

Date du document : 31/05/2023

ANNEXE 1

Décision CD-23e31-CWaPE-0773

**MOTIVATION DE LA MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE
APPLICABLE AUX GESTIONNAIRES DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION
D'ÉLECTRICITÉ ET DE GAZ ACTIFS EN RÉGION WALLONNE
POUR LA PÉRIODE RÉGULATOIRE 2025-2029**

TABLE DES MATIÈRES

<i>TITRE I. GÉNÉRALITÉS</i>	5
Chapitre 1 – Objet et définitions	5
Chapitre 2 – Les principes de détermination des tarifs	5
<i>TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ</i>	6
Chapitre 1 – Les éléments constitutifs du revenu autorisé	6
SECTION 1 : LE CALCUL DU REVENU AUTORISÉ	6
SECTION 2 : LES CHARGES NETTES OPÉRATIONNELLES	7
SECTION 3 : LES CHARGES NETTES RELATIVES AU DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS ÉLECTRICITÉ (ARTICLES 14 À 16 ET 154 À 155)	16
SECTION 4 : LA MARGE BÉNÉFICIAIRE ÉQUITABLE.....	18
SECTION 5 : LE TERME « QUALITÉ » (ARTICLES 35 À 40 ET 149 À 153).....	48
SECTION 6 : LA QUOTE-PART DES SOLDES RÉGULATOIRES.....	91
Chapitre 2 – Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé	91
SECTION 1 : DÉTERMINATION DU REVENU AUTORISÉ BUDGÉTÉ <i>EX ANTE</i>	91
SECTION 2 : RÉVISION DU REVENU AUTORISÉ	183
Chapitre 3 – Appréciation du caractère raisonnable du revenu autorisé	187
SECTION 1 : PRINCIPES	187
SECTION 2 : SUR LE PREMIER CRITÈRE	188
SECTION 3 : SUR LE DEUXIÈME CRITÈRE.....	190
SECTION 4 : SUR LE TROISIÈME CRITÈRE	190
SECTION 5 : SUR LE QUATRIÈME CRITÈRE	192
SECTION 6 : SUR LE CINQUIÈME CRITÈRE.....	193
SECTION 7 : SUR LE SIXIÈME CRITÈRE.....	193
Chapitre 4 – La procédure d’approbation du revenu autorisé	194
<i>TITRE III. LA FIXATION ET LE CONTRÔLE DES TARIFS DE DISTRIBUTION</i>	195
Chapitre 1 – Les tarifs périodiques de distribution	195
SECTION 1 : GÉNÉRALITÉS	195
SECTION 2 : LES TARIFS PÉRIODIQUES DE DISTRIBUTION D’ÉLECTRICITÉ.....	197
SECTION 3 : LES TARIFS PÉRIODIQUES DE DISTRIBUTION DE GAZ	283
Chapitre 2 – Les tarifs non-périodiques de distribution	284
SECTION 1 : GÉNÉRALITÉS	284
SECTION 2 : HARMONISATION ET UNIFORMISATION	286

TABLE DES MATIÈRES

SECTION 3 : PRESTATIONS PARTICULIÈRES	288
Chapitre 3 – Révision des tarifs périodiques et non-périodiques	292
Chapitre 4 – Les procédures d’approbation des tarifs	293
Chapitre 5 – Les tarifs provisoires	293
Chapitre 6 – Le contrôle des tarifs	293
<i>TITRE IV. LE CALCUL ET LE CONTRÔLE DES ÉCARTS ENTRE LE BUDGET ET LA RÉALITÉ</i>	<i>294</i>
Chapitre 1 – Le traitement des écarts entre le budget et la réalité	294
SECTION 1 : LES CATÉGORIES D’ÉCART	294
SECTION 2 : DÉTERMINATION ET AFFECTATION DU SOLDE RÉGULATOIRE TOTAL ANNUEL.....	300
Chapitre 2 – La procédure de contrôle des écarts entre le budget et la réalité et la révision du tarif pour les soldes régulateurs	300
<i>TITRE V. LA FIXATION DES TARIFS DE REFACTURATION DU TRANSPORT D’ÉLECTRICITÉ</i>	<i>302</i>
Chapitre 1 – Les tarifs de refacturation du transport d’électricité.....	303
SECTION 1 : GÉNÉRALITÉS	303
SECTION 2 : LES TARIFS DE REFACTURATION DU TRANSPORT	304
Chapitre 2 – La procédure d’approbation des tarifs de refacturation du transport.....	311
Chapitre 3 – Le traitement des écarts entre les charges et les recettes réelles	311
Chapitre 4 – La procédure d’approbation du solde régulateur global de transport.....	312
<i>TITRE VI. LES RÈGLES RÉGULATOIRES ET DE PUBLICITÉ</i>	<i>313</i>
Chapitre 1 – Les règles régulateurs et les rapports des commissaires	313
SECTION 1 : LES RÈGLES RÉGULATOIRES (ART. 204 À 206)	313
SECTION 2 : L’ABSENCE DE SUBSIDIATION CROISÉE ET LA TENUE D’UNE COMPTABILITÉ SÉPARÉE (ART. 207 À 209)	313
SECTION 3 : LES RAPPORTS DES COMMISSAIRES (ART. 210 À 213)	313
Chapitre 2 – La publicité des actes de portées individuelle ou collective de la CWaPE.....	313
<i>ANNEXES.....</i>	<i>314</i>

Commentaires des articles

MT2025-2029 - MOTIVATION

TITRE I. GÉNÉRALITÉS

CHAPITRE 1 – OBJET ET DÉFINITIONS

Les dispositions du Chapitre 1 « Objet et définitions » du Titre 1 « Généralités » (articles 1^{er} à 3) n'appellent pas de commentaire particulier.

La CWaPE a ainsi décidé de maintenir le principe d'une période régulatoire d'une durée de cinq ans, conformément à l'article 4, § 2, 3°, du décret tarifaire qui prévoit la détermination de la période régulatoire avec un objectif de stabilité.

Les définitions sont, quant à elles, en grande partie identiques à celles contenues dans la méthodologie tarifaire 2019-2023. Les modifications apportées sont les suivantes :

- suppression des définitions des notions qui ne sont plus utilisées dans la présente méthodologie tarifaire : charge nette de base, charge nette de transformation et charges nettes liées aux immobilisations ;
- ajout des définitions de nouveaux termes utilisés dans la présente méthodologie tarifaire ou permettant de préciser certains termes déjà présents dans la méthodologie tarifaire 2019-2023 : « capacité de rebours », « électricité brute », « électricité nette », « électricité partagée », « électricité partagée consommée », « électricité résiduelle », « plus-value indexation historique », « plus-value de réévaluation », « projet pilote », « rapport qualité », « RTDE », « RTDG », « solde régulatoire » et « zone résidentielle » ;
- la définition de compteurs communicants a été supprimée, celle-ci étant reprise dans le décret électricité tel que modifié par le décret du 5 mai 2022 modifiant diverses dispositions en matière d'énergie dans le cadre de la transposition partielle des directives 2019/944/UE du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et 2018/2001/UE du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et en vue d'adapter les principes relatifs à la méthodologie tarifaire.

CHAPITRE 2 – LES PRINCIPES DE DÉTERMINATION DES TARIFS

Les dispositions du Chapitre 2 « *Les principes de détermination des tarifs* » du Titre 1 « Généralités » (articles 4 à 7) s'inscrivent dans la continuité du principe, prévu par le décret tarifaire (notamment son article 4, § 2, 1°), de l'approbation des tarifs de distribution périodiques et non-périodiques en deux phases, en l'explicitant.

Ces dispositions sont identiques à celles de la méthodologie tarifaire 2019-2023 dans la mesure où celles-ci conservent toute leur pertinence et où leur application n'a pas suscité de difficulté particulière.

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ

CHAPITRE 1 – LES ÉLÉMENTS CONSTITUTIFS DU REVENU AUTORISÉ

SECTION 1 : LE CALCUL DU REVENU AUTORISÉ

À l'article 8, la CWaPE détermine les éléments constitutifs du revenu autorisé des GRD et ce, en application de l'article 1^{er}, 2^o, du décret tarifaire. Ces éléments constitutifs sont au nombre de cinq, à savoir les charges nettes opérationnelles, les charges nettes relatives aux compteurs communicants électricité, la marge bénéficiaire, le terme « qualité » et la quote-part des soldes régulateurs.

Par rapport à la méthodologie tarifaire 2019-2023, ne figurent plus parmi les éléments constitutifs du revenu autorisé, les charges nettes relatives aux projets spécifiques.

Pour rappel, l'instauration des projets spécifiques dans la méthodologie tarifaire 2019-2023 avait comme objectif de permettre aux GRD de bénéficier d'un budget complémentaire afin de mettre en œuvre des projets novateurs, au-delà de leurs activités *Business As Usual*, à condition que ces projets présentent une rentabilité positive à long terme pour les URD.

La méthodologie tarifaire 2019-2023 prévoyait ainsi deux projets éligibles à un budget complémentaire, à savoir le déploiement des compteurs communicants électricité et gaz et la promotion du gaz naturel.

Depuis juillet 2018, le déploiement des compteurs communicants électricité est encadré par un décret qui régit les segments d'URD qui peuvent bénéficier d'un compteur communicant ainsi que les objectifs à atteindre par les GRD à l'horizon 2029 en termes de nombre de compteurs communicants à placer. Le projet de déploiement des compteurs communicants électricité est dès lors devenu une nouvelle mission à accomplir pour les GRD, indépendamment de la rentabilité de celle-ci.

Le déploiement des compteurs communicants électricité a débuté en janvier 2020 chez ORES et RESA et en 2022 à l'AIEG, l'AIESH et au REW. Le déploiement des compteurs communicants gaz a, quant à lui, débuté en 2021.

Le placement des compteurs communicants devient progressivement une activité « classique/usuelle » pour les GRD au même titre que le placement de compteurs électromécaniques et remplace l'activité de pose des compteurs à budget *payguard* qui ne sont plus fabriqués depuis 2021.

Aussi, étant donné que le projet de déploiement des compteurs communicants ne nécessite plus d'être rentable pour être mis en œuvre et ne nécessite plus un suivi particulier, la CWaPE a considéré que le régime de projet spécifique n'était plus adéquat, ni pertinent pour ce projet.

De même, les projets de promotion du gaz naturel menés par ORES et RESA depuis respectivement 2015 et 2017 sont progressivement devenus des activités habituelles des deux GRD gaz et ne nécessitent plus un suivi particulier. La CWaPE a dès lors également considéré que le régime de projet spécifique n'était plus adéquat ni pertinent, pour ce projet.

La suppression du régime des projets spécifiques ne signifie pas pour autant que les GRD wallons ne disposent plus, au cours de la période régulatoire 2025-2029, des moyens financiers nécessaires pour assurer le déploiement des compteurs communicants. En effet, les coûts du projet de déploiement des compteurs communicants électricité font partie intégrante des coûts contrôlables des années 2025 à 2029 à travers l'ajout du terme « charges nettes relatives aux compteurs électricité de l'année N » dans la formule de détermination du montant maximal des coûts contrôlables.

La suppression du régime des projets spécifiques représente également un allègement de la charge de travail dans le chef des GRD et de la CWaPE, ainsi qu'une simplification de la méthodologie tarifaire, ce qui est l'un des objectifs poursuivis par la CWaPE.

Pour le surplus, les dispositions restent identiques à la méthodologie tarifaire 2019-2023, dans la mesure où celles-ci conservent toute leur pertinence et où leur application n'a pas suscité de difficulté particulière.

SECTION 2 : LES CHARGES NETTES OPÉRATIONNELLES

Aux articles 9 et 10, la CWaPE définit la notion et les natures comptables des charges nettes opérationnelles en application de l'article 3, 1°, du décret tarifaire.

Les articles 11, 12 et 13 classifient ces charges nettes opérationnelles selon deux catégories, les charges dites contrôlables et les charges dites non contrôlables, en fonction de l'existence ou non d'une possibilité de contrôle direct sur ces charges par le GRD.

Par contrôle direct, la CWaPE vise la possibilité dont dispose le GRD de limiter ses coûts et ce, par ses propres décisions, étant entendu que le fait de ne pas maîtriser tous les éléments d'un coût n'empêche pas les GRD de disposer de moyens pour limiter celui-ci. D'un point de vue économique, les coûts sont influencés tant par des facteurs internes que par des circonstances externes issues d'un contexte global non contrôlable dont les acteurs doivent tenir compte pour gérer au mieux leurs activités.

La classification des charges en non contrôlables se justifie à chaque fois par l'un des deux constats suivants :

- les éléments de coûts sont exclusivement impactés par des facteurs exogènes qui sont en dehors du champ d'influence direct des GRD. Sont ainsi visées par ce premier critère : les charges de transit, les charges de réconciliation, les coûts d'achat d'électricité pour la couverture des pertes, les coûts des pensions non capitalisées, les charges relatives à la redevance de voirie, les taxes, surcharges, les charges fiscales liées à l'impôt des sociétés et les cotisations de responsabilisation ;
- il existe un risque de prévisibilité des volumes relatif d'une part, à l'exécution d'obligations de service public imposées aux gestionnaires de réseau par le législateur et d'autre part à ses achats de pertes en réseau électrique. Sont ainsi visées par ce second critère : les achats et les ventes d'électricité ou de gaz, les achats de certificats verts, et les coûts de réseau liés à l'alimentation de la clientèle propre du GRD ainsi que les achats de gaz SER.

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ
Chapitre 1 – Les éléments constitutifs du revenu autorisé
Section 2 : Les charges nettes opérationnelles

Les coûts liés à la gestion administrative ou technique de coûts non contrôlables ne sont en revanche pas considérés comme des coûts non contrôlables dans la mesure où ils sont directement liés au contrôle des GRD et ne rentrent pas dans le cadre de la neutralisation d'un facteur exogène ou d'un risque de prévisibilité de volumes.

Dans la mesure où elles conservent toute leur pertinence et où leur application n'a pas suscité de difficulté particulière, ces dispositions sont similaires à la méthodologie tarifaire 2019-2023, à l'exception des modifications suivantes :

1. A la suite de la demande d'ORES, formulée lors de la concertation et que la CWaPE estime fondée, les factures émises par d'autres sociétés que FeReSo dans le cadre de processus de réconciliation sont également considérées comme des coûts/produits non contrôlables ;
2. Alors que la méthodologie tarifaire 2019-2023 classait, parmi les charges non contrôlables, l'intégralité de la charge fiscale effectivement due résultant de l'application de l'impôt des sociétés sur le résultat comptable du GRD, la présente méthodologie tarifaire précise désormais que seule la charge fiscale (impôt des sociétés) strictement applicable à la marge bénéficiaire équitable (plafonnée au montant de la charge fiscale effectivement due par le GRD lorsque cette dernière est inférieure) est un coût non contrôlable.

Cette modification permet d'éviter que la charge fiscale applicable au *bonus* du GRD ne soit répercutée sur les URD via le solde régulateur.

En effet, lorsque le GRD réalise un *bonus*, cela génère un bénéfice supplémentaire – c'est-à-dire au-delà de la marge bénéficiaire équitable - ainsi qu'une charge fiscale supplémentaire. Celle-ci étant la conséquence directe du contrôle exercé et du gain réalisé par le GRD sur ses coûts contrôlables, elle ne peut par conséquent pas être considérée comme non contrôlable. C'est en effet parce que le GRD dépense finalement moins que le budget de coûts contrôlables qui lui a été initialement octroyé, qu'il dégage un bénéfice additionnel et qu'une charge fiscale supplémentaire est donc due.

Cette situation crée, en outre, un déséquilibre non justifié entre le GRD et les URD puisque ces derniers supportent/paient la charge fiscale supplémentaire applicable sur le *bonus* tandis que le *bonus* revient quant à lui intégralement au GRD. En d'autres termes, le GRD dégage un profit complémentaire (*bonus*) dont l'impact fiscal est pris en charge par les URD. La modification apportée par la CWaPE quant à la définition de la charge fiscale considérée comme non contrôlable permet de mettre un terme à ce déséquilibre. Ainsi, si le GRD réalise un *bonus*, la charge fiscale applicable au *bonus* est à la charge du GRD.

En cas de *malus*, le résultat du GRD est inférieur à la marge équitable et la charge fiscale effectivement due sera inférieure à la charge fiscale strictement applicable à la marge bénéficiaire équitable. Dans ce cas, il convient que ce soit la charge fiscale effectivement due qui soit prise en charge par les URD afin d'éviter que ces derniers ne paient une charge fiscale « fictive » en répercutant la charge fiscale applicable à la marge équitable dans les tarifs de distribution. C'est pour cette raison que le projet de méthodologie tarifaire prévoit à l'article 12, 8°, que la charge fiscale strictement applicable à la marge bénéficiaire est plafonnée au montant de la charge fiscale effectivement due par le GRD lorsque cette dernière est inférieure.

À la suite de la concertation et de la consultation, la CWaPE a décidé de maintenir ce principe en y apportant des modifications afin de rendre la disposition plus claire.

La FEBEG a réagi et est en faveur du principe proposé par la CWaPE.

Deux GRD ont réagi : ils souhaitent des précisions concernant la mise en œuvre de cette disposition ou une reformulation de celle-ci. La CWaPE comprend que la question de formulation de l'article pose question et a rephrasé l'article afin que la disposition soit clarifiée. Les modèles de rapport *ex post* électricité et gaz précisent les montants à intégrer en cas de bonus et le mécanisme d'exclusion de l'impôt du bonus de la charge fiscale.

ORES pose la question du traitement de l'amortissement de la plus-value de réévaluation qui est aujourd'hui considérée comme une dépense non admise (DNA). La CWaPE précise que l'amortissement de la plus-value de réévaluation reste une DNA, conformément à ses décisions antérieures.

RESA a réagi en ces termes :

« Nous comprenons de cet article que, en cas de bonus, la charge fiscale relative ne peut pas être portée à charge de l'URD et qu'en cas de malus, cela diminue la charge fiscale à porter à charge de l'URD. Cela vaut également pour les éventuels résultats dégagés sur des activités non régulées.

Si nous pouvons comprendre le souhait de la CWaPE de ne pas faire porter à charge des URD la charge fiscale sur les bonus dégagés, nous pensons cependant que ce traitement asymétrique n'est pas équitable puisque la charge fiscale du GRD devient contrôlable ou non contrôlable en fonction des résultats financiers du GRD.

En ce qui concerne RESA, ce débat avait déjà eu lieu lors des rapports annuels précédents puisque la CWaPE avait une position différente en cas, non pas de bonus/malus, mais bien en cas de résultat positif/négatif des activités non régulées de RESA.

En outre, l'article, comme il est rédigé actuellement, porte à confusion concernant le traitement d'éléments fiscaux tels que les DNA, ... qui viennent s'ajouter ou se soustraire aux résultats à proprement parler du GRD. Les DNA font en effet partie intégrante de l'activité d'un RD et ne doivent pas être rejetées (chèque-repas, véhicules, ...) de la charge fiscale du GRD.

Par ailleurs, RESA a eu l'occasion d'exprimer, lors de la réunion de concertation du 4/7/22, à la CWaPE la problématique fiscale des amortissements sur les plus-values de réévaluation. Nous sommes également d'avis que ces DNA doivent rester intégrées à la partie non contrôlable de la charge fiscale du GRD étant donné que la CWaPE ne remet pas en cause l'amortissement de ces plus-values au sein des charges du GRD. »

La CWaPE ne suit toutefois pas ce raisonnement en ce sens que, dans l'hypothèse visée par RESA, le traitement fiscal de l'activité non régulée n'aurait pas été plus avantageux si elle avait été isolée de l'activité régulée. Prise isolément, l'activité non régulée qui ferait une perte serait en effet simplement sans charge fiscale. Il ne se justifierait donc pas que, parce que l'activité régulée en bénéfice (marge bénéficiaire équitable garantie et couverte par le tarif) voit sa charge fiscale réduite grâce à la perte d'une autre activité, ce « gain fiscal » soit transféré à l'autre activité qui serait donc avantagée par son association à une activité régulée. Ce transfert constituerait en réalité un subside croisé interdit. La CWaPE estime donc qu'un traitement asymétrique de la charge fiscale reste justifié.

Pour répondre à la question de la répartition du bonus ou malus (et des éventuelles activités non régulées du GRD), la répartition se fera à partir des bases imposables.

3. La référence faite aux primes « Quali watt » a été supprimée. Le régime « Quali watt » a pris fin le 1^{er} juillet 2018. Les dernières primes Quali watt seront versées par les GRD aux URD en

2023. Il n’y a donc plus lieu de tenir compte de ces charges dans le calcul du revenu autorisé des GRD pour les années 2025 à 2029 ;

4. La référence faites aux indemnités résultant du retard de placement des compteurs à budget versées par le GRD aux fournisseurs commerciaux d’électricité et de gaz, a été supprimée de la catégorie des coûts non-contrôlables. En effet, l’intervention forfaitaire prévue en cas de dépassement du délai de 40 jours imposé pour le placement d’un compteur à budget ou l’activation de la fonction de prépaiement¹ n’est due que lorsque ce dépassement est imputable au gestionnaire de réseau et relève donc de sa responsabilité. Cette intervention forfaitaire ne répond donc en réalité pas à la notion de coût non-contrôlable telle qu’explicitée ci-dessus. Il apparaît, en outre, que considérer cette intervention forfaitaire comme un coût non contrôlable (et donc susceptible d’être répercuté sur l’URD) aurait pour effet de la priver de son pouvoir incitatif au respect du délai réglementaire de 40 jours, puisque le GRD n’assumerait pas les conséquences financières du non-respect de ce délai. Lors de la concertation, RESA a demandé le maintien de cette catégorie de coûts en non-contrôlable au motif que le GRD n’est pas forcément responsable dans tous les cas du retard dans le placement des compteurs à prépaiement.

La CWaPE n’a pas donné de suite favorable à cette demande dans la mesure où l’article 34, 3°, c), du décret du 12 avril 2001 relatif à l’organisation du marché régional de l’électricité prévoit que :

« Après avis de la CWaPE, le Gouvernement wallon impose, selon le cas, aux gestionnaires de réseaux de distribution et/ou au gestionnaire de réseau de transport local, des obligations de service public clairement définies, transparentes, non discriminatoires et dont le respect fait l’objet d’un contrôle par la CWaPE, entre autres les obligations suivantes : [...]

3° en matière sociale, notamment : [...]

c), assurer le placement d’un compteur à budget ou de l’activation de la fonction de prépaiement conformément à l’article 33bis/1, alinéa 2. Si le gestionnaire de réseau de distribution dépasse, pour des raisons qui lui sont imputables, le délai de placement établi par le Gouvernement, il sera redevable au fournisseur qui a introduit la demande de placement du compteur à budget ou de l’activation de la fonction de prépaiement d’une intervention forfaitaire dont la méthode de calcul du montant est fixée par le Gouvernement après avis de la CWaPE ». (La CWaPE souligne).

Il découle en effet de cette disposition (de même que de l’article 32 du décret du 19 décembre 2002 relatif à l’organisation du marché régional du gaz) que les indemnités versées aux fournisseurs en vertu des décrets électricité et gaz sont réputées provenir d’un dépassement imputable au GRD. Rien ne justifierait donc que la CWaPE, dans la présente méthodologie tarifaire, revienne sur le caractère imputable au GRD ou non du dépassement du délai légal de pose d’un compteur à prépaiement.

¹ Par les décrets électricité (article 34, § 1^{er}, 3°, c)) et gaz (article 32, § 1^{er}, 3°, c)) ainsi que par l’arrêté du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché de l’électricité (article 31, § 5, alinéa 2) et l’arrêté du Gouvernement Wallon du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché du gaz (article 34, § 6, alinéa 2).

RESA a, en outre, demandé que le budget des coûts contrôlables des années 2025-2029 soit revu à la hausse pour tenir compte des éventuelles indemnités de retard que le GRD devrait payer au cours de la période régulatoire.

La CWaPE ne peut répondre favorablement à cette demande de RESA. En effet, les indemnités de retard de placement sont des pénalités pour lesquelles le GRD devrait tout mettre en œuvre pour éviter de devoir payer. La CWaPE ne peut souscrire à l'hypothèse de considérer ces indemnités comme des coûts « *Business As Usual* » récurrents, ce qui reviendrait à légitimer le fait que les GRD dépassent le délai légal qui leur est imposé. De plus, la CWaPE rappelle que le système d'indemnité forfaitaire permet de réduire les coûts liés à l'alimentation des clients sous fournisseur X (puisque ces clients restent clients du fournisseur commercial au lieu de devenir clients du GRD).

Les coûts liés à l'alimentation des clients sous fournisseur X inclus dans les coûts contrôlables réels des années 2019 à 2021 seront extrapolés dans les coûts contrôlables budgétés 2025-2029, alors qu'ils ne devraient plus être supportés par le GRD. Ce mécanisme donne par conséquent une certaine « marge » aux GRD pour comptabiliser les éventuelles indemnités qu'ils devront éventuellement verser aux fournisseurs au cours de la période régulatoire 2025-2029, ce d'autant plus que la CWaPE estime que le montant des indemnités devrait être nettement inférieur aux coûts de la procédure « fournisseur X ».

La mise en œuvre du décret Juge de Paix et les mises à jour des AGW OSP et arrêtés ministériels encadrant les procédures d'activation de la fonction de prépaiement ne modifient pratiquement pas les obligations à charge du GRD en matière de placement d'un compteur à prépaiement. En effet, les GRD ont toujours la même obligation de placer un compteur à prépaiement dans les 40 jours après réception de la demande qu'elle émane du client, du fournisseur ou du Juge de Paix. Ils ont cependant une nouvelle obligation d'activer endéans les 15 jours la fonction de prépaiement d'un compteur communicant déjà placé. Les GRD ne devraient *a priori* pas dépasser ce délai étant donné qu'il s'agit d'une manipulation informatique qui se fait à distance.

5. Les montants définitivement non recouverts par le GRD à la suite d'une faillite ou d'une réorganisation judiciaire d'un fournisseur sont désormais considérés comme des coûts non contrôlables, pour autant que le GRD démontre qu'il a préalablement strictement appliqué tous les moyens de contrôle mis à sa disposition, notamment les dispositions prévues dans le contrat d'accès, qui lui permettent de sécuriser (garanties bancaires, lettre de confort...) et de recouvrer sa créance (rappel, mise en demeure, citation...).

Cette modification fait suite à la demande des GRD ORES, RESA et REW de considérer que l'ensemble des créances « impayées » soient traitées comme des coûts non contrôlables, qu'elles concernent les fournisseurs commerciaux (ORES, RESA et REW) ou les clients propres des GRD (client x, client social, client devis...) (ORES et RESA).

La CWaPE ne répond que partiellement à la demande des GRD dans la mesure où qu'ils s'agissent de créances irrécouvrables issues des clients propres ou de créances irrécouvrables issues des fournisseurs commerciaux, il existe pour le GRD de nombreuses possibilités pour limiter les coûts des créances irrécouvrables, telles que listées de manière non exhaustive ci-dessous :

- Rappels (un ou plusieurs) selon différents canaux de communication (SMS, mail, courrier...);
- Mise en demeure ;

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ
Chapitre 1 – Les éléments constitutifs du revenu autorisé
Section 2 : Les charges nettes opérationnelles

- Accord à l’amiable / facilité de paiement ;
- Garanties bancaires ;
- Intérêts de retard ;
- Réorganisation judiciaire ;
- Assurance-crédit ;
- Société de recouvrement ;
- Sociétés d’affacturage (factoring) ;
- Phase judiciaire ;
- Contrat d’accès spécifiquement pour les fournisseurs ;
- Etc.

Dans leurs commentaires, ORES et RESA ont transmis leur procédure de contrôle interne relatives à la gestion des créances impayées tant en ce qui concerne leur clientèle propre que les créances sur les fournisseurs commerciaux. L’analyse de ces procédures met clairement en évidence la mise en œuvre effective de moyens de contrôle direct sur les charges relatives aux créances « impayées ».

Il est donc indéniable que le GRD dispose de la possibilité de limiter ses coûts et ce, par ses propres décisions, étant entendu que le fait de ne pas maîtriser tous les éléments d’un coût n’empêche pas les GRD de disposer des moyens pour limiter celui-ci.

En d’autres termes, les créances irrécouvrables/impayées répondent effectivement à la définition d’un coût contrôlable.

Le fait, en ce qui concerne les créances irrécouvrables issues des fournisseurs commerciaux, que les GRD n’ont pas le choix des fournisseurs commerciaux (l’octroi de la licence de fourniture dépendant de la CWaPE), qu’ils sont soumis aux dispositions des contrats d’accès et qu’il a récemment été demandé aux GRD d’accorder une certaine latitude à certains fournisseurs en difficulté en accordant des délais supplémentaires, n’est pas, selon la CWaPE, de nature à rendre ces coûts non contrôlables :

- dans les faits, les moyens de contrôle mis en œuvre dans le cas des créances impayées relatives aux fournisseurs sont en effet plus approfondis que pour les clients propres. Les GRD ont des moyens supplémentaires de contrôle, notamment par le biais du monitoring de la solvabilité financière des fournisseurs à travers les dispositions du contrat d’accès et la prise de mesures en cas de risques (garantie bancaire, lettre de confort de la maison-mère). Les fournisseurs doivent, en outre, disposer, tant lors de l’introduction de la demande qu’après la délivrance de la licence, d’une capacité financière suffisante pour l’exercice des activités visées par la demande².
- la CWaPE rappelle que ce sont les GRD qui sont à l’initiative des contrats d’accès des fournisseurs qu’ils soumettent à l’approbation de la CWaPE. S’il s’avère que les garanties déterminées au travers des contrats d’accès et de leurs conditions générales sont insuffisantes, les GRD devraient requérir une mise à jour de ces conditions dans le cadre de discussion avec l’ensemble des acteurs de marché.

Pour pallier - de manière structurelle - le caractère potentiellement inadapté des conditions d’accès, la CWaPE plaide d’ailleurs pour une analyse approfondie de ces

² Article 8 de l’arrêté du Gouvernement wallon relatif à la licence de fourniture d’électricité du 21 mars 2002 et article 8 de l’arrêté du Gouvernement wallon relatif à la licence de fourniture de gaz du 16 octobre 2003.

dernières, suivie le cas échéant d'une mise à jour des contrats d'accès et de leurs conditions générales. Il conviendra, dans ce cadre, d'atteindre un certain équilibre. Les garanties financières doivent en effet être assez strictes pour s'assurer de la capacité financière du fournisseur tout en n'étant pas trop contraignantes, au risque d'être un frein trop important à l'entrée sur le marché en Région wallonne. Le retrait trop simple de licences ou de contrats d'accès des fournisseurs n'apparaît pas non plus bénéfique du fait des implications à court terme pour les clients concernés ainsi que de la réduction à moyen terme de la concurrence sur le marché wallon de l'énergie ;

- il est vrai que la CWaPE a récemment demandé aux GRD d'être plus souples vis-à-vis de certains fournisseurs. Cette demande était toutefois liée au contexte exceptionnel de la crise que nous connaissons. Elle visait à éviter un effet domino et la chute en cascade des fournisseurs et avait pour objectif la poursuite de l'activité par le fournisseur de manière à, *in fine*, permettre une récupération des créances par les GRD. La CWaPE tient en outre à souligner que cette demande n'a été formulée qu'après discussion avec les parties prenantes pour évaluer le risque encouru et tenait compte du fait que le contrat actuel (historiquement rédigé par les GRD eux-mêmes) n'était pas tout à fait réaliste, voire trop contraignant, ni adapté pour apprécier *in concreto* la liquidité des fournisseurs en année N (le contrat reposant sur des références notamment à l'année N-1).

Compte tenu de cette latitude parfois demandée aux GRD et de l'obligation pour ces derniers de respecter des délais précis en application du contrat d'accès, ce qui pourrait exposer le GRD à une créance impayée supérieure à celle qu'il aurait dû supporter s'il avait pu agir plus rapidement, la CWaPE estime en revanche qu'il est justifié de considérer comme non contrôlables les créances sur les fournisseurs commerciaux qui deviendraient définitivement irrécouvrables à la suite d'une réorganisation judiciaire ou d'une faillite du fournisseur commercial, pour autant que le GRD soit en mesure de démontrer qu'il a auparavant bien appliqué tous les moyens de contrôle mis à sa disposition, notamment les dispositions prévues dans le contrat d'accès, qui lui permettent de sécuriser (garanties bancaires, lettre de confort...) et de recouvrer sa créance (rappel, mise en demeure, citation...).

La CWaPE n'a en revanche pas donné de suite favorable :

1. à la demande formulée par ORES, lors de la concertation, de « *neutraliser dans les années de départ les recettes issues des TNP qui viennent aujourd'hui en déduction des charges nettes contrôlables et que ces recettes soient ajoutées à la liste des charges et produits opérationnels non contrôlables reprise à l'article 12* ». La grande majorité des recettes issues des tarifs non-périodiques vient en effet en déduction des coûts d'investissements. Ces recettes viennent réduire les charges d'amortissement du GRD qui sont des coûts contrôlables. On peut donc considérer que la majorité des recettes issues des tarifs non périodiques sont des produits contrôlables. Par conséquent, afin d'assurer une cohérence et de ne pas créer d'effet d'aubaine, la CWaPE maintient la position adoptée dans la méthodologie tarifaire 2019-2023 de classer les recettes issues des tarifs non périodiques qui sont comptabilisées directement dans le compte de résultat du GRD comme des recettes contrôlables également ;
2. à la demande formulée par RESA et l'AIEG, lors de la concertation, de qualifier de non contrôlables les coûts de production d'électricité et de gaz des GRD, de même que les coûts d'achat de cette énergie directement auprès d'un producteur.

L'article 31, (5), de la directive 2019/944 dispose que : « *chaque gestionnaire de réseau de distribution agit en tant que facilitateur neutre du marché lorsqu'il se procure l'énergie qu'il utilise pour couvrir les pertes d'énergie dans son réseau selon des procédures transparentes, non discriminatoires et reposant sur les règles du marché, lorsqu'il est chargé de cette fonction* ». Cette disposition vise un achat externe d'énergie nécessaire pour couvrir les pertes du réseau et impose de traiter les co-contractants (producteurs ou fournisseurs) potentiels de manière neutre, transparente et non-discriminatoire. Les GRD n'ont, en principe, pas vocation à exercer d'autres activités que celle de distribution.

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

L'article 8, § 1^{er}, alinéa 2, du décret du 12 avril 2001 autorise les GRD à « *réaliser des activités de production d'électricité issue de sources d'énergie renouvelable* » à condition que l'électricité ainsi produite soit « *exclusivement utilisée afin d'alimenter ses propres installations, pour compenser ses pertes de réseau et pour fournir les clients finals dans les cas prévus par le présent décret* ». L'article 11, § 2, 9^o, du décret du 12 avril 2001 identifie comme tâche confiée aux GRD « *la production ou l'achat d'énergie pour couvrir les pertes et maintenir une capacité de réserve* ». Le GRD a, par conséquent, le choix entre un achat externe et une production, mais ce choix doit être mis en œuvre « *s selon des procédures transparentes et non-discriminatoires en donnant la priorité à l'électricité verte lorsque celle-ci n'engendre pas de surcoût et en agissant comme facilitateur neutre du marché* », conformément à l'article 11, § 2, alinéa 2, 9^o, du décret électricité et tout en respectant le prescrit de l'article 11, § 1^{er}, alinéa 2, du même décret lequel énonce que: "*Le gestionnaire de réseau assure l'exercice des missions définies au présent décret de manière indépendante, transparente et non discriminatoire vis-à-vis de tout producteur, fournisseur, intermédiaire et client final.*" .

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

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

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

fournisseur et de la production sont suffisamment différentes pour pouvoir être traitées différemment.

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

3. à la demande formulée par l'AIEG, lors de la concertation, de qualifier de non contrôlable « *l'éventuel dommage à payer en cas de désignation en 2023 dans une nouvelle commune* ». La CWaPE n'aperçoit en effet pas de quelle indemnité il pourrait être question. L'article 10bis du décret électricité évoque certes l'indemnité d'expropriation et le dommage à réparer éventuellement causé par une commune lorsqu'elle se retire d'une intercommunale. Dans les deux cas, il s'agit toutefois d'une indemnité qui incombe à la commune et non un coût non contrôlable pour le GRD ; et
4. à la demande, formulée par la FEBEG lors de la consultation publique, de faire compenser par les GRD les créances irrécouvrables des fournisseurs relatives aux coûts de réseau. Cette question est en effet réglée par l'article 20 du décret tarifaire³ et il ne revient pas à la CWaPE de créer, à travers la méthodologie tarifaire, un mécanisme de compensation en faveur des fournisseurs.

³ « Le fournisseur intègre dans sa facturation au client final les tarifs de réseaux approuvés par la CWaPE et reverse au gestionnaire de réseau la totalité des sommes dues au titre de l'utilisation du réseau, y compris les montants non recouverts auprès des clients finals ».

SECTION 3 : LES CHARGES NETTES RELATIVES AU DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS ÉLECTRICITÉ (ARTICLES 14 À 16 ET 154 À 155)

Aux articles 14 à 16, la CWaPE définit la notion et le traitement des charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants « électricité » ainsi que la définition d'impact marginal en application de l'article 4, §2, 22°, du décret du 19 janvier 2017.

Les articles 154 et 155 expliquent quant à eux la manière dont l'écart relatif aux charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants électricité est calculé et rapporté.

Contrairement à ce qui était initialement proposé dans le projet de méthodologie tarifaire 2024-2028 du 31 mai 2022, les coûts additionnels liés au déploiement des compteurs communicants électricité ne sont plus intégrés dans les coûts additionnels de transition mais feront l'objet d'une approbation par la CWaPE lors de l'approbation du revenu autorisé.

Il est en effet ressorti des échanges tenus avec les GRD lors de la concertation que plusieurs hypothèses des *Business Cases* de déploiement des compteurs communicants ayant été initialement pris en compte devaient être revues ou corrigés, notamment à la suite des modifications suivantes de l'article 35 du décret électricité, intervenues le 5 mai 2022 :

- insertion d'une disposition qui prévoit que, à partir du 1^{er} janvier 2024, l'installation et l'activation de la fonction communicante d'un compteur communicant a lieu systématiquement lorsque l'utilisateur du réseau acquiert une nouvelle installation de production d'électricité d'une puissance égale ou inférieure à dix KVA, à moins que cela soit techniquement impossible ou non économiquement raisonnable ou en cas de refus ;
- suppression de la référence à la puissance de l'installation de production d'électricité. Les GRD doivent, pour le 31 décembre 2029 au plus tard avoir installé des compteurs communicants chez 80% des URD qui disposent d'une installation de production d'électricité quelle que soit la puissance de l'installation.

Ces modifications décrétales impliquent en effet la nécessité de réviser le nombre de compteurs communicants à installer à l'horizon 2029 dans les plans de déploiement des GRD.

Afin, d'une part, de laisser suffisamment de temps aux GRD pour réviser leur plan de déploiement et leur budget et, d'autre part, de permettre à la CWaPE de réaliser l'analyse et le contrôle adéquat de ces budgets, la CWaPE a dès lors décidé que l'approbation des budgets de déploiement des compteurs communicants serait réalisée lors de l'approbation du revenu autorisé 2025-2029.

Conformément à l'article article 4, § 2, 22°, du décret tarifaire, il revient à la CWaPE de s'assurer que la charge tarifaire du déploiement des compteurs intelligents n'impacte que marginalement la facture des utilisateurs.

Dans un premier temps, la CWaPE avait envisagé de reproduire à l'identique (en mettant à jour les différents paramètres) la définition de l'impact marginal qui avait été retenue lors de la modification de la méthodologie tarifaire 2019-2023 intervenue en 2021, à savoir :

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ

Chapitre 1 – Les éléments constitutifs du revenu autorisé

Section 3 : Les charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants électricité

(articles 14 à 16 et 154 à 155)

« est considérée comme ayant un impact marginal sur la facture des utilisateurs, la charge tarifaire du déploiement des compteurs communicants « électricité » qui n'induit pas une variation cumulée (exprimée en pourcent) de la facture moyenne annuelle des utilisateurs du réseau basse tension entre 2018 et 2023 supérieure à la valeur cumulée (exprimée en pourcent) de l'inflation prévisionnelle sur cette même période. La facture moyenne annuelle des utilisateurs du réseau basse tension visée à l'alinéa 1er du présent paragraphe est celle du client-type électricité le plus représenté sur le marché wallon, à savoir le client consommant 3 500 kWh/an (Dc) (1 600 kWh HP – 1 900 kWh HC). L'inflation prévisionnelle visée à l'alinéa 1er du présent paragraphe correspond à la valeur prévisionnelle moyenne (exprimée en pourcent) de l'indice santé établie sur la base des valeurs prévisionnelles des années 2019 à 2022 publiées par le Bureau Fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2017-2022 », soit 1,575 pourcent. ».

Toutefois, dans le cadre des discussions menées lors de la concertation avec les GRD, ORES a très justement fait remarquer que cette approche ne pouvait pas être mise en œuvre en pratique. En effet, cette approche consiste à comparer :

- la facture moyenne annuelle des utilisateurs avant l'impact de la charge tarifaire relative aux budgets des compteurs communicants ; et
- la facture moyenne annuelle des utilisateurs après l'impact de la charge tarifaire relative aux budgets des compteurs communicants.

La différence entre les deux factures moyennes annuelles découle exclusivement de la différence entre les coûts de distribution avant l'impact de la charge tarifaire relative aux budgets des compteurs communicants et ceux après l'impact de la charge tarifaire relative aux budgets des compteurs communicants. Or, ni les GRD, ni la CWaPE ne connaîtront les coûts de distribution pour la période 2025-2029 à la date du dépôt des propositions de revenus autorisés 2025-2029.

Par conséquent, la CWaPE s'est interrogée sur une autre approche en ce qui concerne la définition de l'impact marginal au sens de l'article 4, § 2, 22°, du décret tarifaire.

Les travaux parlementaires du décret du 19 juillet 2018 (qui a introduit cette exigence d'un impact marginal) faisaient référence à un impact maximal par MWh (deux euros) comme suit :

« En ce qui concerne le coût, on a initialement mis sur la table une balise de l'impact maximal que le compteur pouvait avoir sur la facture des consommateurs : deux euros par mégawattheure. L'idée était de limiter l'augmentation des tarifs tout en assurant que les gains puissent rapidement les faire baisser. Cette balise ne pouvait s'envisager dans le cadre des compétences régionales, mais le signal politique était donné. »⁴.

La présente méthodologie tarifaire n'exigeant plus que le déploiement des compteurs communicants soit neutre sur trente ans (business case rentable), et compte tenu des travaux parlementaires précités, la CWaPE considère que l'impact marginal sur la « facture du citoyen » peut être définie par un plafond en euros/MWh.

