont cumulées à la consommation de nuit (7 h seulement par rapport à un client EN) et facturées au tarif HC. Nous continuons à émettre les signaux pour ces plages horaires.



## Solutions de comptage SM actuelles

Nos **compteurs communicants** aujourd'hui sont **tous en mode bihoraire** avec la particularité que **l'horaire de nuit est fixe, soit 22-7 h**. A l'heure actuelle, FLUVIUS n'a pas souhaité multiplier les horaires variés appliqués chez les différents GRD.

Cet horaire est donc défini dans le compteur et on ne peut plus l'adapter à distance comme décrit ci-dessus avec l'émission d'ordre RTCC. On peut bien sûr modifier cet horaire pour passer sur un autre calendrier si nécessaire (ex : nouveau calendrier méthodo).

On constate par contre que l'horaire 7+2 du compteur bihoraire n'est plus applicable parce que, s'agissant d'un seul compteur, on ne peut plus le mettre en HC pendant la relance de l'après-midi qui est comptée au tarif HP.

### EN

Le comptage EN sera constitué de **2 compteurs communicants**, l'un pour les usages généraux, l'autre pour le chauffage électrique ou autre application à accumulation.

Pour le compteur en EN, on additionne les consommations HP et HC qui constituent la consommation chauffage électrique totale que l'on comptabilise au tarif EN.

### DTT

On constate par contre que l'horaire 7+2 du compteur bihoraire n'est plus applicable parce que, s'agissant d'un seul compteur, on ne peut plus le mettre en HC pendant la relance de l'après-midi.

Nous avons placé quelques **compteurs communicants « standard » avec 9 h au tarif HC en continu** plutôt qu'en 2 plages horaires chez des clients dans le segment > 6.000 kWh Le nombre d'heures total en HC est donc le même.

En principe, l'enclenchement du chauffage, pour autant que l'électricien du client l'ait assujetti à notre compteur, sera géré automatiquement la nuit et plus dans la relance.

Cependant, le client doit changer ses habitudes de consommation pour éviter de consommer pendant la période 13-15h qui était d'application en HC avec son ancien compteur.

Moyennant ces adaptations de comportement, la facture du client devrait être équivalente.

### EHP

Le comptage EHP sera constitué de **2 compteurs communicants**, l'un pour les usages généraux, l'autre pour le chauffage électrique ou autre application à accumulation.

Pour le compteur en EHP, on additionne les consommations HP et HC qui constituent la consommation chauffage électrique totale que l'on comptabilise au tarif EN.

### TRIHORAIRE

La tarification trihoraire faisait l'objet d'un horaire identique à l'horaire EHP mais derrière un seul compteur. Cela n'est plus applicable avec le SM et le client est facturé au tarif bihoraire. A noter toutefois que nous avons continué à générer l'horaire avec délestage pendant nos pointes réseaux. Malheureusement, le RTCC qui comporte 6 relais de sortie n'est plus intégrable dans le nouveau coffret SM 25D60. Nous avons donc prévu



d'installer le coffret de comptage 25D60 standard avec le tarif bihoraire mais de simplifier les commandes du récepteur en ne générant plus les plages de pointes.

Une autre alternative serait de proposer l'horaire EHP à ces clients. De son côté, le client devrait vérifier qu'il est en mesure de connecter ses appareils de chauffage sur un comptage séparé. De cette façon, on pourrait récupérer quelques milliers de clients avec des charges flexibles sur un comptage spécifique.

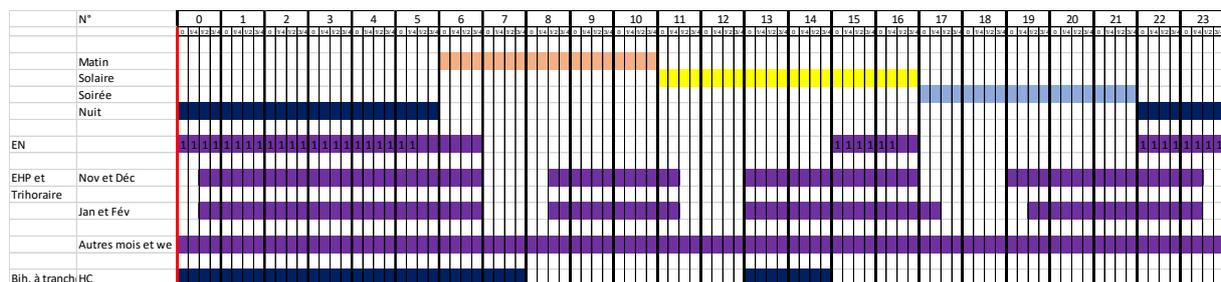
## Méthodologie et horaires « chauffage électrique »

### Méthodologie

§ 4. Pour l'ensemble des utilisateurs raccordés au réseau de distribution basse tension, les prélèvements réalisés sur un compteur de type « exclusif de nuit » sont facturés au tarif *exclusif de nuit*. Le gestionnaire de réseau précise les heures associées à l'exclusif de nuit.

