

**PROCES-VERBAL DE LA REUNION DE CONCERTATION ENTRE  
LA CWAPE ET RESA ELECTRICITE ET GAZ  
Lundi 04/07/2022 de 9h30 à 13h00 et de 14h00 à 15h30**

**Participants**

Stéphane Renier	Président	CWaPE
Thierry Collado	Directeur technique	CWaPE
Liana Cozigou	Directrice juridique	CWaPE
Francesca Stockman	Secrétaire générale	CWaPE
Pierre-François Henrard	Conseiller	CWaPE
Nathalie Dardenne	Conseillère	CWaPE
Jacqueline Servatius	Conseillère	CWaPE
Olivier De Breuck	Conseiller	CWaPE
Elise Bihain	Conseillère	CWaPE
Pierre-Yves Cornelis	Conseiller	CWaPE
Murielle Coheur	Directrice régulation et tarifs	RESA
Olivier Spirlet	Directeur financier	RESA
Laurent Durgtel		RESA

## Ordre du jour

1. Présentation par RESA de ses principales remarques ou observations concernant le projet de méthodologie tarifaire 2024-2028.
2. Echanges et discussion à la suite de la présentation de RESA.
3. Examen article par article du projet de méthodologie tarifaire pour la période 2024-2028.

## Compte-rendu

Stéphane Renier introduit la réunion de concertation en rappelant que, bien que conçu de manière équilibrée, le projet de méthodologie soumis n'est pas figé, puisque soumis à concertation et consultation publique. Il peut être discuté de l'ensemble des points même s'il y a des « lignes rouges » pour la CWaPE. Il ne s'agit en effet pas de déstructurer le projet et son équilibre, mais il y a bien évidemment des variables d'ajustement.

### **1. Présentation par RESA de ses principales remarques ou observations concernant le projet de méthodologie tarifaire 2024-2028<sup>1</sup>**

Murielle Coheur commence la présentation du point de vue de RESA et rappelle que les commentaires de RESA ne sont pas exhaustifs à ce stade. Seuls les plus gros enjeux seront abordés.

L'objectif de RESA est de maintenir un système 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.

Murielle Coheur revient tout d'abord sur le contexte général de la facture d'énergie et repart de ce qui a déjà été exposé à la CWaPE en mai.

Les réseaux ne représentent que 15% (électricité) et 12% (gaz) de la facture totale d'un client résidentiel, hors OSP, redevance de voirie et taxe (17€ par ménage par mois en électricité et 26€ en gaz), ce qui est moins que la TVA. Une économie de 10% ne serait que de 1,7€ par ménage par mois.

Olivier Spirlet précise que les chiffres utilisés datent de décembre 2021. Entre-temps, c'est donc mécaniquement devenu encore moins. Il demande si l'objectif de la régulation est de faire baisser les coûts à tout prix ou si autre objectif est poursuivi. Il questionne un tel objectif quand on voit la part de la distribution dans la facture, sachant que pour RESA et les réseaux l'impact est énorme et que la baisse pour le client est minime. Si RESA peut rejoindre un objectif d'efficience, est-ce bien l'objectif d'effectuer un tel squizzing ?

Murielle Coheur rappelle que les coûts réels du GRD ont augmenté moins que l'inflation depuis la libéralisation. Les coûts de la distribution ne devraient donc pas être une variable d'ajustement de la facture.

---

<sup>1</sup> Les slides de cette présentation sont joints au présent procès-verbal.

Elle relève également que le dividende distribué ne représente que 1,3% de la facture d'énergie d'un client résidentiel (1,4€ par mois en électricité et 3€ en gaz), ce qui est donc faible sur la facture. En revanche, elle relève qu'une diminution des dividendes distribués impacterait significativement les communes.

En ce qui concerne le contexte économique actuel auquel RESA doit faire face, Murielle Coheur précise que celui-ci est marqué par une hausse historique élevée de l'inflation (salaire, matériau, carburant...) et les prévisions pessimistes du Bureau du Plan. RESA relève dans ce cadre le fait qu'entre septembre 2021 et avril 2023, six indexations de 2% des salaires seront à prendre en compte.

En ce qui concerne les enjeux opérationnels, RESA mentionne, d'une part, (1) l'amélioration de la qualité de service de RESA. Murielle Coheur présente le Programme Résolution développé par RESA (renvoi aux *slides* de la présentation), qui, en termes d'organisation, a abouti à la création d'une direction « Clientèle » avec un nouvel organigramme qui reprend des services existants mais aussi de nouveaux services. Un des objectifs principaux poursuivis est la satisfaction client avec la mise en place d'interlocuteurs dédiés pour les URD. Sa mise en œuvre requiert l'engagement de 27 ETP.

D'autre part, en ce qui concerne (2) les enjeux liés à la transition énergétique, Olivier Spirlet rappelle les objectifs climatiques européens et wallons, qui vont avoir des impacts majeurs à court terme pour le réseau (cf. *slides* sur l'étude « Climact », analyses du Bureau du Plan).

Il précise que RESA développe un plan industriel qui sera terminé d'ici la fin de l'été pour qualifier et quantifier les investissements qui seront nécessaires sur le réseau. Les investissements devraient augmenter entre 30 et 50 % d'ici 10 ans pour accueillir les nouveaux usages si l'on applique une règle de trois par rapport aux besoins identifiés chez Fluvius (qui a déjà fait l'exercice).

Il y aura un décalage entre l'augmentation effective des usages que l'on doit anticiper et le moment des investissements dans le réseau. C'est un enjeu qu'il va falloir adresser sur un plan tarifaire : il ne faut pas que les amortissements viennent augmenter les tarifs avant que les usages soient là. Il y a peut-être une mécanique tarifaire à prévoir afin que les investissements (amortissements) grèvent les tarifs au moment des usages et qu'ils ne viennent pas grever les tarifs avant que les usages ne soient là. Par contre, il faut que les investissements soient là avant sans faire supporter cela tout de suite par le tarif. Au-delà du revenu autorisé, on pourrait envisager une manière de lisser dans le temps l'effet de ces investissements sur les tarifs.

RESA se dit donc prêt à ne pas faire peser tout de suite le montant de ces investissements sur les tarifs.

Murielle Coheur aborde les dispositions du projet de méthodologie tarifaire relatives au revenu autorisé 2024-2028, en commençant par les charges nettes contrôlables.

Celles-ci devraient, pour RESA, en application du projet de méthodologie tarifaire, augmenter de 8% en électricité et 6% en gaz entre 2023 et 2024. Cette analyse est toutefois biaisée car les charges nettes contrôlables de 2023 sont basées sur l'indexation annuelle de 1,575% par rapport à 2019. Si on désindexe 2023 et qu'on réindexe avec les indices réels, la hausse entre 2023 et 2024 est beaucoup plus faible en électricité (0,2%) et il est question d'une diminution en gaz (- 1,5%), ce qui n'est pas en phase avec les défis de RESA liés à la transition énergétique.

Elise Bihain précise que certains paramètres doivent encore être remis à jour (CNC additionnelles avec nouveaux pourcentages). Cela sera fait pour la méthodologie finale.

Murielle Coheur ajoute ensuite que la base de coûts 2019-2020 prise en compte pour déterminer les charges nettes contrôlables 2024-2028 n'est pas représentative pour RESA. En 2019, RESA s'est autonomisée de NETHYS, ce qui a généré un gain car beaucoup de projets ont été reportés tandis que les éléments de *carve out* (recrutements, etc.) n'étaient pas encore présents. En 2020, la COVID a eu pour conséquence trois mois de réduction d'activités avec un déficit sur le *Business as Usual* et le *carve out* commençait seulement à être mis en place. 2019 et 2020 ne sont donc pas des années de croisière pour RESA. Par ailleurs, les budgets octroyés pour couvrir les coûts d'autonomisation dans la période actuelle ont été lissés sur 4 ans (pour éviter les effets yo-yo au niveau tarifaire) alors que dans la réalité, ils ont été fortement progressifs entre 2020 et 2023 ; ce qui signifie que le RA 2023 approuvé (en sus des autres éléments déjà évoqués) ne constitue pas une base de comparaison correct pour le RA 2024 (il y manque une partie importante des coûts d'autonomisation 2023 – voir slides).

RESA a listé les coûts non présents dans ces années et qui sont supportés déjà actuellement :

- Coûts autonomisation de RESA : du fait que l'on se base sur 2019-2020, le manque à gagner de RESA s'élève à **CONFIDENTIEL** qui ne serait pas pris en compte dans la base de coûts pour 2024 **(CONFIDENTIEL)**.
- Coûts de la réorganisation liée principalement au programme Résolution exposés sur 2022 et 2023 : **CONFIDENTIEL**
- L'élargissement du *scope* des OSP sociales : 2,6 M€. La suppression de l'effet volume sur les OSP dans le projet de méthodologie peut rendre problématique la couverture de ces coûts. RESA estime que le nombre de bénéficiaires des OSP va augmenter (statut « client protégé » plus répandu avec élargissements des catégories, décret juge de paix). Une solution serait de conserver l'effet volume. RESA avait 16.000 clients en 2022 et prévoit 25.000 clients en 2024.
- Hausse des coûts liés aux matières qui ont augmenté plus vite que l'indice santé engendrant un manque à gagner estimé à 0,4 M € en 2024 et à 1,2 M€ à l'horizon 2028.

L'impact en termes de *cash* serait de 54 M€, mais il est difficile de s'assurer que ces montants soient exacts vu les incertitudes pesant sur ce secteur.

Elise Bihain demande si RESA avait budgété les augmentations au-delà de l'indexation dans l'étude *Schwartz&Co*.

Murielle Coheur répond qu'elle n'a pas le chiffre exact en tête mais que cela a été en partie pris en compte.

- Les coûts liés au plan industriel en préparation (premières estimations) dans le cadre de la transition énergétique : **CONFIDENTIEL** (amortissement et maintenance).

Une partie est déjà intégrée dans le FEC mais l'accélération des investissements sur les cinq années à venir n'est pas encore totalement prise en compte. Le détail sera apporté au mois d'août par RESA. Depuis le rapport *Schwartz&Co*, de nouvelles données sont apparues qui n'ont pas pu être prises en compte : *fit for 55*, *RepowerEU*, plan de relance de la Région wallonne.

Thierry Collado demande si les plans d'adaptation incluent ce plan industriel. Ce n'est pas le cas à ce stade, mais il est répondu par RESA que ce sera intégré dans le prochain plan.

- Autres éléments non pris en compte dans la base de coûts : le décret Walterre (terre excavée) : rien n'était prévu en 2020 et coût de **CONFIDENTIEL** ; des projets (*Roadmap*) autres que Résolution qui n'existaient pas en 2020 (**CONFIDENTIEL**) ; Bâtiments (nouveau siège social, nouveaux centres opérationnels décentralisés) (**CONFIDENTIEL**) En ce qui concerne la *Roadmap*, RESA apportera le détail permettant d'étayer le montant de **CONFIDENTIEL**. En ce qui concerne les bâtiments, le scope du siège social était intégré dans la demande de révision du revenu autorisé, mais les centres décentralisés de Jupille, Villers-le-Bouillet et Trooz-Pepinster ne sont pas pris en compte).

Ces éléments ci-dessus additionnés représentent 28,9 M€ de manque à gagner pour RESA (= 16 % des CNC 2024). Ces coûts sont exclus juste par l'application mécanique de la base de référence 2019-2020, sans même avoir été examinés par le régulateur au niveau de leur raisonnable et donc sans avoir été exclus. Selon RESA, ces éléments s'imposent à eux. Cette base est particulièrement pénalisante pour RESA qui a dû notamment s'autonomiser de Nethys.

Si l'on prend cela en compte pour comparer les CNC 2024 et les CNC 2023 réindexées, on aboutit à une diminution de 14,5% en électricité et de 16,8% en gaz.

RESA va transmettre une analyse pour réévaluer le FEC par rapport aux investissements nécessaires (plan industriel).

En parallèle, RESA informe la CWaPE qu'une demande d'adaptation du revenu autorisé pour les années 2022 et 2023 devrait être introduite pour couvrir les impacts de l'inflation.

Olivier Spirlet aborde le paramètre d'indexation des charges nettes contrôlables et questionne le choix de l'indice santé plutôt que l'indice des prix à la consommation (qui inclut le carburant). Il propose en outre une majoration de l'indice santé pour permettre de suivre l'indexation barémique et une possibilité de révision *ex post* de l'indice s'il dépasse un couloir.

Le facteur d'efficience prévu sur les charges nettes contrôlables est ensuite abordé.

Selon RESA, ce facteur n'incite pas à l'efficience mais à faire un plan d'économies, que RESA ne pense pas pouvoir absorber sans plan de restructuration.

RESA explique que sur 2019-2023, il a été appliqué un facteur (x) de 1,5% ce qui a mené pour RESA à -9,6 M€ en électricité et -6 M€ en gaz. Sur 2024-2028, l'effort demandé est un facteur (x) menant à une diminution de près de 100ETP jet donc à un plan de restructuration. RESA ne pourrait alors plus assurer ses missions, ni d'assurer une qualité suffisante de son réseau, alors que le cadre légal l'oblige à disposer du personnel compétent et suffisant, et un réseau de qualité.

Olivier Spirlet demande pourquoi la CWaPE continue à demander de l'efficacité (déjà 6 % sur 2019-2023) et quand cela va s'arrêter. Cette exigence crée une situation d'incertitude, des risques lors de l'engagement de personnel avec un impact sur la durée possible des contrats, ainsi qu'un questionnement sur la capacité à remplir ses missions. RESA pointe la limite d'élasticité des coûts de RESA, les coûts n'étant pas indéfiniment compressibles.

Murielle Coheur ajoute que RESA maintient ses critiques relatives au rapport de *Schwartz&Co* et ne comprend pas le choix du régulateur du premier décile vs 1<sup>er</sup> quartile, et souligne l'absence de test de robustesse, de justification économique des variables et de possibilité de comprendre les facteurs qui influencent le résultat/ce que les GRD peuvent faire économiquement pour s'améliorer.

Olivier Spirlet demande pourquoi ne pas prendre le second quartile et demander aux GRD d'être aussi bons que la moyenne. Nous nous interrogeons sur la pertinence de l'ensemble des variables retenues par le modèle statistique (dont par exemple le réseau HT). Ces variables ne permettent en effet pas d'expliquer économiquement le score d'efficacité des GRD et de là, il est dès lors impossible pour nous de savoir où agir pour améliorer ce score.

En ce qui concerne le facteur de qualité, RESA précise que quelques petits éléments seront évoqués dans l'avis écrit.

En ce qui concerne enfin les charges additionnelles et le FEC, RESA estime ceux-ci insuffisants pour couvrir les effets du plan industriel dès lors que :

- les scénarios retenus par *Schwartz&Co* ne sont pas réalistes, notamment car, depuis la publication du rapport, d'autres scénarios plus ambitieux ont vu le jour, notamment au niveau des véhicules électriques, des pompes à chaleur et des unités de production décentralisées (voir *slides* de la présentation) ;
- L'importance de la flexibilité a été surestimée par *Schwartz&Co* ;
- Le FEC ne comprend pas les coûts liés au développement du *smart grid* (IT), aux environnements IT post carve-out, aux communautés d'énergie, à la plate-forme d'échange pour les véhicules électriques.

Olivier Spirlet évoque, comme piste à creuser, l'instauration d'une enveloppe « uncertainty » qui pourrait être activable en cas de besoin, comme au Royaume-Uni.

Liana Cozigou interroge RESA sur le scénario GRD dans le rapport S&co et son éventuelle suffisance, ce dernier se fondant sur le scénario du GRD. RESA répond que le scénario GRD est également insuffisant car il ne prend pas en compte les nouveautés ni les rapports autres que Baringa et Elia connus à l'époque.

RESA conclut sur la partie « charges nettes contrôlables » par les constats suivants :

- Les CNC estimées de la période 24-28 ne permettront pas à RESA de réaliser ses missions BaU et assurer les investissements liés à la transition énergétique.

- Le fait de partir des années 2019-2020 prive RESA de coûts qui existent déjà. Le manque à gagner en 2024 (sans les facteurs d'évolution) est estimé à 28,9M€.
- Il n'est pas raisonnable de penser que RESA, au vu de la situation économique actuelle, des enjeux en termes de satisfaction clients et de transition énergétique, va pouvoir assurer des réseaux de qualité et ses missions dans les prochaines années en devant se priver de ces coûts récurrents.

RESA propose donc l'instauration d'une enveloppe normalisée pour 2024, prenant en compte l'autonomisation de RESA et ses coûts récurrents tels que sa réorganisation, le contexte économique ainsi que le plan industriel, et partant de la moyenne 2020-2021, avec corrections.