⁴ Projet de décret modifiant les décrets du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz et d'électricité en vue du déploiement des compteurs intelligents et de la flexibilité, rapport présenté au nom de la Commission du budget, de l'énergie et du climat, Doc., Parl. wall., 2017-2018, n° 1129-5, p. 4.

Étant donné que les budgets relatifs au déploiement des compteurs communicants électricité des années 2019 à 2023 ont été considérés comme ayant un impact marginal sur la facture des URD, la CWaPE considère qu'ils constituent une base adéquate pour définir le seuil d'impact marginal en euros par MWh. En outre, ces budgets sont en ligne avec les segments prévus par le décret tarifaire. La CWaPE précise également aussi que ces budgets prennent d'ores et déjà en compte les coûts informatiques importants qui se présentent lors des premières années du projet.

Par conséquent, la CWaPE a transposé le budget relatif au déploiement des compteurs communicants électricité de la période 2019-2023 des GRD actifs en Région Wallonne -, soit 68 millions d'euros en un terme proportionnel en le divisant par les volumes budgétés pour le niveau Basse Tension (à l'exclusion des volumes relatifs à l'éclairage public qui seraient rapportés à la Basse Tension) pour la période 2019-2023. La CWaPE divise ainsi des coûts budgétés par des volumes budgétés. Sur la base de cette approche, le seuil de l'impact marginal est fixé à € **1,7760000/MWh (soit € 0,001776/kWh) pour l'année 2025**. Ce montant est indexé pour les années 2026 à 2029 selon les taux retenus par la CWaPE pour définir la trajectoire des coûts contrôlables 2026-2029.

Pour le surplus, la CWaPE relève qu'il n'est pas approprié de retenir les volumes budgétés pour l'éclairage public sur le niveau Basse Tension puisque cette « catégorie » ne fait pas l'objet du projet de déploiement des compteurs communicants.

SECTION 4 : LA MARGE BÉNÉFICIAIRE ÉQUITABLE

Les articles 17 à 34 ont pour objet de décrire la méthode utilisée par la CWaPE pour le calcul de la rémunération équitable des capitaux investis dans les actifs régulés des GRD (électricité et gaz) pour la période réglementaire de 2025 à 2029.

Pour rappel, selon l'article 4, § 2, 8°, du décret tarifaire, la méthodologie tarifaire doit accorder aux GRD une rémunération équitable des capitaux investis dans les actifs régulés permettant « *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* » et assurant « *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* ».

Toujours selon cette disposition, cette rémunération « doit répondre 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 ».

1.1. Articles 17 à 19

Les articles 17 à 19 définissent de manière générale la rémunération équitable appelée « *marge bénéficiaire équitable* » et sa formule de calcul *ex ante* et *ex post*, identique pour tous les GRD.

Une modification est apportée à ces dispositions par rapport à la méthodologie tarifaire 2019-2023, à savoir l'introduction d'une distinction entre la marge bénéficiaire équitable relative à la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation et la marge bénéficiaire équitable relative à la plus-value de réévaluation.

Alors que la marge bénéficiaire équitable prévue dans la méthodologie tarifaire 2019-2023 est calculée en multipliant la valeur moyenne de l'ensemble de la base d'actifs régulés du GRD de l'année N (en ce compris, la plus-value de réévaluation) par le pourcentage de rendement autorisé déterminé sur la base de la formule du Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC), il est désormais prévu que seule la marge bénéficiaire équitable relative à la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation soit calculée de cette manière, pour les raisons exposées ci-dessous.

La marge bénéficiaire équitable relative à la plus-value de réévaluation sera, quant à elle, déterminée en multipliant la valeur moyenne de la plus-value de réévaluation de l'année N (budgétée *ex ante* et réelle *ex post*) par un pourcentage de rendement autorisé annuel spécifique qui variera annuellement au cours de la période régulatoire 2025-2029, pour tendre vers 0 à l'horizon 2035. En 2025, ce pourcentage de rendement spécifique sera identique à celui applicable à la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation. Il correspondra ensuite à 9/10 du pourcentage applicable à la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation en 2026, 8/10 en 2027, 7/10 en 2028 et 6/10 en 2029.

1.2. Origine de la plus-value de réévaluation

Les actifs immobilisés (électricité et gaz) de tous les GRD wallons – tout comme les autres GRD belges – ont fait l'objet par le passé d'une réévaluation.

Lors de cette réévaluation, les actifs ont été évalués, pour les GRD électricité :

1. soit, selon leur valeur de reconstruction économique au 31 décembre 2001. Cette valeur de reconstruction a été calculée à l'aide des prix unitaires en vigueur pour les éléments de l'inventaire technique ;
2. soit, pour les GRD ne disposant pas d'inventaire technique détaillé, sur la base de leur valeur d'acquisition, indexée jusqu'au 31 décembre 2001, de laquelle les amortissements de la valeur indexée ont été déduits.

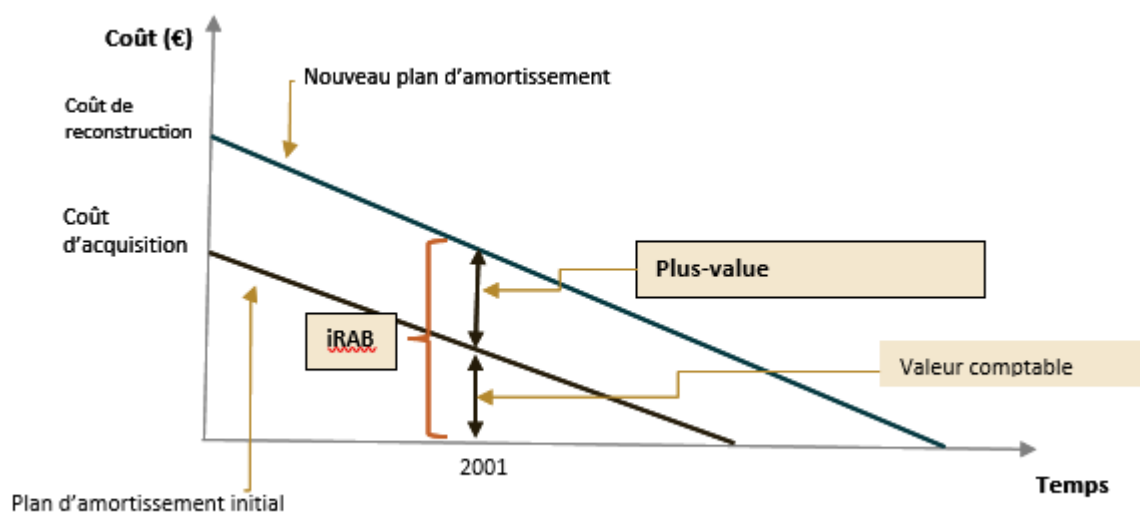
Dans les deux hypothèses, les éventuelles subventions d'investissement reçues sur la même période ont été déduites⁵.

Pour le gaz, la même approche a été suivie, à la date du 31 décembre 2002⁶.

⁵ Pour plus de détails, notamment sur l'indexation, voir CREG, Lignes directrices relatives à la politique tarifaire et à la marge bénéficiaire équitable en particulier à l'égard des gestionnaires de réseau de distribution électricité : <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Guidelines/Div-Z004FR.pdf>

⁶ CREG, Lignes directrices (R) 030618-CDC-219 concernant marge bénéficiaire équitable applicable aux entreprises de transport de gaz naturel et aux gestionnaires de réseau de distribution du gaz actifs sur le territoire belge : <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Guidelines/Div-R219FR.pdf>

GRAPHIQUE 1 ÉVALUATION À LA VALEUR DE RECONSTRUCTION ÉCONOMIQUE (SCHÉMA CONCEPTUEL SIMPLIFIÉ)



La différence entre la valeur ainsi réévaluée et la valeur comptable de la base d'actifs au 31/12/2001 (électricité) constitue la plus-value de réévaluation, comme le graphique ci-dessus l'illustre.

Celle-ci est comptabilisée distinctement de la valeur d'acquisition des actifs.

Dans la présente méthodologie tarifaire, la CWaPE définit la somme de la plus-value iRAB et le cas échéant, de la plus-value indexation historique comme la plus-value de réévaluation. Cette plus-value indexation historique est une plus-value qui résulte de l'indexation des actifs immobilisés au bilan des intercommunales, indexation qui a eu lieu de 1970 jusqu'en 2001.

La plus-value de réévaluation, jusqu'à présent, fait l'objet d'une rémunération sur la base du pourcentage de rendement autorisé, intégrée dans le revenu autorisé de chaque GRD wallon, au même titre que les actifs régulés.

1.3. Absence de justification d'une rémunération de la plus-value de réévaluation

Il ressort de l'article 4, § 2, 8°, du décret tarifaire que la rémunération équitable que la méthodologie tarifaire octroie aux GRD, ne concerne que les capitaux investis dans les actifs régulés.

La réévaluation à l'origine des plus-values iRAB et indexation historique constituant une opération purement comptable, elle n'a nécessité, dans les faits, aucun investissement de capitaux pour les financer, contrairement aux actifs régulés.

Or, il apparaît injustifié, selon la CWaPE, d'imposer aux URD de continuer à rémunérer, au travers des tarifs de distribution, des investissements qui n'ont en réalité pas eu lieu. Une telle pratique, à l'origine

commune à l'ensemble de la Belgique, apparaîtrait d'ailleurs d'autant plus injustifiée en Région wallonne qu'elle a entre-temps été remise en cause en Flandre et ce, depuis 2021⁷.

Comme le soulignait *Europe Economics* dans son étude pour le VREG⁸, "*the task of price regulation is to ensure that the firm recovers no more than the costs it actually incurred*". Etant donné qu'il n'y a pas eu de coûts de financement associés à l'apparition de la plus-value de réévaluation, rien ne justifie que les actionnaires des GRD continuent à toucher une rémunération pour des capitaux qu'ils n'ont pas investis et ce, à charge des URD.

S'il est exact, comme le soulignent ORES et l'UVCW, que, lors de diverses opérations de rachat intervenues postérieurement à cette réévaluation (qu'il s'agisse de réseaux tiers voire de parts), le prix de cession tenait compte de la valeur de la plus-value de réévaluation, il ne s'agit pas là de capitaux qui ont été investis dans le réseau, mais du prix qui a été payé à un autre actionnaire. Les tarifs payés par les URD n'ont pas pour vocation de couvrir les coûts liés au changement d'actionnariat d'un GRD (tel le rachat des parts d'Electrabel par les communes en ORES).

La CWaPE a toutefois tenu compte dans la présente méthodologie tarifaire de ces réalités historiques en étendant la période de dégressivité de 5 ans (initialement proposée dans le projet de méthodologie tarifaire 2024-2028 du 31 mai 2022) à 10 ans, et applique donc un CMPC qui diminue de 1/10 par an au lieu de 1/5 sur 2026-2029.

1.4. Modification à partir de 2025

Dans le cadre de la présente méthodologie tarifaire, la CWaPE souhaite corriger l'avantage ainsi versé aux actionnaires des GRD sur la plus-value de réévaluation, en réduisant progressivement le pourcentage de rendement appliqué sur la plus-value de réévaluation, d'un dixième par an. À partir de 2035, plus aucune rémunération ne sera perçue par les GRD sur la plus-value de réévaluation. Il s'agit donc d'un passage d'une dégressivité du CMPC d'un cinquième (cf. projet du 31 mai 2022) à un dixième par an.

Cette correction se fera de manière progressive plutôt qu'en une fois dès 2025, afin d'éviter une réduction brutale de la marge équitable calculée sur la plus-value de réévaluation et de laisser le temps au GRD de s'adapter aux changements dans le flux de *cash flows* perçus sur la plus-value de réévaluation.

Par contre, au cours de la présente période régulatoire, les GRD pourront continuer à intégrer dans leur revenu autorisé, la désaffectation annuelle de 2% de la plus-value iRAB ainsi que les éventuelles charges de désaffectation de la plus-value indexation historique.

En ce qui concerne la demande d'ORES d'un traitement uniforme de la plus-value indexation historique pour tous les GRD wallons, la CWaPE ne dispose pas d'une réelle marge de manœuvre en la matière, dans la mesure où cela concerne la valeur des actifs régulés. La CWaPE est en effet tenue de maintenir la cohérence avec les décisions réglementaires antérieures relatives à la valeur des actifs régulés et ne peut dès lors modifier le traitement de la plus-value indexation historique. Elle rappelle également que la plus-value indexation historique doit faire l'objet de désaffectation lorsque l'actif est en fin de vie. Les articles de la méthodologie tarifaire n'ont donc pas été modifiés. En ce qui concerne la remarque

⁷ VREG, Tariefmethodologie voor distributie elektriciteit en aardgas gedurende de reguleringsperiode 2021-2024, disponible sur https://www.vreg.be/sites/default/files/Tariefmethodologie/2021-2024/BESL-2021-33/tariefmethodologie_reguleringsperiode_2021-2024_v4.pdf

⁸ Europe Economics, Cost of Capital calculation for Electricity and Gas DSO's in Flanders, 7 February 2020, p. 30.

de l'AIEG selon laquelle les différences de traitement de la plus-value d'indexation seraient source de discrimination entre GRD, la CWaPE estime que la différence de traitement en question n'est pas créée par la présente méthodologie mais existe, dans les faits, depuis l'apparition des différentes plus-values de réévaluation.

2. Articles 20 à 30 - Détermination et règles d'évolution de la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation et de la plus-value de réévaluation

Les articles 20 à 30 prévoient les règles permettant de déterminer la valeur de la base d'actifs régulés et la valeur de la plus-value de réévaluation à prendre en compte dans le cadre de la formule de calcul de la marge bénéficiaire équitable.

Ex ante, la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation, la plus-value de réévaluation et leur évolution sur la période régulatoire 2025-2029 sont déterminées sur la base des meilleures estimations du GRD.

Ex post, la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation et la plus-value de réévaluation sont calculées chaque année sur la base des mouvements réels comptabilisés. Pour répondre à l'interrogation de RESA, les durées d'amortissement des investissements gaz sont maintenues : la CWaPE ne voit pas de raison de les modifier durant cette période tarifaire en raison, entre autres, du caractère non abouti des discussions autour des paquets décarbonisation au niveau européen à ce jour.

Dans la continuité de la méthodologie tarifaire 2019-2023, la présente méthodologie tarifaire prévoit que la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation est composée :

- des immobilisations corporelles liées au réseau, déduction faite des interventions-tiers et des subsides ;
- des terrains, bâtiments, installations, machines, outils, mobilier et matériel roulant ;
- des immobilisations en cours ; et
- des immobilisations incorporelles liées aux projets informatiques.

Il est à noter que les autres immobilisations incorporelles (de type Frais de R&D, Goodwill, etc.) sont exclues de la base d'actifs régulés, tout comme les immobilisations financières.

Mise à part la distinction entre la base d'actifs régulés et la plus-value de réévaluation, le mode de calcul de la base d'actifs régulés prise en compte pour le calcul de la marge équitable est identique à celui de la période régulatoire 2019-2023 et correspond à la moyenne de la valeur de la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation au 1^{er} janvier et au 31 décembre de chaque année. De même, la valeur de la plus-value de réévaluation prise en compte dans le calcul de la marge équitable correspond à la moyenne de la valeur de la plus-value de réévaluation au 1^{er} janvier et au 31 décembre.

3. Articles 31 à 34 - Fixation du pourcentage de rendement autorisé applicable à la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation

Les articles 31 à 34 sont consacrés au pourcentage de rendement autorisé applicable à la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation. Comme dans la méthodologie tarifaire 2019-2023, la fixation du pourcentage de rendement autorisé par la présente méthodologie tarifaire est fondée sur les principes suivants :

- le pourcentage de rendement autorisé est identique pour tous les GRD ;
- le pourcentage de rendement autorisé est identique pour chaque année de la période régulatoire 2025-2029 ;
- la valeur des paramètres définissant le pourcentage de rendement autorisé n'est pas revue *ex post*, ce qui permet de garantir un coût du capital prévisible sur la période régulatoire de cinq ans.

Durant la concertation, certains GRD ont demandé un changement de ce principe, pourtant appliqué sur la période régulatoire 2019-2023 : certains GRD (AIESH et REW) plaident pour une révision *ex post* du taux de CMPC après chaque exercice ; d'autres GRD (RESA et ORES) sont favorables à une révision *ex post* du coût de la dette uniquement.

La FEBEG et les autres acteurs de marché, quant à eux, ne sont pas favorables à une révision *ex post* du taux de CMPC, ni du coût de la dette.

Outre l'argument de maintenir la prévisibilité du taux sur la période de 5 ans, e le fait que la révision du CMPC ou du coût de la dette entre en contradiction avec la régulation incitative du GRD mise en place depuis 2019 plaide en défaveur d'une telle révision. En effet, une révision *ex post* du CMPC ou d'un de ses paramètres revient à supprimer l'incitant pour le GRD à optimiser son coût du capital. La CWaPE maintient le principe d'un CMPC fixé *ex ante* et non revu *ex post* :

- le pourcentage de rendement autorisé tient compte du fait que les GRD ne sont pas des entreprises cotées en bourse et qu'il n'est donc pas possible d'estimer le risque propre (le *beta*), ni le ratio d'endettement de chaque GRD directement ;
- la formule du Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC) est utilisée pour déterminer le pourcentage de rendement autorisé. Il s'agit en effet de l'approche de référence appliquée en Europe et, plus particulièrement, dans la plupart des pays limitrophes de la Belgique, dans la mesure où, sur les 22 pays ayant répondu à l'enquête du CEER, seuls l'Allemagne, l'Espagne et la Grèce n'utilisent pas le CMPC pour calculer le rendement des opérateurs de réseau. En Belgique, le VREG utilise également le CMPC (et détermine également un CMPC' applicable à la plus-value de réévaluation) et BRUGEL a fixé le pourcentage de rendement sur la base du modèle CAPM (Capital Asset Pricing Model). L'approche CMPC tient compte des deux sources de coût de financement du GRD, le capital et la dette, et leur répartition est basée sur une structure de financement normative ;
- le pourcentage de rendement autorisé calculé par la CWaPE est un Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC) qui ne tient pas compte du régime fiscal du coût du capital et de ses effets sur ce coût de financement. La CWaPE a choisi d'utiliser un CMPC « vanille » (ou *vanilla WACC*),

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ
 Chapitre 1 – Les éléments constitutifs du revenu autorisé
 Section 4 : La marge bénéficiaire équitable

c'est-à-dire un coût moyen pondéré du capital qui ne tient pas compte des aspects fiscaux de la rémunération. Cet aspect fiscal est traité de manière indépendante, dans les charges non-contrôlables.

Par rapport à la méthodologie tarifaire 2019-2023, plusieurs adaptations majeures ont toutefois été apportées par la CWaPE :

- les valeurs des paramètres ont été actualisées ;
- le coût de la dette est fixé sur la base d'une prime de risque normative sur la dette, en référence à un indice d'obligation d'entreprises spécifiques. Par ailleurs, une distinction nouvelle dette/ancienne dette avec un ratio et un taux différent selon le type de dette sont introduits.

La fixation d'une prime de risque normative sur la dette est une évolution naturelle dans la détermination du pourcentage de rendement autorisé. Elle permet d'aligner le coût de la dette des GRD wallons sur les taux de marché, en référence à des indices d'obligations d'entreprises de même nature (secteur des *utilities*), de même niveau de solvabilité (mesuré par le *rating*) et de maturité similaire.

Pour le surplus, la formule du pourcentage de rendement autorisé applicable à la RAB hors plus-value de réévaluation dans la présente méthodologie tarifaire est identique à celle de la méthodologie tarifaire 2019-2023 et est la suivante :

$$CMPC = \frac{E}{E + D} \times k_E + \frac{D}{E + D} \times k_D$$

Avec les paramètres suivants dont les valeurs sont fixées ci-dessous.

TABLEAU 1 PARAMETRES DE LA FORMULE DU CMPC

Composante	Sous composante	Définition
	E	Capitaux propres
	D	Dette Financière
k_D	Coût de la dette $k_D = k_{nd} * r_n + k_{ad} * (1 - r_n)$	
	k_{nd}	Coût de la nouvelle dette
	k_{ad}	Coût de l'ancienne dette
	r_n	Ratio nouvelle dette / dette totale
k_E	Coût des capitaux propres $k_E = r_f + \beta_e (k_m - r_f)$	
	r_f	Taux sans risque
	β_e	Bêta des capitaux propres, couvrant le risque d'exposition au risque de marché d'une activité régulée d'un GRD
	$k_m - r_f$	Prime de risque de marché

Après concertation, la CWaPE a modifié les paramètres de calcul du CMPC afin de prendre en compte les remarques pertinentes transmises. Les paramètres ainsi que le CMPC final sont présentés dans le tableau 2 ci-dessous. Les changements sont expliqués dans la section 4.4.1 ci-après.

TABLEAU 2 CALCUL DU CMPC

Calcul du CMPC	Valeur
Taux sans risque (TSR)	1,64%
Equity <i>beta</i>	0,73
Prime de risque de marché	4,70%
Coût des fonds propres	5,07%
Ratio d'endettement	52,5%
Ratio nouvelle dette / dette totale	55%
Coût de la nouvelle dette	4,03%
Coût de l'ancienne dette	1,70%
Frais de transaction	0,10%
Coût de la dette	3,08%
CMPC hors plus-value	4,027%

3.1. Justification du choix des paramètres du pourcentage de rendement autorisé et de leur valeur

La justification du choix des paramètres du pourcentage de rendement autorisé et de leur valeur est exposée ci-dessous, en faisant référence aux pratiques des régulateurs des pays limitrophes, conformément à l'article 4, § 2, 8°, du décret tarifaire.

3.1.1. Taux sans risque

Le taux sans risque (*rf*) est le taux d'intérêt d'un emprunteur sûr, dont la rentabilité est certaine sur une période donnée.

La CWaPE calcule le taux sans risque pris en compte pour le calcul du coût des fonds propres et pour le calcul du coût de la dette, comme la moyenne arithmétique des taux OLO à 10 ans, obligations émises par l'État belge sur la période du 26/03/2012 au 24/03/2022. La plupart des autres régulateurs de l'énergie belges et des pays limitrophes utilisent en effet les obligations d'État comme mesure du taux sans risque⁹.

⁹ Source : décisions des régulateurs européens, disponibles sur leur site Internet et Rapport du CEER, *Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2021*, 31 January 2022.

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ
Chapitre 1 – Les éléments constitutifs du revenu autorisé
Section 4 : La marge bénéficiaire équitable

TABEAU 3 RÉFÉRENCE DE TAUX SANS RISQUE UTILISÉE PAR LES RÉGULATEURS BELGES ET DES PAYS LIMITOPHES¹⁰

	Taux sans risque Obligations	Domaine	Période
CREG ¹¹	État belge	Transport élec. & gaz	2024-2027
BRUGEL	État belge	Distribution élec. & gaz	2020-2024
VREG	75% État belge 25% État allemand	Distribution élec. & gaz	2021-2024
ACM	50% État néerlandais 50% État allemand	Distribution élec. & gaz	2022-2026
Ofgem	État britannique	Distribution élec. & gaz	2021-2026
CRE	État français	Distribution élec. Distribution de gaz	2021-2024 2020-2023
BNetzA ¹²	État allemand	Distribution élec. & gaz	2019-2024
ILR ¹³	Pas spécifié	Distribution élec. & gaz	2021-2024

Source : décisions des régulateurs

Le graphique 2 illustre l'évolution des taux OLO sur 2007-2022.

Ce taux, pour la période régulatoire 2025-2029, est de 1,64% pour la période régulatoire 2025-2029.

La CWaPE a conservé le choix de l'OLO 10 ans, malgré la suggestion des GRD d'utiliser l'OLO 20 ans. Les GRD mentionnent que le taux OLO doit refléter l'horizon d'investissement du GRD (*amortissement régulatoire en 50 ans, le plus souvent*). Ils proposent de majorer le taux 10 ans en prenant l'écart de taux entre les OLO 10 ans et les OLO 20 et 30 ans. La CWaPE ne retient pas ce raisonnement pour les raisons précisées ci-dessous.

Au niveau européen, la majorité des régulateurs ont opté pour une maturité de 10 ans et ce, dans la mesure où l'utilisation d'obligations d'Etat sur 10 ans est un compromis entre les périodes plus brèves de régulation et les périodes d'investissements plus longues.

Ainsi, la CWaPE est d'avis qu'une maturité de 10 ans reste une option tout à fait valable au regard, d'une part, des autres paramètres de la formule calculés, quant à eux, sur des horizons de 10 ans (10 ans étant une référence sur les marchés) et d'autre part, du fonctionnement des marchés financiers. Si une maturité trop longue n'est pas en lien avec la détermination d'un CMPC reflétant les attentes actuelles des investisseurs, une maturité trop courte pourrait nuire à la qualité des investissements réalisés ; les investisseurs cherchant à maximiser leurs profits sur le court terme.

La CWaPE propose dès lors de retenir une maturité de 10 ans qui se situe entre les durées de vie des actifs régulés et la durée plus réduite de la période régulatoire. Pour le surplus, ce choix de 10 ans n'est pas remis en question par les autres acteurs de marché qui ont fait des commentaires sur le calcul du CMPC par la CWaPE.

La CWaPE a également conservé le choix d'une moyenne historique de 10 ans en vue d'assurer une cohérence avec l'approche appliquée pour la période régulatoire 2019-2023. Cette approche, suivie

¹⁰ En Allemagne, il n'y a pas de coût de la dette fixé pour la distribution d'électricité et de gaz ; le régulateur allemand n'utilise pas un WACC complet mais un « Cost of equity ».

¹¹ En 2022, le taux sans risque pour le transport d'électricité et de gaz.

¹² Bundesnetzagentur.

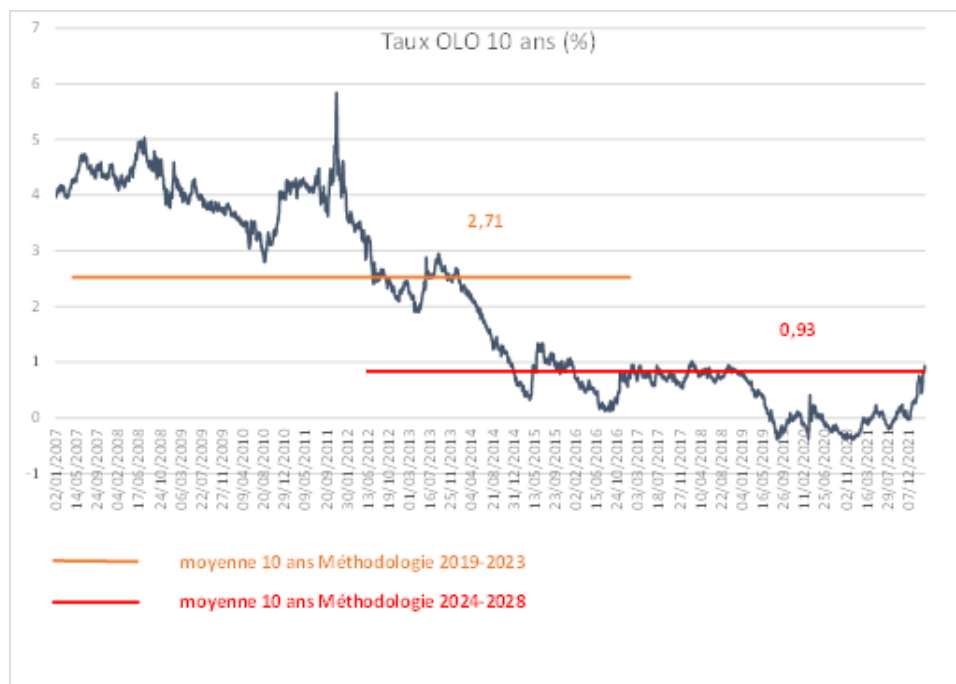
¹³ Institut Luxembourgeois de Régulation.

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ
Chapitre 1 – Les éléments constitutifs du revenu autorisé
Section 4 : La marge bénéficiaire équitable

sur plusieurs périodes tarifaires, permet de tenir compte de, et de conserver, l'évolution des taux OLO (cf. graphique ci-dessous). Ainsi, par exemple, cette logique permet de tenir compte d'une hausse des taux sur une période régulatoire en la répercutant dans le taux sans risque de la période suivante.

Cette approche de longue période permet de limiter l'impact de la volatilité des taux et de sécuriser le rendement garanti en période de taux bas (une moyenne de 10 ans donne 0,93%, une moyenne de 5 ans donne 0,30%, une moyenne de 2 ans donne un taux sans risque négatif de -0,01% - cf. graphique 3).

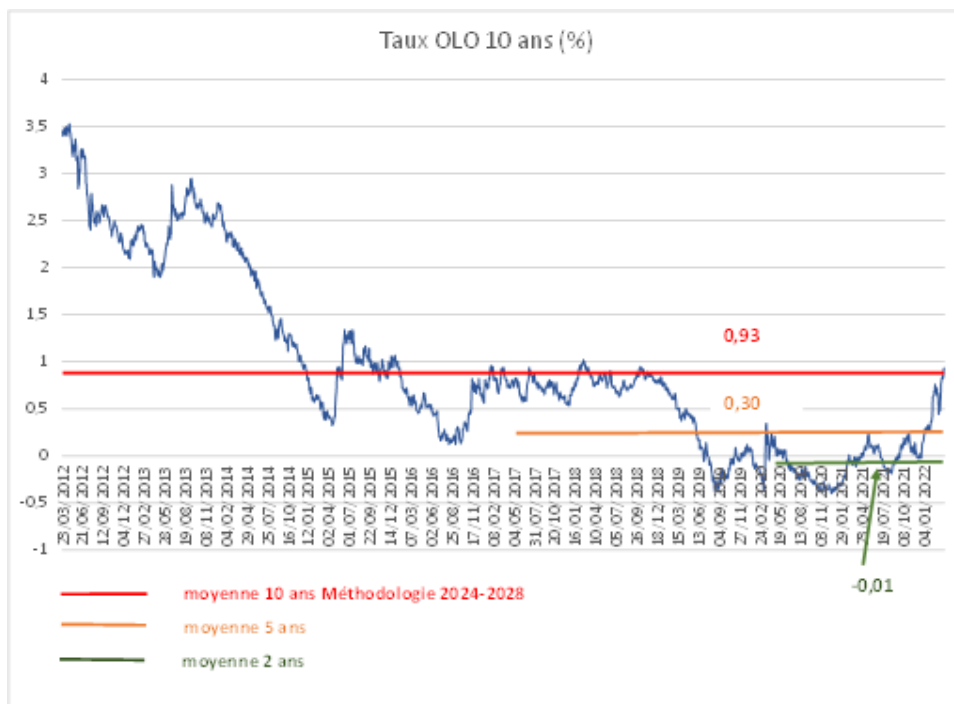
GRAPHIQUE 2 TAUX OLO 10 ANS (MÉTHODOLOGIES TARIFAIRES 2019-2023 ET 2025-2029)



Source : Banque nationale de Belgique, calcul CWaPE

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ
Chapitre 1 – Les éléments constitutifs du revenu autorisé
Section 4 : La marge bénéficiaire équitable

GRAPHIQUE 3 TAUX OLO 10 ANS (MOYENNE DE 10 ANS, 5 ANS ET 2 ANS)



Source : Banque nationale de Belgique, calcul CWaPE

En ce qui concerne le taux sans risque, ORES et RESA soutiennent que l'utilisation d'un taux sans risque basé sur une moyenne historique de long terme ne reflète pas les conditions de taux de la période réglementaire.

La CWaPE rappelle que RESA avait demandé pour la méthodologie tarifaire 2019-2023 d'utiliser une moyenne de 10 ans, ce que la CWaPE avait accepté à l'époque. La CWaPE avait dans son projet initial proposé d'utiliser une moyenne de 5 ans, mais à la suite de la concertation, il avait été décidé de prolonger la moyenne à 10 ans. RESA avait alors indiqué qu'« *une moyenne des taux OLO sur 10 ans nous paraîtrait plus correct et en ligne avec la période de détermination des emprunts pour le coût de la dette.* ».¹⁴

Comme expliqué ci-dessus, la CWaPE ne souhaite pas se départir de cette moyenne car l'utilisation d'une moyenne historique s'envisage en cohérence sur plusieurs périodes réglementaires. La CWaPE rappelle qu'un mécanisme de moyenne glissante appliqué sur plusieurs périodes réglementaires permet de tenir compte de la hausse des taux OLO qui est observée depuis quelques mois et qui pourrait éventuellement se poursuivre. En effet, toute variation des taux sera le cas échéant prise en compte avec un effet retard.

L'utilisation de valeur prédictive (prévisions du Bureau du Plan) n'est pas retenue par la CWaPE, comme cela fut le cas sur la période 2019-2023.

Néanmoins, la CWaPE propose afin de tenir compte du *quantitative easing* de la BCE durant ces années - une prime de 100 points de base à ajouter au taux sans risque (TSR) calculé dans le projet de méthodologie tarifaire.

Cette prime est conseillée par the Brattle Group dans son étude pour le VREG (et appliquée notamment sur la période réglementaire 2017-2020). The Brattle Group cite une série de références (BCE, FED, Banque d'Angleterre, régulateur italien) qui ont estimé un ajustement nécessaire, dont la valeur dépend du risque crédit du pays.

Cette majoration rejoint également l'analyse et le constat de possibilité de majorer le taux sans risque historique faits par un des GRD (via son expert Tandem).

La CWaPE a pris la décision de fixer - à titre exceptionnel - cet ajustement à 100 points de base, à appliquer sur le taux OLO durant la période de "QE" *Quantitative Easing* à savoir de début mars 2015 à fin juin 2022. Cet ajustement repose sur les études mentionnées par The Brattle Group, entre autres, celles de la *Federal Reserve*, de la Banque centrale européenne et celle de la Banque d'Angleterre.

3.1.2. Coût de la dette

Depuis la présentation du projet de méthodologie tarifaire, les conditions de financement des entreprises ont fortement évolué. La CWaPE a revu sa position compte tenu de ces évolutions ainsi que des remarques des GRD.

Comme suggéré par ORES (OXERA), la CWaPE distingue désormais le coût de la dette pour l'ancienne dette et la nouvelle dette et modifie donc le calcul du coût de la dette des GRD comme suit :

- Ratio nouvelle dette / dette totale de 55%

¹⁴. <https://www.cwape.be/docs/?doc=3181>

Ce ratio permet de tenir compte des besoins de refinancement et de l'émission de nouvelle dette pour financer les investissements relatifs à la transition énergétique.

La CWaPE pour la première fois fixe un ratio de nouvelle dette/ancienne dette (à 55%) qui présente l'avantage pour l'URD de le faire bénéficier des taux bas pour la partie ancienne dette (1,7%) et de tenir compte d'un taux différent pour le futur (4,03%).

Il est néanmoins important de souligner que ce ratio de 55% de nouvelle dette, que la CWaPE a fixé à la suite de certains contrôles de risque, ne constitue pas un engagement du régulateur pour la prochaine période régulatoire. A cet égard, la CWaPE souhaite d'ores et déjà attirer l'attention des acteurs régulés sur le fait qu'elle considère un ratio de nouvelle dette de 35%-40% comme étant davantage approprié et répondant mieux aux besoins d'une politique nécessairement prudente, anticipée et rencontrant la réalité de gestionnaire public que sont les GRD. La CWaPE encourage dès lors les GRD à se financer en gérant leurs risques, par exemple par un échelonnement des financements dans le temps et à anticiper une potentielle réduction de ce pourcentage de nouvelle dette lors de la prochaine période régulatoire 2030-2034.

Aussi, une attention particulière sur la politique de financement du GRD sera accordée par la CWaPE lors des contrôles *ex post* annuels au cours de la présente période régulatoire.

- Coût de l'ancienne dette basé sur l'index composite « utilities » d'obligations d'entreprise de maturité 10 ans et de rating BBB+/BBB⁻¹⁵, index Bloomberg IGEEUB10, moyenne de 10 ans (1,70%)¹⁵

L'index composite « utilities » comprend des obligations d'entreprise de maturité 10 ans et de rating BBB+/BBB⁻¹⁵, index Bloomberg IGEEUB10¹⁵.

À cet égard, le consultant CEPA, via la BEI (département *Advisory*), a réalisé un benchmark des méthodologies de fixation du coût de la dette par les régulateurs dans différents pays européens, en annexe F. L'indice Bloomberg a été analysé par CEPA, selon leurs critères définis dans leur rapport (liquidité, transparence et crédibilité, disponibilité, pratiques réglementaires) et leur analyse conclut qu'il n'y a pas de raison de remettre en question cet indice. Par ailleurs, CEPA met en évidence que l'utilisation d'un rating BBB inférieur au rating A (rating d'un des GRD wallons) permet de supporter la capacité de financement du GRD.

- Coût de la nouvelle dette basé sur l'index composite « utilities » d'obligations d'entreprise de maturité 10 ans et de rating BBB+/BBB⁻, index Bloomberg IGEEUB10, moyenne de 6 mois (4,03%).

Comme suggéré par la FEBEG, l'utilisation d'un index Utilities d'obligations d'entreprise de maturité 10 ans et de rating A aurait pu être justifié (la moyenne de ce spread sur les OLO 10 ans est de 0,45%), RESA ayant un rating A2 chez Moody's, depuis 2016 et Fluvius ayant un rating A3 chez Moody's, depuis décembre 2016 ; A1 auparavant. Toutefois, la CWaPE a retenu l'index composite « utilities » d'obligations d'entreprises de maturité de 10 ans et de rating

¹⁵ Index Bloomberg IGEEUB10, également utilisé par le régulateur hollandais ACM lors de la précédente période régulatoire. Depuis, elle utilise l'index Bloomberg C58310Y, index composite « utilities » d'obligations d'entreprise de maturité 10 ans et de rating A. Le VREG utilise aussi un index Reuters composite « utilities » d'obligations d'entreprise de maturité 10 ans et de rating A.

BBB+/BBB- pour cette période, cohérent avec le *rating* de la majorité des entreprises de l'échantillon utilisé pour le calcul du *beta*. En effet, seul un des GRD wallons étant actuellement noté A, il est difficile de préjuger de la notation de tous les GRD, si ceux-ci ne le sont pas. Ceci conduit à une approche conservatrice et donc plus favorable aux GRD dans la mesure où d'autres régulateurs de pays limitrophes utilisent des indices utilities de rating A ou une moyenne A et BBB.

A la suite des arguments développés par ORES et RESA dans le cadre de la concertation, et malgré l'appui de la FEBEG en faveur de la suppression de la prise en compte des frais de transaction relatifs à la gestion de l'endettement des GRD, la CWaPE a réintroduit la prime prévue pour couvrir ces frais dans la méthodologie tarifaire 2019-2023. La CWaPE juge en effet que la réaction des GRD est motivée notamment en ce qui concerne les évolutions récentes en matière de finance durable. Elle note également que certains régulateurs des pays limitrophes (VREG, ACM) ont également prévu des frais de transaction intégrés dans la formule du CMPC.

Comme proposé par ORES et RESA, cette prime est désormais de 0,10% (et non plus de 0,15% comme lors de la période réglementaire passée).

En conclusion, le coût de la dette calculé et fixé par la CWaPE pour la période 2025-2029 résulte donc de la formule : $0,45 * 1,70\% + 0,55 * 4,03\% + 0,10\% = 3,08\%$.

3.1.3. Coûts des fonds propres

Le calcul du coût des fonds propres est basé sur le modèle MEDAF (« Modèle d'évaluation des actifs financiers ») ou CAPM (« Capital Asset Pricing Model ») qui exprime que le coût des fonds propres d'une entreprise est la résultante du taux sans risque auquel on ajoute une prime de risque. La prime de risque dépend du risque systématique de l'entreprise, défini par le paramètre *beta* et la prime de risque marché.

3.1.4. Beta

Le *beta* est calculé comme le ratio de la covariance de la valeur de l'action de la firme relativement à la valeur d'un panier d'actions représentant le marché par la variance de la valeur du panier d'actions représentant le marché. Il mesure la corrélation entre l'action de l'entreprise et le marché comme un tout. Une firme avec un *beta* supérieur à 1 est plus risquée que le marché considéré dans son ensemble et, inversement, une firme avec un *beta* inférieur à 1 est moins risquée.

Les GRD wallons n'étant pas cotés en bourse, il n'est pas possible de mesurer le risque spécifique de chaque GRD wallon directement et de calculer leur *beta*.

Par conséquent, le risque systématique d'un GRD wallon a été estimé en utilisant un groupe d'entreprises comparables (entreprises de réseau d'énergie européennes, identiques à celles prises en compte pour 2019-2023) qui sont cotées en bourse. Cette approche (utiliser un groupe d'entreprises comparables cotées en bourse) est une approche qui est aussi utilisée par d'autres régulateurs lorsque la société n'est pas cotée en bourse (ACM, VREG).

Plus précisément, la CWaPE a utilisé les données de ces sociétés relatives aux années 2017 à 2021. Le *beta* ajusté a été estimé par régression (covariance/variance) de la valeur de l'action de ces sociétés sur la valeur de leur indice de référence, sur la base des données journalières de Bloomberg, ajusté selon la méthode de Blume pour compenser le risque d'erreur d'estimation. Cette approche s'inscrit dans la continuité de la méthodologie utilisée par la CWaPE pour calculer le *beta* du CMPC 2019-2023.

Comme pour le *beta* du CMPC 2019-2023, le *beta* calculé est un *equity beta* qui n'a pas été converti selon la formule standard pour tenir compte de l'effet du taux de taxation (en calculant un *asset beta* puis en tenant compte du *gearing* et du taux de taxation appliqué dans la formule du CMPC), étant donné que la CWaPE a choisi un WACC vanille qui ne tient pas compte des avantages fiscaux dans la détermination du coût du capital des GRD wallons.

TABLEAU 4 ÉCHANTILLON DE SOCIÉTÉS PRÉSENTANT DES RISQUES COMPARABLES

Société	Pays	Activité	Période 2017-2021
Elia System Operator SA/NV	Belgique	Transport d'électricité	0,65
REN - Redes Energeticas Nacion	Portugal	Transport d'électricité	0,69
Hera SpA	Italie	Distribution de gaz	0,81
National Grid PLC	Royaume-Uni	Réseaux divers	0,74
Red Electrica Corp SA	Espagne	Transport d'électricité	0,62
Enagas SA	Espagne	Transport de gaz	0,75
Snam SpA	Italie	Transport et distribution de gaz	0,84
Acsm - Agam SpA	Italie	Distribution de gaz	0,53
Terna Rete Elettrica Nazionale	Italie	Transport d'électricité	0,77
Moyenne Betas			0,71

source: Bloomberg

À titre de vérification, la CWaPE a comparé les *betas* utilisés par les régulateurs belges et des pays limitrophes. Le *beta* estimé par la CWaPE se trouve dans le milieu de fourchette (0,63-0,83) des valeurs utilisées par les autres régulateurs.