Nous avons représenté, dans le graphe ci-dessous :

- Les 4 plages horaires de la méthodologie CWaPE dans la partie supérieure. Noir : heures de nuit, orange : heures de jour, jaune : heures solaires, bleu : heures de soirée.
- Les horaires EN, EHP ou trihoraire et bihoraire à tranche.



On constate que :

**EN :** La plage de nuit dure jusqu'à 7 h.

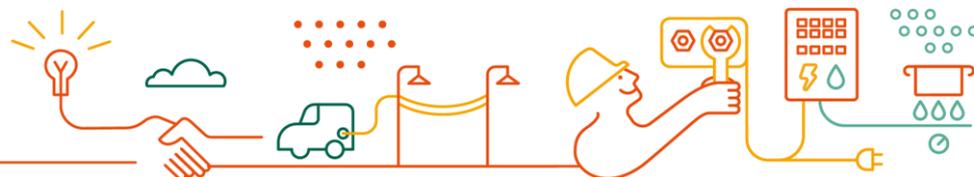
On pourrait envisager de la réduire à 6h en augmentant la recharge en heures solaires. A évaluer.

**Bihoraire à tranche :** Comme mentionné plus haut, lors de la pose du compteur communicant pour ce segment < 6.000 kWh, nous devons leur appliquer 9 h HC en continu la nuit au lieu de 7 + 2 h.

Lorsque nous serons en mesure d'appliquer le tarif à 4 ToU, ils pourraient revenir, notamment pour la partie chauffage avec une relance en période solaire ou HC en bihoraire. Il y aurait toutefois une transition avec la perte de la relance d'ici l'application du nouveau régime horaire.

**EHP :** Dans ce cas, on constate que les 18h de charge potentielle sont distribuées tout au long de la journée sauf aux heures de pointes (7, 12, 18 et minuit). Etant donné la puissance installée réduite (par rapport à l'EN), l'appareil doit reprendre de la charge après une coupure de 2h (cf. description EHP plus haut).

Cela signifie que, en hiver, les jours les plus froids, le chauffage va reprendre de la charge dans les plages de jour, solaire et soirée. Il faut donc, pour ces installations, **conserver l'horaire particulier qui existe aujourd'hui**. A noter que, dans cette configuration, à condition de respecter le cycle de charge, il est possible pour le GRD d'effacer de la charger pendant les pointes du réseau (flexibilité explicite).



Il faut assimiler ses installations à l'EN dans la méthodologie en mentionnant que l'horaire est défini par le GRD comme pour l'EN.

## Trihoraire

Ces clients ont malheureusement perdu cette tarification qui a été mise en place de juste avant l'ouverture du marché. Certaines installations pourraient être raccordées sur un comptage de type EHP en version SM. Cela permettrait de conserver leur capacité flexible plutôt que de les laisser dans une tarification moins adaptée.

## Nombre de clients « chauffage électrique » par type chez RESA

Le tableau ci-dessous donne la répartition des clients par type de chauffage chez RESA.

Type chauffage	Compteur	Nbre
EN	2	6.229
EHP	2	3.221
TRIHORAIRE	1	2080
<b>TOTAL</b>		<b>11.530</b>
Bihoraire à tranche	1	2062
<b>TOTAL</b>		<b>13.592</b>

## Prix EN et tensions tarifaires méthodo.

Comme indiqué plus haut pour ce qui concerne les plages horaires du chauffage de type EHP, le tarif EHP est assimilé à l'EN comme c'est le cas actuellement.

## Tarif capacitaire

Le chauffage électrique à accumulation, avec les autres applications thermiques comme le chauffe-eau à accumulation, est l'une des applications identifiées comme les plus flexibles en matière de coupure et de déplacement de charge mais aussi en potentiel de flexibilité. Comme mentionné plus haut, ces applications aujourd'hui ne sont jamais présentes dans nos pointes de réseaux.

Toutefois, ces applications thermiques doivent pouvoir prendre la pleine puissance à un moment de la journée.

Il semble donc (à vérifier) que les installations avec du chauffage électrique ne devraient pas opter pour un régime 3 (R3).