RESA attire en outre l'attention de la CWaPE sur d'autres éléments plus ponctuels relatifs aux charges nettes contrôlables :

- Au niveau du traitement de la charge fiscale : en cas de bonus, la charge fiscale est à charge du GRD ; en cas de malus, cela diminue la charge fiscale pour l'URD. RESA comprend qu'elle ne soit pas prise en charge par l'URD en cas de bonus, mais estime que cela devient une « double peine » pour le GRD en cas de *malus* car le même principe n'est pas appliqué dans l'autre sens.

RESA demande également si cela inclut les DNA (chèques-repas, par exemple). Rejeter les DNA ne semble pas justifié car elles font partie de la vie courante d'une société soumise à l'impôt des sociétés.

CONFIDENTIEL

- Selon RESA, les réductions de valeur *gridfee* et clientèle propre devraient être considérées comme non contrôlables. Une hausse des irrécouvrables (faillites, défaillances, augmentation des impayés en fourniture sociale...) est pressentie.
- Le maintien de la quote-part fixe et variable dans les OSP est importante pour RESA : cela représente un montant de 3,4 M€ sur la période actuelle pour le moment.
- La CWaPE ne tolère aucune indemnité X en 2024, puisque à 0 en 2019-2020 pour RESA. Il sera revenu sur ce point dans la discussion article par article.
- En retirant les provisions des charges nettes contrôlables, il n'y a plus d'enveloppe disponible. Toute provision est exclue à l'avenir car aucune enveloppe n'est prévue. Or, il est récurrent de faire des provisions (litiges/couverture de risques).
- Le facteur X porte sur les amortissements alors qu'il n'est pas possible de réduire les amortissements du passé. Ces amortissements du passé devraient être considérés comme non contrôlables.

Olivier Spirlet présente ensuite les réactions de RESA relatives à la marge bénéficiaire équitable prévue par le projet de méthodologie tarifaire, après un rappel du décret tarifaire (article 4, § 2, 8°).

Le taux de WACC passe à 2,784% par rapport à 4,53% dans la période tarifaire précédente. Or, RESA indique devoir investir dans le réseau actuel, rembourser les intérêts des emprunts et dettes, devoir distribuer des dividendes selon la règle suivante : 40% résultat net (ce qui équivaut +/- à 2,3% sur les fonds propres).

Olivier Spirlet souligne l'importance d'assurer une capacité d'investissement en ce compris l'accès au crédit et une distribution de dividendes raisonnable à RESA.

Le taux prévu par le projet est jugé non équitable par RESA au vu des attentes actuelles et futures des marchés, dans la mesure où les paramètres pris en compte dans le projet sont basés sur de l'historique et non du prospectif (cf. étude Tandem à transmettre par RESA).

Les paramètres suivants devraient être adaptés pour refléter les attentes du marché :

- Le taux sans risque de 0,93% : celui-ci est non adapté au vu des taux actuels (voir *slides* de la présentation). Considérer l'OLO comme taux sans risque n'est en outre pas correct car c'est un taux à dix ans et l'horizon des GRD est plus long que cela (trente ou cinquante ans). En outre, la Région wallonne a un *rating* trois crans inférieur à l'Etat fédéral. Il faudrait utiliser un taux rehaussé de 0,5 point de base pour refléter un taux sans risque wallon. Le rapport Oxera pointe des taux spot actuels entre 3,07% et 3,80%. Le rapport Tandem a été mis à jour avec les dernières données actualisées et sera communiqué à la CWaPE.
- La prime de risque : RESA n'est pas d'accord avec le modèle fondé sur un historique et prône le recours à des modèles prospectifs (cf. étude Tandem à transmettre par RESA). Si l'on reste sur un modèle historique, il faudrait reconsidérer l'horizon temporel pris en compte. La CWaPE se base sur la moyenne 1900-2016 (crédit suisse), ce qui inclut deux guerres mondiales et le crash boursier. Ce n'est qu'en 1980 que les taux retrouvent le niveau de 1900. Selon RESA, ce n'est donc pas pertinent. Prendre un horizon 1980 à aujourd'hui sera plus correct et on atteindrait des primes de risque de l'ordre de 6,5-8%.
- Le facteur Bêta : des petites corrections pourraient apportées pour le faire passer de 0,71% à 0,75% (voir rapport *Tandem*). Chaque incertitude réglementaire et donc sur le rendement doit amener à augmenter le *Beta*.

En ce qui concerne la rémunération de la dette existante, RESA propose que celle-ci ne soit pas figée. Le taux historique obtenu n'est pas pertinent car il est non prospectif, ignore la hausse des taux et incite à un financement très court terme. Augmenter le nombre d'emprunt pour de plus faibles montants augmentent les coûts de transaction : les bonds soumis aux grands investisseurs doivent au minimum couvrir 500 kEUR. En 2016, RESA avait convenu 3 maturités pour le crédit contracté ce qui permet d'amortir la volatilité des taux. Selon RESA, la nouvelle dette devrait être rémunérée avec une vision prospective. Pour celle-ci, RESA propose soit de faire de l'*embedded cost*, soit de prévoir un couloir de variabilité du taux en dehors duquel le WACC serait revu. La volonté exprimée d'appliquer un couloir vise à ne pas perdre, mais à éviter des une spéculation/des gains indus. Selon RESA, il n'est pas correct de faire de l'argent sur les coûts de financement liés aux taux de marché.

Une clef pourrait être appliquée pour la répartition ancienne-nouvelle dette.

Si les taux (dette) ne sont pas suffisants, RESA va devoir réduire la durée de ses emprunts (5 ans au lieu de 10 ans), ce qui augmente le risque lié au renouvellement des emprunts.

RESA précise en outre ne pas comprendre la motivation de la suppression de la prise en compte des coûts de transaction.

Jacqueline Servatius relève que l'analyse réalisée par RESA est purement prospective et ne prend pas en compte l'effet levier actuel. Afin de trouver un juste équilibre entre l'URD, le GRD et les actionnaires, le cout moyen pondéré du capital doit répondre d'une part aux attentes du marché (continuité des principes 2019-2023) et d'autre part tenir compte des données objectives et réelles du portefeuille d'emprunts des GRDs afin de ne pas faire doublement supporter une charge à l'URD.

En effet, le cout moyen pondéré du capital tel que proposé par la méthodologie tarifaire 2019-2023 est au-dessus des attentes du marché et génère un gain (en surplus (ou en déduction) des bonus (ou des malus) tarifaires). Une gestion saine et prudente de ce profit devrait normalement permettre de diminuer les besoins en investissements pour la période 2024-2028. Par conséquent, à côté de l'analyse purement centrée sur les paramètres de marché du cout moyen pondéré du capital, la CWaPE souhaite analyser les besoins de financement estimés pour la période 2024-2028 ainsi que la sensibilité des portefeuilles d'emprunt à une variation des taux d'intérêt. Pour ce faire, la CWaPE demande au GRD de lui transmettre un fichier détaillant :

- 1) Les besoins de financement pour la période 2024-2028 scindé en :
  - a. Remboursement d'emprunt arrivant à échéance et n'ayant pas fait l'objet de remboursement par tranche ;
  - b. Investissements estimés pour la période 2024-2028.
- 2) La détermination de la sensibilité du portefeuille d'emprunts actuel à une variation des taux d'intérêt. En effet, la durée et le type d'emprunt peut être insensible à une remontée des taux (exemple : taux fixe). Les choix du GRD ont donc un impact sur leur exposition au risque financier de remontée des taux d'intérêt.
- 3) L'utilisation des gains générés par la différence entre les charges financières réellement supportées par le GRD pour la période 2019-2021 et le cout de la dette de la méthodologie tarifaire 2019-2023 supporté par l'URD.

En ce qui concerne le *gearing* normatif, RESA mentionne que celui-ci a pour effet qu'une partie de son capital est rémunérée au taux de la dette. Il est proposé de prévoir, pour la part supérieure de fonds propres, une prime par rapport à la rémunération de la dette, de manière à inciter à une structure financière prudente.

RESA précise que le principal risque pour elle réside dans le remboursement de l'emprunt obligatoire qui arrivera à échéance (300 MEUR - première tranche) au cours de la période 2024-2028.

Olivier Spirlet aborde ensuite la question de la dégressivité de la rémunération sur la plus-value iRAB et fait part de son incompréhension quant à l'objectif poursuivi. La réévaluation a été prônée par le SPF économie à l'époque et approuvée par le régulateur (CREG), et confirmée par la CWaPE dans sa méthodologie tarifaire pour les années 2019-2023. Il s'agit d'une rupture avec le passé qui génère une insécurité juridique et économique et constitue une modification unilatérale de la rémunération des GRDs. Se pose la question du prochain élément historique qui sera remis en cause par la CWaPE. Il y a déjà eu le changement du caractère non contrôlable des investissements qui a évolué et a déjà eu

un impact sur la perception par les agences de notation/les banquiers. L'impact financier sera important combiné à une insécurité juridique grave. Il y a une rupture de confiance et du « contrat social » entre régulateur et GRD. On ne situe pas ici sur le caractère raisonnable de coûts dont il est normal de discuter et dans lequel il y a des interprétations possibles. C'est plus grave ici. Cela crée une insécurité qui risque de dégrader le *rating* et de susciter des difficultés face à l'emprunt. Pour rappel, les critères de notation sont notamment le fait de bénéficier d'une régulation supportive et stable. RESA exposera ses éléments dans sa réponse écrite à faire parvenir pour le 31 août.

RESA indique que la modification réalisée en Flandre a pour impact que Fluvius ne distribuera plus de dividendes et impacte donc directement les communes, qui elles seront compensées par un subside de la Région flamande.

Murielle Coheur mentionne que la fair value de l'actif ne sera plus la même. Chez RESA, aujourd'hui, il n'y a plus de plus-value au passif du bilan. Lors de l'apport de branche l'iRAB a intégré l'actif et c'est ainsi que les parts d'ENODIA sont valorisées. Le 1,4 milliard EUR de RAB de RESA n'aurait plus la même valeur de part le simple effet de la méthodologie tarifaire.

Il ressort des simulations financières effectuées par RESA qu'avec le projet de méthodologie tarifaire, la marge bénéficiaire équitable de RESA diminuerait de 44% à l'horizon 2028. Le résultat net de RESA serait de 32,2 MEUR en 2028 si on l'applique à RAB constante. Si on applique la mécanique iRAB proposée, on aurait 11,7 MEUR de résultat net : dans de telles circonstances, il ne sera possible d'investir ni de distribuer des dividendes.

RESA conclut ses réactions sur le revenu autorisé en rappelant les principaux messages déjà évoqués (voir *slides* de la présentation) :

- RESA disposera d'un revenu autorisé inférieur à celui de 2023 en 2024 ;
- Les coûts relatifs au métier de base (BaU) ne seront plus couverts ;
- Un plan de restructuration drastique sera à prévoir ;
- Le FEC sera insuffisant pour couvrir le plan industriel avec l'accélération des investissements ;
- Le projet de méthodologie a une influence négative sur la notation et la gestion des dettes (limitation de l'accès au crédit) ;
- La rémunération des capitaux ne répond pas aux attentes du marché ;
- Se pose la question de savoir qui voudra investir dans les réseaux.

Selon RESA, le projet tel que proposé est insoutenable et récusable.

En ce qui concerne les tarifs, il est renvoyé à la réunion qui se tiendra le 8 juillet. RESA fait part de son inquiétude par rapport à l'adaptation des systèmes IT, notamment ATRIAS.

Une présentation actualisée de l'étude *Tandem* sera communiquée à la CWaPE.

La présentation de ce jour sera également transmise.

## 2. Echanges et discussion

Pour répondre à la question relative à l'objectif poursuivi par le régulateur, Thierry Collado précise que la volonté de la CWaPE est de parvenir à réaliser la transition au meilleur coût et n'est pas de

« saigner » les GRD. Dans ce cadre, la piste de l'enveloppe « uncertainty » britannique peut être intéressante. Si RESA dispose d'éléments sur ce point, la CWaPE en prendra volontiers connaissance.

Stéphane Renier ajoute que la CWaPE est prête à revoir la copie si elle est convaincue que le revenu autorisé tel que prévu actuellement n'est pas suffisant pour assurer à la fois les missions de base du GRD et la transition énergétique. Il faudra toutefois fournir les éléments pour convaincre.

Liana Cozigou rappelle l'importance de pouvoir disposer le plus tôt possible du plan industriel dont il a été fait mention par RESA afin de pouvoir en prendre connaissance.

Olivier Spirlet rappelle les trois éléments-clés pour RESA :

- Le plan industriel pour la transition sur lequel le FEC a un impact ;
- La base de coûts à prendre en compte, qui a un impact sur le *business as usual* ;
- La marge bénéficiaire équitable, qui a un impact sur le niveau d'investissements sur fonds propres, la capacité à payer les intérêts de la dette et de distribuer des dividendes.

Il n'y a aucun apport communal depuis plusieurs décennies. Les communes n'ont plus les moyens de financer de tels apports. Le risque identifié par RESA est le désinvestissement communal.

Il est également précisé que le scénario en 2026 est un emprunt de 300M€ pour remplacer ce qui vient à échéance, et emprunter pour financer ce qui dépasse ce montant dans le plan industriel et pour le siège social.

L'intention de RESA est uniquement de couvrir ses coûts : il n'y a pas d'objectif de dégager des bonus. Olivier Spirlet souligne l'intérêt d'un cost-plus, dans la mesure où RESA ne veut disposer de moyens que pour ce qu'ils peuvent faire.

Olivier Spirlet demande davantage d'informations sur les points sur lesquels la CWaPE ne souhaiterait pas revenir.

Stéphane Renier mentionne les principes du *revenue cap*, de l'efficience, de la prise en compte d'une période de référence (réalisé) pour les coûts plutôt que d'un budget, la formule globale du revenu autorisé. En revanche, la CWaPE n'est pas fermée à l'analyse et la prise en compte des pistes évoquées par RESA pour modaliser ces principes, notamment au niveau de la base de coûts réalisés ou d'autres paramètres.

Olivier Spirlet demande si, au niveau de la philosophie globale, la volonté de la CWaPE est d'agir sur tous les niveaux de coûts.

La CWaPE répond que la volonté est d'être équitable et de prendre l'intérêt de l'URD en compte, pas uniquement de donner un budget au GRD, mais de donner celui-ci en prenant en compte l'utilisation de ce budget (cf. efficience, qualité), sachant que la méthodologie s'applique de la même manière à tous les GRD et ne peut donc pas être sur mesure.

Olivier Spirlet rappelle la nécessité pour les GRD de connaître les intentions de la CWaPE sur un terme plus long que la période réglementaire en ce qui concerne l'application d'un facteur d'efficience (réduction des coûts contrôlables de 16% pour RESA gaz en 9 ans).

La CWaPE répond que le facteur ne sera plus applicable lorsque l'efficience aura été atteinte. Le revenu autorisé de 2028 sera efficient mais les coûts réels du GRD pourraient ne pas l'être. La frontière d'efficience des GRD pourrait en outre se déplacer.

La CWaPE ne s'est toutefois pas encore projetée au-delà de la prochaine période régulatoire. Il faudra également prendre en compte l'analyse des rapports ex post, les bonus/malus. On peut concevoir, si ces éléments sont raisonnables, de ne plus bouger au niveau de l'efficience.

Pour la période tarifaire suivante, une nouvelle mesure de l'efficience (calcul de la frontière efficiente) devra être réalisée. Cet exercice est réalisé sur la base d'un échantillon représentatif de GRD. Si les paramètres bougent, la frontière efficiente va *de facto* se déplacer et la CWaPE appréciera en temps utile la suite à y apporter.

RESA fait enfin part de ses préoccupations relatives à la confidentialité des échanges et du PV de la réunion de concertation.

Liana Cozigou répond qu'elle assurera la publication des documents dans le respect de la confidentialité des informations commercialement sensibles pour RESA. Elle invitera RESA à faire part des éléments qu'elle considère comme tels au préalable.

### **3. Examen article par article du projet de méthodologie tarifaire pour la période 2024-2028**

RESA n'a pas pu examiner en détail chaque article et aborde uniquement les articles sur lesquels il y a des remarques/questions à ce stade. Pour les autres articles, les commentaires, s'il devait y en avoir, seraient repris dans le document final à transmettre pour le 31 août prochain.