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ
 Chapitre 1 – Les éléments constitutifs du revenu autorisé
 Section 4 : La marge bénéficiaire équitable

TABLEAU 5 BETA UTILISÉ PAR LES RÉGULATEURS BELGES ET DES PAYS LIMITROPHES

	Beta	Domaine	Période
CREG	0,69 0,83	Transport d'élec. Transport de gaz	2024-2027
BRUGEL	0,70	Distribution élec. & gaz	2020-2024
VREG	0,83	Distribution élec. & gaz	2021-2024
ACM	0,63	Distribution élec. & gaz	2022-2026
Ofgem	0,76	Distribution élec. & gaz	2021-2026
CRE	0,83	Distribution de gaz	2020-2023
Bnetza	0,83	Distribution élec. & gaz	2019-2024
ILR	Pas spécifié	Distribution élec. & gaz	2021-2024

Source : décisions des régulateurs

Tout comme dans la méthodologie tarifaire 2019-2023, le *beta* retenu par la CWaPE est identique pour les activités de distribution d'électricité et de gaz, dans la mesure où il n'y a pas de raison de penser qu'elles présentent un risque différent l'une de l'autre, ni que le risque volume ou de transition énergétique vont modifier le *beta* de l'activité de distribution d'électricité et de gaz en Région Wallonne, pour la prochaine période régulatoire¹⁶. La CWaPE relève, au contraire, que :

- le risque volume est entièrement supporté par les URD et non le GRD ; si les volumes diminuent, les tarifs augmentent ;
- le risque d'investissement lié à la transition énergétique est notamment pris en compte via les coûts additionnels de transition, qui tiennent justement compte des coûts liés à la transition énergétique ;
- le risque de *stranded assets* lié à un potentiel *phase out* du gaz en 2050 est encore relativement lointain et rien n'a encore été décidé à ce sujet ; ce risque n'est pas un risque qui est un risque pris en compte dans le *beta*, mais par d'autres instruments que le CMPC ;
- déjà en 2016, *The Brattle Group*, dans son analyse pour le VREG, ne recommandait pas l'utilisation d'un *beta* séparé pour la distribution du gaz et de l'électricité¹⁷;
- dans la pratique, les régulateurs belges et des pays limitrophes utilisent le même *beta* pour la distribution d'électricité et de gaz.

En ce qui concerne le *beta*, ORES et RESA (et leurs experts) ont estimé, lors de la concertation, que la valeur utilisée par la CWaPE n'est pas correcte. La société Acsm – Agam spa ne serait pas suffisamment liquide et ne pourrait être reprise dans l'échantillon des betas utilisé par la CWaPE pour calculer le *beta* des GRD wallons.

¹⁶ The Brattle Group, dans une étude pour ACM, arrive à cette conclusion (The WACC for the Dutch Gas TSO, 27 July 2020). Un échantillon de sociétés actives dans le transport et la distribution d'électricité et de gaz sont utilisées pour estimer le *beta* de l'opérateur du réseau de transport de gaz aux Pays-Bas.

¹⁷ The Brattle Group, The Cost of Capital for DSO's, Review of VREG's methodology, 11 mars 2016.

La FEBEG, quant à elle, suggère de maintenir le *beta* à 0,65, à défaut d’avoir un échantillon de sociétés avec un rating de type « A » pour réaliser le benchmark.

Après analyse, la CWaPE a retiré la société Acsm – Agam spa de l’échantillon. Le *beta* calculé en retirant celle-ci est de 0,73, soit un peu plus élevé que la valeur proposée par la CWaPE (0,71) et que le *beta* de la période 2019-2023 (0,65).

La CWaPE ne suit en revanche pas la suggestion de la FEBEG quant au maintien du *beta* appliqué en 2019-2023 sur la base du rating de type A. En effet, seul un des GRD wallons est actuellement noté A et il est difficile de préjuger de la notation de tous les GRD, si ceux-ci ne le sont pas.

3.1.5. Prime de risque de marché

La prime de risque marché (km-rf) correspond à la différence entre l’espérance de rendement sur le marché et le taux d’intérêt sans risque.

La CWaPE a estimé que la prime de risque marché au-dessus des obligations d’Etat est de 4,7%.

Pour ce faire, la CWaPE a retenu les options suivantes :

- elle a utilisé une estimation basée sur une moyenne historique plutôt qu’une approche future.

Cette approche « *forward looking* » n’est en effet pas utilisée pour la régulation des GRT et GRD belges et des pays limitrophes, notamment à cause des valeurs très volatiles des estimations « *forward looking* ».

En outre, l’approche historique pour la prime de risque marché est en adéquation avec l’approche historique de la fixation du taux sans risque. La prime historique a pour avantage d’une part, de donner une référence stable de prime de risque marché et d’autre part, de tenir compte de l’actualité financière.

- la CWaPE a fait le choix d’utiliser la moyenne historique arithmétique plutôt qu’une moyenne géométrique ; à noter que la prime de risque basée sur la moyenne géométrique est nettement inférieure à la moyenne arithmétique¹⁸.

Lors de la consultation publique, la FEBEG a suggéré d’utiliser la prime de risque marché calculée sur la base de la moyenne entre la moyenne géométrique et la moyenne arithmétique (valeur de 3,25% au lieu de 4,3%¹⁹).

S’il est vrai qu’il n’y a pas de consensus en ce qui concerne l’utilisation du type de moyenne pour le calcul de la prime de risque marché et que d’autres régulateurs utilisent le résultat d’une moyenne, la CWaPE estime ne pas devoir changer son choix – celui-ci étant justifié et documenté dans la présente section – afin notamment de garder la prévisibilité réglementaire d’une période à une autre.

- les primes de risque historiques étant calculées par divers organismes financiers, la CWaPE a basé son estimation de 4,7% sur une série de données historiques compilées par deux professeurs de la *London Business School*, Elroy Dimson et Paul Marsh, et le directeur du

¹⁸ À noter qu’il n’y a pas de consensus sur le choix à opérer entre les deux moyennes.

¹⁹ Entretemps actualisé à 4,7%, suite à la publication 2023 de DMS.

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ
 Chapitre 1 – Les éléments constitutifs du revenu autorisé
 Section 4 : La marge bénéficiaire équitable

London Share Price Database, Mike Staunton. Cette série de données est mise à jour annuellement. Dans la continuité de la méthodologie 2019-2023, la même série a été utilisée avec la mise à jour la plus récente²⁰. D'autres régulateurs européens utilisent cette source.

Pour ces raisons et pour maintenir la cohérence avec la période réglementaire 2019-2023, la CWaPE a fait le choix de conserver l'approche de moyenne arithmétique d'une série historique de long terme pour la Belgique et la source de Dimson, Marsh & Staunton afin de calculer la prime de risque marché pour 2025-2029²¹.

La série de données historiques consiste dans les primes de risque marché historiques belges (1900-2022). La valeur de la prime de risque marché moyenne arithmétique est de 4,7% pour la période 2025-2029, comme l'illustre le tableau ci-dessous.

TABEAU 6 PRIME DE RISQUE MARCHÉ SUR LES OBLIGATIONS D'ÉTAT - BELGIQUE

Belgique	Prime de risque marché Moyenne géométr.	Prime de risque marché Moyenne arithm.	Période réglementaire
Moyenne 1900-2016	2,2%	4,3%	2019-2023
Moyenne 1900-2022	2,6%	4,7%	2025-2029

Source : Dimson, Marsh, Staunton

Le tableau ci-dessous illustre les estimations de prime de risque de Dimson, Marsh, Staunton pour la Belgique, l'Europe et le monde, qui présentent des valeurs très proches.

TABEAU 7 PRIME DE RISQUE MARCHÉ SUR LES OBLIGATIONS D'ÉTAT – BELGIQUE, EUROPE, MONDE

1900-2022	Prime de risque marché Moyenne géométr.	Prime de risque marché Moyenne arithm.
Belgique	2,6%	4,7%
Europe	3,2%	4,5%
Monde	3,3%	4,4%

Source : Dimson, Marsh, Staunton

Il en ressort que le choix d'une prime de risque marché « Europe » (4,5% au lieu de 4,7% pour la Belgique) n'aurait pas fondamentalement changé le coût des fonds propres. La CWaPE est donc d'avis de fixer la prime de risque du marché, comme la moyenne arithmétique de primes de marché belge sur la période 1900-2022 calculées en 2023 par Dimson, Marsh, Staunton, soit 4,7%.

²⁰ Dimson, Marsh, Staunton, *Credit Suisse Global Investment Returns Yearbook 2023*, Credit Suisse Research Institute.

²¹ Le VREG, ACM, la CREG, notamment, ont utilisé cette référence pour fixer la prime de risque marché.

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ
 Chapitre 1 – Les éléments constitutifs du revenu autorisé
 Section 4 : La marge bénéficiaire équitable

La CWaPE a également comparé les primes de risques utilisées par les régulateurs des pays limitrophes. La prime de risque estimée par la CWaPE se trouve dans le milieu de fourchette (3,5%-5,2%) des valeurs utilisées par les autres régulateurs. À noter que Ofgem ne figure pas dans le tableau, car le régulateur anglais n'utilisant plus d'estimation de prime de risque marché en tant que telle pour la période régulatoire s'étendant de 2021 à 2026 ²².

TABEAU 8 PRIME DE RISQUE MARCHÉ UTILISÉE PAR LES RÉGULATEURS BELGES ET DES PAYS LIMITROPHES

	Prime de risque marché	Domaine	Période
CREG	3,50%	Transport élec. & gaz	2024-2027
BRUGEL	4,50%	Distribution élec. & gaz	2020-2024
VREG	4,81%	Distribution élec. & gaz	2021-2024
ACM	5,00%	Distribution élec & gaz	2022-2026
Ofgem	Pas directement comparable	Distribution élec. & gaz	2021-2026
CRE	5,20%	Distribution élec. Distribution de gaz	2021-2024 2020-2023
BNetza ²³	3,70%	Distribution élec. Distribution de gaz	2025-2029 2023-2027
ILR	Pas spécifié	Distribution élec. & gaz	2021-2024

Source : décisions des régulateurs

²² Le régulateur anglais a déterminé le coût des fonds propres sur la base d'une estimation du « Total Market Return » et pas d'une prime de risque marché calculée.

²³ Le régulateur allemand accorde une surprime de 0,395%, ce qui porte le coût des fonds propres à 4,13%. Il réduit toutefois le coût des fonds propres appliqué sur les actifs datant d'avant 2006 ; ce coût est fixé à 2,86%.

En ce qui concerne la prime de risque marché, ORES et RESA (et leurs experts) ont estimé, lors de la concertation, que la valeur utilisée par la CWaPE n'était pas correcte (4,3% dans le projet du 31 mai 2022) et préconisaient une valeur de 5,5%. Entretemps, l'étude DMS a été mise à jour en 2023 et la CWaPE a retenu dans la présente méthodologie tarifaire la valeur mise à jour de la prime de risque marché pour la Belgique de 4,7% - en augmentation par rapport à celle calculée en 2022 pour le projet de méthodologie tarifaire.

Leurs arguments sont divers et utilisent des sources également consultées par la CWaPE. Après ses propres recherches et à la suite de l'analyse des réactions des GRD et de leurs experts, la CWaPE fait le constat qu'il n'existe pas de consensus et se doit de trancher cette question. En effet, les valeurs reprises oscillent entre 3 et 8%.

La CWaPE fait, tout d'abord, le constat que les études et méthodes avancées par les GRD et leurs consultants donnent des valeurs de prime de risque marché élevées, au-dessus de 6%. Ainsi, un des GRD - RESA - donne ces valeurs et sur cette base, demande une valeur minimale de 5,5% laquelle ne semble pas fondée sur une étude. ORES recense aussi des études qui conduisent à des résultats de prime entre 5 et 8% et propose en résultante une valeur de 5%.

La CWaPE relève, ensuite, qu'elle a fondé son analyse sur d'autres sources complémentaires à Dimson, Marsh & Staunton, contrairement à ce qu'affirment les GRD. Ainsi :

- la prime de risque implicite de la Belgique (approche *forward looking*) calculée par le professeur Damodaran, professeur de finance à l'Université de New York - cité également par les experts des GRD - qui est de 4,84% (valeur de début janvier 2022), mise à jour en 2023 avec une valeur de 6,01% (valeur de début janvier 2023) ; une grande amplitude d'une année à l'autre est donc constatée²⁴ ;
- la prime de risque calculée par enquête par Fernandez, Banuls et Acin - cités également par les experts des GRD qui est de 5,9% (avec un minimum de 4% et un maximum de 8%) en 2021²⁵.

En ce qui concerne le fait d'avoir utilisé une moyenne historique plutôt qu'une approche prospective, ce qui est pointé par les GRD, la CWaPE constate que les valeurs de prime prospectives calculées par *survey* ou d'autres méthodes sont très fluctuantes, selon le moment, le contexte dans lequel le calcul est réalisé et la personne/l'institution consultée. La CWaPE considère dès lors que ces approches n'offrent pas une assise suffisante à la fixation de la prime de risque marché pour les GRD wallons.

En ce qui concerne le commentaire de DMS relatif à l'utilisation de leurs données par le régulateur allemand, il a davantage traité à une recommandation de leur part portant sur le fait d'utiliser la prime de risque marché basée sur les rendements excédentaires au-dessus des « bills » avec un taux sans risque basé sur les bons du trésor plutôt que l'utilisation d'une prime de risque marché basée sur les rendements excédentaires au-dessus des obligations long terme.

Pour prendre en considération ces résultats disponibles pour évaluer la prime de risque de marché sur la base de sources complémentaires à DMS lesquelles sont toutes aussi solides que DMS, la CWaPE aurait pu retenir la moyenne entre la valeur basse des données disponibles - soit 2,2 % (moyenne géométrique DMS) - et la moyenne haute de la fourchette - soit 5,9 % (Etude *survey* Fernandez, Pershin

²⁴ https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html

²⁵ Pablo Fernandez, Sofia Bañuls and Pablo F. Acin, Survey: Market Risk Premium and Risk-Free Rate used for 88 countries in 2021

and Acin) - à savoir 4,05%. Cette moyenne est inférieure à la valeur reprise par la CWaPE dans la présente méthodologie tarifaire.

Pour le surplus, la CWaPE souligne qu'à côté des valeurs et des méthodes de calcul donnant des valeurs plus élevées de prime de risque marché, il existe aussi des méthodologies qui conduisent à obtenir des valeurs beaucoup plus faibles de prime de risque. Le calcul de la prime basé sur la moyenne géométrique des rendements historiques par DMS donne une valeur de 2,6% en 2023. Dans cette perspective, la FEBEG préconise de prendre la moyenne entre la moyenne géométrique et la moyenne arithmétique. C'est pourquoi elle propose une valeur de prime de risque marché de 3,25%.

Sur la base de ces éléments complémentaires et des arguments des GRD et de la FEBEG, dans une perspective de prévisibilité et de stabilité également, la CWaPE estime qu'il n'y a pas de raison ou de motifs suffisants justifiant de changer l'approche qui a été retenue pour la période régulatoire 2019-2023. Sur cette base, il est proposé de prendre la dernière valeur calculée par DMS, c'est-à-dire la valeur calculée en 2023 de 4,7%.

3.1.6. Ratio d'endettement

Le ratio d'endettement ou *gearing* ($D/D+E$ ²⁶) définit la part de financement des actifs régulés par de l'endettement dans le coût du capital.

Ce ratio est fondamental dans la fixation de la valeur du CMPC et les autres paramètres doivent se définir en cohérence avec ce ratio. La fixation d'un *gearing* très élevé implique en effet de fixer un coût de la dette élevé également. Plus une société est endettée, plus le risque augmente pour les créanciers (banques ou investisseurs institutionnels) et plus ceux-ci demanderont un taux d'intérêt élevé.

Ce ratio définit une structure optimale des coûts de financement de l'entreprise qui permet de rémunérer les actionnaires, d'une part, et les créanciers, d'autre part.

Dans la continuité de la méthodologie tarifaire 2019-2023, la CWaPE définit un ratio d'endettement déterminé sur une base normative et fixe le ratio d'endettement à 52,5%. La CWaPE n'a pas fait le choix de fixer le CMPC sur la base du *gearing* réel de chaque GRD dans la mesure où il y a de grandes disparités entre les GRD wallons, ce qui aurait conduit à fixer des CMPC très différents entre GRD.

Cette méthode normative se base sur une répartition déterminée par le régulateur, correspondant aux bonnes pratiques de marché. Elle présente l'avantage d'inciter les gestionnaires de réseau à optimiser les taux d'emprunt contractés et à tendre vers une structure de financement optimale, tout en leur laissant la liberté du choix du financement de leur activité, sans impact pour l'URD.

Ce choix est motivé par plusieurs facteurs :

- la dernière publication de Moody's pour les entreprises régulées électricité et gaz²⁷, qui préconise un ratio d'endettement compris entre 45% et 55% pour des entreprises ayant un *rating* équivalent aux entreprises de l'échantillon présentant un risque similaire (*rating* Baa (Moody's), équivalent à BBB (Standard and Poor's)), comme présenté dans le tableau ci-dessous. Le coût de la dette normatif est basé sur un index « Utilities » de *rating* BBB et il est donc cohérent de retenir la même référence de *rating* pour le ratio d'endettement ;

²⁶ D = Debt pour dettes, E = Equity pour fonds propres.

²⁷ Moody's (23 juin 2017), *Rating methodology Regulated Electric and Gas Networks*, p. 22.

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ
 Chapitre 1 – Les éléments constitutifs du revenu autorisé
 Section 4 : La marge bénéficiaire équitable

- la cohérence dans la formule du CMPC : le *beta* est calculé par la CWaPE sur la base d'un échantillon d'entreprises présentant des risques comparables qui ont chacune un *rating*, BBB pour la plupart²⁸. Afin de vérifier la cohérence dans la formule du CMPC (l'utilisation d'un ratio d'endettement cohérent avec l'échantillon d'entreprises présentant des risques comparables), la CWaPE se réfère à une étude préparée par *The Brattle Group* pour le régulateur hollandais de l'énergie, ACM, qui reprend une bonne partie des entreprises de l'échantillon utilisé par la CWaPE.

TABLEAU 9 ÉCHANTILLON DE SOCIÉTÉS PRÉSENTANT DES RISQUES COMPARABLES UTILISÉ PAR ACM

Entreprises de réseau européennes	Pays	Rating	Ratio D/A*
Snam	Italie	BBB+	46,53%
Terna Rete Elettrica Nazionale	Italie	BBB+	42,34%
Red Electrica	Espagne	A-	45,48%
REN - Redes Energeticas Nacionais	Portugal	BBB	63,56%
Enagas	Espagne	BBB+	47,77%
Elia Group	Belgique	BBB+	49,97%
Moyenne			49,28%

*D/A = Dette/Actif

Source : Brattle, op. cit, p. 29

Enfin, à titre d'illustration, le tableau 10 présente le ratio d'endettement utilisé par les régulateurs dans les autres pays européens. Le ratio d'endettement proposé par la CWaPE se situe dans le milieu de la fourchette (42,25%-60%).

²⁸ Brattle Group (9 août 2021), The WACC for drinking water companies in the Netherlands, préparé pour le régulateur hollandais de l'énergie ACM, p. 28.

TABEAU 10 *RATIO D'ENDETTEMENT UTILISÉ PAR LES RÉGULATEURS BELGES ET DES PAYS LIMITOPHES*

	Ratio d'endettement (D/D+E)	Domaine	Période
VREG	60%	Distribution élec. & gaz	2021-2024
ACM	45,25%	Distribution élec & gaz	2022-2026
Ofgem	55% / 60%	Distribution élec / gaz	2021-2026
CRE	50%	Distribution de gaz	2020-2023
ILR	50%	Distribution élec. & gaz	2021-2024

Source : décisions des régulateurs

À noter que, dans leur méthodologie, la CREG et BRUGEL – s'ils n'utilisent pas un CMPC complet – incitent à adopter une structure financière déterminée, basée sur un ratio fonds propres sur RAB de 40%, estimant donc que la structure normative de financement externe de la base d'actifs régulés est de 60%. Le régulateur allemand, s'il ne fixe pas un CMPC, utilise un ratio d'endettement de 60% pour déterminer le *beta* du coût des fonds propres.

En ce qui concerne le ratio d'endettement, la FEBEG propose un ratio plus élevé (60%), en référence au Gearing idéal pour Fitch (60% pour les entreprises de rating A), que la FEBEG considère comme applicable aux GRD belges.

REW, qui a un ratio d'endettement réel inférieur au ratio normatif de 52,5%, souhaite obtenir une rémunération moindre que le coût des fonds propres mais plus élevée que le coût de la dette. La CWaPE ne retient pas cette approche qui n'a pas été appliquée sur 2019-2023, demandée par un seul GRD, et qui introduit un biais dans la formule du CMPC.

L'approche de la CWaPE est cohérente par rapport à celle relative au coût de la dette, qui est basée sur des entreprises du secteur des utilities notées BBB. En effet, seul un des GRD wallons est actuellement noté A et il est difficile de préjuger de la notation de tous les GRD, si ceux-ci ne le sont pas. La CWaPE adopte donc une approche prudente quant au choix des sociétés de l'échantillon.

3.2. Conclusion : stabilité, prévisibilité, suffisance et conformité aux attentes du marché de la marge bénéficiaire équitable

Conformément à l'article 4, § 2, 8°, du décret tarifaire, la méthodologie tarifaire doit accorder aux GRD une rémunération équitable des capitaux investis dans les actifs régulés :

- permettant « 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 » ;
- assurant « 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 » ;
- répondant « aux attentes du marché pour des activités présentant un profil de risque comparable ».

La marge bénéficiaire équitable prévue dans la présente méthodologie tarifaire répond à ces différentes exigences. La CWaPE a en effet veillé à ce que la rémunération prévue par la présente méthodologie tarifaire :

1° soit suffisante pour permettre au GRD d'accéder aux différentes sources de financement de ses activités, de manière à pouvoir réaliser les investissements nécessaires à l'exercice de ses missions.

La marge bénéficiaire équitable consiste en effet en l'octroi d'un pourcentage de rendement autorisé (prenant en compte à la fois le coût des fonds propres et le coût de la dette) sur tout actif immobilisé, qu'il soit historique ou résulte d'un nouvel investissement.

Le GRD dispose donc bien, grâce à la marge bénéficiaire équitable, de la possibilité d'accéder aux différentes sources de financement nécessaires pour réaliser ses investissements puisque :

- il a la garantie, pour chaque nouvel investissement, d'obtenir un pourcentage de rendement rendant possible à la fois la rémunération des fonds propres et le remboursement des dettes du GRD ;
- la CWaPE s'est assurée, lors de la fixation du pourcentage de rendement autorisé, que celui-ci soit cohérent par rapport aux attentes actuelles du marché pour des activités présentant un profil de risque comparable²⁹ ;
- la méthodologie tarifaire garantit que la marge bénéficiaire équitable soit couverte par les tarifs de distribution (avec une stabilité des revenus régulés car le GRD ne supporte pas le risque sur les volumes).

2° permette aux actionnaires du GRD ayant investi dans le réseau d'obtenir un taux de rendement stable et suffisant.

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

- ce taux est garanti pour cinq ans (la période régulatoire 2025-2029), ce qui est donc comparable à un taux fixe ;
- la marge bénéficiaire équitable est appliquée aussi bien aux investissements réalisés en cours de période régulatoire qu'à ceux qui ont été financés par le passé (et n'ont pas encore été amortis) ;
- ce taux n'est pas revu en cours de période régulatoire, sauf en cas de circonstances exceptionnelles indépendantes de la volonté des GRD susceptibles d'avoir un impact significatif sur leur situation financière (article 52 de la méthodologie), ce qui renforce le caractère de stabilité du taux de rendement ;
- les paramètres utilisés pour déterminer le taux de rendement sont basés sur des valeurs de marché et le calcul est conforme aux meilleures pratiques financières.

²⁹ À cet égard, les remarques des GRD sur le fait qu'il faudrait donc tenir compte du futur et non se baser sur des données du passé pour le taux sans risque n'ont pas été prises en compte en raison de l'inexactitude des prévisions pouvant être importante, surtout dans le contexte actuel.

3° soit cohérente par rapport aux attentes du marché pour des activités présentant un risque comparable.

La méthodologie tarifaire répond aux attentes du marché pour des activités présentant un profil de risque comparable. Pour ce faire, des données de marché ont été utilisées pour définir les composantes du CMPC :

- la méthodologie tarifaire a défini un coût de la dette basé sur les attentes du marché, par le choix d'un index composite Bloomberg « Utilities » de rating BBB (donc des activités présentant un profil de risque comparable) et une distinction entre ancienne / nouvelle dette. Pour l'ancienne dette, une moyenne historique de 10 ans a été retenue afin de tenir compte du contexte de taux bas.

À noter qu'un des GRD wallons dispose d'un *rating* et que celui-ci est meilleur que celui de l'index, ce qui signifie qu'il est estimé que son risque de défaut est inférieur. Son coût de la dette pourrait donc *in fine* être inférieur au coût de la dette « utilities BBB » ;

- la méthodologie tarifaire a défini un coût des fonds propres basé sur les attentes de marché par le choix des données de marché suivantes :
 - le taux sans risque est basé sur les OLOs ; il s'agit bien des attentes du marché pour le fait de prêter à l'Etat belge dont le risque de défaut est considéré comme extrêmement faible ;
 - le *beta* a été calculé sur la base d'un échantillon de sociétés cotées exerçant des activités présentant un profil de risque comparable ; les GRD wallons n'étant pas cotés en bourse. Il s'agit bien des attentes du marché quant à la volatilité de ces titres par rapport à leur marché ;
 - la prime de risque marché est, elle aussi, basée sur des données de marché ;
- enfin, la méthodologie tarifaire a défini un rapport fonds propres / fonds empruntés optimal basé sur des sociétés présentant des risques comparables et qui a été établi à partir de valeurs de marché.

Ces éléments conduisent à conclure que la méthodologie tarifaire est bien conforme à l'article 4, § 2, 8°, du décret tarifaire.

4. Détermination du pourcentage de rendement autorisé applicable à la plus-value de réévaluation

Le pourcentage de rendement autorisé applicable à la plus-value de réévaluation est établi à partir du pourcentage de rendement autorisé applicable à la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation auquel un ratio est appliqué. Le tableau suivant montre de quelle manière les pourcentages de rendement autorisés applicables à la plus-value de réévaluation ont été déterminés.

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ
 Chapitre 1 – Les éléments constitutifs du revenu autorisé
 Section 4 : La marge bénéficiaire équitable

TABLEAU 11 *RENDEMENT AUTORISÉS APPLICABLES À LA PLUS-VALUE DE RÉÉVALUATION*

	Pourcentage de rendement autorisé applicable à la RAB hors PV de réévaluation	Pourcentage de rendement applicable à la PV de réévaluation
2025	4,027%	100% X 4,027% = 4,027%
2026	4,027%	90% X 4,027% = 3,624%
2027	4,027%	80% X 4,027% = 3,222%
2028	4,027%	70% X 4,027% = 2,819%
2029	4,027%	60% X 4,027% = 2,416%

À la suite de son analyse des réactions des acteurs de marché reçues lors de la concertation et de la consultation publique, la CWaPE a décidé de maintenir la dégressivité du CMPC appliqué sur la plus-value de réévaluation mais d'étendre la période de 5 à 10 ans dans un objectif de stabilité et de prévisibilité, et afin d'adoucir encore l'évolution entre la période réglementaire 2019-2023 (avec la méthodologie 2019-2023 prolongée en 2024 qui maintient 100% du CMPC cette année-là) et la période réglementaire 2025-2029. En d'autres termes, la diminution du CMPC sera de 1/10 par an au lieu de 1/5 par an sur la période 2025-2029.

La CWaPE estime ainsi atteindre un équilibre entre les préoccupations des GRD et leurs actionnaires en matière de finances et les préoccupations des URD en termes de justification des coûts pris en compte dans les tarifs de distribution (voir en particulier les réactions de la FEBEG, FEBELIEC et l'UWE).

En ce qui concerne la demande des GRD de supprimer purement et simplement cette dégressivité au motif que celle-ci poserait des difficultés d'ordre juridique et comptable, la CWaPE n'y a pas donné suite pour les raisons suivantes :

- à titre liminaire, la CWaPE rappelle qu'elle dispose, comme toute autorité de régulation indépendante, d'une marge d'appréciation afin d'établir la méthodologie tarifaire. C'est la raison pour laquelle en fonction de leurs situations respectives ou leurs intérêts nationaux particuliers, les autorités de régulation des différents Etats membres ont défini la rémunération équitable de différentes manières en se fondant sur des critères (de calculs) différents (CMPC et RAB différents). Cette marge d'appréciation doit cependant être conforme aux dispositions légales évoquées. Il s'ensuit que le principe et le droit de la modification tarifaire ne saurait être mis en question. C'est d'ailleurs la raison pour laquelle la durée des méthodologies tarifaires est établie pour des périodes déterminées. Aussi, une contestation juridique fondée sur le fait que la modification (l'adaptation) proposée ne serait pas conforme à la précédente méthodologie tarifaire relèverait d'une appréciation erronée du décret tarifaire. Indépendamment des avis techniques du reviseur d'entreprise auquel la CWaPE a fait appel qui relèvent d'une appréciation du statut juridique des normes du droit comptable, les GRD ne jouissent pas d'un droit à une équivalence financière entre les rémunérations équitables fixées par des méthodologies tarifaires successives ;
- contrairement à ce que soutiennent ORES et RESA, la CWaPE ne s'écartera pas de ses décisions antérieures en matière de valorisation des actifs régulés (ce qu'interdit l'article 4, § 1^{er}, du décret tarifaire). Au cours de la période réglementaire 2025-2029, les GRD pourront en effet continuer à intégrer dans leur revenu autorisé, l'amortissement de 2%/an de la plus-value iRAB

ainsi que les éventuelles charges de désaffectation de la plus-value indexation historique. La CWaPE ne touche donc pas à la valeur des actifs régulés répercutée dans les tarifs. Elle se limite à modifier la formule de calcul de la rémunération équitable octroyée au GRD en prévoyant que, à terme, cette rémunération ne pourra pas s'appliquer à la plus-value de réévaluation.

A la suite de l'interrogation d'ORES et RESA, la CWaPE confirme que l'impact fiscal de cet amortissement de la plus-value de réévaluation (2%/an) reste un coût non contrôlable ;

- contrairement à ce que prétendent ORES et RESA, les dispositions de la méthodologie tarifaire relatives à la dégressivité du CMPC sur la plus-value de réévaluation ne remettent pas en cause les plus-values de réévaluation comptabilisées au bilan des GRD.

Il ressort à cet égard des documents de concertation que, selon ORES et RESA, la dégressivité du CMPC sur la plus-value de réévaluation pourrait avoir des répercussions négatives sur leur bilan comptable et qu'elle constituerait une destruction de valeur pour les actionnaires des GRD.

En cela, certains GRD semblent vouloir se prévaloir du prix d'acquisition des parts qui serait en partie basé sur les plus-values de réévaluation. Si l'évaluation du prix accepté par les acquéreurs fut fondée sur la valeur de la plus-value de réévaluation iRAB, c'est en raison d'une appréciation qui leur est propre. En effet, les acquéreurs ont ainsi estimé que la valeur de l'entreprise, assurément modalisée dans le temps, pourrait être (notamment) maintenue par la formule choisie à l'époque alors qu'ils en savaient la durée déterminée.

L'argument pourrait laisser supposer qu'ils auraient été trompés. Il va de soi que la thèse juridique sous-jacente mais non exprimée relève de la notion, cette fois civile, du vice de consentement, celui-ci consistant en une erreur sur le prix d'acquisition. Cette erreur, eût-elle été, assurément, commise de bonne foi, ne paraît pas pouvoir être défendue pour les motifs exprimés ci-avant ni d'autres, étant donné la compétence professionnelle des parties et les moyens dont elles disposent.

Par ailleurs, les deux GRD se posent la question de savoir s'ils devront opérer des réductions de valeur du fait de la méthodologie tarifaire. L'argumentation relative à ces risques invoqués par les GRD repose sur la notion de juste valeur (« fair value »), concept provenant des normes IFRS. La vision d'ORES et de RESA repose sur des déterminants propres aux marchés financiers pour fixer la « juste valeur » des actifs de réseau. Les deux GRD semblent en effet considérer que la valeur de ces actifs est basée sur la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs. Cette technique est utilisée pour valoriser une société privée classique, mais ne constitue pas la seule méthode admise.

La CWaPE rappelle à cet égard que le choix d'une méthodologie comptable particulière, celle proposée ou réalisée en interne par les GRD est inopposable à la CWaPE. Assurément, elle eût pu l'être si les dispositions légales avaient imposé aux « parties » de s'y référer. Aussi, la méthodologie tarifaire ne saurait être analysée ou interprétée à la lumière du choix des GRD, d'une méthode particulière d'évaluation comptable de la valeur de leurs entreprises (IFRS, IPSAS, etc.). Les choix comptables du GRD ne sont pas de nature à lier juridiquement la CWaPE.

Ensuite, de manière surabondante, à l'examen, la méthode de valorisation paraît contestable et inadaptée avec la *ratio legis* poursuivie par les décrets électricité et gaz, les objectifs du législateur étant *ab initio* parfaitement connus ou devant l'être des GRD.

En effet, il y a lieu de rappeler que, précisément, les GRD ne sont pas des entreprises privées classiques mais sont des entreprises intercommunales régulées qui bénéficient d'un monopole et d'une couverture de leur chiffre d'affaires (et de ce fait, voient leur profil de risque significativement réduit). En sus, la réglementation qui les encadre vise à ce qu'elles poursuivent, en priorité, des objectifs sociétaux par rapport à des intérêts financiers particuliers, ce qui ne remet pas en cause l'intérêt des actionnaires publics à percevoir des redevances et des dividendes provenant des GRD.

La position quant aux plus-values de réévaluation ne peut être correcte sans prendre en considération les particularités des intercommunales ayant exclusivement des activités de services d'intérêt général et rendant des services essentiels à la population. Une large part des réactions à la concertation sur le projet de méthodologie tarifaire accordent beaucoup trop peu d'attention à ces caractéristiques fondamentales des GRD.

Les arguments et réactions sont de nature tautologique. En effet, ils subsument la valeur de l'entreprise à la méthode d'évaluation proposée. Or, il est particulièrement contestable d'inférer directement la modification de la valeur économique d'une entreprise au départ d'une méthode d'évaluation comptable particulière. La valeur d'une entreprise s'explique par un argumentaire complexe qui ne peut se résumer à une méthode dont, en outre, *in casu*, on peut douter de l'opportunité.

De manière plus définitive, il ne peut être tiré argument du fait qu'un prix ayant été déterminé entre parties (par le passé) engendre le droit dans le chef de l'acquéreur (les GRD -revendeurs potentiels) à revendiquer le droit de revendre dans des conditions auxquelles il a lui-même acquis.

Aussi, même à considérer que la modification de la méthode de calcul de la rémunération équitable entraînerait une modification de la valeur de l'entreprise (*quod non*), fût en raison d'une modification comptable (*quod non*), cette constatation ne forme pas argument.

Selon la CWaPE, ce faisant, les GRD confondent la notion et les critères qui doivent déterminer une rémunération équitable et le maintien (supposé) de la valeur d'une entreprise.

La CWaPE estime que les GRD ne devraient pas opérer de réduction de valeur et ce pour les raisons suivantes :

- Eu égard à leur nature d'intercommunales en monopole et fournissant des services d'intérêt général, qui diffère d'une société privée classique tel que rappelé ci-dessus, la détermination de la valeur de leurs actifs basée sur une actualisation des flux de trésorerie futur reste un choix de technique du GRD qui ne s'impose pas à lui. Comme le souligne le réviseur d'entreprise auquel la CWaPE a posé la question, à côté des différentes techniques qui coexistent pour calculer la juste valeur, il y a d'autres manières de considérer la valeur actuelle du réseau en comptabilité. Ainsi, selon lui, la valeur du réseau devrait s'envisager comme le prix d'acquisition plus une réévaluation historique moins les amortissements, comme à une valeur conventionnelle d'usage ou d'utilité pour le bon accomplissement des missions des GRD en faveur des citoyens et cette valeur ne doit pas nécessairement être assimilée à la "fair value" invoquée par les GRD ;

- Par ailleurs, pourquoi envisager de réduire la plus-value de réévaluation alors qu'elle sert de base au calcul de l'amortissement de la plus-value, qui reste bien prévu et couvert à 100% par le tarif de distribution et que les conditions d'enregistrement de ces plus-values restent toujours remplies au sens du droit comptable belge. Mettons en avant ici que le financement du coût d'amortissement supérieur découlant de la réévaluation est garanti par la méthodologie tarifaire puisque couvert par le tarif de distribution. Il n'y a de ce fait pas lieu de vérifier que ce coût d'amortissement supérieur est bien couvert en calculant la rentabilité du GRD par une actualisation des flux de trésorerie futurs comme la législation comptable belge en laisse la possibilité³⁰.
- En ce qui concerne les arguments des GRD relatifs au respect de covenants (ratios financiers) spécifiques aux emprunts actuels, au fait que la plus-value constituerait un actif de l'entreprise qui interviendrait dans la valorisation d'un investisseur et au fait qu'un signal négatif serait envoyé vis-à-vis des prêteurs et autres acteurs des marchés financiers, la CWaPE considère qu'il ne faut pas regarder que cet aspect de la rémunération mais l'ensemble de la méthodologie tarifaire dans sa version finale (cf. évolutions listées au point suivant).

De plus, comme le soulignait le réviseur auquel la CWaPE a fait appel pour l'appuyer dans l'analyse de ces questions, les organismes financiers et les agences de notations considèrent, peut-être d'abord et surtout, le monopole géographique détenu par les GRD, le caractère indispensable pour la population de la distribution d'énergie et l'efficacité de la veille du régulateur public sur l'équilibre financier des GRD. Ces caractéristiques contribuent à réduire le profil de risque lié à la solvabilité de ces intercommunales, en raison des services d'intérêt général que celles-ci assument et de la prévisibilité des flux annuels de trésorerie ;

- En ce qui concerne les tableaux de trésorerie, établis par ORES et RESA, présentant une baisse des chiffres financiers qui serait imputable, selon eux, à la mesure de la dégressivité, ceux-ci ne sont plus à considérer car les paramètres de la méthodologie ont évolué, ce qui aura un impact à la hausse sur les flux de trésorerie et est de nature à apaiser les inquiétudes des GRD relatives aux impacts potentiels de la méthodologie sur leurs comptes, sur leur capacité de financement et leur accès au crédit :
 - La valeur du CMPC a été revue à la hausse (de 2,784% à 4,027%) ;
 - La dégressivité du CMPC est de 1/10 par an au lieu de 1/5 ;
 - Les coûts additionnels de transition vont générer une marge bénéficiaire équitable couverte par le tarif ;
 - Le facteur d'efficience a été revu au premier quartile et divisé par deux ; le facteur n'est plus appliqué sur les amortissements BAU ce qui augmente de manière significative la capacité d'autofinancement des GRD.

³⁰ Au niveau des normes comptables belges, l'avis 2011/14 de la Commission des normes comptables énonce des lignes directrices en matière de comptabilisation de plus-value de réévaluation : « *Au cas où l'élément susceptible de réévaluation est un actif dont la durée d'utilisation est limitée, l'art. 57, § 2 AR C.Soc. impose, en règle générale, qu'il fasse l'objet d'amortissements, afin d'étaler le montant des coûts d'acquisition éventuellement réévalués sur sa durée d'utilité ou d'utilisation probable. Le Rapport au Roi précise que dans ces conditions, une réévaluation ne se justifie que dans la mesure où la productivité ou la rentabilité de l'actif en question permet de financer le coût d'amortissement supérieur découlant de la réévaluation. Autrement dit, l'actif en question doit générer une rentabilité suffisante permettant la couverture du coût d'amortissement supérieur découlant de la réévaluation. Dans le cas contraire, l'actif à durée d'utilisation limitée ne pourra pas être réévalué* ».

La question consiste ici à déterminer si la présente méthodologie tarifaire peut proposer une rémunération équitable inférieure dont un effet serait de diminuer la valeur de l'entreprise. Répondre négativement à la question suppose le postulat erroné suivant lequel la CWaPE se serait engagée à maintenir sans la modifier la rémunération équitable voire, extrapolant, eût été contrainte de maintenir une rémunération équitable qui aurait permis au GRD de conserver une même valeur à leur entreprise par rapport, par exemple, au moment des cessions antérieures intervenues. Il va de soi que le but de la rémunération équitable ne consiste pas à garantir cette valeur, mais répond à d'autres objectifs d'intérêt général.

En ce qui concerne la réaction de l'UVCW selon laquelle la faiblesse du CMPC et la dégressivité sur la plus-value de réévaluation vont générer une baisse des dividendes de 30 à 40% pour les communes, qui vont être impactées financièrement à plusieurs niveaux (nécessité de renflouer les IPF, recapitaliser les GRD, perte de recettes), la CWaPE rappelle qu'elle est uniquement compétente pour déterminer une marge bénéficiaire équitable répondant aux critères fixés par le décret tarifaire et qu'il ne lui revient pas de fixer celle-ci en fonction des besoins des communes. La CWaPE n'est en outre pas compétente pour déterminer l'utilisation qui serait faite de la marge bénéficiaire équitable qu'elle fixe et par conséquent, pour déterminer la hauteur des dividendes reversés aux actionnaires. Cette décision revient, en effet, aux organes décisionnels du GRD.

La CWaPE attire, en outre, l'attention de l'UVCW sur le fait que :

- les nouveaux investissements prévus par les GRD pour la transition énergétique (coûts additionnels rentrant dans le revenu autorisé du GRD) génèreront une augmentation de la marge bénéficiaire équitable (et donc alimenteront la capacité du GRD à distribuer des dividendes) ;
- la valeur du CMPC a été revue à la hausse ;
- la dégressivité du CMPC sur 10 ans au lieu de 5 ans augmente la MBE de la plus-value de réévaluation. La désaffectation annuelle de 2% reste intégrée au revenu autorisé.

Ne disposant pas de vue quant à la gestion financière des intercommunales pures de financement (IPF) – gestion qui n'est pas opposable aux tiers - et l'UVCW n'apportant pas d'éléments chiffrés précis sur l'impact financier qu'elle estime, la CWaPE n'est toutefois pas en mesure d'apporter d'éléments plus précis à ce sujet.

En conclusion, la CWaPE rappelle qu'elle n'est pas liée par les choix faits par les GRD dans leur comptabilité. La manière dont fut calculée la valeur de l'entreprise n'est pas pertinente du point de vue du droit à recevoir une rémunération équitable. C'est de manière autonome qu'il convient d'examiner si le décret tarifaire répond aux critères de la rémunération équitable. Par voie de conséquence à la nature dynamique de la méthodologie tarifaire, il ne peut être inféré qu'une valeur qui aboutirait à la détermination d'une rémunération équitable différente – celle-ci fût-elle inférieure à la précédente – serait illégitime. La modification de la méthodologie de calcul de la rémunération équitable accordée jusqu'à présent sur la plus-value iRAB n'équivaut pas à revoir la valeur des actifs régulés. Du point de vue des aspects évoqués ci-dessus, la présente méthodologie tarifaire proposée par la CWaPE est fondée sur les plans comptable et juridique.

SECTION 5 : LE TERME « QUALITÉ » (ARTICLES 35 À 40 ET 149 À 153)

Aux articles 35 à 40, la CWaPE définit les indicateurs de performance, la mesure et le niveau de qualité attendu des GRD ainsi que l'agenda de mise en œuvre du suivi des indicateurs de performance.

Les articles 149 à 153 expliquent, quant à eux, la manière dont le terme « qualité » est calculé et rapporté *ex post*.

La CWaPE définit et fixe la valeur du terme « qualité », à savoir l'incitant financier reflétant le niveau de qualité des services offerts par le GRD relatif à certains indicateurs de qualité identifiés.

Une méthodologie tarifaire « *revenue-cap* » qui fixe un plafond aux coûts contrôlables et un incitant à la maîtrise des coûts peut en effet entraîner certains risques/dérives, tels qu'une diminution de la qualité de services rendus aux URD, et ce, afin de réduire les coûts et de générer un *bonus* dans le chef du GRD. Afin de maîtriser ce risque, la CWaPE entend dès lors de tenir compte, dans la détermination du revenu autorisé 2025-2029 (donc *in fine* dans les tarifs de distribution), de la qualité des services rendus par les GRD aux consommateurs au moyen d'indicateurs de qualité, pour lesquels des objectifs de qualité assortis d'incitants financiers sont fixés :

« La qualité offerte par les gestionnaires de réseaux est une des contreparties des tarifs payés par les utilisateurs. Afin de faire bénéficier les utilisateurs de meilleur niveau de qualité économiquement justifié, la qualité doit faire l'objet d'incitations à l'amélioration, au même titre que la maîtrise des coûts. La régulation incitative de la qualité vise également à éviter l'obtention de faux gains de productivité via une baisse de la qualité d'alimentation ou de la qualité de service. »³¹

Ce choix de la CWaPE s'inscrit dans le cadre du décret tarifaire, qui prévoit explicitement que :

- « les tarifs visent à offrir un juste équilibre entre la qualité des services prestés et les prix supportés par les clients finals »³² ;
- « la méthodologie tarifaire peut inciter les gestionnaires de réseau de distribution à rencontrer les objectifs de performance [...] »³³.

D'ailleurs, de manière unanime, les GRD sont en faveur de la détermination et la fixation d'un incitant financier dans la méthodologie tarifaire 2025-2029 :

- « Il nous semble effectivement important que la future méthodologie tarifaire ne soit pas uniquement axée sur la réduction des coûts contrôlables (facteur X) mais tiennent également

³¹ Introduction à la régulation incitative de la CRE - FTI-CL Energy - Etude sur la régulation incitative de la qualité d'alimentation des gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité – Etude mandatée par les services de la CRE – 8 juillet 2016 – Non confidentiel.

³² Article 4, § 2, 20° du décret relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité du 19 janvier 2017.

³³ Article 4, § 2, 19° du décret relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité du 19 janvier 2017.

compte de la qualité des services offerts par les GRD (facteur Q) aux URD et acteurs de marché. »³⁴ ;

- *« Pour autant que celui-ci soit bien calibré, ORES se montre donc favorable à la mise en place d'un système fournissant des incitants positifs pour les efforts consentis en la matière. »³⁵.*

Dans la présente section, la CWaPE explique l'approche suivie pour la sélection des indicateurs de qualité retenus dans le cadre de l'incitant financier (5.1.) et l'approche suivie pour la fixation des objectifs (5.2.) La CWaPE explicite ensuite de manière plus détaillée les indicateurs de qualité non retenus (5.3.), ceux retenus et pour ces derniers les objectifs y relatifs (5.4. et 5.5.). Enfin, la CWaPE détaille la manière dont l'incitant financier est fixé par indicateur de qualité (5.6. et 5.7.).

1. Approche suivie pour la sélection des indicateurs de qualité pris en compte pour la fixation du terme « qualité »

Comme annoncé à l'article 35, § 1^{er}, de la méthodologie tarifaire 2019-2023, la CWaPE a, au cours de la période régulatoire 2019-2023, défini des indicateurs de qualité pouvant servir à mesurer annuellement le niveau de qualité des services de chaque GRD, au travers de lignes directrices CD-20d23-CWaPE-0029 du 23 avril 2020 relatives aux indicateurs de performance des gestionnaires de réseau de gaz et d'électricité actifs en Région wallonne annulant et remplaçant les lignes directrices référencées CD-19i10-CWaPE-0025, ayant fait l'objet d'une concertation avec les GRD et d'une consultation publique.

Dans ces lignes directrices, la CWaPE a, dans un premier temps, défini une liste de 16 indicateurs de qualité comme suit :

- 1° L'indisponibilité du réseau [SAIDI – System Average Interruption Duration Index] – indisponibilité « propre GRD » ;
- 2° La fréquence d'interruption [SAIFI – System Average Interruption Frequency Index] – indisponibilité « propre GRD » ;
- 3° L'indisponibilité du réseau [SAIDI – System Average Interruption Duration Index] – indisponibilité « totale URD » hors catégorie 7.b et 8 ;
- 4° La fréquence d'interruption [SAIFI – System Average Interruption Frequency Index] – indisponibilité « totale URD » hors catégorie 7.b et 8 ;
- 5° Le nombre demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total) ;
- 6° Le délai moyen de retard de fin de procédure compteur à budget ;
- 7° Le délai moyen de placement (ou de réactivation) du compteur à budget ;
- 8° Le taux de rectification des index relevés/courbes de charge ;
- 9° Le nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index par gestionnaire de réseau ;
- 10° Les plaintes recevables par GRD ;
- 11° Les indemnités versées par GRD - Interruption de fourniture non planifiée > 6 heures ;

³⁴ Commentaires AIEG, AIESH, RESA et REW à la concertation organisée avec les gestionnaires de réseau de distribution (rapport CD-20i03-CWaPE-0077)

³⁵ Commentaires ORES à la concertation organisée avec les gestionnaires de réseau de distribution (rapport CD-20i03-CWaPE-0077)

- 12° Les indemnités versées par GRD - Incidents réseau ;
- 13° Les indemnités versées par GRD - Erreur administrative ;
- 14° Les indemnités versées par GRD - Switch ;
- 15° Les indemnités versées par GRD - Délais de raccordement ;
- 16° Le taux de perte.

Comme annoncé dans ces mêmes lignes directrices, la CWaPE a, ensuite, analysé la qualité, la fiabilité et la disponibilité des données relatives à ces indicateurs. Elle a, en outre, apprécié la pertinence de leur utilisation éventuelle dans le cadre d'une régulation incitative. Sur la base de ces analyses, la CWaPE a réparti les indicateurs en trois catégories :

1. les indicateurs jugés pertinents et pour lesquels les données disponibles actuellement sont suffisamment représentatives. Ceux-ci seront rapportés annuellement, publiés sur le site de la CWaPE et sont retenus dans le cadre de la détermination de l'incitant financier (terme « qualité ») de la présente méthodologie ;
2. les indicateurs jugés pertinents et pour lesquels les données sont inexistantes ou jugées non suffisamment représentatives ou fiables. Ceux-ci seront mis en œuvre progressivement au cours de la période régulatoire 2025-2029 et feront l'objet d'un plan d'action afin de définir des échéances pour collecter et rapporter à la CWaPE de manière homogène, transparente et fiable, les données requises.

Le plan d'action à mener à la suite des conclusions de l'audit des rapports qualité électricité et gaz avec échéancier (décision référencée CD-21b11-CWaPE-0482) s'applique d'ores et déjà pour les indicateurs de qualité retenus qui proviennent des rapports qualité électricité et gaz ;

3. les indicateurs finalement jugés non pertinents en ce que leur atteinte est déjà encadrée par différents textes légaux. Ces indicateurs ne seront pas retenus.

La CWaPE a, pour la période régulatoire 2025-2029, retenu les mêmes indicateurs de qualité pour chaque GRD.

La CWaPE précise que ces indicateurs entendent inciter les GRD à rencontrer les objectifs de performance au sens de l'article 4, § 2, 19°, du décret tarifaire.

Par ailleurs, la CWaPE attire l'attention des GRD sur le fait qu'en cours de période régulatoire 2025-2029, des indicateurs de qualité supplémentaires ou en remplacement de(s) indicateurs retenus pourront être définis dans l'optique de la prochaine période régulatoire. La liste des indicateurs de qualité, telle que présentée au travers de la présente analyse, pourra donc évoluer au fil du temps afin de prendre en compte les évolutions futures du secteur de l'énergie en Région wallonne et ainsi être mise en œuvre au cours de la période régulatoire suivante. Ces éventuels nouveaux indicateurs doivent être élaborés avec soin afin d'en assurer la représentativité et la fiabilité. Certains défis majeurs pour les années à venir ne sont, à l'heure actuelle, pas suffisamment matures pour pouvoir définir des indicateurs de qualité dès à présent. Une concertation avec les GRD sur ces nouveaux indicateurs est, en outre, nécessaire. Une mise en œuvre de tels nouveaux indicateurs au cours de la présente période régulatoire n'est par conséquent ni justifiée, ni appropriée.

2. Approche suivie pour la fixation des objectifs de qualité

Il existe différentes approches pour définir des objectifs de qualité :

1° soit basée sur une comparaison avec d'autres entités, soit basée sur les données historiques tel que précisé par FTI-CL dans une étude pour la CRE :

« La détermination des cibles de référence pour les différents indicateurs est un exercice difficile. Il n'apparaît pas faisable de déterminer un niveau optimal sur la base d'une analyse coûts-bénéfices. Par conséquent, l'approche préconisée dans la littérature économique ou observée en pratique en Europe consiste soit (i) à procéder à une approche par benchmark, c'est-à-dire à comparer le niveau de performance de différents opérateurs pour déterminer le niveau d'un gestionnaire efficace, soit (ii) à suivre une approche tendancielle, en s'appuyant sur les données historiques »³⁶ ;

2° soit en privilégiant une stabilité de la qualité des services actuelle, soit en prévoyant une amélioration progressive de la qualité de service offerte. L'amélioration du niveau de qualité de service offert n'est, en effet, pas systématiquement un objectif à poursuivre dans un contexte réglementaire :

« Sur les marchés concurrentiels, les choix des clients apportent des informations et incitations aux entreprises pour qu'elles fournissent une qualité de service adéquate au moindre coût ; et les consommateurs et entreprises apprennent en observant les choix et les offres de qualité réciproque. En particulier, une qualité élevée en soi n'est pas récompensée sur des marchés concurrentiels car le consommateur ne considère pas toujours rentable de payer pour une qualité supérieure.

*La leçon pour la réglementation de la qualité est que **l'atteinte d'une qualité supérieure ne devrait pas nécessairement être considérée comme un résultat supérieur**, et les incitations à la qualité du service devraient être conçues pour éviter de récompenser une qualité supérieure en soi »³⁷. (La CWaPE surligne).*

En ce qui concerne les objectifs pour la période 2025-2029, la CWaPE est d'avis de :

- 1) mettre en place des objectifs de qualité individuels, propres à chaque GRD (conformément à ce qui a été mis en œuvre à l'article 35, § 2, de la méthodologie tarifaire 2019-2023), afin de tenir compte, d'une part, des différences dans la structure des réseaux et d'autre part, des grandes disparités constatées entre les GRD qui découlent partiellement de leur typologie différente (rural, urbain, mixte, etc.) ;
- 2) suivre l'approche tendancielle évoquée ci-dessus ; et de
- 3) ne pas fixer d'objectifs d'amélioration de la qualité des services en privilégiant la stabilité des objectifs pour la période 2025-2029 étant donné qu'il s'agit de la première période réglementaire introduisant un terme « qualité » différent de 0 euro (principe de prudence).

³⁶ FTI-CL, Étude sur la régulation incitative de la qualité d'alimentation des gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité - Étude mandatée par les services de la CRE, 8 juillet 2016.

³⁷ Traduction libre de « Incentives for Service Quality: Getting the Framework Right » – Brian Williamson :
*“In competitive markets, customer choices provide information and incentives for companies to provide appropriate service quality at least cost, and customers and firms learn by observing the choices and quality offerings of others. In particular, higher quality per se is not rewarded in competitive markets because customers do not always consider it worthwhile to pay for higher quality.
The lesson for quality regulation is that the achievement of higher quality should not necessarily be considered a superior outcome, and incentives for service quality should be designed to avoid rewarding higher quality per se”* (https://regulationbodyofknowledge.org/wp-content/uploads/2013/03/Williamson_Incentives_For_Service.pdf).

Cette approche sera évidemment réanalysée pour la prochaine période réglementaire. La CWaPE n'exclut notamment pas :

- 1) de fixer des seuils d'amélioration des objectifs à atteindre, à l'instar de ce que font d'autres régulateurs européens (par exemple, la CRE) ; et
- 2) de comparer les niveaux de qualité des GRD entre eux.

3. Fiabilité des données rapportées par les GRD

Dans le cadre de la concertation, la question de la fiabilité des données rapportées par chacun des GRD a été soulevée. La CWaPE rappelle que la méthodologie tarifaire prévoit déjà que les données de chaque GRD soient auditées par un tiers indépendant propre à chaque GRD et que les systèmes et procédures internes de chacun des GRD puissent être vérifiés par la CWaPE. Il a été suggéré à cet égard que les données de tous les GRD, prises globalement, soient également auditées par un tiers indépendant commun à l'ensemble des GRD. La CWaPE est favorable à cette proposition et décide de compléter l'article 37, § 4, de la présente méthodologie tarifaire en ce sens.

Par ailleurs, la concertation a mis en lumière la nécessité que la CWaPE coordonne le travail de collecte et de préparation des rapports à lui transmettre et veille au caractère homogène, transparent et fiable des données transmises, le cas échéant, via l'adoption de lignes directrices concertées avec les GRD. La CWaPE rappelle à ce sujet qu'il existe déjà des lignes directrices³⁸ qui définissent précisément les données à prendre en compte dans les indicateurs, ainsi que les formules à appliquer. La CWaPE n'a pas identifié dans les réponses reçues sur le projet de méthodologie tarifaire de problème majeur de compréhension des définitions, des données, des formules ou des indicateurs. La CWaPE n'a pas non plus identifié de demande d'explications sur les processus de collecte des données ou le délai de mise en œuvre. Il s'ensuit que le plan d'action visé à l'article 37, § 2, de la présente méthodologie tarifaire ne devrait soulever aucune difficulté pour les GRD.

En ce qui concerne le travail de préparation des rapports à transmettre, la CWaPE précise qu'il existe d'ores et déjà un onglet prévu dans le modèle de rapport *ex post* (annexes 4 (électricité) et 5 (gaz) de la présente méthodologie tarifaire) à ce sujet, ainsi qu'un modèle de suivi des indicateurs qualité (annexe 13). Dans un souci de clarification et de bonne compréhension de la part des GRD, la CWaPE a repris, dans l'annexe 12, un plan d'action avec :

- la définition des 9 indicateurs retenus (copier/coller des lignes directrices CD-20d23-CWaPE-0029 du 23 avril 2020) ;
- le plan d'action à la suite de l'audit des RQ (copier/coller de la décision CD-21b11-CWaPE-0482 du 16 février 2021 pour les indicateurs provenant du RQ) ; et
- l'échéancier pour les 2 indicateurs à mettre en œuvre et qui ne relèvent pas du rapport d'audit.

L'article 37, § 2, de la présente méthodologie tarifaire est complété en ce sens.

³⁸ Lignes directrices CD-20d23-CWaPE-0029 du 23 avril 2020 relatives aux indicateurs de performance des gestionnaires de réseau de gaz et d'électricité actifs en Région wallonne

Pour le reste, la CWaPE reste à la disposition des GRD pour faciliter l'harmonisation de la collecte d'informations relatives aux indicateurs de qualité. Les GRD peuvent soumettre leurs questions et formuler des propositions à la CWaPE qui pourra arbitrer, le cas échéant.

Enfin, à la demande d'un GRD, la CWaPE a également partiellement revu l'article 151, § 2, de la présente méthodologie tarifaire comme suit :

« Les gestionnaires de réseau de distribution ont la responsabilité de transmettre à la CWaPE dans les délais prévus à l'annexe 12 de la présente méthodologie tarifaire des indicateurs harmonisés, c'est-à-dire basés sur des données harmonisées et calculés strictement conformément aux lignes directrices référencées CD-20d23-CWaPE-0029 relatives aux indicateurs de performance des gestionnaires de réseau de gaz et d'électricité actifs en Région wallonne annulant et remplaçant les lignes directrices référencées CD-19I10-CWaPE-0025 (et rappelées dans l'annexe 12 de la présente méthodologie tarifaire), et basés sur des données homogènes, transparentes et fiables. ».

S'agissant de la mise en œuvre des indicateurs qualité, la CWaPE a pris en compte les commentaires et suggestions soulevés dans le cadre de la concertation. Il en ressort ce qui suit :

- « nombre de demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais légaux »

EDORA et Techlink estiment que rien n'empêche de prendre en compte l'indicateur relatif au « nombre de demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais légaux » dans le terme « qualité » dès 2024 (plutôt qu'en 2028). Techlink estime qu'il devrait s'appliquer à tous les GRD wallons, sans dérogation et qu'il faut donc prendre l'hypothèse tout à fait réaliste que chaque GRD est désormais 'capable' de monitorer ses propres délais.

La CWaPE confirme que l'indicateur s'applique à tous les GRD actifs en Région wallonne sans dérogation. L'indicateur sera rapporté au travers des rapports qualité transmis annuellement par chaque GRD à la CWaPE.

En ce qui concerne l'anticipation de la mise en œuvre de l'indicateur relatif au « nombre de demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais légaux », la CWaPE aurait effectivement souhaité mettre en œuvre l'ensemble des indicateurs dès le 1^{er} janvier 2025. La CWaPE constate cependant que tous les GRD ne sont pas encore capables de monitorer leurs propres délais. A ce titre, la CWaPE rappelle les conclusions de l'audit sur les rapports qualité³⁹. La CWaPE a proposé une mise à jour de l'indicateur relatif au délais des demandes d'études, d'offres et de raccordement et un plan d'action⁴⁰ de mise en œuvre de cet indicateur. Ce plan d'action conclu d'un commun accord avec les GRD prévoit une collecte des données à partir du 1^{er} janvier 2022. Le besoin impérieux de disposer d'un historique minimum de données fiables ne permet donc pas d'analyser la qualité de gestion des différents délais actuellement rapportés et encore moins de fixer des objectifs représentatifs. La CWaPE n'était donc pas en mesure d'accélérer la mise en œuvre de cet indicateur.

- Indicateurs à mettre en œuvre durant la présente période réglementaire

FEBEG et l'AIEG s'interrogent sur le planning de mise en œuvre et sur la prise en compte progressive des indicateurs de qualité tout au long de la période réglementaire. La FEBEG plaide pour que de tels

³⁹ Rapport CD-20d23-CWaPE-0072 du 23 avril 2020

⁴⁰ Décision CD-21b11-CWaPE-0482 Plan d'actions à mener suite aux conclusions de l'audit des rapports qualité électricité et gaz avec échéancier du 11 février 2021.

indicateurs puissent être directement intégrés dans la méthodologie tarifaire, et que leur définition en concertation et mise en œuvre sous l'égide de la CWaPE, puissent débiter sans attendre 2028.

Le planning de mise en œuvre et la prise en compte progressive des indicateurs de qualité est indispensable afin de s'assurer d'avoir des indicateurs fiables, représentatifs des réalités de terrain et de disposer d'un historique de données fiables d'une durée suffisamment longue et représentative (quatre à cinq années).

La CWaPE constate qu'à l'heure actuelle, il existe des indicateurs pertinents pour lesquels les données sont inexistantes ou insuffisamment représentatives ou fiables. Ceux-ci seront mis en œuvre progressivement au cours de la période régulatoire et feront l'objet d'un plan d'action afin de définir des échéances pour collecter et rapporter à la CWaPE de manière homogène, transparente et fiable, les données requises. La CWaPE rappelle notamment à ce sujet l'interdépendance de certains indicateurs de qualité avec le MIG 6 et les conclusions de l'audit du rapport qualité des GRD⁴¹ :

➤ Les interruptions d'accès en moyenne tension (MT)

1. Bien qu'il existe la prescription SYNERGRID C10/14 permettant aux GRD de calculer l'indisponibilité d'un URD, force est de constater que la procédure définie dans le document n'est pas intégralement suivie.

Les biais suivants ont notamment été constatés :

- prise en compte, dans le calcul, des interruptions courtes (avec une durée inférieure à 3 minutes) alors que par convention, les reportages devraient se limiter aux interruptions longues (d'une durée de plus de 3 minutes) ;
 - prise en compte, dans le calcul de l'indisponibilité propre des GRD, des interruptions dues à des tiers ou situées en amont des réseaux de distribution (ex : coupure sur réseaux d'Elia) ;
 - certaines interruptions ne sont pas prises en compte dans le calcul de l'indisponibilité (oubli ou retrait volontaire ...) ; ou encore,
 - en cas de ré-enclenchement manuel de cabines, l'heure de réalimentation n'est pas systématiquement notée cabine après cabine mais plutôt en fin d'intervention. La durée d'indisponibilité est dès lors très certainement dégradée dans ce cas.
2. En ce qui concerne l'heure d'arrivée sur site (des agents) et l'heure de fin d'interruption, la CWaPE constate que certains GRD ne monitorent pas ces données.
 3. La CWaPE constate aussi qu'il n'existe pas de définition pour les « *mauvaises conditions atmosphériques* » évoquées au point 1.1.2 du rapport qualité « *détail des interruptions non planifiées en fonction des causes* ».

➤ Les délais de raccordement et études

1. Les GRD ont des divergences d'interprétation quant aux données à renseigner dans le rapport qualité. Par exemple, le REW considèrerait jusqu'à maintenant que le délai à prendre en compte pour la réalisation d'un raccordement BT était celui compris entre le moment où l'URD était prêt

⁴¹ Audit des rapports qualité des GRD CD-20d23-CWaPE-0072.

(conformité technique de l'installation et « move-in ») et la réalisation effective du raccordement par le GRD, alors qu'ORES considère que le délai commence à courir à partir du paiement du devis. En outre, certains GRD sont d'avis qu'il faudrait tenir compte de la date de visite technique (quand celle-ci est réalisée) et non, de la date de demande de raccordement pour calculer le délai d'établissement d'une offre.

2. Le processus en place chez RESA est complexe et ne permet pas au GRD de garantir ni l'exhaustivité, ni la fiabilité des données renseignées dans le rapport qualité. En outre, le GRD n'a pas systématiquement la possibilité d'arrêter le chronomètre pour les étapes du processus sur lesquelles il n'a pas de prise (par ex. lorsqu'il est dans l'attente de renseignements complémentaires). Enfin, RESA ne peut garantir un suivi de qualité.
3. L'AIEG et l'AIESH ne suivent pas et donc, ne rapportent pas les données demandées dans le tableau du rapport qualité.

Selon la FEBEG, il revient à la CWaPE de déterminer dès que possible les incitants et/ou éventuelles sanctions après définition de ces indicateurs et des seuils à atteindre dans les prochaines années. De cette manière, la CWaPE pourrait, le cas échéant, mettre en œuvre ces éventuels indicateurs de performance sans devoir procéder à une modification de la méthodologie en cours de période, voire, à tout le moins, commencer un monitoring des données durant la période 2025-2029 pour aboutir à un indicateur incitatif au début de la prochaine période réglementaire.

La CWaPE précise qu'elle a effectivement déterminé des indicateurs de qualité, des objectifs à atteindre et des incitants financiers comme détaillés dans la lecture combinée des nombreux documents traitant du sujet, notamment :

- les lignes directrices référencées CD-19i10-CWaPE-0025 du 10 septembre 2019 ;
- lignes directrices CD-20d23-CWaPE-0029 du 23 avril 2020 ;
- rapport de consultation relatif aux indicateurs de performance des gestionnaires de réseau de gaz et d'électricité actifs en Région wallonne (lignes directrices CD-19i10-CWaPE-0025) référencées CD-20i03-CWaPE-077 du 3 septembre 2020 ;
- rapport de consultation publique sur le projet de lignes directrices CD-20d23-CWaPE-0029 du 23 avril 2020 relatives aux indicateurs de performance des gestionnaires de réseau de gaz et d'électricité actifs en Région wallonne annulant et remplaçant les lignes directrices référencées CD-19i10-CWaPE-0025 du 3 septembre 2020 ;
- audit des rapports qualité des GRD – Rapport CD-20d23-CWaPE-0072 du 23 avril 2020 ;
- plans d'actions à mener suite aux conclusions de l'audit des rapports qualité électricité et gaz avec échéancier – Décision CD-21b11-CWaPE-0482 du 16 février 2021 ;
- lignes directrices CD-22a21-CWaPE-0038 sur la présentation standard des rapports annuels des GRD électricité sur la qualité de leurs prestations (mise à jour des lignes directrices CD-20i03-CWaPE-0030) du 21 janvier 2022 ;
- suivi du plan d'actions à mener par les GRD suite aux conclusions de l'audit du rapport qualité électricité actuellement en cours.

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

Pour envisager de déterminer des indicateurs de performance dès que possible, un processus de discussion et de collaboration avec l'ensemble des acteurs du marché aurait dû être mis en place depuis des années pour aboutir à des indicateurs de performance harmonisés et représentatifs.

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

- ne soulevaient aucun problème d'interprétation par toutes les parties prenantes ;
- disposaient de données historiques suffisantes et fiables ;
- reflétaient effectivement la qualité de prestation visée ; et
- étaient rapportés de manière harmonisée.

Tout le travail initié depuis 2019 concernant l'élaboration des lignes directrices relatives aux indicateurs de performance, les consultations et concertations des lignes directrices et du projet de méthodologie a été réalisé dans le but de déterminer des indicateurs harmonisés et pertinents. Si de tels indicateurs n'existaient pas, ce processus a abouti à la mise en place d'un plan d'action pour harmoniser les données requises.

Il est donc matériellement impossible de déterminer dès que possible, et donc avant la période 2025-2029, des nouveaux indicateurs et les incitants et/ou éventuelles sanctions ainsi que les seuils à atteindre.

4. Description des indicateurs de qualité non retenus

La CWaPE rappelle que sa volonté (tel qu'il ressortait des lignes directrices CD-19|10-CWaPE-0025) n'était pas forcément de faire entrer tous les indicateurs dans le mécanisme d'incitant financier. Il s'agissait effectivement, tout d'abord, de faire un inventaire des indicateurs d'ores et déjà rapportés par les GRD à la CWaPE et de faire une analyse sur les indicateurs les plus communément suivis au sein d'autres méthodologies, pour ensuite, déterminer une liste limitative d'indicateurs à analyser et/ou développer pour suivre de manière la plus pertinente possible la qualité des services offerts aux utilisateurs finals de réseau de distribution (valeur ajoutée).

Les indicateurs suivants n'ont finalement pas été retenus.

4.1. Indicateurs relatifs aux délais moyens de placement (ou de réactivation) du compteur à budget et de retard de fin de procédure compteur à budget

À l'analyse des indicateurs proposés par rapport au délai moyen de placement (ou de réactivation) du compteur à budget et au délai moyen de retard de fin de procédure compteur à budget, la CWaPE constate qu'une intervention forfaitaire est légalement prévue⁴² à charge du GRD en cas de retard de placement des compteurs à budget (ou d'activation de la fonction de prépaiement), ce qui implique d'ores et déjà une contrainte et un incitant pour les GRD en la matière, d'autant plus que cette intervention forfaitaire sera traitée comme un coût contrôlable dans le cadre du revenu autorisé 2025-2029.

La CWaPE est donc d'avis qu'il n'est pas approprié de prévoir, dans la méthodologie tarifaire, un incitant financier supplémentaire au respect de cette obligation légale.

Par conséquent, les indicateurs relatifs au délai moyen de placement (ou de réactivation) du compteur à budget et au délai moyen de retard de fin de procédure ne sont donc pas retenus en tant qu'indicateur de qualité pour la période 2025-2029.

4.2. Indicateurs relatifs à l'intégration des productions décentralisée dans le réseau (électricité)

L'évaluation de l'arrêté du Gouvernement wallon du 10 novembre 2016 relatif à l'analyse coût-bénéfice et aux modalités de calcul et de mise en œuvre de la compensation financière, qui a été menée par la CWaPE, l'a conduite à proposer, dans la foulée de la transposition de la directive 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE, des propositions⁴³ de modification du décret électricité. Le décret du 5 mai 2022 contient des modifications susceptibles d'impacter la définition d'indicateurs pertinents en matière d'intégration des productions décentralisées. La concertation avec les acteurs en vue de la rédaction d'un AGW précisant les aspects opérationnels du décret débutera prochainement. En conséquence, la CWaPE se basera sur la mise en œuvre des nouveaux textes pour éventuellement définir ultérieurement des indicateurs relatifs à l'intégration des productions décentralisées dans le réseau, utilisables dans le cadre de la prochaine période régulatoire.

La CWaPE précise à ce sujet ne pas s'opposer - sur le principe - à l'établissement d'indicateurs de qualité dans le domaine du déploiement de l'énergie décentralisée et de la transition énergétique. Cependant, l'élaboration d'indicateurs qui soient suffisamment représentatifs et fiables, et partant incitatifs, doit tenir compte de différents paramètres techniques et économiques ainsi qu'assurer un équilibre avec la volonté du législateur wallon de maintenir le déploiement de la production décentralisée à un coût raisonnable pour la collectivité. La mise en œuvre d'indicateurs de qualité nécessite du temps, de la précision et une grande rigueur dans la définition des données utilisées tant pour le calculer que le déterminer de manière pertinente et efficace. En l'état, cette question n'est pas

⁴² Par les décrets électricité (article 34, § 1er, 3°, c)) et gaz (article 32, § 1er, 3°, c)) ainsi que par l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché de l'électricité (article 31, § 5, alinéa 2) et l'arrêté du Gouvernement Wallon du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché du gaz (article 34, § 6, alinéa 2).

⁴³ <https://www.cwape.be/documents-recents/projet-de-decret-modifiant-les-decret-electricite-et-decret-tarifaire-en-vue-de>

suffisamment mure. Une réflexion pourra être menée dans le courant de la présente période régulatoire, afin le cas échéant d'intégrer de tels indicateurs dans le cadre de la prochaine méthodologie tarifaire.

4.3. Indicateurs relatifs aux indemnités versées par le gestionnaire de réseau de distribution

Comme indiqué précédemment dans les rapports de concertation/consultation⁴⁴, les indicateurs relatifs aux indemnités prévues légalement avaient pour vocation d'analyser le taux d'indemnisation par GRD.

À l'analyse des indicateurs proposés par rapport aux demandes d'indemnisation, la CWaPE constate que :

- 1° des modifications ont été récemment apportées en ce qui concerne certaines demandes d'indemnisation par le décret du 5 mai 2022, rendant l'indemnisation automatique ;
- 2° le traitement des indemnités versées par les GRD dans le cadre du revenu autorisé (coûts contrôlables et détermination d'une trajectoire de ceux-ci à l'horizon 2028), implique d'ores et déjà une contrainte pour les GRD ;
- 3° le ratio « nombre de dossiers indemnisés/nombre de dossier totaux » n'est pas l'expression optimale du reflet de la qualité de service d'un GRD comme indiqué par RESA dans ses commentaires à la consultation publique. En effet, chaque dossier de demande d'indemnisation doit faire l'objet d'une analyse individuelle dont il peut ressortir qu'il n'y a pas lieu d'indemniser le demandeur notamment parce que les conditions requises ne sont pas remplies. Il n'est donc pas cohérent de chercher un ratio de 100 % de dossier indemnisé.

Par conséquent, les indicateurs relatifs aux indemnités versées ne sont pas retenus en tant qu'indicateur de qualité pour la période 2025-2029.

4.4. Indicateurs relatifs au déploiement des compteurs communicants

Dans le cadre de l'élaboration de la présente méthodologie tarifaire, il a été proposé d'ajouter un indicateur sur le déploiement des compteurs communicants.

Ce déploiement est organisé par l'article 35 du décret électricité, qui fixe des objectifs aux GRD. La CWaPE considère qu'il n'est toutefois pas approprié de fixer des incitants financiers pour assurer la rencontre du cadre légal.

Il existe en sus un rapport annuel sur l'évolution du déploiement des compteurs communicants, et un comité de suivi en vue d'accompagner le déploiement des compteurs communicants.

Compte tenu de tous ces éléments, il n'est pas prévu d'indicateur de qualité relatif au déploiement des compteurs communicants dans la méthodologie tarifaire 2025-2029.

⁴⁴ Rapports CD-20i03-CWaPE-0077 et CD-20i03-CWaPE-0078 du 3 septembre 2020.

4.5. Indicateurs relatifs à la qualité des données

Dans le cadre de l'élaboration de la présente méthodologie tarifaire, il a été proposé d'ajouter les indicateurs suivants :

- Qualité des données d'allocation prévisionnelle : mesurer la moyenne des pourcentages d'erreur par unité de temps entre les données de l'allocation prévisionnelle et les données de l'allocation définitive et fixer un maximum à ne pas dépasser ;
- Respect des délais d'envoi des données d'Atrias aux fournisseurs : mesurer le nombre d'envois de données qui n'ont pas été exécutés dans les temps, conformément aux délais du MIG6 et fixer un maximum ;
- Qualité des données du gridfee : mesurer le nombre de rectifications des données du gridfee et fixer un maximum ; et
- Master data relatif à la production décentralisée : mesurer les délais d'encodage des dossiers de déclaration d'unités de production décentralisée (principalement le photovoltaïque de basse puissance), entre le moment où le dossier est introduit chez le GRD jusqu'à l'envoi au fournisseur des Master data mis à jour pour le point d'accès concernés et fixer une durée maximum.

La CWaPE rappelle que la mise en œuvre de nouveaux indicateurs de qualité nécessite du temps, de la précision et une grande rigueur dans la définition des données utilisées pour le calculer et le déterminer de manière pertinente et efficace. Il faut effectivement s'assurer que l'indicateur mesure bien la qualité de service du GRD visé, que les GRD rapportent bien des données fiables et harmonisées pour calculer l'indicateur de qualité, que les données rapportées soient homogènes entre GRD, que ces données soient représentatives de la réalité des utilisateurs des réseaux de distribution et que les données soient disponibles immédiatement pour les analyser. En l'état, la CWaPE ne dispose pas de telles données.

La CWaPE n'entend donc pas introduire, dans la présente méthodologie tarifaire, des nouveaux indicateurs qui n'auraient pas été clairement définis et discutés avec les acteurs de marché. Un prérequis minimum à l'introduction de ces indicateurs doit être une discussion sur les concepts et les données requises, notamment avec les GRD afin de s'assurer de la disponibilité de données fiables, homogènes et représentatives. Il serait imprudent de mettre en œuvre des indicateurs insuffisamment définis et plus encore d'y lier des incitants financiers.

En revanche, la CWaPE entend, sans attendre la méthodologie tarifaire suivante, lancer les analyses sur la définition de nouveaux indicateurs de qualité relatifs à la qualité des données en tenant compte notamment du MIG6 et de la nouvelle plateforme Atrias. L'élaboration des indicateurs relatifs à la qualité des données se fera en collaboration avec les GRD et autres parties intéressées. La définition et la mise en œuvre de ces nouveaux indicateurs de qualité se fera ensuite au travers de lignes directrices émises par la CWaPE, après consultation et concertation de l'ensemble des acteurs de marché.

4.6. Indicateur relatif au nombre de défauts sur réseau BT par 1 000 EAN

Dans le cadre de l'élaboration de la présente méthodologie tarifaire, il a été proposé d'ajouter un indicateur relatif au nombre de défauts sur réseau BT par 1 000 EAN.

La CWaPE rappelle qu'en électricité, et conformément à la prescription SYNERGRID C10/14, les utilisateurs basse tension sont dans une certaine mesure déjà pris en compte dans le calcul des indicateurs 5° « l'indisponibilité du réseau [SAIDI – System Average Interruption Duration Index] –

indisponibilité « totale URD » hors catégorie 7.b et 8 » et 6° « la fréquence d'interruption [SAIFI – System Average Interruption Frequency Index] – indisponibilité « totale URD » hors catégorie 7.b et 8 ».

Par ailleurs, la CWaPE estime inadéquat de mettre en place un indicateur de suivi des défauts sur les réseaux gaziers. En effet, il s'agit, ici, non pas d'une question de qualité de service rendu par un GRD mais potentiellement d'un risque léthal pour les utilisateurs de réseau finals et les salariés des gestionnaires de réseau intervenant sur site. Une panne peut présenter un danger immédiat. Un défaut sur le réseau gazier peut s'accompagner d'une fuite sur canalisations de distribution (moyenne et basse pression) et/ou sur branchements (extérieur et intérieur). Indépendamment donc du nombre de défauts sur le réseau gazier, il faut impérativement intervenir et agir le plus rapidement possible afin d'éviter des événements potentiellement catastrophiques tels que les explosions et inflammations. La CWaPE considère que l'obligation du GRD d'assurer la sécurité de tous ne devrait pas dépendre d'incitants financiers.

Compte tenu de tous ces éléments, il n'est pas prévu d'ajouter un nouvel indicateur relatif au nombre de défauts sur réseau BT par 1 000 EAN dans la présente méthodologie tarifaire.

4.7. Indicateur relatif à la satisfaction des clients dans le cadre des travaux clients basse tension et basse pression

Dans le cadre de l'élaboration de la présente méthodologie tarifaire, il a été proposé d'ajouter un indicateur supplémentaire relatif à la satisfaction des clients dans le cadre des travaux clients basse tension et basse pression. Il s'agirait de mesurer la qualité de service du GRD dans le cadre de toute réalisation des travaux par une enquête réalisée auprès des clients concernés, ce qui donnerait une vision de la satisfaction de la clientèle plus large que celle basée uniquement sur les plaintes fondées (et donc issues d'une démarche du client liée à une insatisfaction).

Comme déjà indiqué, la mise en œuvre de nouveaux indicateurs de qualité nécessite du temps, de la précision et une grande rigueur dans la définition des données utilisées pour le calculer et le déterminer de manière pertinente et efficace.

En l'espèce, la CWaPE s'interroge sur la mise en pratique de ce genre d'enquête par des GRD de plus petite taille, aussi bien en termes de ressources et de processus interne, ou encore de clientèle. La CWaPE doit en effet s'assurer que les situations des différents GRD sont suffisamment similaires pour que l'indicateur soit représentatif.

Si la CWaPE ne s'oppose pas à l'introduction d'un nouvel indicateur sur la satisfaction des clients dans le cadre des travaux clients, il convient de le définir en concertation avec les acteurs de marché. Par conséquent, la définition de cet indicateur se fera dès que possible afin de pouvoir constituer dans les meilleurs délais un historique de données fiables et représentatives pouvant servir de base à la détermination de l'objectif à atteindre et de l'incitant financier dans le cadre de la méthodologie tarifaire suivante.

5. Description des indicateurs de qualité retenus et fixation des objectifs de qualité des services

5.1. Indicateurs relatifs à la fiabilité et à la disponibilité des réseaux d'électricité

Les données qui serviront de base aux indicateurs relatifs à la fiabilité et la disponibilité des réseaux proviendront **exclusivement des données utilisées dans le cadre du rapport qualité** pour le monitoring des interruptions MT. Le calcul de la fréquence et de la durée d'interruption est précisé dans la prescription SYNERGRID C10/14 de janvier 2004.

À la suite de l'audit des rapports qualité, rapport CD-20d23-CWaPE-0072 du 23 avril 2020, deux éléments doivent être pris en compte dans la représentativité des données :

- 1° le processus de monitoring des interruptions MT est partiellement maîtrisé chez l'ensemble des GRD (plus spécifiquement en ce qui concerne la fréquence et la durée des interruptions, la CWaPE a noté que la prescription SYNERGRID C10/14 n'est pas intégralement suivie et qu'il n'y a pas de définition pour les « mauvaises conditions atmosphériques ») ; et
- 2° le plan d'actions à mener à la suite des conclusions de l'audit des rapports qualité électricité et gaz prévoit, d'une part, une mise en conformité pour l'application de la prescription C10/14 pour le 31 décembre 2020 (données rapportées en 2022 pour l'exercice se clôturant au 31 décembre 2021) et, d'autre part, la définition des causes de l'interruption (notamment la définition de « mauvaises conditions atmosphériques »), qui est toujours en cours d'analyse.

En ce qui concerne la pertinence et la cohérence des données historiques nécessaires pour l'analyse des indicateurs relatifs aux interruptions non planifiées, la CWaPE est d'avis que :

- 1° l'adaptation des processus par le GRD pour appliquer strictement les modalités définies dans la prescription SYNERGRID C10/14 devrait avoir un impact positif sur les chiffres dans le rapport des indisponibilités non planifiées (en raison du 'rejet' des interruptions courtes et 'rejet' des indisponibilités dues à des tiers ou en amont des réseaux...) ; et
- 2° la définition des « mauvaises conditions atmosphériques » et la mise à jour des lignes directrices pour l'élaboration du rapport qualité doivent être analysées séparément pour l'indisponibilité « propre GRD » et l'indisponibilité « totale URD ». Pour rappel, l'indisponibilité « propre GRD » exclut (et continue d'exclure après l'audit des rapport qualité) les « mauvaises conditions atmosphériques ».