## Titre I. Généralités

Chapitre	Section	Article	Echanges
Objet et définitions		1 à 3	<p><b>Art.3, §3 23°</b> : « régime de comptage R1 » : régime de comptage par défaut des compteurs communicants pour lequel le GRD peut relever les données de comptage par 1/4h mais ne les transmet pas au marché. Ces données de comptage par 1/4h ne peuvent pas être utilisées à des fins de facturation, conformément à l'article V.63, § 1er, du RTDE</p> <p><b>Question</b> : Que faire si un URD ne veut pas activer la fonction communicante mais souhaite bénéficier des quatre plages horaires ? Ces quatre registres ne sont actuellement pas présents dans les compteurs et, pour les charger ou les rendre accessible par port P1, la fonction communicante doit être activée</p> <p><b>Réponse</b> : Si la fonction communicante n'est pas activée, le compteur devrait alors être traité comme un compteur mécanique. Ce point sera analysé dans le respect des droits du client.</p>

## Titre II. Le Revenu Autorisé

Chapitre	Section	Article	Echanges
Les éléments constitutifs du RA	Les charges nettes opérationnelles	12	<p><b>1. Réduction de valeurs – impayé des fournisseurs (fournisseur défaillant)</b></p> <p><b>Question :</b> la prise en charge de ces impayés est actuellement considérée comme une charge contrôlable. Elle devrait être considérée comme non contrôlable. On ne peut pas demander aux GRD de ne pas couper l'accès et en même temps demander de supporter les impayés.</p> <p><b>Échanges :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La CWaPE n'est pas fermée à cette idée mais il conviendrait de définir précisément la notion « d'impayé » et le traitement applicable (dette irrécouvrable), en prenant en compte qu'il y a une responsabilité du GRD dans le cadre du contrat d'accès et qu'il y a lieu de respecter les procédures en vigueur dans ce cadre.</li> <li>- Difficultés spécifiques en ce qui concerne les fournitures sociales et difficultés attendues dans le cadre de l'application du décret « juge de paix ».</li> <li>- Présentation des procédures de recouvrement en cours au sein du GRD et volonté d'internaliser la procédure de recouvrement amiable (approche proactive).</li> </ul> <p><b>Demande :</b> il est demandé au GRD de formuler une proposition, adaptée aux différentes hypothèses.</p> <p><b>2. Art. 12, §1<sup>er</sup> 2° :</b> <i>les charges émanant de factures d'achat d'électricité (déduction faite des éventuelles notes de crédit) émises par un fournisseur commercial pour la couverture des pertes en réseau électrique ;</i></p> <p><b>Art. 12, §1<sup>er</sup> 3° :</b> les charges émanant de factures d'achat d'électricité ou de gaz (déduction faite des éventuelles notes de crédit) émises par un fournisseur commercial pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau ;;</p>

		<p><b>Question :</b> RESA a pour projet de produire de l'électricité pour couvrir une partie de ses pertes et souhaite que ces coûts de production soient considérés comme des coûts non contrôlables, comme les coûts d'achat d'électricité pour les pertes. Actuellement, les coûts liés à la production sont considérés comme contrôlables car il n'y a pas de facture d'achat émise par un fournisseur.</p> <p><b>Échanges :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Comment peut-on estimer ces coûts de production ? possibilité d'envisager un leasing opérationnel (production de factures).</li> <li>- Le GRD a un contrôle sur la gestion de son installation de production, on sort de la logique des coûts non contrôlables.</li> <li>- Est-ce envisageable de disposer de l'énergie autrement que via un marché conclu avec un fournisseur commercial ?</li> <li>- Analyser s'il n'y a pas d'effet d'opportunité.</li> <li>- Tel que prévu aujourd'hui, l'optimum serait de conclure avec un fournisseur commercial même si cela revient plus cher à l'URD.</li> </ul> <p><b>Demande :</b> il est demandé au GRD de formuler une proposition précisant comment déterminer le périmètre de la charge.</p> <p><i>3. Art. 12, §1<sup>er</sup> 8° : la charge fiscale strictement applicable à la marge bénéficiaire équitable, plafonnée au montant de la charge fiscale effectivement due par le GRD lorsque cette dernière est inférieure ;</i></p> <p><i>Art. 12, §1<sup>er</sup>, 9° : les taxes, surcharges et prélèvements fédéraux, régionaux, provinciaux et locaux, les précomptes immobiliers et mobiliers, à l'exclusion de la charge fiscale résultant de l'application de l'impôt sur les sociétés</i></p> <p><b>Remarque RESA :</b> le GRD souligne que les charges fiscales sur les amortissements des plus-values de réévaluation sont non provisionnés aujourd'hui et craint d'être « puni » dans l'avenir (cf. explications p.7) et relève une interprétation différente à ce sujet entre les GRD et la FEBEG. La problématique du traitement des DNA ne semble pas claire. En outre, elle évoque la notion de double peine (évoquée dans les slides) – voir explications en p.7 également.</p> <p><b>Demande RESA :</b> une clarification des termes</p>
--	--	--

Les éléments constitutifs du RA	Les charges nettes opérationnelles	13	<p><b>Article 13.</b> Les charges et produits opérationnels qui ne sont pas considérés comme non contrôlables en vertu de l'article 12, sont considérés comme des charges et produits opérationnels contrôlables.</p> <p><b>Question RESA : indemnités pour retard de placement CàB :</b> motivation du changement d'approche (antérieurement, charge non contrôlable) sachant que :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Certains retards de placement ne résultent pas d'une responsabilité du GRD ;</li> <li>- Il n'y a pas d'enveloppe de base pour couvrir ces coûts dans les années de référence 2019-2020.</li> </ul> <p><b>Réponse CWaPE :</b> la logique est que, dès lors qu'il y a une responsabilité en la matière qui incombe au GRD (sur laquelle il a un contrôle), il faut retirer cette catégorie des coûts non contrôlables.</p> <p>La CWaPE attire l'attention du GRD sur l'évaluation du mécanisme détaillé dans son avis (CD-22e30-CWaPE-0907) et notamment sur les propositions formulées dans le cadre de cet avis</p> <p><b>Demande :</b> la CWaPE demande au GRD de rebondir sur les propositions formulées dans l'avis (attention : si des modalités doivent être prévues, ce sera dans le cadre décretaal et non, au travers de la méthodologie tarifaire qui ne pourra être adaptée qu'une fois le cadre décretaal modifié).</p>
Les éléments constitutifs du RA	La marge équitable	15 à 16	<p><b>Article 16.</b> Ex post, pour chaque année de la période régulatoire, le gestionnaire de réseau de distribution calcule le montant de la marge bénéficiaire équitable selon la formule ci-dessous :</p> <p><i>MBE réelle<sub>N</sub> = (RAB réelle hors plus-value de réévaluation<sub>N</sub> x pourcentage de rendement autorisé) + (plus-value de réévaluation réelle<sub>N</sub> x pourcentage de rendement autorisé<sub>N</sub>)</i></p> <p><u>Avec :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- N = année de la période régulatoire 2019-2023 ;</li> <li>- RAB réelle hors plus-value de réévaluation<sub>N</sub> = base d'actifs régulés réelle de l'année N hors plus-value de réévaluation déterminée conformément à l'article 22 ;</li> </ul>

			<ul style="list-style-type: none"> <li>- Plus-value de réévaluation réelle<sub>N</sub> = plus-value de réévaluation réelle de l'année N déterminée conformément à l'article 24 ;</li> <li>- Pourcentage de rendement autorisé = pourcentage de rendement autorisé, applicable à la RAB hors plus value de réévaluation, déterminé conformément aux dispositions des articles 28 et 29 ;</li> <li>- Pourcentage de rendement autorisé'<sub>N</sub> = pourcentage de rendement autorisé de l'année N, applicable à la plus-value de réévaluation déterminé conformément aux dispositions des articles 30 et 31.</li> </ul> <p><b>Remarques de RESA :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Désaccord sur la disposition proposée ;</li> <li>- La dégressivité de la rémunération sur les PV de réévaluation n'est pas économiquement justifiée ;</li> <li>- La réévaluation à l'origine des plus-values iRAB (intervenu en 2001 et 2002) et indexation historique sont historiquement acceptées par les régulateurs. La plus-value iRAB a même fait l'objet d'un accord spécifique du régulateur.</li> <li>- Valorisation au travers du rapport d'échange ► capitaux « investis »</li> <li>- Cette dégressivité engendre une insécurité juridique et économique pour les GRD.</li> <li>- Cette disposition crée un manque d'équité entre GRD (certains ont incorporé la plus-value historique à leur RAB =&gt; sont moins pénalisés)</li> </ul> <p>Le GRD s'oppose à cette proposition et développera un argumentaire étayé pour le 31 août prochain</p>
Les éléments constitutifs du RA	La marge équitable	28	<p><b>Point 3.4.7. « Définition des pourcentages de rendement autorisés »</b> <b>Articles 28 à 31</b></p>
Les éléments constitutifs du RA	La marge équitable	29	

Les éléments constitutifs du RA	La marge équitable	30	Les différents arguments sont repris dans les slides 45 à 48 : RESA marque son désaccord sur ces articles.
Les éléments constitutifs du RA	La marge équitable	31	
Les éléments constitutifs du RA	Le terme qualité	34	<p><b>Article 34, §2 :</b> <i>Les GRD définissent ensemble, dans un document commun, accompagnant leurs propositions de revenu autorisé pour la présente période régulatoire, 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.</i></p> <p><i>En ce qui concerne les données provenant du rapport qualité (à savoir celles relatives aux indicateurs visés aux points 4° à 7° de l'article 32), le plan d'action doit être conforme aux plans d'actions convenus par chaque GRD avec la CWaPE suite aux conclusions de l'audit des rapports qualité électricité et gaz avec échéancier (décision de la CWaPE référencée CD-21b11-CWaPE-0482).</i></p> <p><i>En ce qui concerne les données ne relevant pas du rapport qualité (à savoir celles relatives aux indicateurs visés aux points 8° et 9° de l'article 32 de la présente méthodologie), celles-ci devront être rapportées à la CWaPE au plus tard à partir du 31 décembre 2023 (données à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2023) de manière à ce que les indicateurs visés puissent être utilisés dans le calcul du terme « qualité » à partir de l'année 2028.</i></p> <p><i>En ce qui concerne les données ne relevant pas du rapport qualité et disponibles auprès du Service Régional de Médiation pour l'Energie (à savoir celles relatives aux indicateurs visés aux points 2° et 3° de l'article 32 de la présente méthodologie), celles-ci sont d'ores et déjà disponibles auprès de la CWaPE.</i></p> <p><b>Remarque RESA :</b> 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 l'absence d'un « arbitre » et fait référence à la</p>

			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.
Les éléments constitutifs du RA	Le terme qualité	37	<p><b>Article 37.</b> <i>Les objectifs de qualité individuels relatifs aux indicateurs visés aux points 7° à 9° de l'article 32 seront fixés par la CWaPE, après concertation avec les GRD, au cours du deuxième semestre de l'année 2027, sur la base de l'historique des données de la période allant du 1er janvier 2022 au 31 décembre 2026. + tableau</i></p> <p><b>Remarque de RESA :</b> concernant plus spécifiquement « 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 pour le gaz). EN outre, un effort important a été réalisé en 2021 pour réduire ces délais.</p> <p><b>Réponse CWaPE :</b> souligne que l'intention est bien de constituer un historique le plus rapidement possible et que 2022 est la première année. Les données et leur caractère éventuellement exceptionnel sera analysé ensuite. L'objectif visé par un lissage est d'éviter le poids trop significatif d'une année exceptionnelle dans une période de 5 ans.</p>
Les règles de détermination et de révision du RA	Détermination du RA budgété ex-ante	41	<p><b>Article 41, §2 :</b> <i>Le budget de l'année 2024 des charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public est défini par le GRD et est inférieur ou égal au montant déterminé selon la formule suivante :</i></p> <p><i>CNC OSP budget 2024 = [(moyenne (CNC OSPréelles 2019 X (1+IS2020) ; CNC OSPréelles 2020)) X (1+IS2021) X (1+IS2022) X (1+IS2023) X (1+IS2024)] X (1+Yi)</i></p> <p>Avec :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>CNC OSPréelles 2019 = les charges nettes opérationnelles contrôlables réelles (fixes, variables et les charges relatives aux immobilisations) de l'année 2019 relatives aux obligations de service public ;</i></li> <li>• <i>CNC OSPréelles 2020 = les charges nettes opérationnelles contrôlables réelles (fixes, variables et les charges relatives aux immobilisations) de l'année 2020 relatives aux obligations de service public ;</i></li> <li>• <i>IS2020 = valeur réelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé (base 2013) de l'année 2020 publié par le Bureau Fédéral du Plan, soit 0,98%.</i></li> </ul>

		<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>IS2021 = valeur réelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé (base 2013) de l'année 2021 publié par le Bureau Fédéral du Plan, soit 2,01%.</i></li> <li>• <i>IS2022 = valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2022 publiée par le Bureau Fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2022-2027 » en juin 2022.</i></li> <li>• <i>IS2023 = valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2023 publiée par le Bureau Fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2022-2027 » en juin 2022.</i></li> <li>• <i>IS2024 = valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2024 publiée par le Bureau Fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2022-2027 » en juin 2022.</i></li> <li>• <i>Yi = facteur de productivité (exprimé en pourcent) fixé à 0% pour la période réglementaire 2024-2028.</i></li> </ul> <p><b>Remarque RESA :</b> le GRD constate la suppression de la distinction entre les coûts fixes et coûts variables sur les OSP et souligne que, contrairement à ce qui est mentionné dans les motivations de la CWaPE, il a fait usage de cette possibilité dans le cadre de la méthodologie actuelle (détermination du RA 19-23). Cette distinction a permis à RESA de couvrir la variabilité de certains coûts estimés à 3,4 MEUR jusqu'à présent ,sur la période actuelle ; ce qui n'est pas un impact négligeable pour le GRD.</p> <p><b>Position CWaPE :</b> la CWaPE prend acte de l'intérêt du GRD à garder une partie variable.</p> <p><b>Article 41, §3 :</b> <i>Le budget de l'année 2024 des charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public est défini par le GRD et est inférieur ou égal au montant déterminé selon la formule suivante :</i></p> <p><i>CNC hors OSP budget 2024 = [([moyenne (CNC hors OSP réelles 2019 X (1+IS2020) ; CNC hors OSP réelles 2020 )] X (1+IS2021) X (1+IS2022) X (1+IS2023) X (1+IS2024)) + (CPS2023 X (1+IS2024)) + Correction CPS2023 + CNC additionnelles 2024 ] X (1 +Xi)</i></p> <p><i>Avec :</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>CNC hors OSP réelles 2019 = les charges nettes contrôlables réelles de l'année 2019 hors charges nettes opérationnelles relatives aux obligations de service public,</i></li> </ul>
--	--	--

		<p>après déduction des dotations/reprises de provision. Ces charges incluent les charges relatives aux immobilisations hors OSP ;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• CNC hors OSP réelles 2020 = les charges nettes contrôlables réelles de l'année 2020 hors charges nettes opérationnelles relatives aux obligations de service public, après déduction des dotations/reprises de provision. Ces charges incluent les charges relatives aux immobilisations hors OSP ;</li> <li>• IS2020 = valeur réelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé (base 2013) de l'année 2020 publié par le Bureau Fédéral du Plan, soit 0,98%.</li> <li>• IS2021 = valeur réelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé (base 2013) de l'année 2021 publié par le Bureau Fédéral du Plan, soit 2,01%.</li> <li>• IS2022 = valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2022 publiée par le Bureau Fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2022-2027 » en juin 2022.</li> <li>• IS2023 = valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2023 publiée par le Bureau Fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2022-2027 » en juin 2022.</li> <li>• IS2024 = valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2024 publiée par le Bureau Fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2022-2027 » en juin 2022.</li> <li>• CPS2023 = les charges nettes budgétées des projets spécifiques de l'année 2023 au sens la méthodologie tarifaire 2019-2023 après déduction des coûts/produits non contrôlables inclus dans les CPS budgétées. Les montants autorisés des charges nettes des projets spécifiques de l'année 2023 sont repris à l'article 42 ;</li> <li>• Correction CPS2023 = correction des charges d'amortissement des compteurs classiques basse tension électricité et des compteurs à budget électricité et gaz intégrées dans les charges nettes relatives au projet spécifique (CPS) de l'année 2023 afin qu'elles correspondent aux charges d'amortissement des compteurs classiques électricité et des compteurs à budget électricité et gaz réelles des années 2019 et 2020. Cette correction est calculée comme suit :  Correction CPS 2023 = [CA CPS2023 – [(moyenne (CA CC et CàB réelles2019) X (1+IS2020) ; CA CC et CàB réelles2020) X (1+IS2021) X (1+IS2022) X (1+IS2023)] X (1+IS2024)</li> </ul> <p>Avec :</p>
--	--	---