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ
 Chapitre 1 – Les éléments constitutifs du revenu autorisé
 Section 5 : Le terme « qualité » (articles 35 à 40 et 149 à 153)

TABLEAU 12 ÉVOLUTION DE LA DÉFINITION DES CAUSES D'INTERRUPTIONS À LA SUITE DE L'AUDIT DES RQ

Avant audit RQ LD CD-16b23-CWaPE-004 (site CWaPE)	Après audit RQ LD CD-22a21-CWaPE-0038	
1 : défaut de câble MT non causé par tiers	1 : défaut de câble MT non causé par des tiers	
2 : défaut câble MT causé par tiers	2 : défaut de câble MT causé par tiers (dont 1 tiers est clairement identifié à l'origine du défaut)	
3 : défaut de ligne MT en conditions atmosphériques normales et non causé par tiers	3 : défaut de ligne MT, purement électrique (hors conditions météo, tiers et cas de force majeure)	
4 : défaut de ligne MT en mauvaises conditions atmosphériques ou causé par tiers	4a : défaut de ligne MT causé par tiers (dont 1 tiers est clairement identifié à l'origine du défaut) 4b : défaut de ligne MT dû aux conditions météo ; les conditions météo étant clairement identifiées à l'origine du défaut (hors circonstances météo exceptionnelles reconnues par une instance publique notoirement habilitée, cas de force majeure et impossibilité technique)	
5 : défaut en cabine MT GRD	5 : défaut en cabine MT GRD non causé par des tiers	
6 : défaut en cabine MT utilisateur	6 : défaut en cabine MT utilisateur ou causé par tiers (dont 1 tiers est clairement identifié à l'origine du défaut)	
7.a. : divers GRD comptabilisé (indéterminé)	7. a : divers GRD comptabilisé (indéterminé)	
7.b. : indisponibilité suite problème sur autre réseau que GRD (ELIA/ autre GRD)	7. b : indisponibilité suite problème sur autre réseau que GRD (ELIA / autre GRD)	
	8. circonstances météo exceptionnelles reconnues par une instance publique notoirement habilitée, cas de force majeure et impossibilité technique	
Total GRD (1+3+5+7a)	Indisponibilité liée au réseau du GRD (1+3+5+7a)	= Indisponibilité "propre GRD"
Total tiers (2+4+6+7b)	Indisponibilité liée à un facteur externe (2+4a+4b+6+7b+8)	
	TOTAL (hors catégorie 8)	
TOTAL général	TOTAL général	
	Total général (hors catégorie 7.b et 8)	= Indisponibilité "totale URD"

Les causes définies pour le calcul de l'indisponibilité « propre GRD » n'ont pas fondamentalement évolué par rapport aux données historiques, c'est-à-dire avant l'audit des rapports qualité.

En revanche, le calcul de l'indisponibilité « totale URD » excluant notamment les circonstances météo exceptionnelles, il nécessite de construire un historique de données. L'indisponibilité « totale URD » (durée et fréquence) ne sera donc pas prise en considération dans un premier temps mais sera mise en place pendant la période 2025-2029 (cf. 5.1.3 et 5.1.4 ci-dessous), alors que la durée d'indisponibilité « propre GRD » constituera un indicateur suivi dès le début de la période 2025-2029 (cf. 5.1.1). Enfin, le détail des données historiques relatives à la fréquence d'indisponibilité « propre GRD » en fonction des causes individuelles n'étant pas requis par le passé, la fréquence d'indisponibilité « propre GRD » ne sera également pas retenue dans un premier temps (cf. 5.1.2 ci-dessous).

5.1.1. L'indisponibilité du réseau [SAIDI – System Average Interruption Duration Index] – indisponibilité « propre GRD »

En ce qui concerne les interruptions non planifiées relatives à l'indisponibilité « propre GRD » (ou Indisponibilité liée au réseau du GRD (1+3+5+7a)), les données historiques peuvent être exploitées.

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ
 Chapitre 1 – Les éléments constitutifs du revenu autorisé
 Section 5 : Le terme « qualité » (articles 35 à 40 et 149 à 153)

Selon les données des GRD, les indisponibilités « propre GRD » depuis 2015, et mises à jour avec les données 2022 à la suite du report de mise en œuvre de la méthodologie tarifaire, sont les suivantes :

TABLEAU 13 ÉTAT DE L'INDISPONIBILITÉ « PROPRE GRD » DEPUIS 2015

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
AIEG	00:56:00	00:40:48	00:11:00	00:44:00	01:32:21	00:16:23	00:16:00
AIESH	00:19:00	00:36:00	00:26:52	00:20:56	00:26:33	00:10:18	00:10:37
RESA	00:23:25	02:01:29	00:26:11	00:37:54	00:37:45	00:33:41	00:58:47
GASELWEST	00:07:37	00:14:24	00:08:37	00:05:32			
ORES Namur	00:30:00	00:40:00	00:33:00	00:24:00	00:27:00	00:21:00	00:17:00
ORES Hainaut	00:46:00	00:57:00	00:46:00	00:38:00	00:39:00	00:36:00	00:26:00
ORES Est	00:26:00	00:36:00	00:16:00	00:17:00	00:10:00	00:17:00	00:10:00
ORES Luxembourg	00:37:00	00:30:00	00:23:00	00:26:00	00:13:00	00:13:00	00:10:00
ORES Verviers	00:25:00	00:20:00	00:25:00	00:13:00	00:14:00	00:11:00	00:16:00
Infrac PBE	00:01:22	00:01:40					
ORES Brabant Wallon	00:26:00	00:46:00	00:23:00	00:27:00	00:27:00	00:30:00	00:20:00
ORES Mouscron	00:33:00	00:34:00	01:02:00	00:29:00	00:44:00	00:34:00	00:15:00
Réseau d'Energies de Wavre	00:07:02	00:06:56	00:23:04	00:06:48	00:00:00	01:08:51	00:05:45
ORES Assets		00:38:00	00:34:00	00:29:00	00:28:00	00:26:00	00:19:00

Il est à noter que les données de Infrac PBE et Gaselwest sont intégrées dans les données ORES à partir de 2017 et 2019 respectivement.

Sur la base des données des tableaux 14 et 15, la CWaPE constate que :

- la durée moyenne des interruptions est de 24 minutes et 44 secondes avec un écart-type de 13 minutes et 22 secondes ;
- la médiane, quant à elle, se situe à 23 minutes ;
- la durée minimum d'indisponibilité propre est celle constatée pour le Réseau d'Énergie de Wavre en 2019 ; et
- la durée maximum d'indisponibilité propre est celle constatée pour RESA en 2016⁴⁵, telle que reprise dans les statistiques du tableau 15 ci-dessous.

⁴⁵ Pour les explications relatives aux données s'écartant fortement de la moyenne, la CWaPE invite le lecteur à prendre connaissance des rapports annuels sur la qualité des réseaux (exemple de rapport sur l'année 2020 : <https://www.cwape.be/publications/document/4727>)

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ
 Chapitre 1 – Les éléments constitutifs du revenu autorisé
 Section 5 : Le terme « qualité » (articles 35 à 40 et 149 à 153)

TABLEAU 14 STATISTIQUES SUR LA DURÉE DES INDISPONIBILITÉS « PROPRE GRD »

		Moyenne 2015-2022	Médiane 2015-2022	Max	Min
AIEG		00:39:30	00:40:48	01:32:21	00:11:00
AIESH		00:21:28	00:20:56	00:36:00	00:10:18
RESA		00:48:27	00:37:45	02:01:29	00:23:25
GASELWEST	jusque 2018 :	00:09:02	00:08:07	00:14:24	00:05:32
ORES Namur		00:27:26	00:27:00	00:40:00	00:17:00
ORES Hainaut		00:41:09	00:39:00	00:57:00	00:26:00
ORES Est		00:18:51	00:17:00	00:36:00	00:10:00
ORES Luxembourg		00:21:43	00:23:00	00:37:00	00:10:00
ORES Verviers		00:17:43	00:16:00	00:25:00	00:11:00
Infrac PBE	jusque 2016 :	00:01:31	00:01:31	00:01:40	00:01:22
ORES Brabant Wallon		00:28:26	00:27:00	00:46:00	00:20:00
ORES Mouscron		00:35:51	00:34:00	01:02:00	00:15:00
Réseau d'Energies de Wavre		00:16:55	00:06:56	01:08:51	00:00:00
ORES Assets		00:29:00	00:28:30	00:38:00	00:19:00
		00:24:44	00:24:51	00:31:00	00:16:17
	Moyenne totale :	00:25:14	00:23:00	Médiane totale	
	Ecart-type :	00:13:22			

Comme préconisé par les GRD⁴⁶, la CWaPE a également analysé l'indicateur d'une année N avec une moyenne glissante des années antérieures (N-1, N-2) afin de supprimer les fluctuations transitoires.

TABLEAU 15 MOYENNES GLISSANTES N-1, N-2 DES INDISPONIBILITÉS « PROPRE GRD »

Moyenne mobile sur 2 ans :	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020
AIEG	00:48:24	00:25:54	00:27:30	01:08:11	00:54:22
AIESH	00:27:30	00:31:26	00:23:54	00:23:45	00:18:26
RESA	01:12:27	01:13:50	00:32:02	00:37:49	00:35:43
ORES Namur	00:35:00	00:36:30	00:28:30	00:25:30	00:24:00
ORES Hainaut	00:51:30	00:51:30	00:42:00	00:38:30	00:37:30
ORES Est	00:31:00	00:26:00	00:16:30	00:13:30	00:13:30
ORES Luxembourg	00:33:30	00:26:30	00:24:30	00:19:30	00:13:00
ORES Verviers	00:22:30	00:22:30	00:19:00	00:13:30	00:12:30
ORES Brabant Wallon	00:36:00	00:34:30	00:25:00	00:27:00	00:28:30
ORES Mouscron	00:33:30	00:48:00	00:45:30	00:36:30	00:39:00
Réseau d'Energies de Wavre	00:06:59	00:15:00	00:14:56	00:03:24	00:34:25
Moyenne Mobile ORES Global	00:28:23	00:30:18	00:26:01	00:23:39	00:24:00

⁴⁶ Commentaires AIEG, AIESH, RESA et REW à la concertation organisée du 16 septembre au 31 octobre 2019, réitérés par RESA dans ses commentaires à la consultation publique du 28 avril au 30 juin 2020.

Sur la base de ces données, la CWaPE constate que :

- la moyenne de la moyenne glissante la plus faible pour la période 2015-2020 est de 00:15:04 pour Réseau d'Énergies de Wavre, la moyenne « classique » étant de 00 :18:59 ;
- la moyenne de la moyenne glissante la plus élevée pour la période 2015-2020 est de 00 :49:16 pour RESA, la moyenne « classique » étant de 00 :45:49.

L'utilisation de moyenne glissante ne change pas fondamentalement l'analyse.

Enfin, les objectifs que les GRD se sont fixés dans le cadre du rapport qualité 2020, 2021 et 2022 sont les suivants :

Etant donné le report de l'entrée en vigueur de la nouvelle méthodologie tarifaire, la CWaPE a également procédé à une mise à jour des données historiques analysées. Sur la base des dernières données disponibles, la CWaPE constate que l'ensemble des GRD ont conservé, voire amélioré, les objectifs poursuivis en 2022 :

TABLEAU 16 OBJECTIFS DÉTERMINÉS PAR LES GRD POUR 2020 À 2022 (RQ 2019 À 2022)

	2020	2021	2022
AIEG	00:36:00	00:36:00	00:36:00
AIESH	00:30:00	00:30:00	00:30:00
RESA	00:35:00	00:35:00	00:35:00
ORES Namur	00:28:00	00:24:00	00:21:00
ORES Hainaut	00:40:00	00:40:00	00:37:00
ORES Est	00:18:00	00:16:00	00:16:00
ORES Luxembourg	00:21:00	00:15:00	00:12:00
ORES Verviers	00:17:00	00:15:00	00:15:00
ORES Brabant Wallon	00:30:00	00:30:00	00:30:00
ORES Mouscron	00:44:00	00:33:00	00:30:40
Réseau d'Energies de Wavre	00:10:00	00:10:00	00:10:00

Sur la base de l'ensemble de ces analyses, et sachant que les gestionnaires de réseau sont informés depuis plusieurs années⁴⁷ que cet indicateur sera retenu par la CWaPE, la CWaPE arrête comme objectif de qualité individuel, à partir du 1^{er} janvier 2024, les objectifs définis par les GRD dans leur rapport de qualité 2020 (identique à eux de l'année 2020 à l'exception de certains secteurs d'ORES qui ont revu cet objectif à la baisse).

En ce qui concerne ORES, la CWaPE retient, à sa demande, un objectif global tous secteurs confondus.

Plusieurs approches étaient envisageables pour déterminer cet objectif global (valeur la plus basse, valeur médiane, moyenne, moyenne pondérée, etc.). La CWaPE décide de le déterminer comme étant la moyenne de chaque secteur d'ORES, soit 24:43. Ce faisant, la CWaPE tient compte, dans une mesure

⁴⁷ La notion d'indisponibilité propre des GRD et les demandes de distinction selon les différentes classes ont été introduites dans le cadre de la révision opérée en 2016 des lignes directrices touchant la rédaction du rapport qualité.

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ
Chapitre 1 – Les éléments constitutifs du revenu autorisé
Section 5 : Le terme « qualité » (articles 35 à 40 et 149 à 153)

suffisante, des disparités qui peuvent exister au sein même d'un GRD découlant partiellement de typologies différentes⁴⁸.

TABLEAU 17 OBJECTIF DÉTERMINÉ POUR ORES GLOBAL POUR 2021(MOYENNE DES OBJECTIFS RQ 2020)

2021	
ORES Namur	00:24:00 00:24:43
ORES Hainaut	00:40:00
ORES Est	00:16:00
ORES Luxembourg	00:15:00
ORES Verviers	00:15:00
ORES Brabant Wallon	00:30:00
ORES Mouscron	00:33:00

Pour rappel, à toutes fins utiles, la durée d'interruption « propre GRD » tient compte uniquement des interruptions induites par des éléments sur lesquels le GRD pourrait exercer une influence et exclut donc :

- les interruptions causées par des tiers (catégories 2, 4a et 6);
- les interruptions dues aux conditions météorologiques (catégorie 4b) ;
- les interruptions provenant d'un autre réseau que GRD (catégorie 7.b) ; et
- les interruptions dues aux circonstances météorologiques exceptionnelles (catégorie 8).

Ces objectifs apparaissent raisonnables pour le GRD, vu l'historique des données et le fait qu'il s'agisse d'objectifs qu'il s'est lui-même fixé. Ces objectifs paraissent également raisonnables pour l'URD, sachant qu'une heure d'interruption représente 0,01 % du temps écoulé entre le premier janvier et le 31 décembre d'une année.

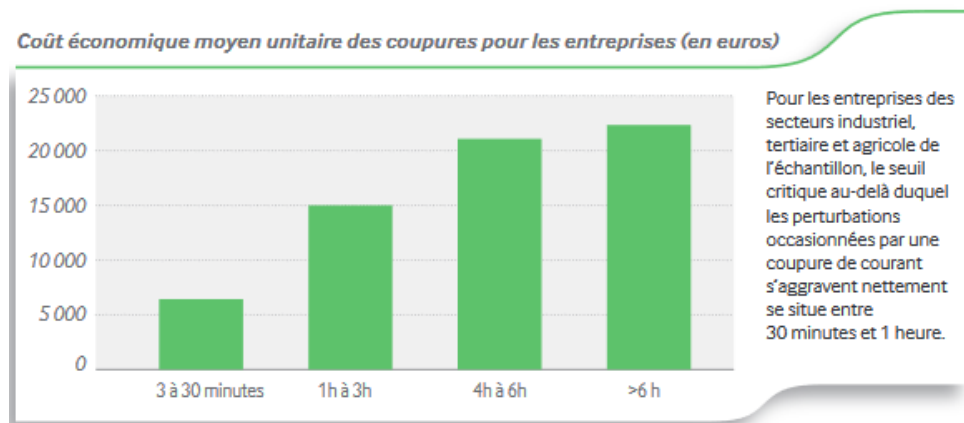
En outre, si l'on se réfère à une étude de RTE, « *plus l'interruption dure, plus son coût économique est élevé, une durée inférieure à 30 minutes semble relativement peu préjudiciable* :

- Pour les **entreprises hors secteur ferroviaire**, toute perturbation de l'alimentation électrique est préjudiciable du point de vue économique, quelle que soit sa durée. Mais le **préjudice augmente fortement au-delà de 30 minutes à 1 heure**.
- Pour les **ménages**, le préjudice commence à peser **au-delà de 6 heures**.
- **L'impact sociétal d'une coupure de courant se fait essentiellement sentir quand la coupure d'électricité dure.** »⁴⁹

⁴⁸ Si la CWaPE s'est engagée à mettre en place des objectifs de performance individuels, propres à chaque GRD, c'est pour tenir compte des disparités constatées entre GRD et non pas au sein d'un même GRD. L'objectif global assigné à ORES est conforme à cet engagement.

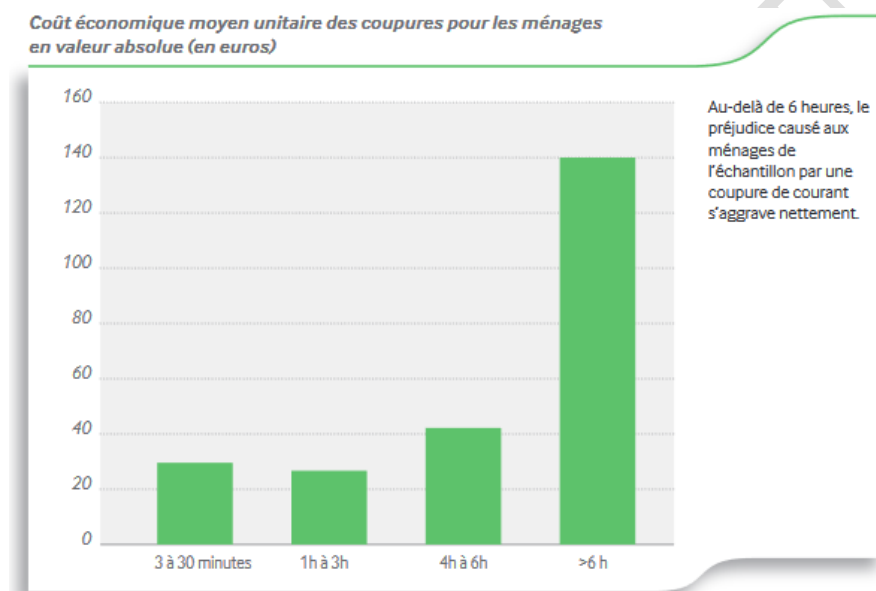
⁴⁹ Quelle valeur attribuer à la qualité de l'électricité, l'avis des consommateurs – RTE (https://www.wavestone.com/app/uploads/2016/09/RTE_END_BD.pdf)

GRAPHIQUE 4 COÛT ÉCONOMIQUE MOYEN UNITAIRE DES COUPURES POUR LES ENTREPRISES



Source : RTE, Réseau de transport d'électricité – France

GRAPHIQUE 5 COÛT ÉCONOMIQUE MOYEN UNITAIRE DES COUPURES POUR LES MÉNAGES



Source : Rte, Réseau de transport d'électricité - France

5.1.2. L'indisponibilité du réseau [SAIFI – System Average Interruption Frequency Index] – indisponibilité « propre GRD »

Pour rappel, la fréquence des interruptions est le nombre annuel moyen d'interruptions d'un utilisateur du réseau de distribution, ce qui correspond à la somme de toutes les interruptions des utilisateurs du réseau de distribution divisée par le nombre d'utilisateurs.

Selon la prescription SYNERGRID C10/14, la formule de calcul du SAIFI est la suivante :

$$\text{Fréquence des interruptions} = \frac{\sum_j s_j}{S_s}$$

Avec : s_j = nombre de cabines alimentant le j^{me} groupe d'utilisateurs interrompus

S_s = le nombre total de cabines MT/BT au 1/01

À la suite de la modification des lignes directrices relatives à la présentation standard des rapports annuels des GRD d'électricité sur la qualité de leurs prestations⁵⁰, les données concernant la fréquence d'interruption devraient être rapportées en fonction des éléments techniques du réseau (câbles, lignes et cabines) et non plus uniquement, en fonction des causes (à partir de 2022 sur les données de l'exercice 2021). À titre d'exemple, par le passé, la fréquence d'interruption 'provenant' des câbles concernait, d'une part, les défauts de câble MT non causés par tiers et, d'autre part, les défauts de câble MT causés par tiers. Or, comme précisé précédemment, l'interruption « propre GRD » ne tient pas compte des défauts de câble causés par un tiers. Par conséquent, la CWaPE ne dispose pas d'un historique adéquat pour analyser la fréquence d'interruption « propre GRD ».

Selon le plan d'actions à mener à la suite des conclusions de l'audit des rapports qualité (décision CD-21b11-CWaPE-0482), le détail de la fréquence d'interruption en fonction des causes doit être rapporté à partir de 2022 sur les données de l'exercice 2021. La CWaPE disposera donc d'un historique de 5 ans (2021, 2022, 2023, 2024 et 2025) dans le courant de la période régulatoire 2025-2029 (en 2026). **L'objectif à atteindre pour cet indicateur sera donc mis en place par la CWaPE en concertation avec les GRD, dans le courant du 2^{ème} semestre 2026.**

La CWaPE précise que le suivi de cet indicateur au cours de la présente période régulatoire devrait permettre d'obtenir des données intéressantes pour l'avenir, notamment pour l'identification des parties de réseau les plus soumises aux effets induits par les changements climatiques.

5.1.3. L'indisponibilité du réseau [SAIDI – System Average Interruption Duration Index] – indisponibilité « totale URD » hors catégories 7.b et 8

Avant modification des lignes directrices relatives à la présentation standard des rapports annuels des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité sur la qualité de leurs prestations, les données concernant la durée d'indisponibilité « totale URD » sont celles relatives à l'indisponibilité impactant les URD quelle que soit l'origine des interruptions.

Les lignes directrices référencées CD-20I03-CWaPE-0030 du 3 septembre 2020 introduisent la notion de circonstances météorologiques exceptionnelles reconnues par une instance publique notoirement habilitée, cas de force majeure et impossibilité technique (catégorie 8). Pour rappel, pour la détermination de l'indisponibilité « totale URD » retenue dans le cadre des indicateurs de qualité, les défauts survenus sur les réseaux amont alimentant le GRD (catégorie 7.b) et les défauts dus à des circonstances météorologiques exceptionnelles (catégorie 8) sont exclus du calcul. Par conséquent, la CWaPE ne dispose pas d'un historique adéquat pour analyser la durée d'interruption « totale URD ».

Selon le plan d'actions à mener à la suite des conclusions de l'audit des rapports qualité (décision CD-21b11-CWaPE-0482), le détail de la durée d'interruption en fonction des causes, y inclus les circonstances météorologiques exceptionnelles, doit être rapporté à partir de 2022 sur les données de l'exercice 2021. La CWaPE disposera donc d'un historique de 5 ans (2021, 2022, 2023, 2024 et 2025) dans le courant de la période régulatoire 2025-2029 (en 2026). **L'objectif à atteindre pour cet indicateur sera donc mis en place dans le courant du 2^{ème} semestre 2026.**

⁵⁰ Lignes directrices CD-20I03-CWaPE-0030

5.1.4. L'indisponibilité du réseau [SAIFI – System Average Interruption Frequency Index] – indisponibilité « totale URD » hors catégories 7.b et 8

D'une part, l'indisponibilité « totale URD » telle que rapportée actuellement intègre toutes les interruptions quelles que soient leurs causes (cf. 5.1.3 ci-dessus) et d'autre part, les données concernant la fréquence d'interruption sont rapportées en fonction des éléments techniques du réseau (câbles, lignes et cabines) et non pas, en fonction des causes (cf. 5.1.4 ci-dessus).

Pour rappel, à toutes fins utiles, la durée d'interruption « totale URD » exclut :

- les interruptions provenant d'un autre réseau que GRD (catégorie 7.b) ; et
- les interruptions dues aux circonstances météorologiques exceptionnelles (catégorie 8).

Par conséquent, la CWaPE relève qu'elle ne dispose pas d'un historique adéquat pour analyser la fréquence d'interruption « totale URD », celle-ci nécessitant de distinguer les causes de la fréquence d'interruption.

Selon le plan d'actions à mener à la suite des conclusions de l'audit des rapports qualité (décision CD-21b11-CWaPE-0482), le détail de la durée d'interruption en fonction des causes, y inclus les circonstances météorologiques exceptionnelles, doit être rapporté à partir de 2022 sur les données de l'exercice 2021. La CWaPE disposera donc d'un historique de 5 ans (2021, 2022, 2023, 2024 et 2025) dans le courant de la période régulatoire 2025-2029 (en 2026). **L'objectif à atteindre pour cet indicateur sera donc mis en place dans le courant du 2^{ème} semestre 2026.**

Dans le cadre de l'élaboration de la présente méthodologie, il a été proposé de prévoir des objectifs spécifiques pour les unités de production dans les indicateurs relatifs aux délais de raccordement, offres et études. Il conviendrait donc de dédoubler l'indicateur « délais de service », relatifs aux délais de raccordements, d'offres et études, pour créer un indicateur relatif aux demandes de prélèvement et un indicateur relatif aux demandes d'injection. Il est préconisé de prévoir une pondération importante / équivalente de l'incitant financier à chacun de ces indicateurs.

Selon la CWaPE, il n'y a pas lieu de dédoubler l'indicateur de performance relatif aux délais étant donné que cet indicateur est d'ores et déjà prévu pour le prélèvement et l'injection.

En revanche, la question sur la scission de la pondération de cet indicateur est pertinente au vu du risque que les performances des GRD quant aux demandes de raccordements des unités de production soient « noyées » dans la masse des demandes de raccordement.

Par ailleurs, la CWaPE relève l'importance de favoriser la transition énergétique et principalement l'intégration de l'énergie renouvelable sur le réseau. La CWaPE attire toutefois l'attention sur le fait que la scission prélèvement / injection et les délais propres à l'injection ne concerneront pas uniquement les productions d'énergie renouvelable décentralisées. Bien que l'indicateur, tel que défini, permet d'avoir une distinction entre le niveau Haute Tension et le niveau Basse Tension, il faudra probablement au fur et à mesure peaufiner ce dernier pour réellement 'pointer' l'énergie renouvelable et décentralisée. C'est notamment la raison pour laquelle la définition d'un indicateur de qualité est primordiale pour bien viser l'objectif/le service poursuivi. Néanmoins, au risque de ne pas voir d'indicateur mis en œuvre, la CWaPE a dû composer avec les données disponibles ou les données que les GRD se sont engagés à fournir dans le plan d'action du rapport qualité en ce qui concerne les délais. Le suivi des dépassement des délais d'études, d'offres et de raccordement scindé entre prélèvement et injection constitue d'ores et déjà un premier pas en avant.

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ
 Chapitre 1 – Les éléments constitutifs du revenu autorisé
 Section 5 : Le terme « qualité » (articles 35 à 40 et 149 à 153)

La CWaPE constate également que tous les commentaires reçus convergent vers une demande de mieux mettre en évidence cette scission prélèvement / injection.

Par conséquent, afin de mieux adresser les problèmes de fond relatifs aux dépassement des délais, de promouvoir l'intégration des productions d'énergie renouvelable et d'accorder la même importance aux demandes de prélèvement qu'aux demandes d'injection, la CWaPE estime qu'il est justifié de créer **deux sous-catégories à l'incitant financier** relatif aux dépassements de délais de raccordement, offres et études, à savoir :

- Nombre demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total) – **Prélèvement**
- Nombre demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total) – **Injection**

Globalement, l'indicateur relatif au nombre demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total) reste pondéré à 25 % pour l'électricité et 45 % pour le gaz.

Cependant, cette pondération sera scindée à concurrence de 50/50 entre prélèvement et injection.

En d'autres termes, le tableau de pondération de l'article 127, § 2, du projet de méthodologie tarifaire est mis à jour de la façon suivante (article 148, § 3) :

Indicateur		2024	2025	2026	2027	2028	Electricité		Gaz	
Fiabilité	SAIDI « propre GRD »	x	x	x	x	x	30%	25%	0%	0%
	SAIFI « propre GRD »				x	x		25%		0%
	SAIDI « totale URD » hors catégories 7.b et 8				x	x		25%		0%
	SAIFI « totale URD » hors catégories 7.b et 8				x	x		25%		0%
Délais de service	Nombre demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total) - Prélèvement					x	25%	50%	45%	50%
	Nombre demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total) - Injection						50%		50%	
Données de comptage	Taux de rectification des index relevés/courbes de charge					x	25%	75%	45%	75%
	Nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index par gestionnaire de réseau	x	x	x	x	x		25%		25%
Production décentralisée	Production décentralisée						0	0%		0%
Satisfaction	Plaintes recevables par gestionnaire de réseau de distribution	x	x	x	x	x	10%	100%	10%	100%
Pertes	Taux de perte					x	10%	100%	0%	0%

5.2. Indicateurs relatifs aux délais de raccordement, offres et études (gaz et électricité) - le nombre demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total)

Les données qui serviront de base aux indicateurs relatifs aux délais de raccordement et études proviendront **exclusivement des données utilisées dans le cadre du rapport qualité électricité et gaz**.

Or, à la suite de l'audit des rapports qualité, deux éléments doivent être pris en compte dans la représentativité des données :

- 1° le processus de *monitoring* des délais de raccordement et études n'est pas maîtrisé par l'AIEG, l'AIESH et RESA. Il est partiellement maîtrisé au REW et totalement maîtrisé chez ORES. La CWaPE a notamment constaté de nombreuses divergences d'interprétation. Par conséquent, le suivi des délais de raccordement et études va être profondément remanié ; et
- 2° le plan d'actions à mener à la suite des conclusions de l'audit des rapports qualité électricité et gaz prévoit une mise en conformité/une harmonisation des données rapportées par rapport aux délais de raccordement et études (échéance 31/12/2021 ; premières données rapportées en 2023 sur l'exercice 2022).

L'indicateur ainsi retenu par la CWaPE dans le cadre du suivi de la qualité des GRD repose entièrement sur les adaptations prévues dans le cadre du plan d'actions relatif au rapport qualité. Par conséquent, la CWaPE ne dispose d'aucun historique pour analyser les délais de raccordement et études.

Selon le plan d'actions à mener découlant des conclusions de l'audit des rapports qualité (décision CD-21b11-CWaPE-0482), la collecte des données mises à jour pour les délais de raccordement et études devait être mise en place au plus tard le 31/12/2021. La CWaPE disposera donc d'un historique de 5 ans (2022, 2023, 2024, 2025 et 2026) dans le courant de la période régulatoire 2025-2029 (en 2027). **L'objectif à atteindre par les GRD pour cet indicateur sera donc établi dans le courant du 2^{ème} semestre 2027.**

5.3. Indicateurs relatifs aux données de comptage (électricité et gaz)

5.3.1. Le taux de rectification des index relevés/courbes de charge

Les données relatives à cet indicateur de qualité ne sont actuellement pas rapportées à la CWaPE, ni requises pour le rapport qualité.

La CWaPE souhaite inciter à réduire le taux de rectification des index/courbes de charge transmis. Sur la base du modèle EDIEL et du MIG4.1⁵¹, les GRD fourniront à la CWaPE le taux de rectification des index/courbes de charge pour chaque type de compteur, par fournisseur et par fluide (électricité/gaz). Tel qu'actuellement défini, l'indicateur est basé sur des données prévues dans le MIG4.1.

Entretemps, le MIG6 est entré en vigueur en novembre 2021. Partant du postulat que les données nécessaires aux calculs du taux de rectification des index/courbes de charge sont disponibles dans le MIG6 (il est en effet raisonnable de penser que le MIG6 fournit *a minima* les mêmes informations que le MIG4.1), il est, tout d'abord, attendu des GRD un plan d'action pour recueillir ces données et deuxièmement de rapporter l'indicateur requis à partir des données du 1^{er} janvier 2022.

Pour rappel, le taux de rectification des index/courbes de charge pour chaque type de compteur, par fournisseur et par fluide (électricité/gaz) :

$$\frac{\text{Nombre de demandes de rectifications acceptées}}{\text{Nombre de relevés par registre compteur transmis au fournisseur}}$$

⁵¹ Le modèle EDIEL dans le secteur libéralisé de l'énergie en Belgique, UMIG Partie II D Phase de structuration : Plans par étapes & aperçu des messages – 01. Données de comptage électricité – Version 4.1 du 20/12/2011 / Le modèle EDIEL dans le secteur libéralisé de l'énergie en Belgique – UMIG Partie II D : Comptage : Plans par étapes & aperçu des messages – 5. Rectification des données de comptage – Version 4.1.09 – 30/06/2019.

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ
 Chapitre 1 – Les éléments constitutifs du revenu autorisé
 Section 5 : Le terme « qualité » (articles 35 à 40 et 149 à 153)

Par la suite, avec le MIG6, les GRD devraient disposer de rapports préétablis relatifs au suivi des index relevés/courbes de charges. La CWaPE pourrait évoluer vers ces rapports au titre d'indicateur de qualité si les GRD amènent la preuve que ces rapports permettent un suivi correct du taux de rectification des index/courbes de charge transmis et pour autant qu'ils soient disponibles à partir de 2023 (données 2022).

Pour rappel, le tableau suivant présente les exigences professionnelles relatifs au *Metering*⁵² :

TABLEAU 18 BUSINESS REQUIREMENTS METERING – PI CATEGORIES

CATEGORIE	DOEL / BUT	SUBCATEGORIE / SOUS-CATEGORIE	MIDDEL / MOYEN
Juistheid Meetgegevens <i>Exactitude des données de comptage</i>	Rechtzettingen van facturaties verminderen <i>Diminuer rectifications des facturations</i>	Schattingen <i>Estimations</i>	Aantal schattingen verminderen <i>Diminuer le nombre d'estimations</i>
		Rectificaties <i>Rectifications</i>	Aantal rectificaties van Billing Relevante Volumes verminderen <i>Diminuer le nombre de rectifications</i>
		Prepayment	Aantal updates kredietaanpassingen verminderen <i>Diminuer le nombre d'updates d'adaptations de crédit</i>
Proces Specifiek <i>Spécificités du Processus</i>	Onnodige kosten verminderen <i>Diminuer coûts inutiles</i>	Ad Hoc	Onnodige facturaties verminderen <i>Diminuer le nombre de facturations inutiles</i>
		MROD	Last-minute planningswijzigingen verminderen <i>Diminuer last-minute changements de la planification</i>
Tijdigheid en Volledigheid <i>Respect des délais et exhaustivité</i>	Maximalisatie van het aantal tijdig verstuurd meetstanden <i>Maximaliser le nombre de relevés envoyés dans les délais</i>	Volledigheid Meetstand bepaald <i>Exhaustivité Relevé déterminé</i>	Maximaliseren van het aantal opgenomen meetstanden <i>Maximaliser le nombre de relevés</i>
		Tijdigheid Meetstand verstuurd <i>Respect des Délais d'envoi des relevés</i>	Maximaliseren van het aantal verwerkte meetstanden <i>Maximaliser le nombre de relevés traités</i>
		Doorlooptijd <i>Délai de mise en oeuvre</i>	Minimaliseren van het aantal meetstanden met te lange doorlooptijd <i>Minimaliser le nombre de relevés avec délais de mise en oeuvre trop longue</i>

La CWaPE disposera donc d'un historique de 5 ans (2022, 2023, 2024, 2025 et 2026) dans le courant de la période régulatoire 2025-2029 (en 2027). **L'objectif à atteindre par les GRD pour cet indicateur sera donc mis en place dans le courant du 2^{ème} semestre 2027.**

Les GRD devront remettre concomitamment à la proposition tarifaire 2025-2029, un plan d'action conduisant à collecter les données requises pour le calcul du taux de rectification ($\frac{\# \text{ dde de rectific acceptées}}{\# \text{ relevés transmis fns}}$).

5.3.2. Le nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index

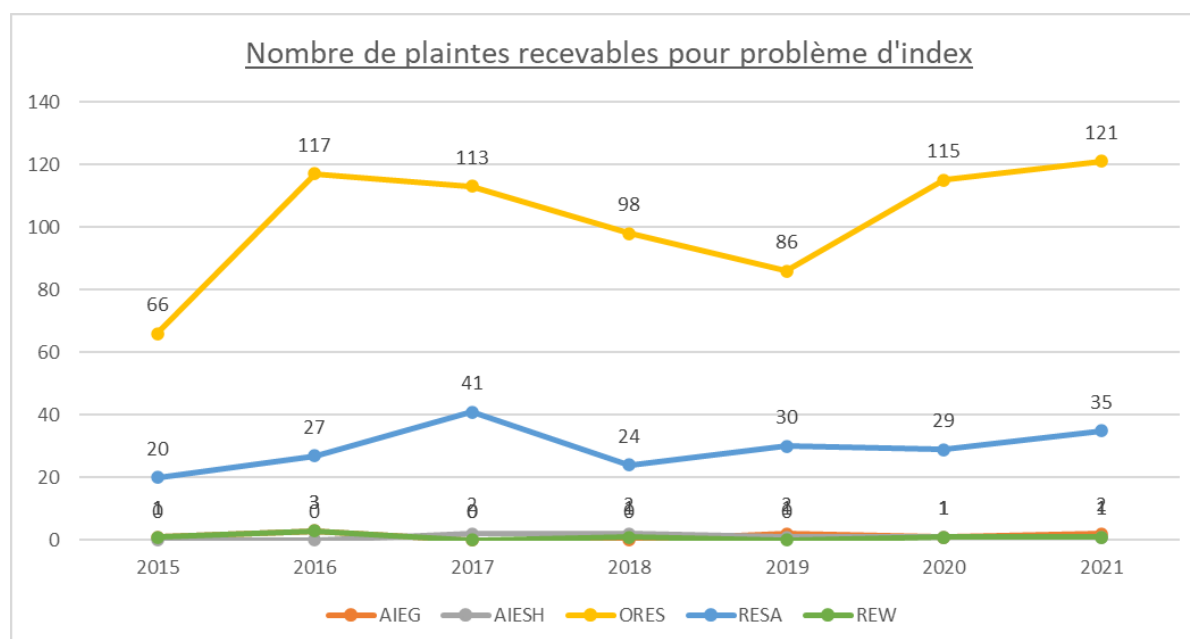
Les données relatives à cet indicateur de qualité proviennent des données du Service Régional de Médiation de la CWaPE.

Il ressort de l'analyse des données chiffrées que la situation diffère d'un GRD à l'autre concernant les plaintes pour les problèmes d'index :

⁵² UMIG - BR - ME - 02 - Marktrapportering - Evaluation Pis v6.5.1.7.xls.

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ
 Chapitre 1 – Les éléments constitutifs du revenu autorisé
 Section 5 : Le terme « qualité » (articles 35 à 40 et 149 à 153)

GRAPHIQUE 6 NOMBRE DE PLAINTES POUR PROBLÈME D'INDEX PAR GRD



Une première approche consiste à analyser une moyenne « classique » des plaintes recevables pour problème d'index par GRD. L'inconvénient de cette approche est qu'elle aboutit notamment à des valeurs fractionnées difficile à mettre en œuvre concrètement. Une solution consisterait à arrondir à l'unité inférieure/supérieure ces moyennes.

TABLEAU 19 MOYENNES DES PLAINTES RECEVABLES POUR PROBLÈME D'INDEX PAR GRD

	AIEG	AIESH	ORES	RESA	REW
Moyenne période 2015-2021	1	1	102	29	1

Toutefois, il existe également la possibilité de retenir une approche plus statistique. C'est cette option qui est retenue par la CWaPE.

Les statistiques de plaintes au SRME par GRD ont une distribution discrète. Les données de PBE et de Gaselwest ont été groupées avec celles d'ORES. À ce stade, deux alternatives sont possibles, c'est-à-dire un calcul soit sur la base d'une distribution de Poisson, soit sur la base d'une distribution binomiale.

Le calcul d'un intervalle au moyen d'une distribution de Poisson tient compte du nombre de plaintes reçues au fil des ans. Vu que le nombre de plaintes (x) observée est faible dans plusieurs cas, la méthode des grands échantillons (qui requiert $x \geq 20$) n'a pas été retenue au profit de la méthode tabulaire, à préférer en cas de petits échantillons. L'usage de ce calcul est donc possible.

Ce calcul présente l'avantage de la simplicité puisqu'il ne considère que le nombre de plaintes de chaque GRD. Il est aussi robuste pour une courte série de données disponibles (six données par GRD), même si cela implique que, pour atteindre une fiabilité certaine sur la base de peu de données, l'intervalle s'élargit. Son inconvénient réside en ce qu'étant individualisé, un GRD dont la qualité eut été historiquement excellente se verrait attribuer un KPI cible basé uniquement sur cette excellence, même si elle est difficile à perpétuer ; en sens inverse, un GRD historiquement médiocre se verrait attribuer un KPI cible plus facile à atteindre.

Le calcul d'un intervalle au moyen d'une distribution binomiale tient compte du nombre de plaintes reçues par GRD (x) et du nombre de compteurs actifs de ce GRD (n). La proportion de plaintes du GRD est estimée égale au rapport entre la somme des plaintes annuelles et la somme des compteurs actifs annuels (x/n). Le nombre de compteurs actifs pris en compte dans le calcul (m) est considéré comme égal au nombre de compteurs actifs de la dernière année connue. La méthode des grands échantillons ne peut de toute façon être appliquée, les conditions d'applications n'étant pas toujours remplies pour tous les GRD (en particulier la valeur de x est parfois inférieure au seuil méthodologique). En revanche, l'usage de la méthode de Wilson ne pose pas de soucis vu les grands échantillons.

De son côté, le calcul d'intervalle au moyen de la distribution binomiale présente un premier avantage de la finesse de calcul puisqu'il tient compte de la proportion de plaintes rapportées au nombre de compteurs actifs. Son second avantage réside en ce que, en considérant l'ensemble des données disponibles pour tous les GRD en une fois, le calcul gagne en fiabilité. Ces deux avantages compensent largement le léger inconvénient de partir du nombre de compteurs actifs de la dernière année disponible, néanmoins réaliste, pour calculer l'intervalle de tolérance. Vu l'impact théoriquement possible, même si peu probable, d'une modification annuelle substantielle du nombre de compteurs actifs, un recalcul de l'intervalle sur la base d'une mise à jour de ce dernier paramètre resterait imaginable. De plus, en prenant en compte l'ensemble des données disponibles dans la détermination du KPI cible, un GRD médiocre serait naturellement incité à s'améliorer pour se situer au même niveau que ses pairs. Malheureusement, la mise en commun des données des GRD pourrait laisser croire qu'une comparaison entre GRD a été réalisée alors qu'il s'agit d'établir une base de comparaison commune à tous les GRD. Pour éviter le risque d'une interprétation erronée, cette méthode a été écartée.

Pour ces raisons, la méthode statistique retenue est le calcul d'un intervalle de tolérance sur la base d'une distribution de Poisson selon la méthode tabulaire.

Afin d'inciter les GRD à maintenir stable le nombre de plaintes sans pénaliser les GRD dont la performance a été historiquement élevée, un taux de couverture de 50% est appliqué. Cela revient à dire que l'on s'attend, une année sur deux, au respect de l'objectif en tenant compte à la fois de l'historique, des variations statistiques et des évolutions qui pourraient survenir au cours de la période régulatoire ici concernée. L'application de ce taux de couverture contribue à assurer la proportionnalité des objectifs individuels ainsi fixés.

Le niveau de confiance retenu est de 95%, ce qui permet de matérialiser un faible risque d'erreur statistique.

Puisqu'il s'agit de plafonner le nombre de plaintes, le risque d'erreur sera concentré sur ce plafond (limite supérieure) et le calcul sera unilatéral.

TABLEAU 20 RÉSULTATS STATISTIQUES RELATIFS AUX PLAINTES RECEVABLES POUR PROBLÈME D'INDEX

		AIEG	AIESH	ORES	RESA	REW
Historique 2015-2020 du nombre moyen de plaintes de type index par compteurs en 2019 pour tous les GRD	alpha=0,05 P=95% unilatéral tabulaire(n<=5)	2	2	103	29	2

TABLeAU 21 *RÉSULTATS STATISTIQUES RELATIFS AUX PLAINTES RECEVABLES POUR PROBLÈME D'INDEX MIS À JOUR AVEC LES DONNÉES RÉELLES 2021*

		AIEG	AIESH	ORES	RESA	REW
Historique 2015-2021 du nombre moyen de plaintes de type index par compteurs actifs en 2021 pour tous les GRD	alpha=0,05 P=95% unilatéral tabulaire(n<=5)	2	2	109	33	2

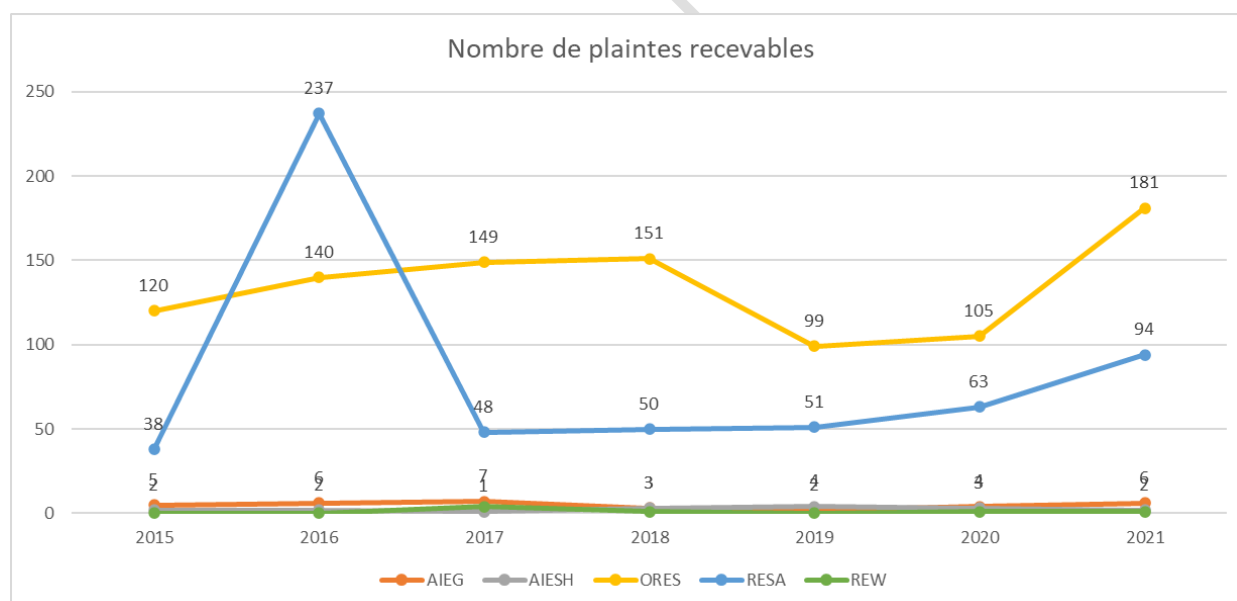
La CWaPE se réfère pour le surplus à ses lignes directrices CD-20d23-CWaPE-0029 relatives aux indicateurs de performance des gestionnaires de réseau de gaz et d'électricité actifs en Région wallonne, en ce compris aux réponses apportées au GRD dans le cadre de la consultation, qui demeurent valables et pertinentes dans le cadre de la présente méthodologie tarifaire.

5.4. Indicateurs relatifs à la satisfaction des clients finals / qualité commerciale (électricité et gaz) - Les plaintes recevables par gestionnaire de réseau de distribution hors problème d'index

Les données relatives à cet indicateur de qualité proviennent des données du Service Régional de Médiation pour l'Énergie (SRME) de la CWaPE.

Il ressort à nouveau de l'analyse des données chiffrées que la situation diffère d'un GRD à l'autre concernant les plaintes recevables :

GRAPHIQUE 7 *NOMBRE DE PLAINTES RECEVABLES PAR GRD*



Une première approche consiste à analyser une moyenne « classique » des plaintes recevables pour problème d'index par GRD. L'inconvénient de cette approche est qu'elle aboutit notamment à des valeurs fractionnées difficile à mettre en œuvre concrètement. Une solution consisterait à arrondir à l'unité inférieure/supérieure ces moyennes.

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ
 Chapitre 1 – Les éléments constitutifs du revenu autorisé
 Section 5 : Le terme « qualité » (articles 35 à 40 et 149 à 153)

TABLEAU 22 MOYENNES DES PLAINTES RECEVABLES HORS PROBLÈME D'INDEX PAR GRD

	AIEG	AIESH	ORES	RESA	REW
Moyenne période 2015-2021	5	2	135	83	1

Toutefois, il existe également la possibilité de retenir une approche plus statistique. C'est cette option qui est retenue par la CWaPE.

Les statistiques de plaintes au SRME par GRD ont une distribution discrète. Les données de PBE et de Gaselwest ont été groupées avec celles d'ORES. À ce stade, deux alternatives sont possibles, c'est-à-dire un calcul soit sur la base d'une distribution de Poisson, soit sur la base d'une distribution binomiale.

Le calcul d'un intervalle au moyen d'une distribution de Poisson tient compte du nombre de plaintes reçues au fil des ans. Vu que le nombre de plaintes (x) observée est faible dans plusieurs cas, la méthode des grands échantillons (qui requiert $x \geq 20$) n'a pas été retenue au profit de la méthode tabulaire, à préférer en cas de petits échantillons. L'usage de ce calcul est donc possible.

Ce calcul présente l'avantage de la simplicité puisqu'il ne considère que le nombre de plaintes de chaque GRD. Il est aussi robuste pour une courte série de données disponibles (six données par GRD), même si cela implique que, pour atteindre une fiabilité certaine sur la base de peu de données, l'intervalle s'élargit. Son inconvénient réside en ce qu'étant individualisé, un GRD dont la qualité eut été historiquement excellente se verrait attribuer un KPI cible basé uniquement sur cette excellence, même si elle est difficile à perpétuer ; en sens inverse, un GRD historiquement médiocre se verrait attribuer un KPI cible plus facile à atteindre.

Le calcul d'un intervalle au moyen d'une distribution binomiale tient compte du nombre de plaintes reçues par GRD (x) et du nombre de compteurs actifs de ce GRD (n). La proportion de plaintes du GRD est estimée égale au rapport entre la somme des plaintes annuelles et la somme des compteurs actifs annuels (x/n). Le nombre de compteurs actifs pris en compte dans le calcul (m) est considéré comme égal au nombre de compteurs actifs de la dernière année connue. La méthode des grands échantillons ne peut de toute façon être appliquée car les conditions d'applications ne sont pas toujours remplies pour tous les GRD vu le faible nombre de plaintes de type index. En revanche, l'usage de la méthode de Wilson (ou d'Agresti-Coull) ne pose pas de soucis vu les grands échantillons.

De son côté, le calcul d'intervalle au moyen de la distribution binomiale présente un premier avantage de la finesse de calcul puisqu'il tient compte de la proportion de plaintes rapportées au nombre de compteurs actifs. Son second avantage réside en ce que, en considérant l'ensemble des données disponibles pour tous les GRD en une fois, le calcul gagne en fiabilité. Ces deux avantages compensent largement le léger inconvénient de partir du nombre de compteurs actifs de la dernière année disponible, néanmoins réaliste, pour calculer l'intervalle de tolérance. Vu l'impact théoriquement possible, même si peu probable, d'une modification annuelle substantielle du nombre de compteurs actifs, un recalcul de l'intervalle sur la base d'une mise à jour de ce dernier paramètre resterait imaginable. De plus, en prenant en compte l'ensemble des données disponibles dans la détermination du KPI cible, un GRD médiocre serait naturellement incité à s'améliorer pour se situer au même niveau que ses pairs. Malheureusement, la mise en commun des données des GRD pourrait laisser croire qu'une comparaison entre GRD a été réalisée alors qu'il s'agit d'établir une base de comparaison commune à tous les GRD. Pour éviter le risque d'une interprétation erronée, cette méthode a été écartée.

Pour ces raisons, la méthode statistique retenue est le calcul d'un intervalle de tolérance sur la base d'une distribution de Poisson selon la méthode tabulaire.

Afin d'inciter les GRD à maintenir stable le nombre de plaintes sans pénaliser les GRD dont la performance a été historiquement élevée, un taux de couverture de 50% est appliqué. Cela revient à dire que l'on s'attend, une année sur deux, au respect de l'objectif en tenant compte à la fois de l'historique, des variations statistiques et des évolutions qui pourraient survenir au cours de la période réglementaire ici concernée. L'application de ce taux de couverture contribue à assurer la proportionnalité des objectifs individuels ainsi fixés.

Le niveau de confiance retenu est de 95%, ce qui permet de matérialiser un faible risque d'erreur statistique.

Puisqu'il s'agit de plafonner le nombre de plaintes, le risque d'erreur sera concentré sur ce plafond (limite supérieure) et le calcul sera unilatéral.

TABLEAU 23 RÉSULTATS STATISTIQUES RELATIFS AUX PLAINTES RECEVABLES (HORS PROBLÈME D'INDEX)

		AIEG	AIESH	ORES	RESA	REW
Historique 2015-2020 du nombre moyen de plaintes hors type index par compteurs en 2019 pour tous les GRD	Alpha = 0,05 P=95% unilatéral tabulaire(n<=5)	6	4	129	83	2

TABLEAU 24 RÉSULTATS STATISTIQUES RELATIFS AUX PLAINTES RECEVABLES (HORS PROBLÈME D'INDEX) MIS À JOUR AVEC LES DONNÉES RÉELLES 2021

		AIEG	AIESH	ORES	RESA	REW
Historique 2015-2021 du nombre moyen de plaintes hors type index par compteurs en 2021 pour tous les GRD	Alpha = 0,05 P=95% unilatéral tabulaire(n<=5)	6	3	142	89	2

5.5. Indicateurs relatifs à la gestion des pertes en réseau (électricité) - le taux de perte

La CWaPE souhaite monitorer les données relatives au taux de perte global par GRD :

$$\text{Taux de perte} = \frac{\text{Pertes réseau issues de l'allocation} + (\text{ou } -) \text{ rest term issu de la réconciliation}}{\text{volume d'infeed total}}$$

Avec :

- ✓ Pertes réseau issues de l'allocation = volume de pertes tel que calculé dans l'allocation du GRD pour l'année N-3 ;
- ✓ Rest term issu de la réconciliation (+/-) = volume du rest term du GRD issu du run Z de la réconciliation pour l'année N-3 ;
- ✓ Volume d'infeed total = volume total d'infeed du GRD pour l'année N-3, à savoir la somme des volumes de l'année N-3 suivants :
 - +/- Injection Grands postes Elia/RTE ;
 - +/- Transit net avec les autres GRD (Entrées - Sorties) ;
 - + Injection des productions locales.

Toutefois, les données relatives au calcul de cet indicateur ne sont actuellement pas disponibles et devront être collectées dans le futur, après définition d'un plan d'actions et d'un échéancier avec les GRD. Il est attendu des gestionnaires de réseau de distribution premièrement un plan d'action pour recueillir ces données et deuxièmement de rapporter l'indicateur requis à partir des données du 1^{er} janvier 2022.

La CWaPE disposera ainsi d'un historique de 5 ans (2022, 2023, 2024, 2025 et 2026) dans le courant de la période régulatoire 2025-2029 (en 2027). **L'objectif à atteindre par les GRD pour cet indicateur sera donc mis en place dans le courant du 2^{ème} semestre 2027.**

Les GRD devront remettre concomitamment à la proposition tarifaire 2025-2029, un plan d'action conduisant à collecter les données requises pour le calcul du taux de rectification.

6. Résumé des objectifs et échéanciers

Lors de la consultation relative aux lignes directrices référencées CD-19I10-CWaPE-0025 organisée du 16 septembre au 31 octobre 2019, l'ensemble des GRD considéraient que la liste initialement proposée de 24 indicateurs devrait être réduite. Au terme de la consultation, la liste d'indicateurs avait d'ailleurs été restreinte par la CWaPE à 16 indicateurs à analyser.

Depuis le début des analyses initiées en 2019 sur les indicateurs de qualité, la volonté de la CWaPE (tel qu'il ressortait des lignes directrices référencées CD-19I10-CWaPE-0025) n'était pas de faire entrer tous les indicateurs dans le mécanisme d'incitant financier. À la suite de l'analyse menée sur les 16 indicateurs retenus dans les lignes directrices mises à jour (CD-20D23-CWaPE-0029), dans le cadre de l'élaboration de la présente méthodologie tarifaire, seuls trois indicateurs seront mis en œuvre au premier janvier 2024 et six⁵³ autres le seront progressivement durant la période régulatoire 2025-2029, comme repris ci-dessous :

⁵³ Sans préjudice des indicateurs de qualité supplémentaires ou en remplacement de(s) indicateurs tels que listés dans les lignes directrices CD-20d23-CWaPE-0029 qui pourraient être définis en cours de période régulatoire.

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ
Chapitre 1 – Les éléments constitutifs du revenu autorisé
Section 5 : Le terme « qualité » (articles 35 à 40 et 149 à 153)

TABLEAU 25 INDICATEURS RETENUS

	Indicateur	Objectif	Données historiques	Echéancier
Fiabilité	1 SAIDI « propre GRD »	Individuel	2015-2019	Mise en œuvre à partir du 01/01/2024
	2 SAIFI « propre GRD »	A définir	A construire	// plan d'actions RQ 2 ^{ème} semestre 2026
	3 SAIDI « totale URD » hors catégories 7.b et 8	A définir	A construire	// plan d'actions RQ 2 ^{ème} semestre 2026
	4 SAIFI « totale URD » hors catégories 7.b et 8	A définir	A construire	// plan d'actions RQ 2 ^{ème} semestre 2026
Délais de service	5.a Nombre demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total) - Prélèvement	A définir	A construire	// plan d'actions RQ
	5.b Nombre demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total) - injection			2 ^{ème} semestre 2027
	6 Délai moyen de retard de fin de procédure compteur à budget	Non retenu		
Données de comptage	7 Délai moyen de placement (ou de réactivation) du compteur à budget (en jours)	Non retenu		
	8 Taux de rectification des index relevés/courbes de charge	A définir	A construire	Go Live MIG6 (11/2021) 2 ^{ème} semestre 2027
Production décentralisée	9 Nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index par gestionnaire de réseau	Individuel	2015-2019	Mise en œuvre à partir du 01/01/2024
	Production décentralisée	A définir	A construire	A définir en collaboration avec le direction technique
Satisfaction	10 Plaintes recevables par gestionnaire de réseau de distribution	Individuel	2015-2019	Mise en œuvre à partir du 01/01/2024
	11 Indemnités versées par gestionnaire de réseau de distribution - Interruption de fourniture non planifiée > 6 heures	Non retenu		
	12 Indemnités versées par gestionnaire de réseau de distribution - Incidents réseau			
	13 Indemnités versées par gestionnaire de réseau de distribution - Erreur administrative			
	14 Indemnités versées par gestionnaire de réseau de distribution - Switch			
	15 Indemnités versées par gestionnaire de réseau de distribution - Délais de raccordement			
Perte	16 Taux de perte	A définir	A construire	Plan d'actions à déterminer par GRD 2 ^{ème} semestre 2027

La CWaPE précise pour le surplus que, dans le cadre de la mise en œuvre future des indicateurs pour lesquels la CWaPE ne dispose actuellement pas de données historiques suffisantes ou suffisamment harmonisées de la part des GRD, il reste effectivement à déterminer uniquement les objectifs de qualité à atteindre.

Pour rappel, la définition précise et exhaustive de l'ensemble des indicateurs de qualité (qu'ils soient ou non mis en œuvre au 1^{er} janvier 2024, postposé au 1^{er} janvier 2025) est d'ores et déjà disponible au travers de *lignes directrices CD-20d23-CWaPE-0029 du 23 avril 2020 relatives aux indicateurs de performance des gestionnaires de réseau de gaz et d'électricité actifs en Région wallonne annulant et remplaçant les lignes directrices référencées CD-19i10-CWaPE-0025*. Ces lignes directrices ont d'ores et déjà fait l'objet :

- d'une concertation avec les GRD durant la période du 16 septembre 2019 au 31 octobre 2019 ; et
- d'une consultation publique durant la période du 28 avril 2020 au 30 juin 2020.

La définition des indicateurs de qualité ont, par ailleurs, de nouveau été soumis à concertation et consultation publique dans le cadre du processus d'adoption de la présente méthodologie tarifaire du 1^{er} juin 2022 au 31 août 2022.

Tout ce travail en amont de la présente méthodologie tarifaire a été réalisé pour permettre aux GRD de disposer d'une définition claire des objectifs de qualité et de pouvoir effectivement rapporter des données harmonisées et fiables sur un historique de 4 à 5 ans minimum.

Il n'y a donc plus lieu de prévoir un processus additionnel de concertation au niveau de la définition des objectifs de qualité.

En ce qui concerne la détermination de l'incitant financier propre à chaque indicateur de qualité, celui-ci a été soumis à concertation et consultation publique dans le cadre du processus d'adoption de la présente méthodologie tarifaire du 1^{er} juin 2022 au 31 août 2022.

Il n'y a donc plus lieu de prévoir un processus additionnel de concertation au niveau de la détermination de l'incitant financier.

Enfin, pour les indicateurs de qualité pour lesquels la CWaPE ne dispose actuellement pas de données historiques suffisantes ou suffisamment harmonisées de la part des GRD, il faudra effectivement déterminer les objectifs à atteindre. La détermination de tels objectifs ne pourra se faire que lorsque la CWaPE disposera d'un historique de données fiables. Selon les plans d'actions conclus d'un commun accord avec les GRD, cela implique que des réunions de concertation avec les GRD seront planifiées :

- 1° Entre le 1^{er} juillet et le 31 décembre 2026 pour fixer les objectifs relatifs à :
 - La fréquence d'interruption [SAIFI – System Average Interruption Frequency Index] – indisponibilité « propre GRD » ;
 - L'indisponibilité du réseau [SAIDI – System Average Interruption Duration Index] – indisponibilité « totale URD » hors catégorie 7.b et 8 ;
 - La fréquence d'interruption [SAIFI – System Average Interruption Frequency Index] – indisponibilité « totale URD » hors catégorie 7.b et 8
- 2° Entre le 1^{er} juillet et le 31 décembre 2027 pour fixer les objectifs relatifs au :
 - Nombre de demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais légaux (pourcentage par rapport au nombre de dossier total) ;
 - Taux de rectification des index relevés/courbes de charge ;
 - Taux de perte.

Des réunions de concertations sur les objectifs à atteindre seront organisées par la CWaPE dans le courant des années 2026 et 2027. Une consultation publique complètera le processus.

À la suite de la concertation et de la consultation, la CWaPE précise encore ce qui suit à propos des plans d'action.

Selon ORES, la lecture combinée du projet de méthodologie tarifaire et de sa motivation font apparaître l'introduction de deux plans d'action : l'un, en même temps que l'introduction de la proposition de revenu autorisé et l'autre, en même temps que l'introduction de la proposition tarifaire. Or, toujours selon ORES, il importe que ce travail de collecte et de préparation des rapports à transmettre à la CWaPE soit réalisé/coordonné par la CWaPE.

Dans les faits, la CWaPE précise qu'il y a trois plans d'actions à mettre en œuvre par les GRD :

- 1° 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.

Le document commun a pour unique but d'éviter tout délai supplémentaire dans la mise en œuvre des indicateurs de qualité. Par conséquent, il doit effectivement accompagner la proposition tarifaire afin d'être connu et engageant pour l'ensemble des GRD. Pour rappel, certaines données actuellement indisponibles ou non harmonisées doivent être récoltées et rapportées en remontant à 2021. Il s'agit donc d'un moyen de responsabiliser les GRD dans la collecte de données homogènes, transparentes et fiables. La CWaPE constate en effet que les GRD mettent régulièrement en avant le fait qu'ils ne rapportent pas les mêmes données et *de facto* que ces

données sont inutilisables. Il en découle des laps de temps beaucoup trop longs pour la mise en œuvre d'indicateurs de qualité. La CWaPE avait d'ailleurs déjà soulevé ce point dès 2016 par rapport au SAIDI⁵⁴.

De son côté, la CWaPE a précisé les indicateurs de qualité au travers de lignes directrices et les délais de mise en œuvre au travers du projet de méthodologie tarifaire 2024-2028 (article 37). Il revient maintenant à chaque GRD de déterminer comment extraire ces données de ses propres systèmes. Cette approche doit être commune aux GRD. Par ailleurs, les gestionnaires de réseau ont connaissance largement à l'avance des données requises et peuvent développer des synergies communes au cas où ces données n'existeraient pas ou seraient disponibles différemment d'un GRD à un autre. Ce document a également pour objectif de s'assurer que les GRD respecteront bien les échéances proposées par la CWaPE en fonction des échéances déjà approuvées d'un commun accord lors de l'audit des rapports qualité ou des échéances techniques du MIG6.

- 2° Plans d'actions à mener à la suite des conclusions de l'audit des rapports qualité électricité et gaz avec échéancier – Décision CD-21b11-CWaPE-0482 du 16 février 2021 pour les indicateurs suivants :
- a. La fréquence d'interruption [SAIFI – System Average Interruption Frequency Index] – indisponibilité « propre GRD » ;
 - b. L'indisponibilité du réseau [SAIDI – System Average Interruption Duration Index] – indisponibilité « totale URD » hors catégorie 7.b et 8⁵⁵ ;
 - c. La fréquence d'interruption [SAIFI – System Average Interruption Frequency Index] – indisponibilité « totale URD » hors catégorie 7.b et 8⁵⁶ ;
 - d. Le nombre de demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais légaux (pourcentage par rapport au nombre de dossier total).
- 3° Plan d'action à définir pour rapporter au plus tard à partir du 31 décembre 2022 les indicateurs suivants :
- a. le taux de rectification des index relevés/courbes de charge ; et
 - b. le taux de perte.

Afin de lever toute ambiguïté sur les plans d'action à mettre en œuvre, la CWaPE a rédigé un plan d'action globale reprenant l'ensemble des données, des formules et des indicateurs existants ou à mettre en œuvre durant la période 2025-2029 ainsi que les délais de mise en œuvre. Ce plan d'action est joint en annexe 12 de la présente méthodologie tarifaire.

La CWaPE rappelle également que les rapports contenant l'historique des données harmonisées devront être transmis annuellement à la CWaPE dès que ces données sont disponibles et au plus tard, selon les échéances du plan d'action tel que défini à l'annexe 12 de la présente méthodologie tarifaire. Cela vise à permettre à la CWaPE de pouvoir analyser ces données et déterminer, dans les meilleures conditions et les meilleurs délais, les objectifs à atteindre.

Vu les modifications apportées, un nouveau paragraphe 3 rédigé comme suit est ajouté à l'article 37 de la présente méthodologie visant à s'assurer de la transmission dans les temps les indicateurs :

⁵⁴ Avis référencé CD-16j19-CWaPE-1607 concernant les plans d'adaptation portant sur la période 2017-2021

⁵⁵ Ces catégories sont définies dans les lignes directrices référencées CD-22a21-CWaPE-0038 relatives à la présentation standard des rapports annuels des GRD électricité sur la qualité de leur prestations (mise à jour des lignes directrices CD-20I03-CWaPE-0030).

⁵⁶ Ibidem.

« § 3. Dès le 1^{er} janvier 2024, le gestionnaire de réseau de distribution transmet à la CWaPE, au plus tard le 30 juin de l'année N+1, son rapport tarifaire relatif aux indicateurs de qualité portant sur l'exercice d'exploitation écoulé (année N). Le rapport tarifaire relatif aux indicateurs de qualité comprend obligatoirement le modèle de rapport au format Excel (annexe X (Modèle de rapport suivi indicateurs qualité)), vierge de toute liaison avec d'autres fichiers qui ne seraient pas transmis à la CWaPE ».

L'introduction de ce nouveau paragraphe implique également la création d'un paragraphe 4 à l'article 37 (article 34 du projet de méthodologie tarifaire) de la présente méthodologie tarifaire.

7. Détermination de l'incitant financier (terme « qualité »)

En ce qui concerne la **valorisation du terme « qualité »**, la CWaPE est d'avis que, pour constituer un réel facteur incitatif et responsabiliser les GRD à respecter leurs objectifs individuels, la valorisation du terme « qualité » pourra être positive (majoration) ou négative (minoration) selon les résultats, mesurés individuellement, de chaque GRD.

7.1. Principes de base

La définition d'objectifs de qualité et d'un incitant financier doivent faire l'objet d'attentions particulières puisque :

- l'imposition d'objectifs trop contraignants ou d'un incitant financier trop élevé pourrait impliquer, d'une part, un coût supplémentaire significatif pour l'utilisateur du réseau, et, d'autre part, l'incapacité pour les GRD d'atteindre ces objectifs à un coût raisonnable ; et
- l'imposition d'objectifs trop peu contraignants ou d'un incitant financier trop faible ne serait pas pris en considération par les GRD, et, n'aboutirait *in fine* pas à atteindre l'objectif de qualité de service poursuivi.

Comme précisé précédemment, la CWaPE a opté pour une approche prudente en visant la stabilité des objectifs des indicateurs de qualité de chaque GRD, par rapport aux données historiques des GRD. Par ce choix, la CWaPE affiche sa volonté, dans le cadre de la présente méthodologie tarifaire, de ne pas rechercher un niveau de qualité supérieur mais bien une stabilité tant sur le plan de la qualité que tarifaire (la qualité actuelle étant d'ores et déjà le reflet des investissements réalisés) en déterminant une enveloppe budgétaire raisonnable pour cette première mise en application.

En matière de régulation tarifaire, il y a pratiquement autant d'approches utilisées pour déterminer la hauteur de l'incitant financier qu'il y a de régulateurs :

- BRUGEL a défini son enveloppe incitative comme suit :
« Pour la période régulatoire 2020-2024, le montant de l'enveloppe incitative sera mesuré annuellement en appliquant un **pourcentage de 2,75% à la valeur de la marge équitable**. Cette valeur sera calculée lors du contrôle ex-post »⁵⁷ ;
- le VREG⁵⁸ a opté pour une enveloppe totale à distribuer égale à un certain **pourcentage de la somme de tous les revenus initialement autorisés pour les coûts endogènes** des GRD ;

⁵⁷ Commission de régulation de l'énergie en région de Bruxelles-Capitale – Méthodologie 2020-2024 – Partie 4.

⁵⁸ VREG - Tariefmethodologie reguleringsperiode 2017-2020: Bijlage 10: De kwaliteitsprikkel.

- la CREG se réfère à des pourcentages variant de 0,06 % à 0,24 % de la base d'actifs régulés⁵⁹
- selon l'étude Schwartz and Co⁶⁰ :
 - en France, les enveloppes attribuées sont de l'ordre de **2 à 4 % du revenu autorisé** : « *les montants des bonus/malus relatifs aux mécanismes d'incitation à la qualité de service en cohérence avec les pratiques observées dans les pays voisins étudiés, afin qu'ils représentent chaque année au total de l'ordre de 2 à 4% du revenu autorisé* » ;
 - en Allemagne, incitation sur la qualité de fourniture : seuls les gestionnaires de réseau d'électricité sont soumis à une incitation sur la qualité de service, et seulement depuis le 01.01.2012, via un *bonus/malus* basé sur le SAIDI (basse tension) et l'ASIDI (moyenne tension) de chaque opérateur. Ces indicateurs sont en plus publiés sous forme non anonyme pour augmenter la transparence et la compréhension de la régulation sur la qualité. Le *bonus/malus* peut influencer le revenu dans un **corridor de +/- 4 % (symétrique) des coûts contrôlables** ;
 - en Espagne, les GRD sont soumis à différents objectifs annuels de qualité de service via des termes de *bonus/malus* :
 - *bonus/malus* d'amélioration de la qualité de l'énergie fournie, pouvant osciller entre **-3% et +2% de la rétribution autorisée totale sans incitations** ;
 - *bonus/malus* de réduction des pertes techniques, pouvant osciller entre **-2% et +1% de la rétribution autorisée totale sans incitations** ;
 - *bonus/malus* de réduction de la fraude, pouvant atteindre **+1,5% de la rétribution autorisée totale sans incitations** ;
 - en Irlande, pour la distribution, les incitations (à l'exception du *Worst Served Customer*) sont limitées à **+/- 4% du revenu autorisé annuel**. De plus, individuellement, les incitations *Customer Minute Lost*, *Customer Interruptions*, et les incitations sur les pertes sont chacune limitées à +/- 1,5% du revenu autorisé annuel.

Lors de la consultation relative aux lignes directrices référencées CD-19I10-CWaPE-0025 organisée du 16 septembre au 31 octobre 2019, ORES et RESA ont souligné l'importance d'une approche prudente et d'un niveau raisonnable pour la détermination du terme « qualité » :

- ORES : « *ORES plaide en tous cas pour une **approche prudente pour une première régulation en termes de qualité de service**. Faire dépendre 4% du revenu autorisé comme il semble que ce soit pratiqué en France nous semble trop important. En outre, il conviendra de veiller à ce que la hauteur de l'incitant soit **proportionnée au gain** en termes de qualité de service qui peut être retiré pour les utilisateurs de réseaux (voir également ci-dessous).* » ;

⁵⁹ CREG - Méthodologie tarifaire 2020 – 2023.

⁶⁰ Analyse critique des mécanismes de régulation incitative des gestionnaires de réseaux et d'infrastructures d'électricité et de gaz naturel – Rapport final – Version publique, 23 novembre 2015 – Schwartz and Co Strategy Consulting (page 14).

- RESA : « *L'impact du facteur Q potentiellement estimé à 2 ou 4% du Revenu Autorisé nous semble conséquent voire trop élevé à vu des montants en jeu et des nombreux défis auxquels le GRD sera confronté dans les années à venir.*

*Nous sommes favorables lors de la première période régulatoire soumise au facteur Q de **maintenir l'effet de celui-ci à un niveau raisonnable** (prudence).* »

Dans ses commentaires, RESA précise également que : « *Le facteur Q devrait être exprimé en un pourcentage limité du revenu autorisé et tenir compte de la hauteur du facteur X, compte tenu de l'interdépendance entre les 2 facteurs.* »

Partant de ce constat et après analyse approfondie des données des GRD actifs en Région wallonne, la CWaPE constate que la détermination de l'incitant financier doit prendre en compte l'ensemble des éléments suivants :

- refléter les indicateurs de qualité suivis et leur mise en œuvre effective (pour rappel, à la suite de problèmes de fiabilité ou d'absence de données, certains indicateurs ne pourront être suivis qu'en fin de période régulatoire 2025-2029) ;
- le maintien d'un niveau de qualité existant qui signifie automatiquement que l'utilisateur de réseau final ne doit pas supporter un coût trop élevé (en l'absence de coût/gain incrémental de qualité, le montant de la majoration/minoration devrait être nul) ;
- l'approche prudente préconisée par les GRD dans le cadre d'une première mise en œuvre de l'incitant financier ;
- l'absence de réflectivité des coûts pour valoriser les indicateurs de qualité suivis à l'heure actuelle (à titre d'exemple, en Région Wallonne, nous ne disposons pas de la valeur de l'énergie non distribuée pour le SAIDI) ; et
- l'importance d'éviter un biais sur la qualité à la suite de l'instauration d'un facteur x.

Quoiqu'il en soit, afin de limiter d'une part l'importance des incitants financiers qui pourraient amener le GRD à effectuer des arbitrages non vertueux (surinvestir dans les réseaux afin de réduire les temps d'interruption au détriment d'autres coûts contrôlables, immédiatement reporter les délais de raccordement ou d'étude sur des facteurs exogènes ou la responsabilité des URD,...) et d'autre part, le risque encouru par ce dernier si une importante sous-performance devait être mesurée, les incitants financiers sont plafonnés (à la hausse comme à la baisse) et de façon symétrique.

7.2. Détermination de l'enveloppe financière pour le terme « qualité »

La section suivante expose la manière dont la CWaPE entend déterminer un incitant financier individuel par indicateur de qualité. Tout d'abord, les principes permettant de déterminer la base de calcul utilisée pour définir l'enveloppe globale du terme « qualité » sont expliqués, ensuite est précisée la façon dont la CWaPE définit le pourcentage à appliquer à cette base de calcul, et enfin est exposée la façon dont cette enveloppe globale sera répartie par indicateur de qualité.

7.2.1. La base de calcul pour l'incitant financier

Lors de l'élaboration des lignes directrices CD-20d23-CWaPE-0029, les GRD ont fait valoir à de multiples reprises qu'il ne serait pas justifié de lier à des facteurs exogènes (ou hors de contrôle) un

incitant financier. Le corollaire étant qu'il convient également de neutraliser pour l'URD les conséquences liées à des coûts sur lesquels les GRD n'ont aucune emprise et qui ne participent pas à la qualité de leurs services (exemple : impôts des sociétés, redevance de voirie, etc.). Cela signifie donc que la base de calcul de l'incitant financier doit uniquement référer à des coûts contrôlables du GRD.

Dans le même ordre d'idée, au sein même de ces coûts contrôlables, un ensemble de coûts relevant d'obligations de service public :

- ne contribuent que marginalement à la qualité de service des GRD telle qu'elle sera suivie par les indicateurs de qualité retenus par la CWaPE, d'une part, parce qu'ils représentent environ 13 % des coûts contrôlables et, d'autre part, parce que ces coûts n'interviennent pas directement dans les coûts permettant d'influencer la qualité de services offerts par les GRD; et
- font d'ores et déjà l'objet d'indemnités encadrées par les décrets.

Il ne serait dès lors pas logique de faire supporter :

- une minoration du revenu autorisé au GRD pour la partie OSP des coûts contrôlables; et
- un coût supplémentaire à l'URD sur des éléments qui n'interviennent pas ou peu dans la qualité des services offerts.

Par conséquent, les coûts contrôlables relatifs aux obligations de service public doivent également être exclus de la base de calcul.

Enfin, les GRD vont bénéficier de divers éléments tels que le facteur d'évolution globale des coûts (coûts additionnels) ou encore les subsides liés à la smartisation des réseaux qui constituent soit une majoration du revenu autorisé, soit un revenu supplémentaire pour le GRD en dehors du cadre méthodologique. Dans le cas des coûts additionnels pour la période 2025-2029, ils contribueront également à l'amélioration de la qualité des services offerts (le compteur communicant devrait logiquement diminuer le nombre de plainte pour index, par exemple). D'une certaine manière, au travers de ces coûts additionnels, le GRD bénéficie d'ores et déjà d'un revenu supplémentaire à charge de l'utilisateur du réseau de distribution. Ils ne doivent donc raisonnablement pas être minorés/majorés d'un montant supplémentaire au titre d'incitant financier pour la qualité des services/produits offerts, ce qui reviendrait à faire payer une seconde fois l'URD pour la transition écologique (majoration) ou retirer des montants (minoration) pour la transition écologique.

En conclusion, la base de calcul retenue pour la détermination de l'incitant financier est constituée de la moyenne des coûts contrôlables 2025-2029, hors OSP et hors charges nettes contrôlables additionnelles, budgétés et indexés de chaque GRD. Les budgets et l'indexation sont réalisés conformément au Titre II - Chapitre 2 - Section 1 de la présente méthodologie tarifaire (détermination du revenu autorisé budgété *ex ante*), à l'exception du facteur d'efficacité maintenu au 1^{er} quartile.

7.2.2. Pourcentage de calcul

Comme indiqué ci-dessus, pour plusieurs raisons, la CWaPE a décidé d'opter pour une approche prudente en matière de détermination du pourcentage à appliquer sur la base de calcul telle que définie ci-dessus.

Aux arguments cités précédemment en faveur d'une 'faible' enveloppe budgétaire pour l'incitant financier, s'ajoute la nécessité grandissante, vu les récentes crises successives, de maîtriser l'évolution de la facture des URD.

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ
Chapitre 1 – Les éléments constitutifs du revenu autorisé
Section 5 : Le terme « qualité » (articles 35 à 40 et 149 à 153)

Par conséquent, un des drivers sous-jacents à la détermination de l'enveloppe budgétaire est que l'impact annuel maximum (en 2028) soit inférieur à 1 euro par EAN. Cette balise conduit à adopter un terme qualité correspondant, en 2028, à 0,5% de l'enveloppe représentée par la moyenne des coûts contrôlables 2025-2029, hors OSP et hors charges nettes contrôlables additionnelles, budgétés et indexés de chaque GRD.

En effet, sur la base de ces hypothèses, la CWaPE a procédé à l'analyse de différentes possibilités afin de déterminer une enveloppe budgétaire prudente et raisonnable tant du point de vue du GRD que du point de vue de l'utilisateur final.

La CWaPE a effectivement évalué l'impact potentiel que représenterait 0,25 %, 0,5 %, 1 % et 1,5 % de la base définie au point 7.2.1 ci-dessus. Sur la base de ces simulations, la CWaPE constate qu'un pourcentage de 0,5 % de l'enveloppe budgétaire représenterait en 2028, si l'ensemble des objectifs sont atteint par les gestionnaires de réseaux de distribution, 1,08 euros par EAN pour l'électricité et 1,21 euros par EAN pour le gaz.

Le tableau ci-dessous montre les différentes valeurs de l'enveloppe budgétaire :

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ
Chapitre 1 – Les éléments constitutifs du revenu autorisé
Section 5 : Le terme « qualité » (articles 35 à 40 et 149 à 153)

TABEAU 26 ESTIMATION DE L'ENVELOPPE BUDGÉTAIRE GLOBALE FINALE (MISE À JOUR EN FONCTION DES MODIFICATIONS APPORTÉES AU PROJET DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE 2024-2028)

Pourcentage moyenne des coûts contrôlables 2025-2029, hors OSP et hors charges nettes contrôlables additionnelles, budgétés et indexés					
0,25%	2025	2026	2027	2028	2029
Enveloppe totale Electricité	285.344,12 €	285.344,12 €	555.670,13 €	1.201.448,93 €	1.201.448,93 €
Enveloppe totale Gaz	111.730,79 €	111.730,79 €	217.581,02 €	470.445,45 €	470.445,45 €
Enveloppe Totale	397.074,92 €	397.074,92 €	773.251,15 €	1.671.894,38 €	1.671.894,38 €
Estimation par EAN (base EAN 2019)					
Coût max par EAN (majoration) Electricité	0,13 €	0,13 €	0,25 €	0,54 €	0,54 €
Coût max par EAN (majoration) Gaz	0,14 €	0,14 €	0,28 €	0,61 €	0,61 €
0,50%	2025	2026	2027	2028	2029
Enveloppe totale Electricité	570.688,24 €	570.688,24 €	1.111.340,26 €	2.402.897,86 €	2.402.897,86 €
Enveloppe totale Gaz	223.461,59 €	223.461,59 €	435.162,04 €	940.890,90 €	940.890,90 €
Enveloppe Totale	794.149,83 €	794.149,83 €	1.546.502,30 €	3.343.788,76 €	3.343.788,76 €
Estimation par EAN (base EAN 2019)					
Coût max par EAN (majoration) Electricité	0,26 €	0,26 €	0,50 €	1,08 €	1,08 €
Coût max par EAN (majoration) Gaz	0,29 €	0,29 €	0,56 €	1,21 €	1,21 €
1,00%	2025	2026	2027	2028	2029
Enveloppe totale Electricité	1.141.376,48 €	1.141.376,48 €	2.222.680,52 €	4.805.795,72 €	4.805.795,72 €
Enveloppe totale Gaz	446.923,18 €	446.923,18 €	870.324,08 €	1.881.781,79 €	1.881.781,79 €
Enveloppe Totale	1.588.299,66 €	1.588.299,66 €	3.093.004,60 €	6.687.577,52 €	6.687.577,52 €
Estimation par EAN (base EAN 2019)					
Coût max par EAN (majoration) Electricité	0,51 €	0,51 €	1,00 €	2,16 €	2,16 €
Coût max par EAN (majoration) Gaz	0,58 €	0,58 €	1,12 €	2,42 €	2,42 €
1,50%	2025	2026	2027	2028	2029
Enveloppe totale Electricité	1.712.064,73 €	1.712.064,73 €	3.334.020,78 €	7.208.693,58 €	7.208.693,58 €
Enveloppe totale Gaz	670.384,76 €	670.384,76 €	1.305.486,12 €	2.822.672,69 €	2.822.672,69 €
Enveloppe Totale	2.382.449,49 €	2.382.449,49 €	4.639.506,90 €	10.031.366,27 €	10.031.366,27 €
Estimation par EAN (base EAN 2019)					
Coût max par EAN (majoration) Electricité	0,77 €	0,77 €	1,50 €	3,25 €	3,25 €
Coût max par EAN (majoration) Gaz	0,86 €	0,86 €	1,68 €	3,64 €	3,64 €

7.2.3. Répartition de l'enveloppe globale par indicateur de qualité

À l'instar de ce qui se fait en Région de Bruxelles-Capitale⁶¹, la CWaPE souhaite répartir l'enveloppe budgétaire des majorations/minorations du revenu autorisé au titre de terme « qualité » entre les différents indicateurs de qualité et leur mise en œuvre effective.

La répartition de l'enveloppe budgétaire de l'incitant financier tient donc compte :

- du nombre d'indicateurs disponibles en fin de période régulatoire en fonction du fluide concerné (4 indicateurs pour le gaz et 9 indicateurs pour l'électricité) ;

⁶¹ Méthodologie tarifaire 2020-2024 – Partie 3 Motivations de la méthodologie gaz & Partie 4 – Méthodologie électricité, BRUGEL

- de l'importance de l'impact de l'indicateur sur le confort des utilisateurs de réseau de distribution ; et
- de l'importance relative de l'activité concernée (en termes de complexité des processus et de moyens nécessaires pour développer les indicateurs y relatifs)⁶².