			<p>a. CA CPS2023 : charges d'amortissement des compteurs BT classiques et des compteurs à budget budgétées pour l'année 2023 et utilisées dans le calcul des charges nettes relatives au projet spécifique de déploiement des compteurs intelligents conformément à la méthodologie tarifaire 2019-2023.</p> <p>b. CA CC et CàB réelles2019 : charges d'amortissement des compteurs BT classiques et des compteurs à budget payguard réelles de l'année 2019 telles que reprises dans le rapport tarifaire ex-post 2019 du GRD.</p> <p>c. CA CC et CàB réelles2020 : charges d'amortissement des compteurs BT classiques et des compteurs à budget payguard réelles de l'année 2020 telles que reprises dans le rapport tarifaire ex-post 2020 du GRD.</p> <p>d. IS2020 = valeur réelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé (base 2013) de l'année 2020 publié par le Bureau Fédéral du Plan, soit 0,98%.</p> <p>e. IS2021 = valeur réelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé (base 2013) de l'année 2021 publié par le Bureau Fédéral du Plan, soit 2,01%.</p> <p>f. IS2022 = valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2022 publiée par le Bureau Fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2022-2027 » en juin 2022.</p> <p>g. IS2023 = valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2023 publiée par le Bureau Fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2022-2027 » en juin 2022.</p> <p>h. IS2024 = valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2024 publiée par le Bureau Fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2022-2027 » en juin 2022.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• CNC additionnelles 2024 = les charges nettes contrôlables additionnelles de l'année 2024 telles que fixées pour chaque GRD à l'article 43.</li> <li>• Xi = facteur individuel d'efficience (exprimé en pourcent) tel que fixé à l'article 46.</li> </ul> <p><b>Remarques de RESA :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Exclusion des provisions dans les CNC : quelle est la justification ? Faut-il exclure d'office les provisions des CNC à l'avenir ? Cela veut dire que plus aucune provision ne sera couverte tarifairement. Exclure cet élément au motif</li> </ul>
--	--	--	--

			<p>qu'il est non récurrent n'a pas de sens dans la mesure où d'autres éléments non récurrents dans les coûts réels 2019-2020 sont pris en compte. Pourquoi est-ce traité différemment qu'un autre poste dans la base de coûts ?</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Amortissements : Xi – comment réduire les amortissements du passé ? (-&gt; charges non contrôlables)</li> <li>- Correction CPS 2023 : difficulté de compréhension – des questions spécifiques seront formulées pour le 31 août prochain.</li> </ul> <p><b>Réponse de la CWaPE :</b> La CWaPE va analyser la demande. Dans l'analyse de Schwartz, les provisions ont été déduite pour calculer l'efficience. Si on ajoute ces coûts, cela fausse le calcul d'efficience.</p>																
Les règles de détermination et de révision du RA	Détermination du RA budgété ex-ante	43	<p><b>Article 43 :</b> <i>Les charges nettes contrôlables additionnelles de l'année 2024 de chaque GRD sont reprises dans le tableau ci-dessous :</i></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th><i>GRD</i></th> <th><i>CNC additionnelles 2024</i></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td><i>AIEG</i></td> <td><i>217 845 €</i></td> </tr> <tr> <td><i>AIESH</i></td> <td><i>175 785 €</i></td> </tr> <tr> <td><i>ORES ELEC</i></td> <td><i>5 830 174 €</i></td> </tr> <tr> <td><i>RESA ELEC</i></td> <td><i>1 808 308 €</i></td> </tr> <tr> <td><i>REW</i></td> <td><i>144 094 €</i></td> </tr> <tr> <td><i>ORES GAZ</i></td> <td><i>2 482 934 €</i></td> </tr> <tr> <td><i>RESA GAZ</i></td> <td><i>739 875 €</i></td> </tr> </tbody> </table>	<i>GRD</i>	<i>CNC additionnelles 2024</i>	<i>AIEG</i>	<i>217 845 €</i>	<i>AIESH</i>	<i>175 785 €</i>	<i>ORES ELEC</i>	<i>5 830 174 €</i>	<i>RESA ELEC</i>	<i>1 808 308 €</i>	<i>REW</i>	<i>144 094 €</i>	<i>ORES GAZ</i>	<i>2 482 934 €</i>	<i>RESA GAZ</i>	<i>739 875 €</i>
<i>GRD</i>	<i>CNC additionnelles 2024</i>																		
<i>AIEG</i>	<i>217 845 €</i>																		
<i>AIESH</i>	<i>175 785 €</i>																		
<i>ORES ELEC</i>	<i>5 830 174 €</i>																		
<i>RESA ELEC</i>	<i>1 808 308 €</i>																		
<i>REW</i>	<i>144 094 €</i>																		
<i>ORES GAZ</i>	<i>2 482 934 €</i>																		
<i>RESA GAZ</i>	<i>739 875 €</i>																		

			<p><b>Remarque de RESA :</b> le GRD n'a pas encore pu reconstituer le montant mentionné ; le GRD relève que les scénarios sont actuellement dépassés (ils ne tiennent pas compte des évolutions des coûts des matières premières, indexation, plan industriel, etc.).</p> <p><b>Réponse CWaPE :</b> une mise à jour de certains paramètres et coûts est prévue à la suite des dernières informations données par le bureau du plan.</p>																
Les règles de détermination et de révision du RA	Détermination du RA budgété ex-ante	45	<p><b>Article 45.</b> <i>Les valeurs (en pourcentage) des facteurs individuels d'évolution des coûts sont repris dans le tableau ci-dessous :</i></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th><i>GRD</i></th> <th><i>Facteurs individuels d'évolution des coûts</i></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td><i>AIEG</i></td> <td><i>0,554%</i></td> </tr> <tr> <td><i>AIESH</i></td> <td><i>0,144%</i></td> </tr> <tr> <td><i>ORES ELEC</i></td> <td><i>0,261%</i></td> </tr> <tr> <td><i>RESA ELEC</i></td> <td><i>0,776%</i></td> </tr> <tr> <td><i>REW</i></td> <td><i>0,598%</i></td> </tr> <tr> <td><i>ORES GAZ</i></td> <td><i>0,493%</i></td> </tr> <tr> <td><i>RESA GAZ</i></td> <td><i>0,938%</i></td> </tr> </tbody> </table> <p><b>Même remarque du GRD que celle formulée pour l'article 43 supra</b></p>	<i>GRD</i>	<i>Facteurs individuels d'évolution des coûts</i>	<i>AIEG</i>	<i>0,554%</i>	<i>AIESH</i>	<i>0,144%</i>	<i>ORES ELEC</i>	<i>0,261%</i>	<i>RESA ELEC</i>	<i>0,776%</i>	<i>REW</i>	<i>0,598%</i>	<i>ORES GAZ</i>	<i>0,493%</i>	<i>RESA GAZ</i>	<i>0,938%</i>
<i>GRD</i>	<i>Facteurs individuels d'évolution des coûts</i>																		
<i>AIEG</i>	<i>0,554%</i>																		
<i>AIESH</i>	<i>0,144%</i>																		
<i>ORES ELEC</i>	<i>0,261%</i>																		
<i>RESA ELEC</i>	<i>0,776%</i>																		
<i>REW</i>	<i>0,598%</i>																		
<i>ORES GAZ</i>	<i>0,493%</i>																		
<i>RESA GAZ</i>	<i>0,938%</i>																		
Les règles de détermination et de révision du RA	Détermination du RA budgété ex-ante	46	<p><b>Article 46.</b> <i>Les valeurs (en pourcentage) des facteurs individuels d'efficience sont repris dans le tableau ci-dessous :</i></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th><i>GRD</i></th> <th><i>Facteurs individuels d'efficience</i></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td><i>AIEG</i></td> <td><i>-0,258%</i></td> </tr> <tr> <td><i>AIESH</i></td> <td><i>-1,657%</i></td> </tr> <tr> <td><i>ORES ELEC</i></td> <td><i>-3,730%</i></td> </tr> <tr> <td><i>RESA ELEC</i></td> <td><i>-1,031%</i></td> </tr> <tr> <td><i>REW</i></td> <td><i>-3,075%</i></td> </tr> <tr> <td><i>ORES GAZ</i></td> <td><i>-4,362%</i></td> </tr> <tr> <td><i>RESA GAZ</i></td> <td><i>-2,033%</i></td> </tr> </tbody> </table> <p><b>Remarques de RESA :</b></p>	<i>GRD</i>	<i>Facteurs individuels d'efficience</i>	<i>AIEG</i>	<i>-0,258%</i>	<i>AIESH</i>	<i>-1,657%</i>	<i>ORES ELEC</i>	<i>-3,730%</i>	<i>RESA ELEC</i>	<i>-1,031%</i>	<i>REW</i>	<i>-3,075%</i>	<i>ORES GAZ</i>	<i>-4,362%</i>	<i>RESA GAZ</i>	<i>-2,033%</i>
<i>GRD</i>	<i>Facteurs individuels d'efficience</i>																		
<i>AIEG</i>	<i>-0,258%</i>																		
<i>AIESH</i>	<i>-1,657%</i>																		
<i>ORES ELEC</i>	<i>-3,730%</i>																		
<i>RESA ELEC</i>	<i>-1,031%</i>																		
<i>REW</i>	<i>-3,075%</i>																		
<i>ORES GAZ</i>	<i>-4,362%</i>																		
<i>RESA GAZ</i>	<i>-2,033%</i>																		

			<ul style="list-style-type: none"> <li>- Incompréhension face au choix du régulateur vers le 1er décile versus 1er quartile. En l'absence notamment d'un test de robustesse et de justification des variables représentatives sélectionnées par le modèle.</li> <li>- Rappel des critiques émises lors de l'émission du rapport final de Schwartz and Co sur le lot 1 (méthode de benchmarking) (ces remarques seront rappelées dans l'avis qui sera remis pour le 31 août 2022).</li> <li>- Impact du facteur d'efficience (voir simulations présentées et référence aux slides 38 et 39).</li> <li>- Les CNC estimées de la période 24-28 ne permettront pas à RESA de réaliser ses missions BaU et d'assurer les investissements liés à la transition énergétique.</li> </ul>
Les règles de détermination et de révision du RA	Révision du RA	52 et 53	<p><b>Article 52, § 1<sup>er</sup> – 3°</b> <i>À la demande du gestionnaire de réseau ou de la CWaPE, le revenu autorisé budgété fixé ex ante d'une ou plusieurs années de la période régulatoire, peut être révisé dans les cas suivants :</i></p> <p><i>3° En cas de passage à de nouveaux services ou adaptation de services existants.</i></p> <p><i>Sauf lorsqu'ils sont rendus nécessaires par une modification des obligations légales du GRD ou par la reprise d'un réseau de distribution, le passage à de nouveaux services ou l'adaptation de services existants ne peuvent toutefois conduire à une augmentation du revenu autorisé que si le GRD démontre qu'ils sont économiquement justifiés pour le GRD et apportent une plus-value manifeste pour l'URD. Sont considérés comme économiquement justifiés les nouveaux services ou les adaptations de services existants dont les bénéfices escomptés sont supérieurs aux coûts actualisés sur une période maximum de 10 ans.</i></p> <p><i>Ne constitue pas un nouveau service ou une adaptation du service existant, la simple modification de la manière d'exercer une mission existante sans que le service reçu par l'URD soit différent ;</i></p> <p><b>Remarque de RESA :</b> inquiétude du GRD concernant l'exigence de rentabilité pour les nouveaux services qui seraient imposés légalement.</p>

			<p><b>Réponse CWaPE :</b> le libellé de l'article précise « <i>Sauf lorsqu'ils sont rendus nécessaires par une modification des obligations légales du GRD ou par la reprise d'un réseau de distribution</i> » ; les nouveaux services imposés légalement ne sont dès lors pas visés par cette disposition.</p>
Les règles de détermination et de révision du RA	Appréciation du caractère raisonnable du RA	55	<p><b>Chapitre 3 « Appréciation du caractère raisonnable du revenu autorisé » - article 55 à 59</b></p> <p><b>Remarque de RESA :</b> Comment ces critères s'inscrivent-ils dans la logique des soldes régulatoires ?</p> <p><b>Réponse CWaPE :</b> Les articles 55 à 59 sont des descriptions de l'article 54, § 2 (ces dispositions donnent une certaine prévisibilité aux GRD). L'article 54, § 1<sup>er</sup>, décrit les hypothèses dans lesquelles ces critères seront appliqués.</p> <p>La CWaPE attire l'attention sur la prise en compte de l'intérêt des URD.</p> <p><b>Article 55.</b> <i>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 :</i></p> <p><i>b) 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><b>Remarque RESA :</b> le GRD souligne que certaines normes sont obsolètes et qu'il convient pour raison de sécurité d'appliquer des normes plus strictes.</p> <p><b>Réponse CWaPE :</b> la disposition mentionne explicitement « <i>sont considérés, en principe, comme déraisonnables</i> ».</p>
Les règles de détermination et de révision du RA	Appréciation du caractère raisonnable du RA	57	<p><b>Article 57.</b> <i>En ce qui concerne le troisième critère de raisonabilité (être justifiés par rapport à l'intérêt des utilisateurs du réseau de distribution), la CWaPE suivra les règles d'interprétation suivantes :</i></p> <p><i>b) Tout élément de coût à propos duquel le GRD ne peut démontrer de manière suffisante qu'il a fait l'objet d'une utilisation optimale sera, en principe, rejeté comme étant non raisonnable</i></p> <p><b>Remarque de RESA :</b> le GRD s'inquiète, la disposition étant libellée de manière très large. Qui va apprécier le caractère optimal ?</p>

		<p><b>Réponse CWaPE :</b> le GRD devra amener les éléments pour le démontrer à la demande de la CWaPE, qui appréciera en prenant également en compte l'intérêt des URD et statuera sur la base des éléments de motivation présentés par les GRD.</p> <p><b>Article 57.</b> <i>En ce qui concerne le troisième critère de raisonabilité (être justifiés par rapport à l'intérêt des utilisateurs du réseau de distribution), la CWaPE suivra les règles d'interprétation suivantes :</i></p> <p>f) Le choix par le GRD, entre plusieurs manières valables de réaliser une opération, de la manière qui n'est pas la plus avantageuse pour l'URD, sera considéré comme déraisonnable et les coûts relatifs à cette opération seront rejetés comme étant déraisonnables.</p> <p>Sont considérées comme alternatives valables, les opérations qui répondent également aux critères de raisonabilité fixés par la présente méthodologie et permettent d'atteindre un résultat équivalent pour la gestion du réseau de distribution</p> <p><b>Remarque de RESA :</b> le GRD s'inquiète, la disposition étant libellée de manière très large. Le caractère avantageux est-il purement économique ?</p> <p><b>Réponse CWaPE :</b> Le caractère avantageux ne doit pas uniquement s'entendre sur le plan économique.</p>
--	--	---

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

Chapitre	Section	Article	Echanges
Les tarifs périodiques de distribution	Les tarifs périodiques de distribution élec	70	<p><b>Article 70, § 2.</b> <i>Le terme capacitaire applicable aux utilisateurs de réseau raccordés aux niveaux de tension BT lorsque le raccordement a une puissance strictement supérieure à 56 kVA, T-BT, MT ou T-MT a deux composantes :</i></p> <p><i>b. Le tarif pour la pointe historique, exprimé en €/kW/mois, qui est applicable à la plus haute 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 mois de facturation. Le tarif pour la pointe du mois représente 50% des recettes budgétées issues du terme capacitaire.</i></p> <p><i>La pointe de puissance à facturer est égale :</i></p> <p><i>a. à la puissance maximale mesurée pendant le mois pour les utilisateurs ayant une courbe de charge calculée ;</i></p> <p><i>b. à la moyenne des dix plus hautes pointes de puissance mesurées pendant le mois pour les utilisateurs ayant une courbe de charge mesurée.</i></p> <p><i>Lorsqu'un coefficient de dégressivité sur la pointe est appliqué au 31 décembre 2023, son effet doit progressivement diminuer de façon à disparaître au 1<sup>er</sup> janvier 2029</i></p> <p><b>Remarque de RESA :</b> les futurs compteurs communicants (nouveau marché) pourraient aller au-delà de 56 kVA. Comment gérer le consommateur raccordé à &gt;56kVA et qui a un compteur smart ?</p> <p><b>Réponse CWaPE :</b> le décret limite les compteurs communicants à une puissance inférieure ou égale à 56kVA de par la définition-même d'un compteur communicant.</p>

			<p><b>Article 70, § 4.</b> <i>Le terme capacitaire ne s'applique pas aux alimentations de secours, quel que soit le niveau de tension du raccordement. La durée d'utilisation maximale d'une alimentation de secours est de 500 heures par an.</i></p> <p><b>Remarque de RESA :</b> le GRD demande des précisions quant à la notion d' « alimentations de secours ».</p> <p><b>Réponse CWaPE :</b> la disposition précise « <i>La durée d'utilisation maximale d'une alimentation de secours est de 500 heures par an</i> ».</p>
Les tarifs périodiques de distribution	Les tarifs périodiques de distribution élec	73	<p><b>Article 73, § 3.</b> <i>Pour le niveau de tension BT, le terme proportionnel varie en fonction de l'application du terme capacitaire visé à l'article 70 :</i></p> <p>1°</p> <p>2° <i>Pour les URD à qui le terme capacitaire, tel que visé à l'article 70, § 3, s'applique et dont la puissance de raccordement au réseau est inférieure ou égale à 56 kVA, le terme proportionnel varie en fonction de la plage horaire au sein de laquelle l'électricité est prélevée. Pour ces utilisateurs de réseau (qui disposent d'un compteur communicant et ont fait le choix de régime de comptage R3), l'option 4 plages horaires visée à l'article 75 est appliquée</i></p> <p><b>Remarque de RESA :</b> quid des AMR ? Techniquement possible de leur facturer la pointe.</p> <p><b>Proposition :</b> ajouter les termes « ou lorsque techniquement possible » dans la disposition.</p> <p><b>Position CWaPE :</b> point à mettre à l'OJ de la réunion prévue le vendredi 8 juillet 2022 avec l'ensemble des GRD</p>
Les tarifs périodiques de distribution	Les tarifs périodiques de distribution élec	81 à 86	<p><b>Article 82.</b> <i>Les tarifs d'injection s'appliquent aux URD qui injectent de l'électricité sur les niveaux de tension T-MT, MT, T-BT et BT du réseau de distribution. Pour le niveau de tension BT, les installations de production dont la puissance électrique nette développable (Pend) est inférieure ou égale à 10 kVA sont exonérées des tarifs d'injection</i></p> <p><b>Remarque de RESA :</b> traitement des petites installations de production qui ne sont pas prosumer ?</p> <p><b>Réponse CWaPE :</b> il y a un garde-fou : installer un dispositif anti-retour qui permet d'exonérer du tarif d'injection (lien avec la C10/11 et le règlement technique).</p> <p><b>Article 86 :</b> <i>Les tarifs d'injection sont déterminés de manière à ce que les coûts qu'ils génèrent pour un producteur correspondent à la moyenne pondérée des coûts générés</i></p>

			<p>par les tarifs d'injection applicables en Flandre et à Bruxelles et ceux pratiqués par Elia, ainsi que par ceux pratiqués dans les pays limitrophes (France, Luxembourg, Allemagne, Pays-Bas). En ce qui concerne les pays limitrophes, la comparaison peut être réalisée sur la base d'un échantillon représentatif. La pondération est basée sur la somme des puissances d'injection installées dans ces pays ou régions.</p> <p>La comparaison de ces coûts est établie sur base des profils-type de producteurs suivants :</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>T-MT (Éolien)</th> <th>MT (Biomasse)</th> <th>T-BT &amp; BT (Solaire)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Volume produit (en kWh)</td> <td>22 000 000</td> <td>7 820 000</td> <td>150 000</td> </tr> <tr> <td>Taux d'autoconsommation</td> <td>0%</td> <td>50%</td> <td>78%</td> </tr> <tr> <td>Volume injecté (en kWh) (heures normales)</td> <td>22 000 000</td> <td>3 910 000</td> <td>33 000</td> </tr> <tr> <td>Puissance nette développable (en kW)</td> <td>10 000</td> <td>1 150</td> <td>150</td> </tr> <tr> <td>Durée d'utilisation annuelle</td> <td>2 200</td> <td>6 800</td> <td>1 000</td> </tr> <tr> <td>Type de compteur</td> <td>AMR</td> <td>AMR</td> <td>AMR</td> </tr> </tbody> </table> <p><b>Remarque de RESA :</b> le GRD demande au régulateur de coordonner (harmonisation).</p>		T-MT (Éolien)	MT (Biomasse)	T-BT & BT (Solaire)	Volume produit (en kWh)	22 000 000	7 820 000	150 000	Taux d'autoconsommation	0%	50%	78%	Volume injecté (en kWh) (heures normales)	22 000 000	3 910 000	33 000	Puissance nette développable (en kW)	10 000	1 150	150	Durée d'utilisation annuelle	2 200	6 800	1 000	Type de compteur	AMR	AMR	AMR
	T-MT (Éolien)	MT (Biomasse)	T-BT & BT (Solaire)																												
Volume produit (en kWh)	22 000 000	7 820 000	150 000																												
Taux d'autoconsommation	0%	50%	78%																												
Volume injecté (en kWh) (heures normales)	22 000 000	3 910 000	33 000																												
Puissance nette développable (en kW)	10 000	1 150	150																												
Durée d'utilisation annuelle	2 200	6 800	1 000																												
Type de compteur	AMR	AMR	AMR																												
Les tarifs périodiques de distribution	Les tarifs périodiques de distribution gaz	89	<p><b>Article 89.</b> § 1er. Le tarif pour l'utilisation du réseau de distribution comprend un terme capacitaire, un terme fixe et un terme proportionnel.</p> <p>§ 2. Le terme capacitaire, exprimé en €/kW, est fonction de la capacité horaire prélevée et est applicable uniquement aux utilisateurs de réseau des catégories tarifaires T5 et T6. Le calcul de la capacité horaire prélevée peut varier en fonction des saisons les plus représentatives pour le service concerné en vue d'optimiser l'utilisation du réseau de distribution.</p>																												

			<p>§ 3. Le terme fixe est exprimé en EUR/an et varie en fonction de la catégorie tarifaire.</p> <p>§ 4. Le terme proportionnel est exprimé en €/kWh et est fonction de l'énergie prélevée par l'utilisateur du réseau sur le réseau de distribution. Il varie en fonction de la catégorie tarifaire. Il est composé de deux tarifs : un tarif applicable à l'ensemble des URD et un tarif supplémentaire, appliqué uniquement aux utilisateurs de réseau raccordés à un réseau de distribution isolé et alimenté par du gaz partiellement porté pour son acheminement. Ce tarif supplémentaire permet de répercuter les coûts spécifiques liés au portage du gaz entre deux parties du réseau non reliées par canalisation</p> <p><b>Remarque de RESA :</b> le GRD souligne les approches différentes d'ORES et RESA en la matière. RESA demande à pouvoir poursuivre son approche actuelle.</p> <p><b>Réponse de la CWaPE :</b> le régulateur souligne le maintien d'un coefficient de saisonnalité sur le terme capacitaire. Cela permet donc la poursuite du système actuel.</p>
Les tarifs non périodiques		104	<p><b>Article 104.</b> § 1er. Les tarifs non-périodiques sont répartis dans des catégories harmonisées.</p> <p>§ 2. Les tarifs non-périodiques couverts par les thématiques reprises ci-après sont harmonisés et uniformisés en Région wallonne :</p> <p>1° les tarifs pour les raccordements basse tension ;</p> <p>2° les tarifs de raccordement gaz basse pression ;</p> <p>3° les tarifs pour les raccordements d'immeubles à appartements ;</p> <p>4° les tarifs pour les renforcements ou extensions des réseaux de distribution rendus nécessaires pour le raccordement des installations situées sur un bien visé par un permis d'urbanisation ou un permis d'urbanisme de constructions groupées (au sens du Code du développement territorial) ;</p> <p>5° les actes de comptage ;</p> <p>6° les coupures et réouvertures ;</p> <p>7° les études de détail et d'orientation ;</p> <p>8° les tarifs pour le raccordement de borne de recharge électrique;</p> <p>9° les tarifs pour le raccordement de station CNG.</p>

		<p><i>§ 3. En cours de période régulatoire, toute nouvelle demande de tarifs non-périodiques introduite par un GRD est harmonisée et uniformisée avec les autres GRD</i></p> <p><b>Demande de RESA</b> : demande de précision quant au calendrier : identifier les objectifs à réaliser avant le 1<sup>er</sup> janvier 2024.</p> <p><b>Réponse CWaPE</b> : les neuf points identifiés à l'article 104 doivent être atteints pour le 01.01.2024.</p> <p><b>Remarque de RESA</b> : Le GRD formule une réserve générale (objectif non atteignable) et demande plus de souplesse.</p> <p><b>Échanges</b> :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La CWaPE demande une plus grande lisibilité pour les URD, notamment sur ce qui se cache derrière chaque terme, et insiste sur la nécessité d'avancer dans ce dossier.</li> <li>- Le GRD précise qu'il est nécessaire de faire une distinction entre les prestations les plus courantes et les autres. L'objectif pourrait être atteint pour les tarifs pour les raccordements basse tension, les tarifs de raccordement gaz basse pression, les tarifs pour les raccordements d'immeubles à appartements, les tarifs pour les renforcements ou extensions des réseaux de distribution rendus nécessaires pour le raccordement des installations situées sur un bien visé par un permis d'urbanisation ou un permis d'urbanisme de constructions groupées (au sens du Code du développement territorial) et les études de détail et d'orientation ; par contre, l'objectif est impossible en ce qui concerne notamment les tarifs pour le raccordement de borne de recharge électrique.</li> <li>- Le GRD souligne qu'uniformiser et harmoniser ne permettent pas de refléter la « cost-réflexivité ».</li> <li>- La CWaPE attire l'attention sur le fait qu'il ne peut y avoir de création d'avantage concurrentiel au bénéfice d'un GRD (éviter toute distorsion de concurrence).</li> </ul> <p><b>Proposition de la CWaPE</b> : le GRD formule une proposition et un calendrier (en distinguant deux étapes : la première relative à l'harmonisation et la seconde relative à</p>
--	--	--

			l'uniformisation). Pas de volonté de la CWaPE de simplement reporter à 2029 ce qui ne serait pas possible pour 2024.
Les tarifs non périodiques		106	<b>Remarque de RESA :</b> il est impossible que tout soit harmonisé et uniformisé pour 2029. Certaines prestations sont peu fréquentes et cela ne vaut peut-être pas le peine de tenter de les harmoniser/uniformiser.

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

Chapitre	Section	Article	Echanges
Le traitement des écarts entre le budget et la réalité		120 et 121	CONFIDENTIEL

**Autres remarques sur l'annexe 1 - Motivation du projet de méthodologie tarifaire :**

RESA : En ce qui concerne le FEC, les scénarios liés à la pointe sont basés sur le plan énergie climat de 2019, qui va être revu ... comment en tenir compte ? En outre, le plan industriel a un impact au niveau du plan de déploiement des compteurs communicants (accélération de la réalisation des objectifs du décret).

CWaPE : allez-vous faire le lien entre le plan industriel et les hypothèses du FEC ?

RESA : oui, le plan industriel repart des hypothèses du plan énergie climat (études S&C : sous-estimation du taux de pénétration électrique).

RESA : En ce qui concerne la Synchronisation des plages horaires, il y a actuellement un décalage de quelques minutes pour éviter les effets de congestion sur les réseaux. Est-ce que ce sera encore possible ?

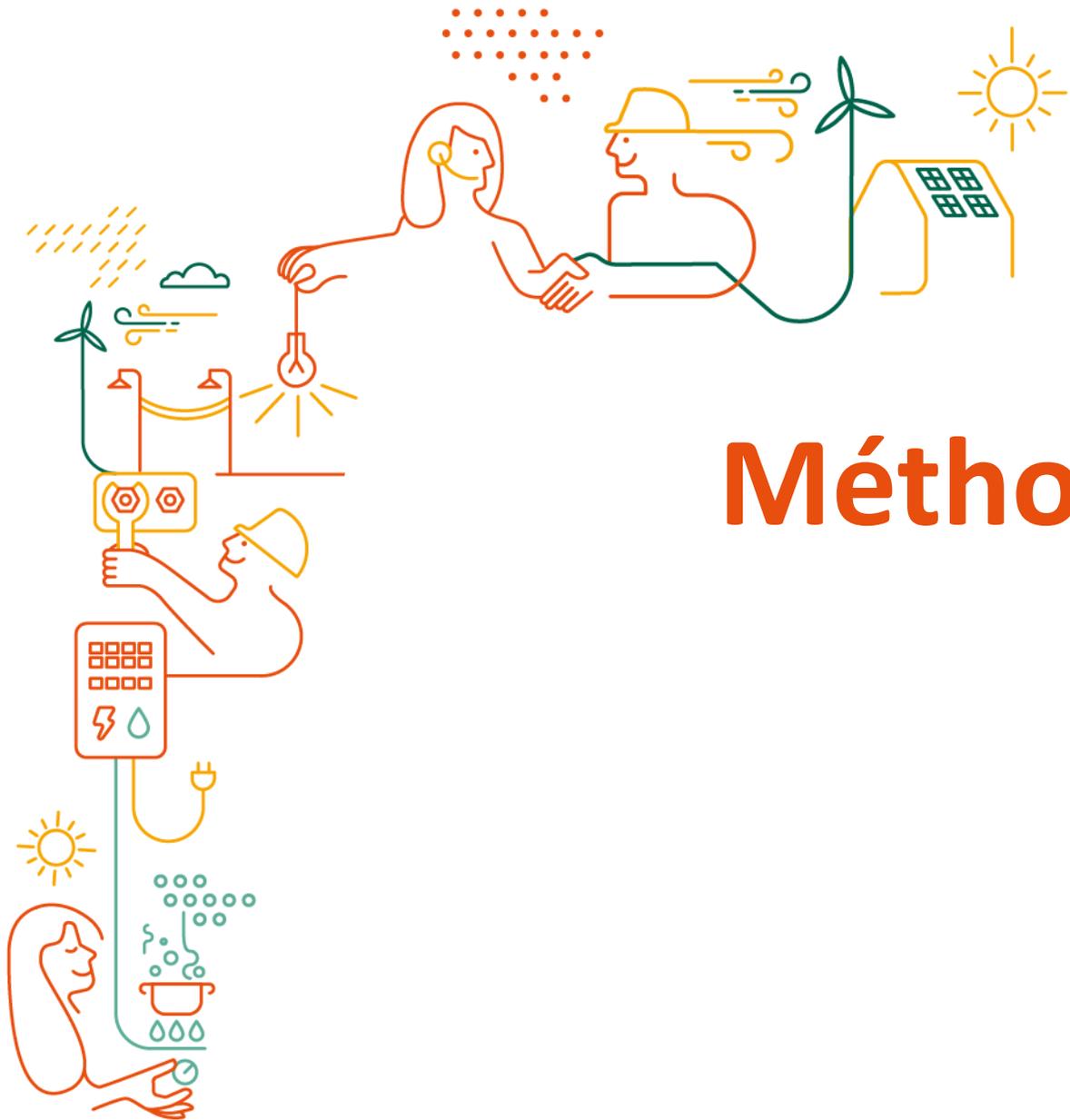
CWaPE : des dérogations sont possibles si elles sont techniquement et économiquement justifiées, du moment que la plage reste de la même durée.

RESA : la méthodologie tarifaire n'incite pas à prendre le tarif R3.

**Question CWaPE :** au niveau de la base de référence des coûts contrôlables, si l'année 2021 fait partie de la base de coûts, est-ce que cela change quelque chose ?

RESA : la simulation a été faite avec 2020-2021 et cela ajoute 10M€. Ce n'est pas suffisant mais c'est mieux. 2019 est vraiment pénalisante. 2023 sera totalement impactée par le Carve-out.

RESA réfléchit à faire une demande de révision du RA de 2023.



# Méthodologie tarifaire 2024-2028

Concertation GRD RESA

4 juillet 2022

**RESA**



## Objectif

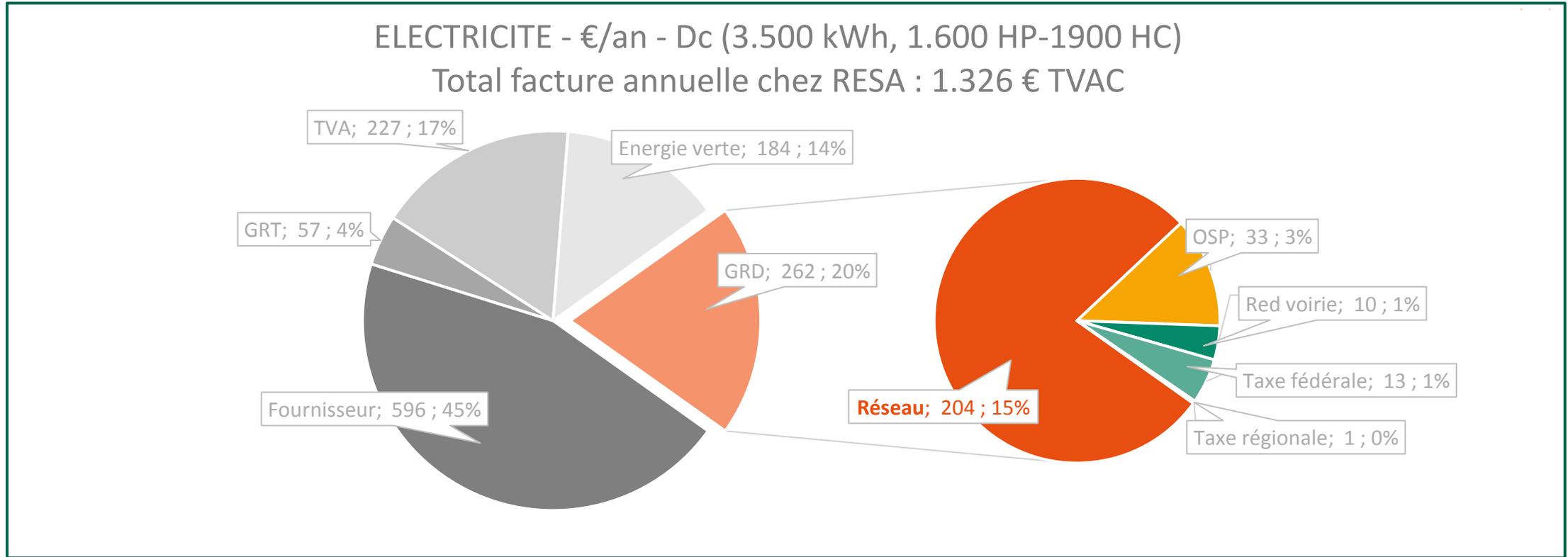
- Maintenir un **modèle économique viable** pour RESA dans le cadre:
  - du contexte économique actuel;
  - de l'amélioration de la qualité de service de RESA;
  - de la transition énergétique.
- Les éléments principaux présentés ci-après n'ont pas vocation à être exhaustifs (-> avis 31/08/22. Cf. disclaimer).