La CWaPE propose comme point de départ de considérer que le poids des indicateurs liés à la fiabilité des réseaux est de 30 % de l'enveloppe globale allouée au terme « qualité ». Ce taux reflète, selon la CWaPE, d'une part, l'importance accordée par l'URD à la continuité d'alimentation en électricité et d'autre part, le « poids » que représente intuitivement ce service dans les revenus des GRD. Par ailleurs, il est similaire à celui retenu par BRUGEL.

Ensuite, les indicateurs liés au développement du MIG6 et arrivant plus tardivement en période régulatoire se sont vu attribuer des poids moins importants :

- le taux de rectification des index/courbe de charge est pondéré à concurrence de 18,75 % (75 % de 25 %) de l'enveloppe électricité et de 33,75 % (75 % de 45 %) de l'enveloppe gaz ; et
- le taux de perte de 10 % de l'enveloppe électricité.

En ce qui concerne les indicateurs relatifs aux données de comptage, s'ajoute aux taux de rectification des index/courbes de charges, le nombre de plaintes recevables pour problème d'index à concurrence de 6,25 % pour l'électricité et 11,25 % pour le gaz. L'activité de comptage représente donc 25 % de l'enveloppe en électricité (soit un poids identique à celui retenu par BRUGEL) et 45 % en gaz. Le poids plus élevé en gaz provient du fait que la CWaPE dispose de moins d'indicateurs de qualité pour le gaz que BRUGEL.

Il reste alors deux indicateurs à intégrer dans la répartition de l'enveloppe budgétaire de l'incitant financier :

- le nombre de demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total) a été pondéré à concurrence de 25 % pour l'électricité (proche des 30 % retenu par BRUGEL) et 45 % pour le gaz (en raison du nombre restreint d'indicateurs gaz) ;
- les plaintes recevables par GRD constituent les 10 % restant des enveloppes électricité et gaz, ce qui reste cohérent.

⁶² Ibidem

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ
Chapitre 1 – Les éléments constitutifs du revenu autorisé
Section 5 : Le terme « qualité » (articles 35 à 40 et 149 à 153)

TABLEAU 27 RÉPARTITION DE L'ENVELOPPE GLOBALE PAR INDICATEUR DE QUALITÉ

	Indicateur	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Poids			
								Electricité		Gaz	
Fiabilité	1 SAIDI « propre GRD »	x	x	x	x	x	x	30%	25%	0%	0%
	2 SAIFI « propre GRD »				x	x	x		25%		0%
	3 SAIDI « totale URD » hors catégories 7.b et 8				x	x	x		25%		0%
	4 SAIFI « totale URD » hors catégories 7.b et 8				x	x	x		25%		0%
Délais de service	5.a Nombre demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total) - Prélèvement					x	x	25%	50%	45%	50%
	5.b Nombre demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total) - injection								50%		50%
	6 Délai moyen de retard de fin de procédure compteur à budget								0%		0%
	7 Délai moyen de placement (ou de réactivation) du compteur à budget (en jours)							0%	0%		
Données de comptage	8 Taux de rectification des index relevés/courbes de charge					x	x	25%	75%	45%	75%
	9 Nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index par gestionnaire de réseau	x	x	x	x	x	x		25%		25%
Production décentralisée	Production décentralisée							0	0%	0%	0%
Satisfaction	10 Plaintes recevables par gestionnaire de réseau de distribution	x	x	x	x	x	x	10%	100%	10%	100%
	11 Indemnités versées par gestionnaire de réseau de distribution - Interruption de fourniture non planifiée > 6 heures								0%		0%
	12 Indemnités versées par gestionnaire de réseau de distribution - Incidents réseau								0%		0%
	13 Indemnités versées par gestionnaire de réseau de distribution - Erreur administrative								0%		0%
	14 Indemnités versées par gestionnaire de réseau de distribution - Switch								0%		0%
	15 Indemnités versées par gestionnaire de réseau de distribution - Délais de raccordement								0%		0%
Perte	16 Taux de perte					x	x	10%	100%	0%	0%

Au terme de la période régulatoire, la CWaPE et les GRD évalueront la répartition de l'enveloppe telle que définie ci-dessus.

7.2.4. Caractère évolutif et hauteur de l'incitant financier

Dans le cadre de la concertation, il a été suggéré que les indicateurs soient évolutifs en fonction de l'atteinte du résultat et ce, afin d'assurer que le mécanisme soit réellement incitatif.

Pour la mise en place des indicateurs de performance, la CWaPE avait effectivement opté pour une approche binaire :

- soit l'objectif est atteint et le GRD perçoit la totalité de l'incitant financier en majoration de son revenu autorisé ;
- soit l'objectif n'est pas atteint et le GRD voit son revenu autorisé diminuer de la totalité de l'incitant financier.

Cette approche présentait l'avantage d'être simple à mettre en place et facilement compréhensible pour tous. En revanche, il est vrai que cette approche signifiait également que lorsque l'objectif est atteint, il n'y a plus aucun incitant pour le GRD à s'améliorer d'avantage et, *a contrario*, si l'objectif n'est pas atteint, une aggravation de la détérioration de la qualité du GRD n'a plus aucun impact financier supplémentaire pour celui-ci.

Pour rappel, la CWaPE a opté pour une approche prudente en visant la stabilité des objectifs des indicateurs de qualité de chaque GRD. Ces objectifs ont été déterminés par rapport aux données historiques des GRD ou par les GRD eux-mêmes. Selon la CWaPE, ces objectifs sont raisonnables et

atteignables pour les GRD. Ne pas les atteindre représenterait une détérioration de la qualité de service non souhaitable.

La CWaPE reste par ailleurs d'avis que pour constituer un réel facteur incitatif et responsabiliser les GRD à respecter leurs objectifs individuels, la valorisation du terme « qualité » doit être positive (majoration) ou négative (minoration).

Le caractère symétrique restera également d'application car il ne serait pas logique de faire supporter / bénéficier des moyens financiers différenciés pour les acteurs de marché et les GRD.

Au vu de ces différents éléments, la CWaPE décide de faire évoluer l'incitant financier en ajoutant un caractère évolutif qui représentera une sur-majoration en cas de meilleure performance par rapport à l'objectif défini, mais également de sur-minoration dans le cas inverse.

Dans les deux cas (majoration / minoration), le montant de l'incitant financier restera symétrique et sera plafonné en fonction des objectifs à atteindre à maximum / minimum deux fois l'incitant financier de l'objectif. Ce caractère évolutif sera calculé de la manière suivante⁶³ :

- **En cas d'atteinte ou d'amélioration de l'objectif :**

Si ($O_N < O_B$: $Q_N = \text{Min}((2 * Q_i) ; (Q_i + (Q_i * ((O_B - O_N) / O_B)))$)

Avec :

- O_N = Objectif réalisé par le GRD pour l'année N ;
- O_B = Objectif à atteindre par le GRD tel que défini aux articles 35 à 37 de la présente méthodologie tarifaire ;
- Q_N = Montant du terme « qualité » majorant le revenu autorisé de l'année N ;
- Q_i = Montant du terme « qualité » par objectif et par GRD tel que défini à l'article 127 de la présente méthodologie tarifaire.

- **En cas de non atteinte ou de détérioration de l'objectif :**

Si ($O_N > O_B$: $Q_N = \text{Max}((-2 * Q_i) ; (-Q_i - (Q_i * ((O_N - O_B) / O_B)))$)

Avec :

- O_N = Objectif réalisé par le GRD pour l'année N ;
- O_B = Objectif à atteindre par le GRD tel que défini aux articles 35 à 37 de la présente méthodologie tarifaire ;
- Q_N = Montant du terme « qualité » minorant le revenu autorisé de l'année N ;
- Q_i = Montant du terme « qualité » par objectif et par GRD tel que défini à l'article 127 de la présente méthodologie tarifaire.

⁶³ Le caractère évolutif devra être analysé au cas par cas lors de la mise en œuvre des prochains indicateurs dans le courant de la période 2025-2029 pour s'assurer de son bien-fondé.

Les articles 148 et 149 de la présente méthodologie tarifaire ont été mis à jour (valeur min et max = 2 * valeurs actuelles) en conséquence.

SECTION 6 : LA QUOTE-PART DES SOLDES RÉGULATEURS

L'article 41 prévoit que le revenu autorisé peut inclure des charges ou produits permettant la répercussion des soldes régulateurs ayant fait l'objet d'une décision d'approbation et d'affectation de la part de la CWaPE.

Ces charges ou produits diminuent ou augmentent le revenu autorisé budgété, selon qu'il s'agit d'un passif ou d'un actif régulateur.

Les règles relatives à la détermination et l'affectation des actifs et passifs régulateurs d'application dans la période régulateur 2019-2023 restent inchangées pour la période régulateur 2025-2029.

CHAPITRE 2 – LES RÈGLES DE DÉTERMINATION ET DE RÉVISION DU REVENU AUTORISÉ

SECTION 1 : DÉTERMINATION DU REVENU AUTORISÉ BUDGÉTÉ *EX ANTE*

1. Le revenu autorisé annuel

L'article 42 de la présente méthodologie tarifaire rappelle la formule générale de calcul du revenu autorisé établie à l'article 8, en guise d'introduction aux articles 43 à 58 qui établissent les modalités particulières de calcul des éléments du revenu autorisé pour les années 2025 à 2029, à savoir :

- les charges nettes opérationnelles contrôlables (cf. 2.1) ;
- les charges nettes opérationnelles non contrôlables (cf. 2.2) ;
- la marge bénéficiaire équitable (cf. 3) ;
- les charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants (cf. 4) ;
- la quote-part des soldes régulateurs approuvés et affectés (cf. 5)
- le terme « qualité » (cf. 6).

2. Les charges nettes opérationnelles

2.1. Les charges nettes opérationnelles contrôlables

Les changements apportés par rapport à la période régulateur 2019-2023 concernent :

- la suppression du *Business Plan* (cf. 2.1.1) ;
- la suppression de la distinction variable/fixe pour les coûts OSP contrôlables (cf. 2.1.2) ;
- la formule de calcul du budget des coûts contrôlables 2025 et ses paramètres (coûts réels historiques utilisés, paramètres d'indexation, coûts additionnels de transition, facteur de productivité) (articles 45, 47, 49 et 50 de la présente méthodologie tarifaire) (cf. 2.1.3) ;
- la formule de calcul du budget des coûts contrôlables 2026-2029 et ses paramètres (facteurs d'efficacité individuels, facteur de productivité, paramètre d'indexation) (article 45, 49, 53 de la présente méthodologie tarifaire) (cf. 2.1.4).

2.1.1. La suppression du business plan

La méthodologie tarifaire 2019-2023 prévoyait que les GRD établissent un plan d'affaire (*business plan*) montrant l'évolution chiffrée des charges, produits et investissements au cours de la période réglementaire ainsi que des explications, justifications des chiffres et hypothèses adoptées par le GRD pour établir son plan d'affaire. Ce plan d'affaire avait pour objectif de permettre à la CWaPE d'avoir une vision sur l'évolution des coûts des GRD au cours de la période réglementaire et de comparer la trajectoire des coûts contrôlables avec la trajectoire définie par la méthodologie tarifaire. Il s'agissait de données purement informatives et qui ne faisaient pas l'objet d'une approbation de la part du régulateur contrairement au revenu autorisé.

La méthodologie tarifaire 2019-2023 prévoyait également que ce plan d'affaire soit actualisé annuellement par le GRD et communiqué à la CWaPE en annexe au rapport tarifaire *ex post*.

Dans les faits, bien que le *business plan* constitue un outil de gestion classique et généralisé pour une entreprise, il s'avère que la plupart des GRD ne réalise pas de projections de leurs coûts, produits et investissements sur un horizon de 5 ou 6 ans mais fonctionnent avec des prévisions annuelles. De plus, certains GRD considèrent que leur budget correspond au montant du revenu autorisé octroyé et ne réalisent pas d'exercice budgétaire sur la base de leurs propres hypothèses. En outre, certains GRD ne procèdent pas à l'actualisation annuelle dans le cadre du rapport tarifaire *ex post*.

Sur la base de ces constats, la CWaPE a décidé de supprimer le plan d'affaire de la méthodologie tarifaire.

Cette suppression représente, par ailleurs, un allègement de la charge de travail dans le chef des GRD et de la CWaPE ainsi qu'une simplification de la méthodologie tarifaire ce qui s'inscrit dans les objectifs poursuivis par le régulateur.

2.1.2. La suppression de la distinction variable/fixe pour les coûts OSP contrôlables

Depuis 2019, les coûts liés aux obligations de service public sont qualifiés de coûts contrôlables. À ce titre, comme les autres coûts contrôlables, l'écart entre le budget et la réalité des coûts liés aux obligations de service public constitue un *bonus* ou un *malus* qui est à charge ou en faveur du GRD.

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ

Chapitre 2 – Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé

Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété ex ante

À la demande des GRD, la CWaPE avait introduit dans la méthodologie tarifaire 2019-2023, la possibilité pour les GRD de qualifier une partie des coûts contrôlables OSP de coûts variables, de façon à ce que les GRD ne supportent pas l'impact financier de la variation des « volumes » des prestations OSP telles que le nombre de demandes de placement de compteurs à budget, le nombre de compteurs à budget rechargé, le nombre de clients alimentés par le GRD, le nombre de demandes de prime *Qualiwatt* introduites.

La CWaPE a constaté que, dans sa proposition de revenu autorisé 2019-2023, ORES avait qualifié seulement 6% de ses coûts contrôlables en coûts variables. La proportion de coûts contrôlables variables par rapport aux coûts contrôlables totaux des autres GRD varie entre 24% (RESA) et 69% (AIESH). En outre, la composition des coûts contrôlables OSP variables varie fortement d'un GRD à l'autre et les GRD n'ont pas tous « employé » les cinq catégories de coûts variables disponibles dans la méthodologie tarifaire 2019-2023. De plus, la CWaPE relève les différences suivantes :

- l'AIEG, AIESH, REW incluent des coûts de rémunération (administratifs et techniques) dans tous les coûts variables tandis qu'ORES n'intègre aucun coût de rémunération en coûts variables. RESA considère que 50% des coûts de rémunération liés à la gestion clientèle sont variables ;
- ORES considère que les réductions de valeurs sur créances « travaux OSP » et créances « fourniture » sont variables tandis que RESA n'intègre pas ces coûts dans les coûts variables ;
- ORES considère que les recettes issues de la facturation des travaux OSP (placement CàB, coupures, activations/désactivations, etc.) sont des produits variables tandis que RESA ne les considère pas comme variables ; et
- la composition des coûts variables de l'AIEG, AIESH et REW est assez similaire bien que le niveau des coûts unitaires soit très différent.

En *ex post*, la méthodologie tarifaire 2019-2023, prévoyait que l'écart entre les charges nettes variables prévisionnelles et les charges nettes variables réelles, relatives à chaque catégorie d'obligation de service public, se décompose en deux parties :

$$L'effet\ quantité = (Variable_{budgétée} \times CNU_{budgétée}) - (Variable_{réelle} \times CNU_{budgétée})$$

$$L'effet\ coût = (Variable_{réelle} \times CNU_{budgétée}) - (Variable_{réelle} \times CNU_{réelle})$$

L'effet quantité était considéré comme un solde régulateur et donc à charge ou en faveur des URD, tandis que l'effet coût était considéré comme un *bonus/malus* et donc à charge ou en faveur du GRD.

La CWaPE constate que sur les années 2019 et 2020, les soldes régulateurs relatifs aux charges contrôlables OSP variables sont relativement restreints ce qui signifie **qu'il n'y a pas eu de variation très importante du nombre de prestations OSP sous-jacentes** ou que les variations à la hausse de certaines prestations sont compensées par les variations à la baisse d'autres prestations. En revanche, la CWaPE constate que RESA a dégagé des *bonus* relativement importants entre 2019 et 2022 car ses coûts unitaires variables réels étaient inférieurs à ses coûts unitaires variables budgétés. Les *bonus* réalisés sont supérieurs aux *bonus* que RESA aurait réalisés si l'entièreté de ses coûts contrôlables OSP avaient été fixes.

Sur la base des données issues des rapports OSP des années 2016 à 2020 la CWaPE avait pu constater que :

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ
Chapitre 2 – Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé
Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété ex ante

- les demandes de placement CàB sont relativement stables et prévisibles ;
- le nombre de CàB rechargés varie peu au fil des années ;
- le nombre de clients protégés et le nombre de clients fournisseur X alimentés par le GRD augmente de façon relativement modérée au fil des années ;
- le nombre de dossiers « Quali watt » traités diminue au fil des années car le régime Quali watt s'est arrêté en juin 2019.

En conclusion, vu que :

- les soldes réglementaires sur les coûts contrôlables OSP comptabilisés par les GRD en 2019 et 2020 sont relativement limités pour la majorité des GRD ;
- lors de la période régulatoire 2019-2023, les GRD ont considéré qu'une grande majorité des coûts contrôlables OSP étaient fixes et ne dépendaient pas des variables identifiées ;
- les activités OSP sont des activités « matures » qui ne sont *a priori* pas amenées à fortement évoluer au cours de la période régulatoire 2024-2028 ;

la CWaPE considère que les coûts contrôlables OSP ne devraient plus faire l'objet d'un traitement différencié par rapport aux autres coûts contrôlables en prévoyant une révision *ex post* de ces coûts en fonction des volumes de prestation. Par conséquent, la présente méthodologie tarifaire ne prévoit plus de distinction « fixe/variable » pour les coûts contrôlables OSP.

Lors de la concertation sur le projet de méthodologie du 31 mai 2022, plusieurs GRD (AIEG, AIESH et RESA) ont demandé le maintien de cette distinction en invoquant différents arguments. La CWaPE n'a toutefois pas donné de suite favorable à ces demandes, pour les motifs suivants :

- en 2021, les soldes réglementaires relatifs aux charges contrôlables OSP variables sont à nouveau relativement restreints pour la majorité des GRD ;
- l'analyse des données issues du rapport OSP 2021 confirme les tendances observées au cours des années 2016-2020 à l'exception du nombre de clients « fournisseur X » ayant fortement augmenté chez RESA en 2021 suite probablement aux inondations de juillet 2021 qui ont fortement touché ce GRD ;
- le budget des coûts contrôlables OSP correspond à la moyenne indexée des coûts contrôlables OSP réels des années 2019 à 2022 ce qui signifie que l'augmentation du nombre de clients alimentés par le GRD au cours des années 2021 et 2022 est intégrée dans le budget des coûts contrôlables des années 2025-2029 et que par ailleurs aucun facteur d'efficience n'est appliqué aux coûts contrôlables OSP ;
- la mise en œuvre du décret juge de Paix pourrait potentiellement entraîner une augmentation du nombre de clients « sous fournisseur X » alimentés par le GRD mais, à l'heure actuelle, cette augmentation n'a pas été objectivée par les GRD et reste hypothétique ;
- le système de versement des indemnités en cas de retard de placement d'un compteur à prépaiement (mis en œuvre depuis 2022) est globalement moins coûteux pour le GRD que le

système précédent et, par conséquent, les coûts réels des années 2019 à 2021 intègrent des coûts liés à la fourniture X largement supérieurs aux indemnités que les GRD devraient verser au cours des années 2025-2029, ce qui laisse une « marge » aux GRD pour absorber une éventuelle hausse des coûts de gestion de la clientèle provenant de la mise en œuvre du décret juge de Paix.

La CWaPE décide donc de maintenir dans la présente méthodologie tarifaire la suppression de la distinction entre coûts contrôlables fixes et variables prévue dans le projet de méthodologie tarifaire.

Cette suppression représente un allègement de la charge de travail dans le chef des GRD et de la CWaPE ainsi qu'une simplification de la méthodologie tarifaire sans perte d'effectivité, ce qui est l'un des objectifs poursuivis par le régulateur.

2.1.3. La formule de calcul du budget des coûts contrôlables 2025 et ses paramètres (articles 40 à 42 et 45)

Dans la méthodologie tarifaire 2019-2023, les charges nettes contrôlables étaient définies selon la formule suivante :

$$CNC = [CNC_{autres} + CNF_{OSP} + CNV_{OSP} + CNI]$$

Avec :

- CNC_{autres} = charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes relatives aux obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations ;
- CNF_{OSP} = charges nettes fixes relatives aux obligations de service public
- CNV_{OSP} = charges nettes variables relatives aux obligations de service public ;
- CNI = charges nettes liées aux immobilisations déduction faite des charges nettes liées aux immobilisations prises en compte dans les projets spécifiques (CPS).

Pour déterminer le budget de l'année 2019 des charges nettes contrôlables hors OSP et hors CNI, le GRD devait, tout d'abord, classifier, en concertation avec la CWaPE, les charges nettes, comptabilisées en 2015, en deux catégories : « de base » et « de transformation ». Le GRD devait, ensuite, identifier les éléments qui, au cours des années 2016, 2017, 2018 et 2019, entraînaient une variation à la hausse ou à la baisse, par rapport à l'année 2015, des charges nettes « de base » et des charges nettes « de transformation ».

Pour déterminer le budget de l'année 2019 des charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public, le GRD devait, tout d'abord, identifier les charges nettes relatives aux OSP au sens de la méthodologie tarifaire 2015-2016, comptabilisées en 2015. Le GRD devait, ensuite, identifier les éléments qui, au cours des années 2016, 2017, 2018 et 2019, entraînaient une variation à la hausse ou à la baisse, par rapport à l'année 2015, des charges nettes relatives aux obligations de service public. Les GRD, devaient également définir les charges considérées comme fixes ou variables (cf. point ci-dessus)

Pour déterminer le budget de l'année 2019 des charges nettes liées aux immobilisations, le GRD devait se baser sur la valeur prévisionnelle de la base d'actifs régulés de l'année 2019 qu'il avait établie conformément aux règles de la méthodologie tarifaire.

Dans la présente méthodologie tarifaire, les charges nettes contrôlables sont définies selon la formule suivante :

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ
 Chapitre 2 – Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé
 Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété ex ante

$$CNC = [CNC_{AUTRES} + CNC_{OSP} + CNI]$$

Avec :

- CNC_{AUTRES} = charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public et hors charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations ;
- CNC_{OSP} = charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public ;
- CNI = charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations

La présente méthodologie tarifaire prévoit que le budget de l'année 2025 des charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public défini par le GRD et soit inférieur ou égal au montant déterminé selon la formule suivante :

$$CNC_{OSP} \text{ budget } 2025 = [[\text{moyenne (terme A ; terme B ; terme C ; terme D)}] \times (1+IS_{2023}) \times (1+IS_{2024}) \times (1+IS_{2025})] \times (1+Y_i)$$

Avec :

- Terme A = $(CNC_{OSP_{réelles\ 2019}}) \times (1+IS_{2020}) \times (1+IS_{2021}) \times (1+IS_{2022})$;
- Terme B = $(CNC_{OSP_{réelles\ 2020}}) \times (1+IS_{2021}) \times (1+IS_{2022})$;
- Terme C = $(CNC_{OSP_{réelles\ 2021}}) \times (1+IS_{2022})$;
- Terme D = $CNC_{OSP_{réelles\ 2022}}$;
- $CNC_{OSP_{réelles\ 2019}}$ = les charges nettes opérationnelles contrôlables réelles (fixes et variables) de l'année 2019 relatives aux obligations de service public ;
- $CNC_{OSP_{réelles\ 2020}}$ = les charges nettes opérationnelles contrôlables réelles (fixes et variables) de l'année 2020 relatives aux obligations de service public ;
- $CNC_{OSP_{réelles\ 2021}}$ = les charges nettes opérationnelles contrôlables réelles (fixes et variables) de l'année 2021 relatives aux obligations de service public ;
- $CNC_{OSP_{réelles\ 2022}}$ = les charges nettes opérationnelles contrôlables réelles (fixes et variables) de l'année 2022 relatives aux obligations de service public ;
- IS_{2020} = 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% ;
- IS_{2021} = 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% ;
- IS_{2022} = valeur réelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé (base 2013) de l'année 2022 publié par le Bureau fédéral du Plan, soit 9,25% ;
- IS_{2023} = valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2023 publiée par le Bureau fédéral du Plan en juin 2023 ;
- IS_{2024} = valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2024 publiée par le Bureau fédéral du Plan en juin 2023 ;
- IS_{2025} = valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2025 publiée par le Bureau fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2023-2028 » en juin 2023 ;
- Y_i = facteur de productivité (exprimé en pourcent) fixé à 0% pour la période régulatoire 2025-2029.

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ
Chapitre 2 – Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé
Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété ex ante

Le budget de l'année 2025 des charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations est défini par le GRD et doit être inférieur ou égal au montant déterminé selon la formule suivante :

$$CNI_{budget\ 2025} = \left[\left[\text{moyenne (terme A ; terme B ; terme C ; terme D)} \right] \times (1+IS_{2023}) \times (1+IS_{2024}) \times (1+IS_{2025}) \right]$$

Avec :

- Terme A = $(CNI_{réelles\ 2019}) \times (1+IS_{2020}) \times (1+IS_{2021}) \times (1+IS_{2022})$;
- Terme B = $(CNI_{réelles\ 2020}) \times (1+IS_{2021}) \times (1+IS_{2022})$;
- Terme C = $(CNI_{réelles\ 2021}) \times (1+IS_{2022})$;
- Terme D = $CNI_{réelles\ 2022}$;
- $CNI_{réelles\ 2019}$ = les charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations réelles de l'année 2019 hors charges nettes liées aux immobilisations relatives aux projet spécifiques (CPS) telles que définies dans la méthodologie tarifaire 2019-2023 ;
- $CNI_{réelles\ 2020}$ = les charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations réelles de l'année 2020 hors charges nettes relatives aux projets spécifiques telles que définies dans la méthodologie tarifaire 2019-2023 (CPS) ;
- $CNI_{réelles\ 2021}$ = les charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations réelles de l'année 2021 hors charges nettes relatives aux projets spécifiques telles que définies dans la méthodologie tarifaire 2019-2023 (CPS) ;
- $CNI_{réelles\ 2022}$ = les charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations réelles de l'année 2022 hors charges nettes relatives aux projets spécifiques telles que définies dans la méthodologie tarifaire 2019-2023 (CPS) ;
- IS_{2020} = 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% ;
- IS_{2021} = 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% ;
- IS_{2022} = valeur réelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé (base 2013) de l'année 2022 publié par le Bureau fédéral du Plan, soit 9,25% ;
- IS_{2023} = valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2023 publiée par le Bureau fédéral du Plan en juin 2023 ;
- IS_{2024} = valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2024 publiée par le Bureau fédéral du Plan en juin 2023 ;
- IS_{2025} = valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2025 publiée par le Bureau fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2023-2028 » en juin 2023.

Le budget de l'année 2025 des charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations est défini par le GRD et doit être inférieur ou égal au montant déterminé selon la formule suivante :

$$CNC\ autres_{budget\ 2025} = \left[\left[\text{moyenne (terme A ; terme B ; terme C ; terme D)} \right] \times (1+IS_{2023}) \times (1+IS_{2024}) \times (1+IS_{2025}) \times (1+X_i) \right] + \text{coûts additionnels transition}_{2025}$$

Avec :

- Terme A = $(CNC\ autres_{réelles\ 2019}) \times (1+IS_{2020}) \times (1+IS_{2021}) \times (1+IS_{2022})$;

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ

Chapitre 2 – Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé

Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété ex ante

- Terme B = $(\text{CNC autres réelles 2020}) \times (1 + \text{IS}_{2021}) \times (1 + \text{IS}_{2022})$;
- Terme C = $(\text{CNC autres réelles 2021}) \times (1 + \text{IS}_{2022})$;
- Terme D = CNC autres réelles 2022 ;
- $\text{CNC autres réelles 2019}$ = les charges nettes contrôlables réelles de l'année 2019 hors charges nettes opérationnelles relatives aux obligations de service public et hors charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations, après déduction des dotations/reprises de provision et des charges nettes contrôlables relatives aux projets spécifiques telles que définies dans la méthodologie tarifaire 2019-2023 (CPS) ;
- $\text{CNC autres réelles 2020}$ = les charges nettes contrôlables réelles de l'année 2020 hors charges nettes opérationnelles relatives aux obligations de service public et hors charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations, après déduction des dotations/reprises de provision et des charges nettes contrôlables relatives aux projets spécifiques telles que définies dans la méthodologie tarifaire 2019-2023 (CPS) ;
- $\text{CNC autres réelles 2021}$ = les charges nettes contrôlables réelles de l'année 2021 hors charges nettes opérationnelles relatives aux obligations de service public et hors charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations, après déduction des dotations/reprises de provision et des charges nettes contrôlables relatives aux projets spécifiques telles que définies dans la méthodologie tarifaire 2019-2023 (CPS) ;
- $\text{CNC autres réelles 2022}$ = les charges nettes contrôlables réelles de l'année 2022 hors charges nettes opérationnelles relatives aux obligations de service public et hors charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations, après déduction des dotations/reprises de provision et des charges nettes contrôlables relatives aux projets spécifiques telles que définies dans la méthodologie tarifaire 2019-2023 (CPS) ;
- IS_{2020} = 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% ;
- IS_{2021} = 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% ;
- IS_{2022} = valeur réelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé (base 2013) de l'année 2022 publié par le Bureau fédéral du Plan, soit 9,25% ;
- IS_{2023} = valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2023 publiée par le Bureau fédéral du Plan en juin 2023 ;
- IS_{2024} = valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2024 publiée par le Bureau fédéral du Plan en juin 2023 ;
- IS_{2025} = valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2025 publiée par le Bureau fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2023-2028 » en juin 2023 ;
- Xi = facteur individuel d'efficience (exprimé en pourcent) tel que fixé à l'article 46 ;
- Coûts additionnels transition 2025 : les charges nettes contrôlables additionnelles de transition de l'année 2025 telles que fixées pour chaque GRD à l'article 50.

Plusieurs changements sont à épinglez, dans la présente méthodologie tarifaire, par rapport à la méthodologie tarifaire 2019-2023.

2.1.3.1. Coûts historiques et période de référence

Dans les formules de calcul des articles 45, 47 et 49, le niveau initial des coûts contrôlables n'est plus basé sur les estimations budgétaires du GRD mais est basé sur les coûts contrôlables réels comptabilisés par le GRD au cours d'années dites « de référence ». Il s'agit d'une pratique appliquée par plusieurs régulateurs européens pour la fixation du montant des coûts contrôlables dans les méthodologies tarifaires de type « revenue-cap », comme l'illustre le tableau ci-dessous.

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ

Chapitre 2 – Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé

Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété ex ante

TABLEAU 28 *FIXATION DU MONTANT DES COÛTS CONTRÔLABLES DANS LES MÉTHODOLOGIES TARIFAIRES DE TYPE « REVENUE-CAP »*

	Flandre ⁶⁴	Allemagne ⁶⁵	Autriche ⁶⁶	Espagne ⁶⁷	Luxembourg ⁶⁸
Principes clés de détermination du niveau initial des coûts contrôlables	Tendance des coûts historiques avec déduction des coûts rejetés et des coûts inefficients dus à la fusion	Coûts historiques avec retraitement des coûts du capital, la suppression des inefficacités, et l'application de facteurs d'inflation et de productivité	Coûts historiques avec application de facteurs d'inflation et d'efficacité	Valeurs unitaires historiques (corrigées de l'inflation et d'un facteur de productivité) d'investissement et d'exploitation appliquées à l'inventaire réel d'actifs	Coûts historiques avec application de facteurs d'inflation et d'expansion du réseau
Période de référence	5 années	1 année	1 année	5 années	1 année

La CWaPE a, dans un premier temps, analysé différentes possibilités afin de déterminer la durée et les années de référence. Le tableau ci-dessous montre la valeur des différentes moyennes analysées par la CWaPE.

⁶⁴ VREG, Tariefmethodologie voor distributie elektriciteit en aardgas gedurende de reguleringsperiode 2021-2024, 8 oktober 2021.

⁶⁵ Sources : Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung – AregV) ; Descriptions et informations complémentaires sur le site de la BNetzA.

⁶⁶ Sources : « Electricity Distribution System Operators ; 1 January 2019 – 31 December 2023 ; Regulatory Regime for the Fourth Regulatory Period » ; « Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber ; 1. Jänner 2019 – 31. Dezember 2023 » ; « Regulierungssystematik für die dritte Regulierungsperiode der Gasverteilernetzbetreiber ; 1. Jänner 2018 – 31. Dezember 2022 ».

⁶⁷ Sources : « Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica » ; « Circular 4/2020, de 31 de marzo, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de retribución de la distribución de gas natural. » ; « Circular 6/2019, de 5 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica ».

⁶⁸ Sources : « Règlement ILR/E20/22 du 26 mai 2020 fixant les méthodes de détermination des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et industriels et des services accessoires pour la période de régulation 2021 à 2024 - Secteur électricité. » ; « Règlement ILR/G20/21 du 26 mai 2020 fixant les méthodes de détermination des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et des services accessoires à l'utilisation des réseaux pour la période de régulation 2021 à 2024 - Secteur gaz naturel. »

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ
Chapitre 2 – Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé
Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété ex ante

TABLEAU 29 MOYENNES DES COÛTS CONTRÔLABLES RÉELS DES ANNEES 2015 À 2020

	6 ans	5 ans	5 ans	4 ans	3 ans	2 ans
	Moyenne 2015-2020	Moyenne 2015-2019	Moyenne 2016-2020	Moyenne 2017-2020	Moyenne 2018-2020	Moyenne 2019-2020
AIEG	4.315.551	4.282.105	4.279.247	4.430.205	4.569.266	4.772.463
AIESH	5.755.730	5.386.451	5.904.444	6.103.411	6.322.525	6.844.378
ORES ELEC	311.743.956	308.698.582	312.551.859	315.929.992	317.426.756	315.072.048
RESA ELEC	91.247.955	88.337.487	92.053.222	92.930.102	94.242.303	99.312.789
REW	5.471.199	5.287.880	5.612.579	5.703.945	5.764.522	6.022.448
ORES GAZ	110.141.990	109.245.659	111.035.440	112.373.675	112.637.125	110.295.106
RESA GAZ	45.652.534	44.185.175	46.308.240	47.052.202	48.387.830	49.914.386

*Remarque : Les coûts contrôlables des années 2015 à 2019 ont été indexés de façon à être exprimés en euros courant avec les coûts contrôlables de l'année 2020.

La CWaPE avait, dans le cadre de l'élaboration du projet de méthodologie tarifaire 2024-2028 du 31 mai 2022, considéré sur cette base que la moyenne des coûts réels des années 2019 et 2020 des GRD wallons constituait la meilleure référence pour déterminer le niveau initial des coûts contrôlables de l'année 2024 et ce, pour les raisons suivantes :

- l'utilisation d'une longue période de référence (5 ou 6 ans) présente l'avantage de lisser les coûts et ainsi réduire le risque d'extrapoler des événements exceptionnels/ponctuels qui auraient eu lieu au cours de certaines années en particulier. En outre, l'utilisation d'une durée de 5 ans, correspondant à la durée de la période régulatoire, peut sembler cohérente et permet, en utilisant une moyenne roulante, d'utiliser progressivement chaque année comme année de référence. Néanmoins, étant donné que l'analyse des données chiffrées des GRD wallons montre que la valeur des moyennes de 5 ans sur les années 2015-2020, est inférieure à la valeur des moyennes de plus courte durée (2, 3 ou 4 ans) pour tous les GRD wallons, à l'exception d'ORES Gaz, la CWaPE a décidé, étant donné qu'il s'agit de la première période régulatoire où la méthode de détermination du niveau initial des coûts contrôlables se base sur les coûts réels des GRD, de recourir à une moyenne d'une durée inférieure à 5 ans ;
- les années 2019 et 2020 font partie de la période régulatoire 2019-2023, pour laquelle la définition des coûts contrôlables est fortement similaire à celle de la présente méthodologie tarifaire, ce qui permet d'éviter des retraitements. En effet, le *scope* des coûts contrôlables des méthodologies tarifaires antérieures à celle de 2019-2023, était plus réduit que le *scope* des coûts contrôlables des méthodologies tarifaires 2019-2023 et 2025-2029. En particulier, les coûts OSP et les charges liées aux immobilisations étaient considérés à 100% comme non contrôlables ;
- l'utilisation de la moyenne des coûts contrôlables des années 2019 et 2020 permet de lisser les coûts exceptionnels qui auraient pu être comptabilisés au cours de l'une de ces deux années par rapport à la possibilité d'utiliser uniquement l'année 2019 ou l'année 2020 comme année de référence.

La CWaPE a tenu compte des remarques formulées dans le cadre de la concertation avec les GRD sur le projet de méthodologie. Il en ressort ce qui suit.

La CWaPE maintient son approche basée sur les coûts historiques. Cette approche demeure adéquate et pertinente malgré les changements induits par la transition énergétique. Ces changements sont, en

effet, appréhendés à travers les coûts additionnels transition qui viennent compléter les coûts contrôlables calculés sur la base des coûts historiques et par la possibilité, lors de la survenance d'événements exceptionnels indépendants de la volonté du GRD et ayant un impact significatif sur ses coûts, de demander une révision des coûts contrôlables.

La CWaPE modifie cependant la durée et les années de référence pour la détermination du budget des coûts contrôlables de l'année 2025 et utilise à présent la moyenne des coûts réels des années 2019, 2020, 2021 et 2022. Cette nouvelle approche se justifie comme suit :

- le report d'un an de la méthodologie tarifaire permet d'intégrer les coûts réels de l'année 2022 ce qui aurait été matériellement impossible si la méthodologie tarifaire avait été adoptée en 2022 ;
- l'utilisation des années 2021 et 2022 permet de tenir compte des coûts réels les plus récents disponibles et par conséquent d'intégrer les coûts des projets réalisés par les GRD au cours de ces deux années ;
- l'utilisation d'une période de référence de quatre ans au lieu de deux permet de réduire de moitié le poids des années 2019 et 2020, de limiter le risque d'extrapoler des événements exceptionnels ou ponctuels d'une année particulière et de lisser les coûts sur une période indivisible la plus longue possible (les coûts de la dernière année de la période régulatoire précédente – 2023 – ne pouvant pas être matériellement intégrés).

Cette approche permet par conséquent de placer les différents GRD dans une situation comparable, quels que soient la stratégie, les choix et le rythme auquel chacun d'entre eux a dépensé l'enveloppe de coûts contrôlables au cours de la précédente période régulatoire. La représentativité des coûts historiques sur une période de référence de quatre ans est par conséquent assurée dans une mesure suffisante et justifiée.

La CWaPE n'a pas donné de suite à la demande d'ORES, formulée lors de la concertation, de fixer les charges nettes opérationnelles contrôlables sur la base de l'estimation des coûts nécessaires pour réaliser les projets contenus dans les plans d'investissement plutôt que sur la base de coûts réels historiques. La CWaPE ne rejoint, en effet, pas l'interprétation d'ORES selon laquelle l'article 4, § 2, 4°, du décret tarifaire obligerait la CWaPE à d'abord examiner les plans d'adaptation et d'investissement des GRD afin de s'assurer ensuite que les règles contenues dans son projet de méthodologie tarifaire 2024-2028 créent un cadre accordant aux GRD les moyens suffisants pour réaliser ces adaptations et investissements. Cette disposition n'impose pas une approbation préalable obligatoire du plan d'adaptation avant l'adoption de la présente méthodologie tarifaire. Si le législateur avait voulu imposer cette étape préliminaire dans le processus d'adoption de la méthodologie tarifaire, il l'aurait prévue expressément, vu les implications notamment au niveau du timing. Il en est d'autant plus ainsi que l'article 4, § 2, 4°, du décret tarifaire se réfère aux « *différents plans d'adaptation et d'investissements* », c'est-à-dire les plans, leurs mises à jour ou les nouvelles versions des plans que la CWaPE sera amenée à approuver au cours de la période régulatoire. L'article 15 du décret électricité dispose d'ailleurs que : « [...] *le plan d'adaptation des réseaux de distribution couvre une période correspondant à la période tarifaire. Il est adapté au fur et à mesure des besoins et au moins tous les ans pour les deux années suivantes, selon la procédure prévue dans le règlement technique* » (nous soulignons). En l'espèce, l'approbation du plan d'investissement en gaz se limite à l'année 2023. Il n'y a pas d'approbation provisoire pour les années suivantes, vu les indications d'Ores et les réserves de la CWaPE.

Ce qu'impose l'article 4, § 2, 4°, du décret tarifaire, c'est de s'assurer que la méthodologie tarifaire soit conçue de sorte à permettre le développement équilibré des réseaux de distribution et à ne pas

empêcher les adaptations du réseau qui seront approuvées ultérieurement par la CWaPE, en cours de période tarifaire. À cet égard, les règles de détermination du revenu autorisé prévues par la CWaPE sont de nature à permettre un développement équilibré des réseaux conformément aux plans d'adaptation et d'investissement (qui seront) approuvés par la CWaPE, conformément à ce que requiert l'article 4, § 2, 4°, du décret tarifaire. Si certes la méthodologie tarifaire n'établit pas de lien direct entre le revenu autorisé prévu par la méthodologie tarifaire et les postes repris dans le plan d'adaptation des GRD (dans sa version publiée avant la période tarifaire couverte par la présente méthodologie) dans la mesure où il est question de fixer les charges d'amortissements à partir des coûts réels des années antérieures, en y ajoutant un budget pour faire face aux évolutions macroéconomiques (notamment transition énergétique) (les coûts additionnels de transition), il est évident que, globalement, le revenu autorisé dans son ensemble (qui couvre des coûts bien plus larges que les charges d'amortissement découlant du plan d'adaptation (ensemble des coûts contrôlables, non contrôlables, etc.)) doit être suffisant pour permettre un développement équilibré du réseau d'un GRD, conformément à son plan d'adaptation et ses futures mises à jour. S'ajoute à cela le fait que le revenu autorisé et en particulier les charges d'amortissement incluses dans les coûts contrôlables du GRD permettent aux GRD de procéder au remplacement des actifs arrivés en fin de vie et de procéder aux investissements « Business As usual ».

Les coûts additionnels transition permettent quant à eux de couvrir les charges d'amortissement des investissements d'extension et de renforcement supplémentaires induits par la transition énergétique (extension du réseau et évolution de la pointe de charge du réseau). La méthodologie tarifaire prévoit en outre la possibilité de réviser les coûts additionnels transition dans certaines conditions et la possibilité de réviser le revenu autorisé si l'application des tarifs apparaît comme disproportionnée (dans le sens ici de tarifs largement insuffisants pour couvrir les charges d'amortissement du GRD).

Par conséquent, la présente méthodologie tarifaire respecte l'article 4, § 2, 4°, du décret tarifaire.

2.1.3.2. Exclusion des coûts non récurrents

La méthodologie tarifaire 2025-2029 prévoit que les dotations/reprises de provision sont exclues des coûts réels utilisés pour déterminer le niveau initial des coûts contrôlables hors OSP ainsi que de la mesure de l'efficacité individuelle des GRD.