# CONTEXTE



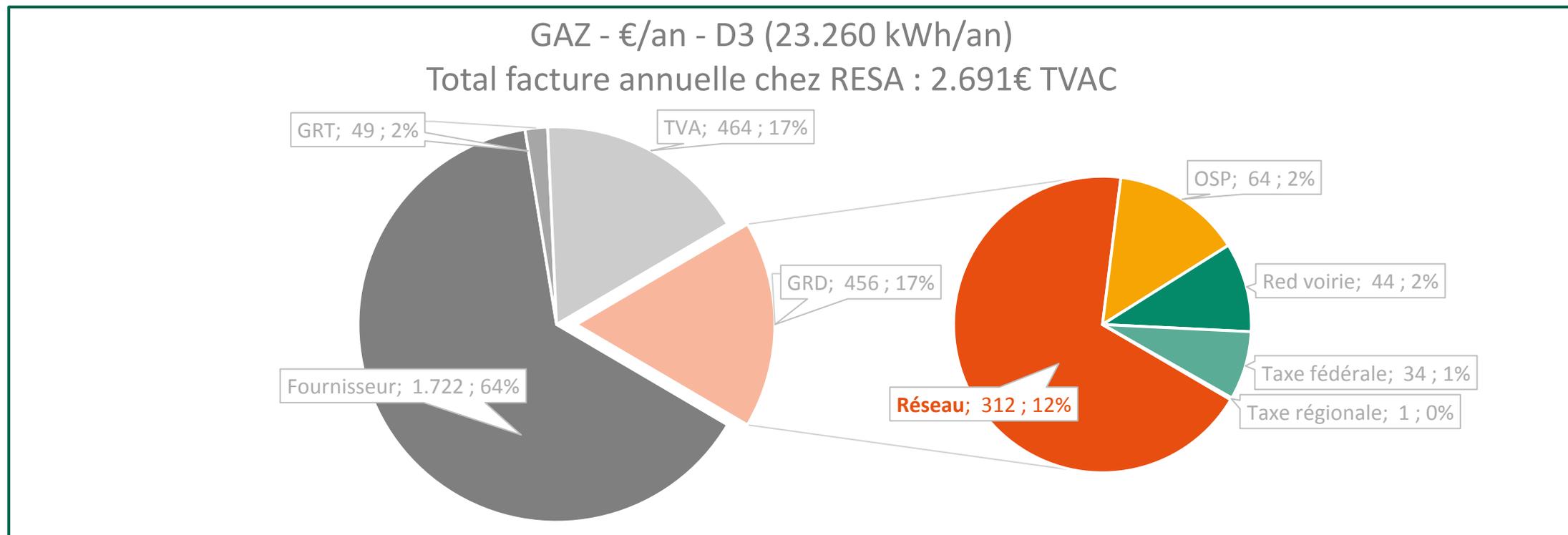


# Facture pour un client type électricité



- La composante **GRD** représente **20%** de la facture totale du client résidentiel ;
- Dans ces 20%, seuls **15%** sont des coûts liés au **fonctionnement du GRD**, le surplus (OSP, red. voirie, impôts, taxes régionales,...) sont des taxes déguisées ;
- Le coût d'un **réseau électrique performant** : **17 euros par ménage** par mois.

# Facture pour un client type gaz



- La composante **GRD** représente **17%** de la facture totale du client résidentiel ;
- Dans ces 17%, seuls **12%** sont des coûts liés au fonctionnement du GRD, le surplus (OSP, red. voirie, impôts, taxes régionales,...) sont des taxes déguisées ;
- Le coût d'un **réseau gazier performant** : **26 euros par ménage** par mois.



# Synthèse

---



- A périmètre constant, le **coût réel de la distribution** a diminué au fil du temps au contraire des autres composantes de la facture ;
- Le coût réel de la **distribution** représente entre **12 et 15%** du total de la facture, soit **moins que la TVA (17%)** ;
- Etant donné :
  - Les efforts importants fournis par le passé ;
  - La part relativement faible du coût total ;
  - Les enjeux énormes à venir en termes de transition énergétique ;
- **Le coût de la distribution ne peut pas être une variable d'ajustement de la facture d'énergie.**
- **Par ailleurs, le dividende distribué par RESA ne représente que 1,3% de la facture d'énergie (2021) d'un client résidentiel (1,4€ /mois en électricité et 3,0 €/mois en gaz).**



# Contexte économique

Inflation

# Hausse des coûts observée



- Alors que l'inflation était maîtrisée depuis plusieurs années, en moyenne 1,55 % sur la période 2011-2020, celle-ci connaît une hausse historiquement élevée depuis quelques mois (6,3% observés sur les deux derniers trimestres) ;
- Les prévisions du Bureau du Plan sont particulièrement pessimistes pour les deux années à venir :

Indice	2022	2023	Source
Indice prix à la consommation	8,1%	3,5%	Bureau fédéral du Plan
Indice construction	17,9%	5,7%	StatBel jusque février 2022 ==> extrapolation pour 2022. 2023 = 2021
Indice matériel élec	24,6%	7,2%	Indice construction février 22 adapté des 40% de MO
Indice matériel gaz	24,6%	7,2%	Indice construction février 22 adapté des 40% de MO
Achat elec	88,2%	22,6%	Cal 2022 - Cal 2023 (moyenne 2021-22))
Achat gaz	157,8%	4,4%	Cal 2022 - Cal 2023 (Engie 30/06/22))
Indice carburant	51,4%	-12,3%	Bureau fédéral du Plan
Renting	3,3%	3,9%	Evolution sur base de l'indice des prix à la consommation. Seuls les contrats à renouveler sont impactés (25%)
Prévisions de saut d'indexation	6,5%	4,9%	Bureau fédéral du Plan

- En outre, pour la composante RH, le Bureau du Plan prévoit 6 indexations de 2% entre septembre 2021 et avril 2023.



# Enjeux opérationnels de RESA

# Programme Résolution = satisfaction client



Notre réponse

 Processus

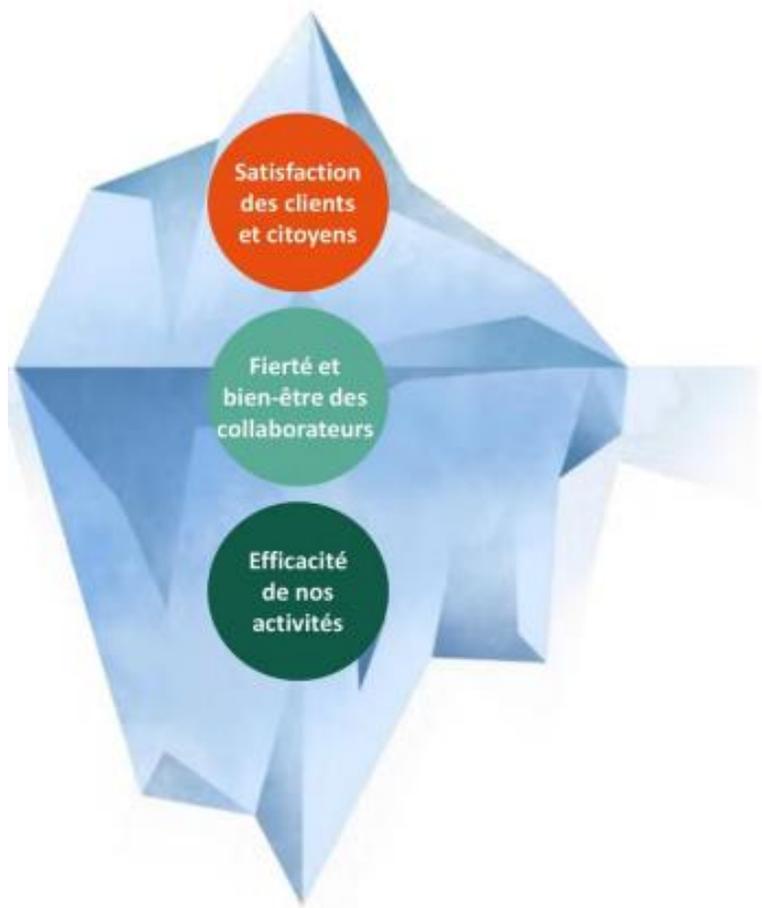
 Organisation

 Outils

 Culture

# Programme Résolution - 4 priorités

RESA  
Région  
Énergie  
Santé  
Autisme



**Interlocuteur dédié**  
pour les travaux, les communes, les professionnels

**Accessibilité & modernisation**  
de nos canaux de communication

**Convergence**  
des fonctionnements élec et gaz

**Cohérence**  
de l'information, de l'expérience, des services,...

---

CONFIDENTIEL

# Programme Résolution

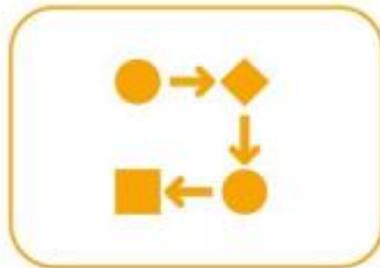


Donner les outils nécessaires pour servir facilement et efficacement les clients

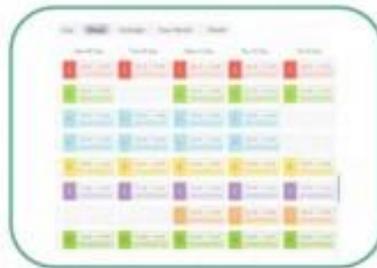
Vue unique du client



Gestion des dossiers



Planification des demandes clients



Outil de mobilité



Mesure de la satisfaction client



# Programme Résolution - priorités 2022

---

RESA  
Région  
Énergie  
Santé  
Autisme  
Solidarité



**Donner un interlocuteur à tous nos clients.**

*Chez RESA, je sais à qui m'adresser pour chacun de mes besoins et ma demande ne reste jamais sans réponse.*

CONFIDENTIEL

CONFIDENTIEL



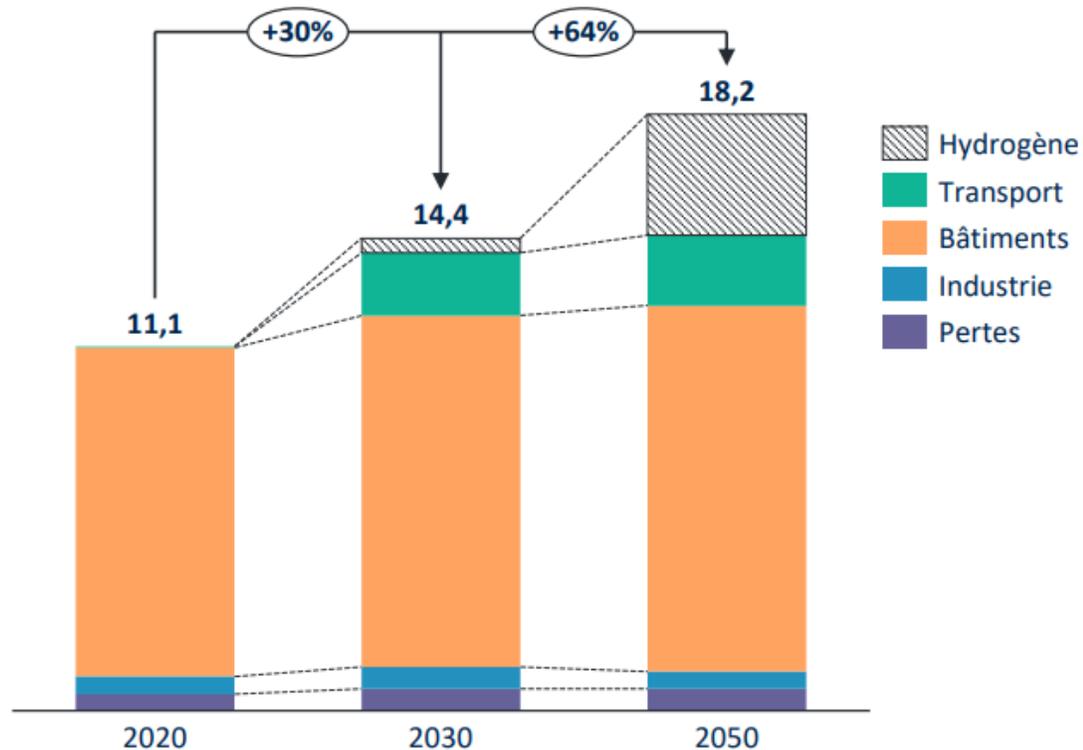
# Transition énergétique

---



- Objectifs climatiques européens et wallons :
  - 2030 → réduction de 55% des émissions de gaz à effet de serre
  - 2050 → neutralité carbone
- Études de CLIMACT, Bureau du Plan et des gestionnaires de réseau afin de mieux appréhender les conséquences concrètes d'une Wallonie neutre en carbone en 2050 et de mesurer les changements technologiques et comportementaux et leurs impacts sur les réseaux de distribution.
- Elles indiquent toutes que les réseaux de distribution sont au cœur de la neutralité carbone et de ce fait extrêmement sollicités, dans tous les scénarii.  
**Certains impacts majeurs produiront leurs effets à court terme, d'ici 2030.**

# La consommation d'électricité sur le réseau de distribution pourrait augmenter de 64% d'ici à 2050, avec une croissance significative de 30% sur la seule décennie 2020-2030



44% du besoin en chauffage résidentiel est électrifié en 2050



88% des véhicules sont électriques ou plug-in hybrides en 2050

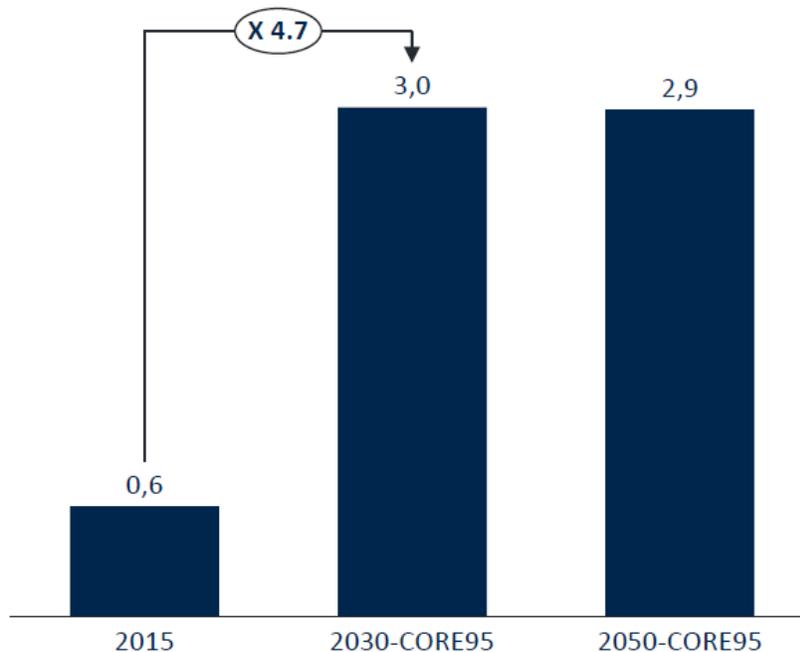


40% de l'hydrogène vert synthétisé en Belgique l'est en Wallonie. Les électrolyseurs sont connectés au réseau de distribution

# Le transport wallon pourrait voir sa consommation d'électricité multipliée par 5 dès 2030 dans un contexte d'électrification massive du parc automobile, touchant les GRD en premier lieu

Le transport wallon pourrait voir sa consommation d'électricité multipliée par 5 dès 2030 dans un contexte d'électrification massive du parc automobile, touchant les GRD en premier lieu

Consommation finale d'électricité dans le transport en Wallonie  
[TWh]

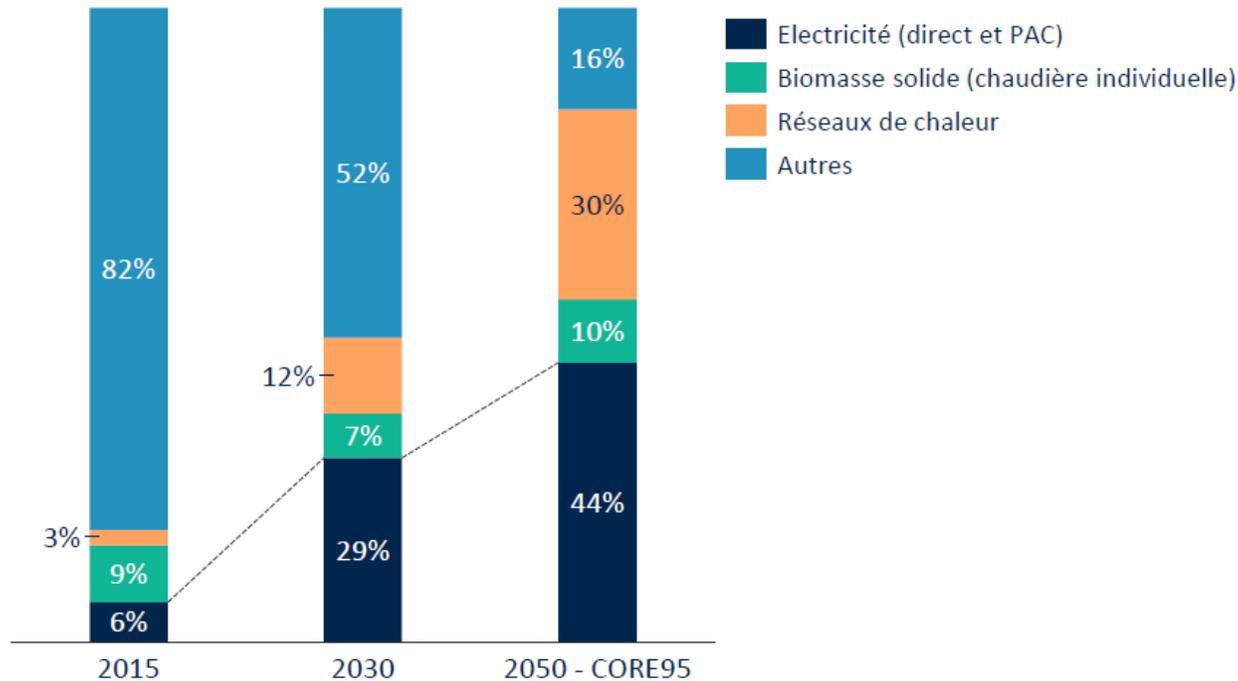


# L'électricité représente près de la moitié du mix énergétique pour le chauffage des bâtiments résidentiels en 2050



L'électricité représente près de la moitié du mix énergétique pour le chauffage des bâtiments résidentiels en 2050

Mix énergétique pour le chauffage - secteur résidentiel  
[%]



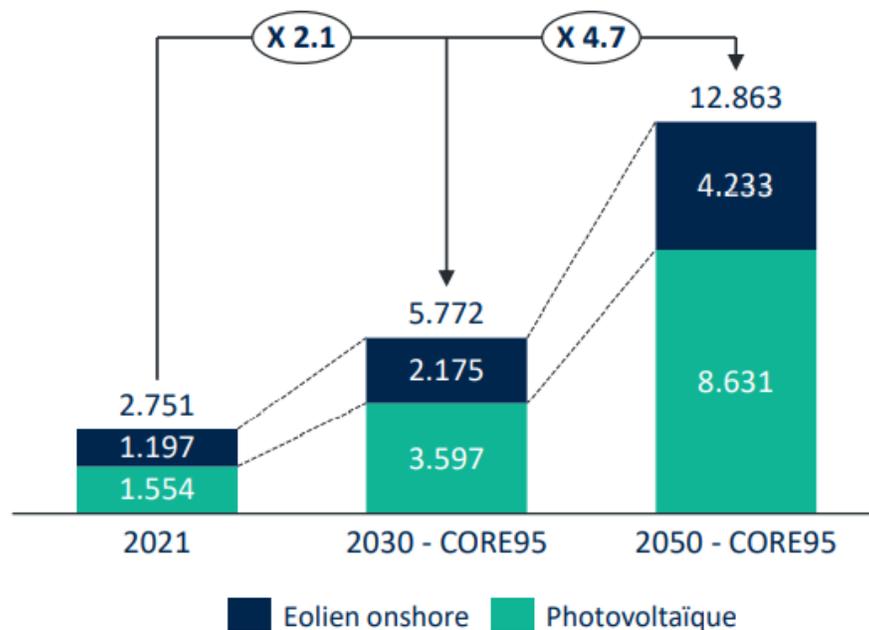
- En 2050, 44% des besoins en chauffage du secteur résidentiel sont assurés par l'électricité (chauffage électrique direct ou pompes à chaleur)
- Les réseaux de chaleur (décarbonés en 2050) et l'utilisation de la biomasse solide représentent 40% du total
- Les 16% restants sont assurés par de l'hydrogène, des biofuels gazeux/liquides et des fuels synthétiques gazeux/liquides

# La puissance installée en renouvelables en Wallonie pourrait être multipliée par un facteur proche de 5 à l'horizon 2050

La puissance installée en renouvelables en Wallonie pourrait être multipliée par un facteur proche de 5 à l'horizon 2050



Evolution de la puissance renouvelable installée en Wallonie [MWc]



HYPOTHESES



- Les chiffres belges du scénario CORE95 sont ajustés à la Wallonie en gardant la clé de répartition de 2021 entre les régions
- On peut considérer que 95% de l'éolien onshore et 100% du photovoltaïque sont connectés aux réseaux de distribution

# Transition énergétique

---



- Il y a également une place importante qui est réservée à la '**molécule verte**' dans les projections 2050 considérant que tout ne pourra pas s'électrifier.
- Un risque important pèse sur nos réseaux de gaz fossile (*et donc pas neutre en carbone*), celui-ci devra être mitigé :
  - Biogaz issu d'une filière wallonne ;
  - Injection d'hydrogène dans nos canalisations (entre 5 à 10%) ;
  - Méthanation : Hydrogène + captation de CO<sub>2</sub> = CH<sub>4</sub> (mais neutre dans le cycle complet).

# Plan industriel

---



- L'impact de la transition énergétique sur les réseaux d'électricité **nécessite d'augmenter à court terme le rythme et le montant des investissements dans les assets pour rencontrer les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre** tels que décidés par les autorités
- RESA travaille actuellement sur un **plan industriel** afin d'être moteur de cette transition : augmentation significative (entre 30% et 50%) des investissements réseaux (*assets intensive*)
- **La future méthodologie tarifaire et les discussions sur les revenus autorisés 2024-2028** seront un élément clé de la capacité des GRD à réaliser leurs plans industriels et à mobiliser les financements nécessaires.

# Revenu Autorisé 2024-2028





# Charges nettes contrôlables

---

CONFIDENTIEL

# CNC - Base de coûts



- La base de référence des coûts contrôlables proposée par la CWaPE n'est absolument pas représentative pour RESA :
  - 2019: autonomisation de RESA et difficultés associés;
  - 2020: année COVID avec mise à l'arrêt des activités non essentielles.
    - base de coûts sous-évaluées car RESA n'est pas en rythme de croisière!!!
    - On démarre avec un net déficit sur notre BaU.
- Le maintien de cette base de référence a comme conséquence pour RESA de ne pas considérer dans la base de coûts 2024 :
  1. Les coûts de l'autonomisation de RESA tels qu'ils vous ont été présentés dans le cadre de la revue du RA liée à cette autonomisation. L'effet du lissage tarifaire neutralisé, ces coûts allaient bien crescendo de 2020 à 2023 (effet faible en 2020) – notamment au niveau année pleine des recrutements, IT et bâtiments. Deux effets:
    - **CONFIDENTIEL**

---

CONFIDENTIEL

CONFIDENTIEL

# CNC - Base de coûts



- 3. L'élargissement du scope des OSP sociales liées aux différentes mesures Covid, Inondations ou simplement précarités énergétiques. Le décret Juge de Paix laisse aussi craindre une hausse importante des clients à charge du GRD après son entrée en vigueur.

OR il n'existe plus dans la proposition de méthodologie de prise en compte de l'effet volumes! Comment seront couverts les frais de gestion liés à cette clientèle sur base du mécanisme actuel?

- Le manque à gagner estimé pour RESA en 2024 s'élève à: 2,6 M€; soit 1,5% des CNC actuelles

	#2019	#2020	#2021	# est 2023	# est 2024
Clients protégés	11.248	12.845	14.203	18.632	21.985
Clients X	4.542	4.025	5.175	3.027	3.482
<b>TOTAL</b>	<b>15.789</b>	<b>16.870</b>	<b>19.378</b>	<b>21.659</b>	<b>25.467</b>

- Moyenne 19-20: 16.330 vs estimation 2024: 25.467 -> manque à gagner pour +/-9.000 clients!
- Ou garder l'effet volume non contrôlable en ex-post!



# CNC - Base de coûts



- 4. Les coûts liés aux matières premières suite à la conjoncture économique (>>> indice santé)
  - Le manque à gagner pour RESA en 2024 s'élève à: 0,4M€ en 2024 et passe à 1,2M€ en 2028 suite à l'effet cumulatif des amortissements
  - L'impact cash de cette augmentation du prix des matériaux est estimé à 54M€ entre 2022 et 2028

IMPACTS	Inclus en R2020	Est 2023 réindexé	ECART NON COUVERT en 2024	ECART NON COUVERT en 2028
Impact Prix matières : amo	0,0	0,4	0,4	1,2
<b>Impact Prix matières</b>	<b>0,0</b>	<b>0,4</b>	<b>0,4</b>	<b>1,2</b>

CONFIDENTIEL

# CNC - Base de coûts



- 6. Autres
  - Le manque à gagner pour RESA en 2024 s'élève à: 6,7 M€; soit 3,8% des CNC actuelles.

IMPACTS	Inclus en R2020	Est 2023 réindexé	ECART NON COUVERT en 2024
Impact Walterre	0,0	4,3	4,3
Impact Projets hors résolution	6,4	8,7	2,3
Impact bâtiments	0,0	0,9	0,9
<b>Impacts Autres</b>	<b>6,4</b>	<b>13,1</b>	<b>6,7</b>

CONFIDENTIEL

# CNC - Indexation

---



- Afin de refléter de manière réaliste l'évolution des coûts du GRD, il conviendrait de considérer :
  - L'indice des prix à la consommation plutôt que l'indice santé (pourquoi exclure le carburant, par exemple ?) ;
  - Une majoration de l'indice en question pour tenir compte des évolutions barémiques qui s'imposent aux GRD ;
  - Une revue ex-post de l'indice dès lors que celui-ci dépasserait un couloir. L'inflation s'impose aux GRD qui n'ont pas de maîtrise sur celle-ci.

# CNC - Efficience



- Le facteur Xi n'incite pas à l'efficience (efficacité et moyens) car il correspond uniquement à une diminution linéaire et drastique des coûts de fonctionnement du GRD; soit **un plan d'économies!**
  - Rien que sur la période 2019-2023, l'application du facteur X -1,5% a généré une diminution de RA de **-9,6M€** en électricité et **-6,0 M€** en gaz cumulée sur les 5 années.
  - Pour 24-28, on prévoit **-16,1M€** en électricité et **-15,2M€** en gaz.
  - AU TOTAL, -29,3 M€ sur 5 ans; soit **+/- 97 ETP**.

- Ce facteur incite à un plan de restructuration avec des conséquences sociales certaines.

- Il a été démontré que les coûts réels des GRD ont diminué depuis la libéralisation.

- Continuer à diminuer d'autorité la base de coûts des GRD finira par mettre ceux-ci en situation de ne plus remplir leurs missions. En outre, le décret gouvernance impose au GRD de disposer de personnel suffisant et de qualité, ceci à un coût très peu compressible (+ LD CWaPE dans cadre renouvellement)

→ Les coûts du GRD (même BaU) ne sont pas indéfiniment compressibles!

<b>Impact Xi en 24-28</b>						-1,031%
<b>ELEC</b>	<b>PT24</b>	<b>PT25</b>	<b>PT26</b>	<b>PT27</b>	<b>PT28</b>	
CNC avec X	98,1	97,0	96,0	95,1	94,1	
CNC sans X	99,1	99,1	99,1	99,1	99,1	
Ecart	- 1,0	- 2,0	- 3,0	- 4,0	- 5,0	
				<b>TOT</b>	<b>- 15,1</b>	
<b>Impact Xi en 24-28</b>						-2,03%
<b>GAZ</b>	<b>PT24</b>	<b>PT25</b>	<b>PT26</b>	<b>PT27</b>	<b>PT28</b>	
CNC avec X	46,9	45,9	45,0	44,1	43,2	
CNC sans X	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9	
Ecart	- 1,0	- 1,9	- 2,9	- 3,8	- 4,7	
				<b>TOT</b>	<b>- 14,2</b>	



# CNC - Efficience

---



- Les critiques émises lors de l'émission du rapport final de Schwartz and Co sur le lot 1 (méthode de benchmarking) restent d'application et seront rappelées dans notre avis;
- Nous ne comprenons pas le choix du régulateur vers le 1<sup>er</sup> décile versus 1<sup>er</sup> quartile dans le choix des résultats à prendre en compte. En l'absence notamment d'un test de robustesse et de justification des variables représentatives sélectionnées par le modèle.
- Le facteur Xi s'applique déjà la première année de la période régulatoire basé sur des coûts non représentatifs (2019-2020) pour RESA (voir ci-avant);

# CNC – Facteur de qualité

---



- Les indicateurs prévus par la CWaPE feront l'objet de commentaires dans l'avis officiel du 31/08/22 mais nous ne les développons pas ici.

# CNC – Charges additionnelles et FEC



- Les scénarios retenus par Schwartz & Co ne sont pas réalistes pour atteindre la transition énergétique (arrivée massive des VE, progression du PV domestique, etc.). Par ailleurs, depuis la publication du rapport final de Schwartz & Co, d'autres scénarios ont vu le jour; notamment avec des perspectives plus ambitieuses au niveau VE.

Nombre de VE (BE+PHEV) en Wallonie	2028	2030	Nombre PAC en Wallonie	2028	2030	UPD	2030
Schwartz 2022	408 000	495 000	Schwartz 2022	49 000		Schwartz 2022 – Ref	7528 MW (~3300 MW PV dans l'AGW de 2019)
Elia 2021(WAM)	382 000		Elia 2021 (WAM)		~59 000	Elia (adequacy 2021)	3700 MW PV (2028)
FEBIAC reprise par Ph Henry juin 2022	~640 000	840 000	Stratégie régionale de Rénovation (2020)		~500 000 logements rénovés avec système de chauffage décarboné		4300 (2030)
						RePowerEU / Fit for 55	X2 pour Eolien onshore ~15 000 MW (dont au moins 6 000 MW de PV)

- Dans son rapport, Schwartz & Co surestime également l'importance de la flexibilité.
- Le FEC ne comprend pas les coûts liés :
  - Au développement du smartgrid et plus spécifiquement aux développements IT associés;
  - Au développement des nouveaux rôles des GRD (CER, ERO,...);
  - Aux développements IT au sens large.
- Le FEC ne permettra pas de couvrir les effets du plan industriel qui devra être mis sur pied par les GRD pour pouvoir absorber les effets de la transition énergétique, dont l'électrification massive, tout en assurant un réseau de qualité.
- Quid d'une enveloppe « uncertainty » activable en cas de besoin (cf.UK).

# CNC – CONCLUSION

---



- Les CNC estimées de la période 24-28 ne permettront pas à RESA de réaliser ses missions BaU et assurer les investissements liés à la transition énergétique.
- Le manque à gagner 2024 (sans les facteurs d'évolution) est estimé à : **28,9M€**.
- Il n'est pas raisonnable de penser que RESA au vu:
  - De la situation économique actuelle;
  - Des enjeux en terme de:
    - Satisfaction clients
    - Transition énergétiqueva pouvoir assurer des réseaux de qualité et ses missions dans les prochaines années en devant se priver de ces coûts récurrents.
- **Propositions:**
  - Enveloppe normalisée pour 2024: autonomisation – réorganisation – contexte économique - plan industriel.
  - Moy R2020-2021 avec corrections.



# CNC – Autres éléments (non exhaustifs)

---

- Charge fiscale – Double peine + DNA;
- Réductions de valeur Gridfee et clientèle propre – non contrôlables;
- Maintien de la quote-part fixe et variable pour la clientèle propre (SR de 3,4M€ sur 19-20-21 pour RESA);
- Indemnités X – quid base de coûts (0 en 19-20)?;
- Exclusion des provisions ds CNC – quelle est la justification? -> Exclure d'office les provisions des CNC à l'avenir?
- Amortissements: Xi – comment réduire les amortissements du passé? (-> charges non contrôlables).



# Marge équitable

# Rémunération équitable



- Rappel

Décret tarifaire - Art 4, §2, 8° : *la rémunération équitable des capitaux investis dans les actifs régulés permet au gestionnaire de réseau de distribution de **réaliser les investissements nécessaires** à l'exercice de ses missions et **d'assurer l'accès aux différentes sources de financement** de ses activités, le renouvellement et le développement des infrastructures. La rémunération équitable du capital investi assure aux associés ayant investi dans le réseau de distribution un taux de rendement 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*

- La formule et la méthode de détermination des paramètres de la WACC doivent faire l'objet d'une attention particulière en ceci qu'elles impactent immédiatement la capacité des GRD à assurer leurs investissements.

# Marge bénéficiaire équitable

---



- La proposition de méthodologie tarifaire prévoit une réduction de 4,053% à 2,784% de la valeur RAB en 24-28.
- Or cette marge doit permettre aux GRD de :
  - Investir dans le maintien et le développement des réseaux existants
  - Rembourser les intérêts de l'emprunt obligataire et autres emprunts
  - Rembourser progressivement les dettes
  - Distribuer à la Province et aux Communes associées un dividende
- → impact sur la **capacité d'investissement** et de **distribution d'un dividende raisonnable** (<40% du résultat net et 2,3% des fonds propres) aux actionnaires publics, déjà en difficultés au vu du contexte économique.
- → impact sur **l'accès au crédit**.
- → le taux de rémunération sur les capitaux investis proposé (2,784%) **ne peut être considéré comme « équitable »** au vu des attentes actuelles et futures sur les marchés financiers.



# MBE – Coût des fonds propres



- Méthodologiquement, les paramètres de WACC sont aujourd'hui déterminés sur base historique et non prospective. Ceci nous semble incompatible avec le décret tarifaire « [...] *rémunération répond aux attentes du marché* [...] » dès lors qu'un investisseur considérera des rendements futurs et non des données historiques.
- « *Le CAPM est un **modèle prospectif** qui vise à estimer les attentes de rendements **actuelles** des investisseurs pour un actif donné* ». « ... exigeant que tous ses paramètres utilisent des données de marché qui reflètent les attentes actuelles des investisseurs. » (source: rapport TANDEM).
- Le rendement des capitaux investis applicable jusqu'en 2023 aux GRDs en Région Wallonne (5,51% avec Rf de 2,71% ) est déjà sensiblement inférieur à la moyenne/médiane des GRDs en Europe (5,90%/5,97% pour le gaz et 5,79%/5,75% pour l'électricité). (source: rapport TANDEM)
- Le CAPM est composé de:
  - Taux sans risque
  - Béta
  - Prime de risque

# MBE – Coût des fonds propres



- Les paramètres suivants devraient être adaptés pour refléter les attentes du marché:
  - Taux sans risque : **proposition de 0,93% ne reflète pas les attentes actuelles du marché!**
    - Taux basé sur historique s'écarte des pratiques de marché usuelles;
      - Pas un historique des taux mais un taux prospectif ou à tout le moins actuel. En juin, le taux OLO 10 ans est monté jusque 2,51% (slide suivant) et atteint **2,27%** le 28/06/22.
      - Politique monétaire plus restrictive de la BCE -> hausse des taux des obligations d'Etat (OLO);
      - L'état belge vient d'émettre des obligations à 10 ans avec un rendement de **2,295%** (et à 31 ans à 2,801%).
      - Le Bureau Fédéral du Plan estime l'OLO à 10 ans en 2027 à **2,4%!**
    - Correction suite à l'écart de rating entre le fédéral et la RW (3 crans -> 0,5%);
    - Certains régulateurs européens ont introduit des ajustements pour tenir compte du niveau anormalement bas des taux sans risque;
    - Par ailleurs, l'horizon temporel de 10 ans ne nous semble pas compatible avec durée d'investissement des GRD → OLO 30 ans serait plus pertinent. Cet allongement de la maturité permet également de corriger l'effet « conditions de marché exceptionnelles » (quantitative easing).

# MBE – Coût des fonds propres



- Evolution des taux OLO sur les 12 derniers mois (source: [www.lecho.be](http://www.lecho.be), 23 juin 2022)



# MBE – Coût des fonds propres



- Il existe également la possibilité d'estimer un taux sans risque de la période sur base des taux spots actuels; (Rapport OXERA)

Tableau 3.3 Fourchette de rendements totaux du marché nominaux

	Fourchette basse	Fourchette haute
Taux <i>spot</i> des obligations d'État belges	2,30 %	2,66 %
Prime de taux à terme	0,27 %	0,14 %
Prime de confort	0,50 %	1,00 %
<b>Total</b>	<b>3,07 %</b>	<b>3,80 %</b>

Source : analyse d'Oxera.

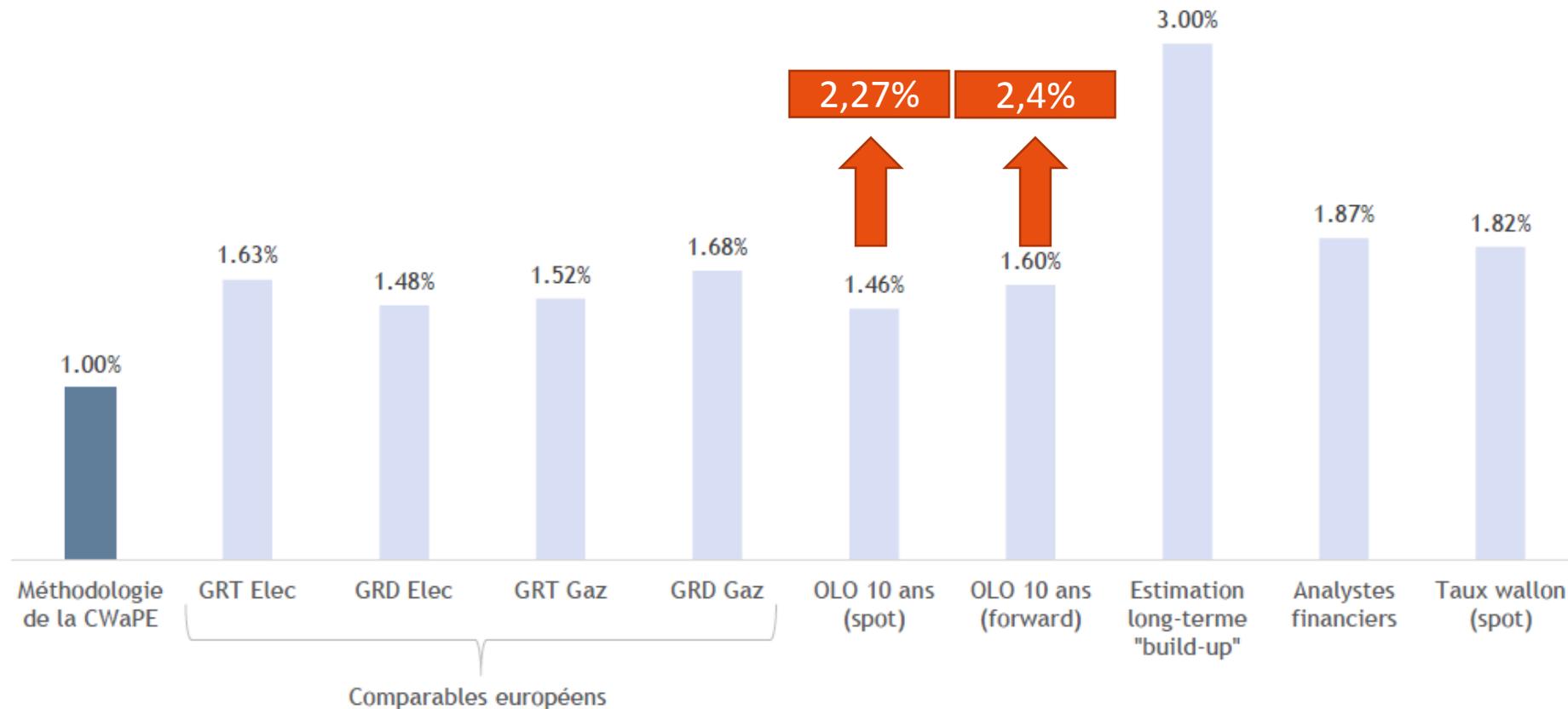
# MBE – Coût des fonds propres



- Prime de risque: proposition de 4,3% ne reflète pas les attentes actuelles du marché!
  - Les analyses historiques ne sont pas représentatives des conditions de marché → utiliser un modèle prospectif;
  - Modèles prospectifs:
    - Dividend Discount Model: MRP belge = 7,6%/8% - Cf. Rapport tandem
    - Earnings Yield Model : MRP belge = 6,7% - Cf. Rapport tandem
  - Si maintien d'un modèle historique :
    - Considérer le bon horizon temporel (vs 1900-2016 Crédit Suisse qui inclut deux guerres mondiales) ;
    - Vérifier la cohérence avec d'autres pays de la zone euro (voir décret tarifaire « [...] comparables dans les pays limitrophes [...] »).
  - Le choix des taux sans risque et de la prime de risque doivent être cohérents.
- Facteur Béta: dans l'ensemble les béta utilisés en Belgique sont en ligne avec les pairs européens.
  - Trois corrections pourraient cependant être apportées à la méthode de la CWaPE et ce faisant, le Béta passerait de 0,71 à 0,75.
  - Cf. rapport Tandem.
  - Par ailleurs, l'incertitude réglementaire a pour effet d'augmenter mécaniquement le béta.

# MBE – Coût des fonds propres

Aperçu des taux sans risque



# MBE – Coût des fonds propres

---



- En outre, la part des fonds propres supérieure au gearing normatif devrait bénéficier d'une prime par rapport à la rémunération de la dette → incitant à une structure prudente.

# MBE – Coût de la dette



- Afin de refléter au plus juste la couverture du coût de financement des GRD, les éléments suivants devraient être pris en compte :
  - Distinguer la dette existante des nouvelles dettes ;
    - Le coût de la dette existante n'est pas maîtrisable et a, par hypothèse, été conclue au taux de marché lors de sa conclusion.
  - Quant aux emprunts futurs, considérer comme couverture les taux historiques obtenus par les GRD revient à ignorer :
    - Qu'une perspective historique n'est pas prospective (« les rendements du passé ne constituent pas un engagement... ») ;
    - Le contexte de hausse des taux ;
    - L'incitation à conclure des financements à court terme afin de bénéficier de taux plus bas → en inadéquation avec l'horizon d'investissement des GRD.
- → **Proposition de clé entre taux dettes anciennes et nouvelles** (rapport OXERA);
- Selon les courbes actuelles de marché, le coût de la dette va sensiblement augmenter dans les prochaines années (cf. rapport Tandem);
- Le taux proposé par la CWaPE actuellement de 1,7% correspond en réalité à une maturité inférieure à 5 ans (cf. rapport Tandem);
- Deux exemples récents: émission de Gasunie (A1) à 3,75% à 12 ans et estimation ING d'un bond RESA à 4,25%.
- Une révision ex-post des taux en cas de dépassement d'un couloir serait également opportun et permettrait une meilleure répartition du risque.
- **Contexte de RESA : refinancement de 300M€ en 2026 → CRITIQUE pour nous que les taux représentent les taux de marché!**
- Une émission obligataire ou un emprunt génère des frais de transaction importants -> nous ne comprenons pas pourquoi la couverture de ces frais a été supprimée.

# MBE – RAB

---



- La dégressivité de la rémunération sur les PV de réévaluation ne nous semble pas économiquement justifiée;
- La réévaluation à l'origine des plus-values iRAB (intervenue en 2001 et 2002) et indexation historique sont historiquement acceptées par les régulateurs. La plus-value iRAB a même fait l'objet d'un accord spécifique du régulateur.
- Valorisation au travers du rapport d'échange → capitaux « investis »
- Cette dégressivité engendre une insécurité juridique et économique pour les GRD.
- Ce point sera plus amplement développé dans notre avis du 31/08.

CONFIDENTIEL



# REVENU AUTORISÉ – VUE GLOBALE

---

CONFIDENTIEL

# RA – VUE GLOBALE & Conclusion

---



- Sur base de la proposition, RESA va devoir travailler avec **moins de revenus qu'en 2023** dans un contexte d'inflation galopante et de transition énergétique attendue de tous!
- Ses coûts liés à ses métiers de base 2023 ne seront simplement plus couverts → RESA devra subir un **facteur d'efficacité supplémentaire** important de par cette non couverture (mécanisme 19-20).
- Elle va devoir mettre en œuvre un **plan de restructuration** drastique avec des conséquences sociales contraires aux obligations décrétales.
- Par ailleurs, RESA travaille en parallèle à l'établissement d'un plan industriel prévoyant une accélération des investissements dans le réseau afin de supporter la transition énergétique. Les premiers résultats de ce plan seront communiqués à la CWaPE fin août 2022. **Le FEC ne sera pas suffisant pour couvrir ce plan.**

# RA – VUE GLOBALE & Conclusion

---



- Les mesures prises par le régulateur dans sa proposition de méthodologie tarifaire vont **influencer négativement la notation de RESA** de par le fait que les coûts de base ne seront plus couverts. → influencer à la hausse le coût de la dette et rendre difficile l'accès au crédit.
- La rémunération des capitaux investis sera **largement en deçà des attentes du marché!** Qui pour investir dans nos réseaux à ces conditions?
- **CONCLUSION:** Compte tenu des enjeux stratégiques, la méthodologie tarifaire proposée est **insoutenable** sur le plan économique et, par là même, **récusable**.

# Tarifs 2024-2028



# Aspects tarifaires

---

- Seront abordés le 8/7
- Adaptations des systèmes informatiques

# Disclaimer



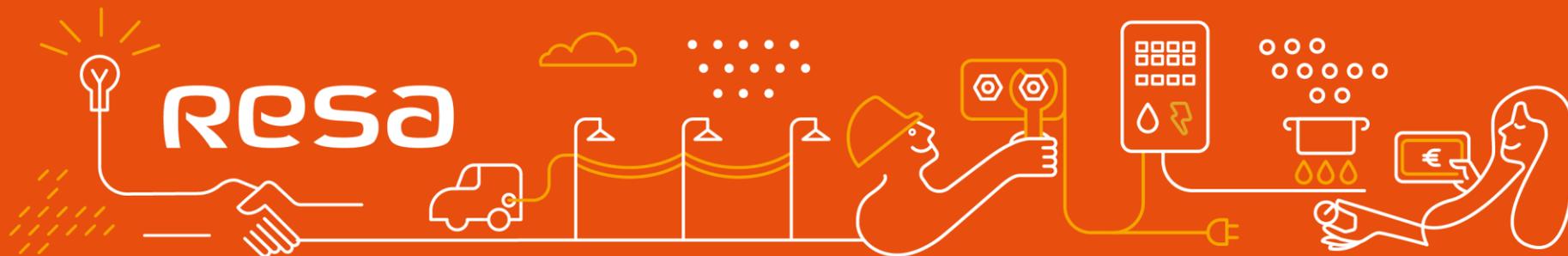


## Disclaimer

- *Les remarques présentées lors de cette réunion ne peuvent être considérées comme exhaustives et la discussion qui s'ensuivra ne pourra pas être considérée comme la position définitive de RESA dans le cadre de la procédure de concertation. En effet, l'avis formel des gestionnaires de réseau de distribution devra être communiqué par le biais d'un formulaire écrit à vous transmettre au plus tard le 31 août 2022. C'est dès lors par l'envoi de ce document que notre position officielle et liante vous sera communiquée.*
- *Le délai de 21 jours ouvrables entre le 31 mai et le 4 juillet ne nous permet matériellement pas de garantir dès cette réunion un recensement et une formulation complète de l'ensemble de nos remarques et encore moins d'assurer de disposer d'une déclinaison de remarques article par article.*

# CONNECTONS NOS ÉNERGIES

**RESA S.A. Intercommunale**  
Rue Sainte-Marie 11 - 4000 Liège  
BE 0847 027 754



**BACK UP**