En effet, les dotations et reprises de provision sont des coûts/produits non récurrents facilement identifiables comptablement (nature comptable particulière). Les autres éléments non récurrents ne sont identifiables qu'au prix d'une analyse exhaustive des coûts contrôlables réels de chaque GRD. La CWaPE n'a pas estimé utile ou nécessaire de procéder à un tel audit pour la détermination de la base de coûts contrôlables de la période régulatoire 2025-2029. Ces coûts sont exclus de la mesure de l'efficacité individuelle des GRD. Ils sont par conséquent exclus des coûts réels de la période de référence retenue utilisés pour déterminer le niveau initial des coûts contrôlables hors OSP dans la formule de calcul à l'article 41.

L'approche de la CWaPE est cohérente avec celle du régulateur flamand. En effet, dans la méthodologie tarifaire 2021-2024⁶⁹, le VREG déduit les dotations/reprises de provision de la base de

⁶⁹ Page 23 de la méthodologie tarifaire 2021-2024 du VREG : « *De boekhoudkundige aanleg en afbouw van voorzieningen voor risico's en kosten (MAR-klasse 635 t.e.m. 638, 662 en 762) worden niet beschouwd, met uitzondering van de afbouw van de voorziening die door de elektriciteitsdistributienetbeheerders in 2003 werd*

coûts réels utilisée pour calculer le niveau initial des coûts contrôlables (appelés coûts endogènes) des GRD flamands.

2.1.3.3. Indexation des coûts réels

Dans les formules de calcul des articles 45, 47 et 49, les coûts contrôlables réels des années 2019, 2020, 2021 et 2022 sont indexés sur la base de l'indice santé réel des années 2020, 2021 et 2022 et des indices santé prévisionnels des années 2023, 2024 et 2025, afin d'être exprimés en euros constants à l'horizon 2025.

La valeur prévisionnelle de l'indice santé de l'année 2023 correspond à l'estimation publiée par le Bureau Fédéral du plan en juin 2023 (au moment de la publication de la méthodologie tarifaire 2025-2029). Les valeurs prévisionnelles de l'indice santé des années 2024 et 2025 seront issues de la publication du Bureau Fédéral du Plan intitulée « Perspectives économiques 2023-2028 » qui sera publiée en juin 2023.

La CWaPE a tenu compte des remarques formulées dans le cadre de la concertation avec les GRD. Il en ressort ce qui suit.

En ce qui concerne la demande des GRD d'utiliser l'indice des prix à la consommation :

Il a été proposé dans le cadre de la concertation de remplacer l'indice santé par l'indice des prix à la consommation, lequel tient compte notamment du prix des carburants.

Par souci de stabilité régulatoire, la CWaPE choisit de conserver l'indice santé. Pour rappel, l'utilisation de ce dernier avait été avancée par les GRD lors de la consultation sur le projet de méthodologie tarifaire 2019-2023 au motif que la majorité des coûts contrôlables étaient constitués des coûts salariaux, lesquels sont indexés sur la base de l'indice santé plutôt que de l'indice des prix à la consommation. Ces motifs demeurent pertinents pour la nouvelle période régulatoire.

En ce qui concerne la demande des GRD de revoir l'indice santé *ex post* :

A la demande des GRD, la CWaPE décide de réinstaurer un mécanisme de révision *ex post* des budgets des coûts contrôlables des années 2025 à 2029 sur la base l'indice santé réel de ces années. Ce mécanisme de correction de l'indexation existait dans les méthodologies tarifaires antérieures à la méthodologie tarifaire 2019-2023. Ce mécanisme avait été supprimé à la demande des GRD qui souhaitaient avoir une plus grande prédictibilité et stabilité de leur budget des coûts contrôlables. En effet, le mécanisme de révision de l'indexation *ex post* fonctionne dans les deux sens et implique que si l'indice santé réel est inférieur à l'indice santé budgété, le budget des coûts contrôlables calculé *ex post* sera inférieur au budget des coûts contrôlables calculé *ex ante*. La CWaPE comprend que dans le contexte inflationniste actuel, les GRD cherchent à se prémunir contre des augmentations imprévisibles de l'indice santé, ce qui justifie la réinsertion d'un mécanisme de révision *ex post*. Il serait

opgebouwd uit bijdragen van de huishoudelijke laagspanningsklanten en die wordt aangewend voor de kosten inzake het plaatsen van budgetmeters. De VREG wenst geen invloed van de boekhoudkundige bewegingen rond voorzieningen in de tariefmethodologie op de bepaling van de distributienettarieven. Voorzieningen dienen ter dekking van bepaalde verliezen of kosten waarvan het bedrag nog niet vaststaat. De werkelijke kosten zijn onzeker. De VREG wenst de toegelaten inkomsten consequent te bepalen op basis van de werkelijke kosten uitgezonderd de voorzieningen hiervoor. Aldus wordt ook de mogelijkheid uitgesloten tot beïnvloeding van de berekening van het toegelaten inkomen (en bijgevolg van de hoogte van de distributienettarieven) door distributienetbeheerders via aanleg en afbouw van voorzieningen. »

cependant incohérent de leur part de changer une nouvelle fois d’avis lors de l’élaboration de la méthodologie tarifaire 2030-2034 en fonction du contexte économique.

En ce qui concerne la demande de certains GRD de majorer l’indice santé :

Il a été proposé dans le cadre de la concertation de majorer l’indice santé pour être plus représentatif de l’évolution des coûts.

La CWaPE n’entend pas donner suite à cette proposition. Le niveau des coûts de chaque GRD est différent et dépend de nombreux paramètres tels que la politique salariale du GRD mais également du recours ou non à des entrepreneurs, des contrats conclus avec ces entrepreneurs, etc. Les augmentations/variations de prix sont également différentes d’un GRD à l’autre, ce qui signifie que la définition d’une majoration forfaitaire appliquée à l’ensemble des GRD serait inadéquate et injustifiée :

- La majorité des coûts contrôlables sont constitués des coûts salariaux. Les évolutions des coûts salariaux au-delà des indexations légales (bonus, promotions, etc.) relèvent de choix managériaux dont la charge doit être supportée par le GRD, et non par l’URD. Il en va de même de la décision d’ORES d’adhérer à la commission paritaire 326. Le surplus de coûts salariaux que cette adhésion engendre relève d’un choix managérial dont la charge doit être supportée par ORES, et non par l’URD. Tout autre traitement serait d’ailleurs discriminatoire vis-à-vis des autres GRD.
- Une partie importante des coûts d’achat de matériaux et de main d’œuvre interne et externe des GRD est amortie sur des durées relativement longues (30-50 ans). Une augmentation de ces coûts est lissée sur 30 ou 50 ans et l’impact sur les coûts contrôlables est ainsi plus limité.
- Les coûts de matériaux évoluent selon des indices différents. Par exemple, le coût de certains matériaux évolue selon l’indice du prix du cuivre, aluminium, acier, PVC tandis que d’autres évoluent selon des indices liés aux matières (sable, ciment).
- Alors que certains éléments de coûts des GRD augmentent plus fortement que l’indice santé, il est probable que d’autres éléments de coûts diminuent ou augmentent moins fortement que l’indice santé. La philosophie du revenue-cap est que le GRD procède à des arbitrages afin de réaliser des économies sur certains postes de coûts ce qui lui permet de contrebalancer la hausse d’autres coûts.

La CWaPE rappelle que la méthodologie tarifaire 2025-2029 prévoit la possibilité à l’article 60 de réviser les coûts contrôlables en cas de circonstances exceptionnelles indépendantes de la volonté du GRD, qui impacteraient durablement et significativement à la hausse ses coûts contrôlables.

2.1.3.4. Coûts contrôlables supplémentaires au-delà de l’activité Business As Usual

2.1.3.4.1. Projet de méthodologie tarifaire 2024-2028

La formule de calcul des coûts contrôlables hors OSP du projet de méthodologie tarifaire 2024-2028 (article 41) incluait un terme intitulé « CNC additionnelles 2024 ». Il s’agissait de coûts contrôlables supplémentaires octroyés au GRD afin de couvrir les coûts additionnels au-delà de l’activité *Business As Usual* induits par des évolutions macro-économiques exogènes telles que la transition énergétique.

L'objectif poursuivi par la CWaPE est en effet que les coûts contrôlables totaux octroyés au GRD lui permettent d'accomplir ses missions au cours de la période régulatoire en tenant compte des évolutions macro-économiques exogènes des secteurs de la distribution d'électricité et de gaz européens, belges et wallons qui influenceront le métier/l'activité/les missions des GRD wallons.

La CWaPE considère que la transition énergétique (le développement de la mobilité électrique, des pompes à chaleur, du stockage, l'évolution des usages traditionnels de l'électricité, l'efficacité énergétique, les outils de flexibilité, le développement des productions décentralisées, le développement des compteurs communicants, le développement des communautés d'énergie renouvelables, etc.) engendre et engendrera dans les prochaines années des changements dans les activités/missions des GRD et qu'il convient de tenir compte de l'impact de ces changements sur les coûts des GRD et de leur octroyer des budgets complémentaires lorsque cela est nécessaire.

Cette approche novatrice contraste avec une approche plus conservatrice que d'autres régulateurs appliquent qui consiste à uniquement extrapoler les coûts historiques des GRD sur les années futures, ce qui correspond à prendre l'hypothèse que les GRD doivent assurer leurs missions futures uniquement sur la base de leurs coûts historiques, car il n'y a pas d'évolution significative du métier des GRD.

À la demande de la CWaPE, la société Schwartz and Co a réalisé une étude, sur la base des données communiquées par les GRD, et en concertation avec ceux-ci (annexe A du présent document), permettant de calculer les coûts additionnels nécessaires pour chaque GRD au cours de la période régulatoire 2024-2028.

La société Schwartz and Co a appliqué la méthode suivante :

1. Identification des inducteurs exogènes de coûts contrôlables additionnels pour les GRD à savoir :

- L'extension du réseau ;
- Le développement des UPD raccordées au réseau ;
- L'évolution de la pointe de charge, principalement BT ;
- Le déploiement des compteurs intelligents ;
- Le smart grid ;
- Le développement des communautés d'énergie ;
- Le gaz porté (*virtual pipe*) ;
- Le développement de l'injection biométhane ;

2. Calcul des coûts contrôlables additionnels de chaque GRD pour les années 2024 à 2028 ;

3. Calcul des coûts contrôlables totaux de chaque GRD pour les années 2024 à 2028 et en déduire le pourcentage de variation de ces coûts d'une année par rapport à l'année précédente ;

4. Sur la base des variations des coûts contrôlables des années 2025 à 2028, détermination du pourcentage moyen d'évolution des coûts contrôlables pour chaque GRD.

Ces coûts peuvent être appréhendés en trois catégories :

- Les coûts liés à l'extension du réseau ;
- Les coûts liés à l'évolution de la pointe de charge (électricité) ;
- Les coûts liés au déploiement des compteurs communicants.

En ce qui concerne l'extension du réseau de distribution d'électricité, la société Schwartz and Co a considéré qu'elle était induite par les facteurs exogènes tels que la croissance de la population et de l'économie qui entraînent une augmentation du nombre de raccordements, de compteurs, de la

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ
 Chapitre 2 – Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé
 Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété ex ante

longueur du réseau de distribution et du nombre de postes et cabines de transformation. Au niveau du gaz, la société Schwartz and Co a considéré que l’extension du réseau était induite par les facteurs exogènes tels que la croissance de la population et de l’économie qui entraînent une augmentation du nombre de raccordements, de compteurs, de la longueur du réseau de distribution et du nombre de postes et cabines de détente.

Les coûts additionnels d’extension de réseau ont été calculés sur la base des coûts unitaires évalués à partir des coûts historiques et des projections d’évolution de ces coûts historiques communiqués par les GRD wallons. Les trajectoires d’évolution des actifs réseau sur la période 2024-2028 ont été communiquées par les GRD et validées par Schwartz and Co.

En ce qui concerne l’évolution de la pointe de charge en électricité, la société Schwartz and Co a considéré qu’elle était induite par le développement de la mobilité électrique, le développement des pompes à chaleur, le développement du stockage, l’évolution des usages traditionnels de l’électricité, l’efficacité énergétique et les outils de flexibilité.

Pour la réalisation de cette étude, la société Schwartz and Co a tenu compte des objectifs fixés par le Gouvernement wallon à l’horizon 2030 (Plan Wallon 2030 d’avril 2019) en matière de transition énergétique tels que le nombre de véhicules électriques, le nombre de pompes à chaleur ou encore le nombre d’UPD raccordées aux réseaux de distribution, des hypothèses d’Elia dans sa dernière étude d’adéquation datée de 2021 et de l’historique de chaque GRD.

La société Schwartz and Co a établi pour chaque GRD le scénario le plus réaliste d’évolution du réseau et d’évolution de la pointe de charge BT à l’horizon 2028 nommé « scénario de référence ». Le scénario de référence prévoit une croissance de la pointe de charge du réseau BT de 5% entre 2024 et 2028 soit une croissance annuelle de 1,2%.

La société Schwartz and Co a également établi pour chaque GRD électricité un scénario « haut » d’évolution de la pointe permettant d’effectuer une analyse de sensibilité. Le scénario haut prévoit une croissance de la pointe de charge du réseau BT de 10% entre 2024 et 2028 soit une croissance annuelle de 2,4%. Il se base notamment sur certaines hypothèses telles que la contribution à la pointe des véhicules électriques du scénario « LOW » de l’étude Synergrid réalisée par Baringa⁷⁰.

La pointe de charge totale croit quant à elle de 1,6 % entre 2024 et 2028 dans le scénario de référence, soit 0,4 % par an, tandis que dans le scénario haut elle passe à 1,2 % par an soit 5% entre 2024 et 2028.

TABLEAU 30 CROISSANCE DE LA POINTE DE CHARGE TOTALE SUR LES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION D’ÉLECTRICITÉ WALLONS (SOMME DES POINTES DE CHARGE TOTALES DES 5 GRD WALLONS) ENTRE 2024 ET 2028 DANS LES SCÉNARIOS S&CO

	2024	2028	Var. 24/28		Var. / an
Scénario de référence S&Co	MW	MW	MW	%	%
Pointe de charge totale réseaux des GRD	2733,8	2777,6	43,7	1,6%	0,4%
Pointe de charge totale réseaux BT des GRD	1853,1	1945,8	92,7	5,0%	1,2%
Scénario haut S&Co					
Pointe de charge totale réseaux des GRD	2800,0	2939,1	139,1	5,0%	1,2%
Pointe de charge totale réseaux BT des GRD	1919,3	2107,3	188,0	9,8%	2,4%

Source : tableau 26 du rapport actualisé du 4 mai 2022 relatif à l’étude des évolutions macro-économiques des secteurs de la distribution d’électricité et de gaz

⁷⁰ Rapport “Future impact of EVs on the Belgian electricity network” du 18 novembre 2019.

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ

Chapitre 2 – Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé

Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété ex ante

Les scénarios de référence et haut d'évolution de la pointe établis par la société Schwartz and Co ont rencontré l'assentiment de l'AIEG et de l'AIESH et sont plus prudents que le scénario d'évolution de la pointe proposé par le REW, qui anticipe une baisse de la pointe sur son réseau BT. Pour ces trois GRD, l'évolution de la pointe n'entraîne, selon les GRD, pas de coûts additionnels au sens du FEC.

En revanche, ORES et RESA n'ont pas validé les scénarios de référence et haut d'évolution de la pointe établis par la société Schwartz and Co et ont proposé leur propre scénario d'évolution de la pointe. Les scénarios d'ORES et RESA conduisent à une augmentation plus importante de la pointe de charge globale et sur le réseau BT en raison notamment de la non-prise en compte de l'effet à la baisse des mesures d'efficacité énergétique et de l'absence totale de réduction de la pointe liée aux mesures de flexibilité.

La société Schwartz and Co considère que les scénarios d'évolution de la pointe de référence d'ORES et de RESA sont surévalués mais les a cependant conservés à titre de cas extrêmes et a calculé les impacts de ces scénarios sur les coûts additionnels et les facteurs d'évolution des coûts.

Les coûts liés au déploiement des compteurs communicants électricité et gaz ont, quant à eux, été estimés par la société Schwartz and Co à partir d'une analyse critique des estimations budgétaires communiquées par les GRD en décembre 2021. À nouveau, la société Schwartz and Co a chiffré les coûts additionnels sur la base des hypothèses des GRD retravaillées/challengées et sur la base des hypothèses non retraitées des GRD afin d'obtenir une analyse de sensibilité des facteurs d'évolution des coûts.

Pour les GRD électricité, les coûts additionnels calculés par la société Schwartz and Co selon les trois scénarios sont synthétisés dans les tableaux ci-dessous.

TABLEAU 31 SCÉNARIO RÉFÉRENCE SCHWARTZ AND CO POUR L'ÉVOLUTION DE LA POINTE ET SCÉNARIO SCHWARTZ AND CO POUR LE SMART METERING

Wallonie – CNC additionnelles [€ ₂₀₂₄]	2024	2025	2026	2027	2028
AIEG – additionnelles	217 845	252 388	317 453	283 794	335 421
AIEG - Extension du réseau	42 409	84 886	127 421	170 023	212 692
AIEG - Évolution de la pointe	0	0	0	0	0
AIEG - Smart metering	175 436	167 502	190 032	113 771	122 728
AIESH – additionnelles	175 785	188 889	232 202	179 861	211 845
AIESH - Extension du réseau	19 566	39 142	58 726	78 319	97 922
AIESH - Évolution de la pointe	0	0	0	0	0
AIESH - Smart metering	156 219	149 747	173 476	101 542	113 923
ORES - CNC additionnelles	5 830 174	5 889 868	7 354 958	8 929 102	10 420 393
ORES - Extension du réseau	705 002	1 416 222	2 138 695	2 867 536	3 603 001
ORES - Évolution de la pointe	183 126	221 663	266 393	297 193	334 707
ORES - Smart metering	4 942 046	4 251 983	4 949 870	5 764 373	6 482 685
RESA - CNC additionnelles	1 808 308	2 648 955	3 774 426	4 399 871	5 065 745
RESA - Extension du réseau	721 511	1 306 561	2 249 272	2 828 448	3 414 083
RESA - Évolution de la pointe	259 731	308 084	516 312	575 580	653 885
RESA - Smart metering	827 065	1 034 310	1 008 842	995 843	997 777
REW - CNC additionnelles	144 094	182 902	254 265	236 600	302 326
REW - Extension du réseau	47 666	96 183	145 519	195 698	246 763
REW - Évolution de la pointe	0	0	0	0	0
REW - Smart metering	96 428	86 719	108 746	40 903	55 563
TOTAL des CNC additionnelles –	8 176 206	9 163 003	11 933 304	14 029 228	16 335 729

Source : tableau 3 du rapport actualisé du 4 mai 2022 relatif à l'étude des évolutions macro-économiques des secteurs de la distribution d'électricité et de gaz

pour l'évolution de la pointe et du scénario Schwartz and Co pour les coûts de déploiement des compteurs communicants et ce, pour plusieurs raisons :

- le scénario de référence d'évolution de la pointe établi par Schwartz and Co est réaliste et cohérent avec les objectifs du Gouvernement wallon à l'horizon 2030 en matière de transition énergétique et en particulier avec la trajectoire d'évolution du nombre de véhicules électriques, du nombre de pompes à chaleur et du nombre et de la puissance des Unités de Production Décentralisées (UPD) par filière ;
- le scénario de référence d'évolution de la pointe établi par Schwartz and Co intègre les effets sur la pointe des mesures d'efficacité énergétique (exemple : remplacement d'appareils électriques par des appareils moins énergivores qui ont des puissances moins élevées pour le même niveau de performance), des outils de flexibilité (réglementation de la capacité d'accès, tarification de l'utilisation du réseau incitant les URD à consommer durant les périodes où le réseau est le moins sollicité, *smart metering*, etc.), de stockage décentralisé et des productions décentralisées de puissance installée supérieure ou égale à 250 kW ;
- le scénario de référence d'évolution de la pointe de charge totale du réseau et de la pointe de charge du réseau BT est cohérent avec les chiffres de l'étude d'Elia de 2019 « *Adequacy and flexibility study for Belgium 2020-2030* » :
 - en ce qui concerne le nombre de véhicules électriques, le scénario de référence Schwartz and Co est proche du scénario « haut » d'Elia ce qui signifie qu'il intègre une vision très optimiste du développement des véhicules électriques en Région wallonne ;
 - en ce qui concerne l'impact de la recharge des véhicules électriques sur la pointe du réseau, Elia et Schwartz and Co partagent la même vision à savoir que l'impact de la recharge peut être réduit grâce au « smart charging » basé sur un échange d'information unidirectionnel (comme des signaux tarifaires adaptés) et que la recharge optimisée grâce au « smart charging » sera utilisée en moyenne par 32% des véhicules électriques en 2028. Elia estime ainsi un impact de la recharge des véhicules électrique à la pointe (19h) de moins de 0,3 kW par véhicule électrique (~0,28), quasi identique à l'hypothèse retenue dans le scénario de référence Schwartz and Co, qui est 0,27 kW par véhicule électrique ;
 - en ce qui concerne le nombre de pompes à chaleur installées en Région wallonne, les données reprises dans le scénario de référence de S&Co sont très proches de celles utilisées par Elia dans ses scénarios « central » et « haut » ;
 - en ce qui concerne l'impact des mesures d'efficacité énergétique sur l'évolution de la pointe, Elia et Schwartz and Co considèrent que l'augmentation de la pointe de charge de la Belgique sur les usages traditionnels induite par la croissance du PIB et de la population est intégralement compensée par les mesures d'efficacité énergétique ;
- les scénarios initiaux des GRD concernant le déploiement des compteurs communicants n'avaient pas été retenus car ils incluaient des hypothèses avec lesquelles la CWaPE était en désaccord, notamment :
 - le coût moyen du compteur communicant d'ORES et RESA pour les années 2024 à 2028 ne correspondait pas au coût prévu dans leur marché public ;
 - le coût de matériel hors compteur en zone blanche d'ORES et RESA paraissait surévalué ;

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ

Chapitre 2 – Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé

Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété ex ante

- le coût moyen de coffret prévu par AREWAL dans son scénario initial paraissait surévalué ;
- les coûts d'*upgrade* du *Head-End System* d'AREWAL étaient injustifiés ;
- le nombre d'appels à traiter concernant les compteurs communicants paraissait surévalué ainsi que le coût unitaire par appel prévu par certains GRD ;
- le pourcentage de compteurs communicants en zone blanche était nettement supérieur au minimum des engagements contractuels de performance des fournisseurs télécom avec lesquels ORES et RESA ont conclu un marché ;
- un temps de pose des compteurs communicants nettement supérieur à la durée moyenne de placement des compteurs communicants (hors cas complexes) des autres pays européens et de Fluvius. De plus, les GRD wallons ne prévoient aucune amélioration de leur productivité au cours de la période réglementaire 2024-2028 ;
- le nombre de compteurs communicants qu'ORES envisageait de placer sur la période 2024-2028 dans son scénario initial ne correspondait pas aux segments du décret électricité en vigueur au moment de l'élaboration de ce scénario ;
- scénario initial, les coûts correspondant à la quote-part annuelle facturée par Atrias aux GRD pour la mise en place et l'exploitation de la plateforme de Prépaiement (PPP) alors que ces coûts font partie des coûts « *Business As Usual* » au même titre que les autres coûts refacturés par Atrias ;
- les coûts de gestion des déchets pris en compte par les GRD paraissent surévalués par rapport aux bonnes pratiques observées par d'autres GRD européens.

Pour les GRD gaz, les coûts additionnels calculés par la société Schwartz and Co, selon les deux scénarios, sont synthétisés dans les tableaux ci-dessous :

TABLEAU 34 SCÉNARIO SCHWARTZ AND CO POUR LE SMART METERING

Wallonie – CNC additionnelles [€ ₂₀₂₄]	2024	2025	2026	2027	2028
ORES - CNC additionnelles	2 482 934	2 574 310	3 528 097	4 588 284	5 631 699
ORES - Extension du réseau	1 393 052	2 779 174	4 106 971	5 420 674	6 706 590
ORES - Smart metering	1 089 881	-204 863	-578 875	-832 390	-1 074 891
RESA - CNC additionnelles	739 875	1 294 351	1 835 001	2 326 439	2 804 363
RESA - Extension du réseau	771 242	1 545 908	2 261 746	2 910 582	3 526 721
RESA - Smart metering	-31 367	-251 557	-426 745	-584 144	-722 359
TOTAL des CNC additionnelles –	3 222 808	3 868 662	5 363 098	6 914 722	8 436 062

TABLEAU 35 SCÉNARIOS INITIAUX GRD POUR LE SMART METERING

Wallonie – CNC additionnelles [€ ₂₀₂₄]	2024	2025	2026	2027	2028
ORES - CNC additionnelles	2 551 380	2 671 903	3 610 074	4 676 702	5 725 817
ORES - Extension du réseau	1 393 052	2 779 174	4 106 971	5 420 674	6 706 590
ORES - Smart metering	1 158 328	-107 271	-496 897	-743 972	-980 773
RESA - CNC additionnelles	772 598	1 355 488	1 923 510	2 441 302	2 944 600
RESA - Extension du réseau	771 242	1 545 908	2 261 746	2 910 582	3 526 721
RESA - Smart metering	1 356	-190 420	-338 236	-469 280	-582 121
TOTAL des CNC additionnelles –	3 323 978	4 027 391	5 533 584	7 118 004	8 670 417

La CWaPE a choisi d'intégrer dans le projet de méthodologie tarifaire 2024-2028 les coûts additionnels des GRD gaz découlant du scénario Schwartz and Co pour les coûts de déploiement des compteurs communicants.

Les scénarios initiaux des GRD concernant le déploiement des compteurs communicants n'avaient pas été retenus car ils incluait des hypothèses avec lesquelles la CWaPE était en désaccord. Notamment :

- le coût moyen du compteur communicant d'ORES et RESA pour les années 2024 à 2028 ne correspondait pas au coût prévu dans leur marché public ;
- le nombre d'appels à traiter concernant les compteurs communicants paraissait surévalué ainsi que le coût unitaire par appel prévu par certains GRD ;
- la durée moyenne de placement en zone blanche était supérieure à la durée moyenne de placement hors zone blanche alors que cela n'était pas justifié au regard de la technologie utilisée pour la communication des compteurs communicants gaz ;
- les coûts de gestion des déchets pris en compte par les GRD paraissaient être surévalués par rapport aux bonnes pratiques observées par d'autres GRD européens.

Dans le projet de méthodologie tarifaire 2024-2028, les coûts additionnels étaient ajoutés à la base des coûts contrôlables de l'année 2024 en valeur absolue dans la formule de l'article 41 du projet de méthodologie tarifaire 2024-2028 tandis que pour les années 2025 à 2028, les coûts additionnels étaient lissés et convertis en un pourcentage annuel intitulé « facteur d'évolution des coûts » applicable aux coûts contrôlables totaux budgétés de l'année précédente afin que les coûts contrôlables totaux de l'année N (hors inflation et hors facteur d'efficacité éventuel) permettent au GRD d'accomplir ses missions en tenant compte de l'extension et de l'évolution de la pointe du réseau, ainsi que du déploiement des compteurs communicants sur son réseau.

Dans son étude (annexe A du présent document), la société Schwartz and Co a calculé les facteurs individuels d'évolution des coûts mais également les facteurs globaux d'évolution des coûts par fluide.

La CWaPE avait décidé d'intégrer, dans le projet de méthodologie tarifaire 2024-2028, les facteurs individuels d'évolution des coûts. Ce choix était motivé par les raisons suivantes :

- le facteur global d'évolution des coûts est favorable pour certains GRD mais défavorable à d'autres GRD pour des raisons externes au GRD ;
- ORES et RESA étant deux GRD de plus grande taille, leurs projections et leurs coûts influencent largement la valeur du facteur global d'évolution des coûts ;
- un facteur individuel d'évolution des coûts est cohérent avec un facteur individuel d'efficacité ;
- les facteurs individuels d'évolution des coûts tiennent compte des disparités dans les approches pour le déploiement des compteurs communicants qui sont un des éléments prépondérants dans le calcul des FEC.

2.1.3.4.2. Hypothèses et éléments méthodologiques maintenus à la suite de la concertation

A. Remarques introductives

À la suite de la concertation avec les GRD, et tenant compte des remarques, commentaires et suggestions soulevées dans ce cadre, l'objectif poursuivi par la CWaPE reste identique à celui poursuivi par le projet de méthodologie du 31 mai 2022, à savoir que les coûts contrôlables totaux octroyés au GRD lui permettent d'accomplir ses missions au cours de la période régulatoire en tenant compte des évolutions macro-économiques exogènes des secteurs de la distribution d'électricité et de gaz européens, belges et wallons qui influenceront le métier/l'activité/les missions des GRD wallons. En d'autres termes, l'objectif est que chaque GRD dispose du budget nécessaire pour réaliser les investissements rendus nécessaires sur son réseau, notamment par la transition énergétique, et non, contrairement à ce que laisse penser la réaction d'ORES sur l'existence d'une prétendue discrimination, que l'ensemble des GRD reçoive le même budget (sans considération quant à la pertinence de celui-ci pour permettre la transition énergétique sur le réseau). Les charges additionnelles sont en effet en lien avec des orientations déjà prises par les différents GRD (marchés publics déjà conclus, choix techniques posés, typologie du réseau, âge du réseau etc.). Il est donc normal que les coûts unitaires et les volumes ne soient pas identiques d'un GRD à l'autre en ce qui concerne les prestations concernées et les périmètres de coûts couverts. Il n'aurait pas été justifié de fixer ces paramètres de manière identique pour l'ensemble des GRD alors que ceux-ci ne partent pas d'une situation identique.

L'étude sur les évolutions macro-économiques des secteurs de la distribution d'électricité et de gaz du 4 mai 2022 et le rapport du 31 mars 2023 élaborés par la société Schwartz and Co pour le compte de la CWaPE ont été réalisés en concertation avec les GRD et sur la base d'informations (coûts, hypothèses, etc.) communiquées par les GRD eux-mêmes. Ces derniers sont donc à la source des informations utilisées et ont été fortement impliqués dans la réalisation de ces deux rapports comme le montrent les nombreux échanges intervenus entre la CWaPE/Schwartz and Co et les GRD ayant mené au calcul final des coûts additionnels de transition (listés de façon synthétique ci-après) :

- En juin 2019, la CWaPE a sollicité l'avis des GRD lors de l'élaboration du cahier des charges pour la réalisation de l'étude sur les évolutions macro-économiques des secteurs de la distribution d'électricité et de gaz naturel en Région wallonne.
- La CWaPE a organisé une réunion de lancement en mars 2020 avec les GRD au cours de laquelle Schwartz and Co a présenté aux GRD les objectifs de l'étude, l'organisation et la méthodologie de travail ainsi que le planning.
- La société Schwartz&Co a collecté les coûts historiques de chaque GRD ainsi que leurs prévisions de coûts et de données techniques (nombre de raccordements, extensions de réseau, nombre de VE, nombre de PAC, etc.) à travers différents questionnaires envoyés entre avril et août 2020.
- Les trajectoires d'évolution des paramètres dimensionnant les coûts additionnels ont été discutées lors de réunions bilatérales avec chacun des GRD, la CWaPE et la société Schwartz&Co en juillet 2020.
- La société Schwartz&Co a sollicité en août 2020 l'avis des GRD concernant les scénarios d'évolution de la pointe.
- Le rapport intermédiaire de l'étude des évolutions macro-économiques des secteurs de la distribution d'électricité et de gaz 2024-2028 a été présenté aux GRD en octobre 2020 et soumis à consultation. Le consultant a rédigé pour chaque GRD, un rapport de consultation individuel, afin de répondre aux réactions sur le rapport intermédiaire.

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ

Chapitre 2 – Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé

Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété ex ante

- La première version du rapport final de l'étude des évolutions macro-économiques des secteurs de la distribution d'électricité et de gaz 2024-2028 a été communiquée et présentée aux GRD en janvier 2021.
- Après avoir analysé leur rapport respectif, certains GRD ont transmis au cours de l'année 2021, des demandes de correction qui ont été analysées par la société Schwartz and Co, discutées avec les GRD concernés et qui ont mené à des adaptations du calcul des coûts contrôlables additionnels.
- Les GRD ont eu l'opportunité une deuxième fois en novembre 2021 de communiquer leurs meilleures estimations de coûts liées au déploiement des compteurs communicants sur la période 2024-2028 et les coûts additionnels de déploiement des compteurs communicants ont été mis à jour pour tenir compte de ces estimations des GRD. Un questionnaire complémentaire spécifique a également été transmis aux GRD en février 2022 afin de leur donner l'opportunité de clarifier leurs estimations de coûts et de gains liés au déploiement des compteurs communicants.
- En mai 2022, chaque GRD a reçu le rapport actualisé de l'étude sur l'évolution macro-économique du secteur de la distribution d'électricité et de gaz à l'horizon 2024-2028 individualisé (avec uniquement ses propres données) ainsi qu'une annexe individuelle détaillant les hypothèses de calcul des CNC additionnelles relatives au comptage intelligent.
- En septembre 2022, à la suite de la concertation sur le projet de méthodologie tarifaire 2024-2028, la CWaPE a proposé d'organiser des réunions de travail individuelles avec les GRD afin de répondre à leurs questions précises sur le fichier de calcul des CNC additionnelles liées au déploiement des compteurs intelligents. RESA, ORES et l'AIEG ont répondu positivement à la proposition de la CWaPE et les réunions ont eu lieu en septembre et octobre 2022.
- La modification de la période régulatoire de 2024-2028 à 2025-2029 a impliqué une mise à jour du calcul des coûts additionnels de transition. Pour réaliser cette mise à jour, la CWaPE a proposé une méthode d'extrapolation que les GRD ont refusé. La CWaPE a dès lors adapté sa méthode et l'a communiquée aux GRD début janvier 2023 ainsi que le planning envisagé. Les questionnaires ont été transmis aux GRD en février 2023 et des réunions ont été organisées avec certains GRD pour clarifier certaines de leurs réponses. La CWaPE a présenté aux GRD lors d'une réunion de concertation en mars 2023 les modifications qu'elle envisageait d'apporter au calcul des coûts additionnels de transition à la suite de la concertation/consultation et les GRD ont eu l'occasion de réagir à ces modifications.

La CWaPE rappelle également que les GRD n'ont pas été en mesure de communiquer certaines informations demandées et que la société Schwartz and Co a dû procéder à des estimations/extrapolations en l'absence de données provenant des GRD.

Les différents rapports réalisés par Schwartz and Co sont motivés et décrivent de façon suffisamment précise, transparente et complète les retraitements apportés aux données émanant des GRD ainsi que les hypothèses et détail des calculs réalisés par la société Schwartz and Co, pour permettre aux GRD de se prononcer sur la pertinence des hypothèses au regard de leurs propres simulations des coûts additionnels de transition. Les erreurs de calcul avérées identifiées par les GRD ont été analysées par la CWaPE et Schwartz and Co et ont été corrigées.

La CWaPE a assuré, tout au long de la réalisation de ces études, une transparence adéquate envers les GRD, compte tenu des contraintes techniques, contractuelles et des règles de confidentialité auxquelles le régulateur était et demeure tenu. Le fichier de calcul des coûts additionnels de transition est un fichier global, intégré et interrelié, qui contient les données des 5 GRD wallons, ce qui rend impossible sa communication aux GRD sans enfreindre la confidentialité des données des GRD eux-mêmes.

Après analyse des remarques des GRD, la CWaPE a décidé de conserver, pour sa méthodologie 2025-2029, une grande partie des hypothèses sous-jacentes au scénario de référence de Schwartz and Co et en a fait évoluer certaines. La CWaPE détaille ci-après pour chaque hypothèse les raisons de son maintien ou de sa modification.

Les évolutions macro-économiques futures et la transition énergétique sont par définition incertaines et les études réalisées par la société Schwartz and Co pour le compte de la CWaPE intègrent un certain nombre d'hypothèses et de projections qui pourraient ne pas se réaliser exactement comme projeté. Les GRD eux-mêmes, dans leur réaction à la concertation et dans leurs plans industriels à l'horizon 2050, intègrent de nombreuses hypothèses et projections incertaines.

La CWaPE a dès lors prévu un mécanisme spécifique de révision des coûts additionnels de transition dans le cas où les hypothèses sous-jacentes au calcul initial des coûts de transition s'avèreraient significativement différentes de la réalité, ce qui résulterait en une évolution de la pointe de charge basse tension réelle significativement supérieure à l'évolution de la pointe de charge basse tension prévisionnelle.

B. Hypothèses relatives au nombre de véhicules électriques

Concernant les hypothèses relatives aux nombres de véhicules électriques (ci-après VE) et à leur impact sur la pointe de charge des réseaux, les GRD ont fait appel à MOBIA pour formuler des scénarios alternatifs de développement du parc de véhicules électriques en Région wallonne d'ici 2030. MOBIA est une association à but non lucratif fondée par Febiac (Fédération belge de l'automobile et du cycle), Traxio (Fédération du secteur automobile et des secteurs connexes) et Renta (Fédération Belge des Loueurs de Véhicules). Mobia représente donc les intérêts du secteur automobile belge, comme MOBIA l'indique dans ses missions : « *Febiac, Traxio et Renta unissent leurs forces dans un esprit de coopération sous le nom de Mobia. Concrètement, les trois organisations s'engagent à élaborer des positions communes sur tous les sujets dans lesquels convergent les intérêts de leurs membres* » (source : <https://mobia.be/fr/a-propos-de-nous/mission/>).

MOBIA propose tout d'abord un scénario de base du parc de véhicules électriques wallon en 2030, hors utilitaires légers comprenant uniquement des véhicules particuliers (VP), qui comme l'indique MOBIA « *tient compte des objectifs européens récents imposés aux constructeurs automobiles et de la décision du gouvernement fédéral sur les voitures de société* » (cf. point c de la contribution de MOBIA dans le document Réactions FEC.docx), avec les chiffres suivants en 2030 :

- 451 000 BEV (battery electric vehicle) ;
- 157 000 PHEV (plug-in hybrid electric vehicle).

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ

Chapitre 2 – Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé

Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété ex ante

Afin de comparer équitablement ces chiffres à ceux du scénario retenu par Schwartz and Co⁷¹, qui était défini sur 2024-2028 et non jusqu'en 2030, il convient :

- d'abord de convertir les chiffres 2028 du scénario de Schwartz and Co (321 000 BEV et 87 000 PHEV) en chiffres 2030 en tenant des ventes annuelles 2028 et de la croissance de ces ventes en 2029 et 2030 ;
- puis de comparer l'impact sur la pointe de charge annuelle entre le scénario de base MOBIA et le scénario Schwartz and Co, en utilisant les mêmes hypothèses d'impact sur la pointe par BEV et par PHEV.

Le nombre de BEV et PHEV en 2030 dans le scénario Schwartz and Co a été calculé à partir du nombre de véhicules correspondant en 2028 (321 412 BEV et 86 819 PHEV) en appliquant une croissance annuelle du nombre de nouveaux véhicules par an égale à la moyenne 2024-2028 de cette croissance annuelle dans le scénario Schwartz and Co, c'est-à-dire 27,7 % (voir tableau suivant).

TABLEAU 36 SCÉNARIO S&CO 2024-2028 ET EXTRAPOLATION À 2030

Nombre de VE	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Nb BEV	112 966	145 801	192 623	249 660	321 412	416 436	538 802
Nb PHEV	34 332	42 368	54 237	68 669	86 819	110 882	143 464
Total	147 298	188 169	246 860	318 329	408 231	527 318	682 266

L'impact sur la pointe a été calculé dans deux cas, d'une part en appliquant les hypothèses du scénario de référence de Schwartz and Co (0,3 kW / BEV et 0,15 kW / PHEV) et d'autre part en appliquant les hypothèses du scénario haut de Schwartz and Co (0,71 kW/BEV et 0,36 kW / PHEV).

La CWaPE ne partage pas l'hypothèse de MOBIA selon laquelle en 2030 les PHEV auront le même impact sur la pointe qu'un BEV parce que leur autonomie atteindra 100 km. En effet une autonomie de 100 km correspond à une batterie de petite capacité, trois à quatre fois moins importante qu'un BEV actuel, qu'il est très facile de charger en quelques heures avec une borne privée de 3 kW.

⁷¹ Qui pour rappel a été construit sur la base des chiffres de nombre de VE communiqués par les 5 GRD, avec un ajustement à la baisse uniquement sur les chiffres d'ORES, qui étaient incohérents avec le nombre de clients finals dans la zone de desserte d'ORES.

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ
 Chapitre 2 – Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé
 Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété ex ante

TABLEAU 37 COMPARAISON DU SCÉNARIO DE BASE MOBIA HORS VUL AVEC LE SCÉNARIO S&CO

Scénario MOBIA de base (VP uniquement, hors VUL)	2030	Impact pte (MW) Scénario réf. S&Co	Impact pte (MW) Scénario haut S&Co
Nombre de BEV (VP)	451 000	135,3	320,2
Nombre PHEV (VP)	157 000	23,6	56,5
Nb total VE (VP)	608 000	158,9	376,7
Scénario S&Co extrapolé à 2030	2030	Impact pte (MW) Scénario réf. S&Co	Impact pte (MW) Scénario haut S&Co
Nb BEV	538 802	161,6	382,5
Nb PHEV	143 464	21,5	51,6
Total	682 266	183,2	434,2
Comparaison Total S&Co versus Total MOBIA	+12,2 %	+15,3 %	+15,3 %

Cette comparaison permet de constater que :

- à l’horizon 2030, le nombre de VE du scénario de référence Schwartz and Co est 12,2% supérieur au nombre de VE du scénario de base de MOBIA hors VUL ;
- l’impact sur la pointe du réseau du scénario de référence Schwartz and Co est 15,3% supérieur à l’impact sur la pointe du réseau du scénario de MOBIA hors VUL ;
- l’impact sur la pointe du réseau du scénario haut de Schwartz and Co est 15,3% supérieur à l’impact sur la pointe du réseau du scénario de MOBIA hors VUL

MOBIA propose également un scénario accéléré pour les véhicules particuliers comprenant 720 000 BEV et 120 000 PHEV à l’horizon 2030, soit 840 000 VE, qui serait motivé par « *une sortie du thermique en Flandre et dans nos pays voisins* ».

MOBIA considère ensuite dans son scénario de base (voir point 1) e) de la contribution de MOBIA) l’ajout de 40 000 Véhicules Utilitaires Légers (<3,5 t, VUL en abrégé ou *e-LCV* en anglais), tandis que le scénario de Schwartz and Co construit avec les GRD ne distinguait pas les VP des VUL, le plan wallon 2030 n’effectuant pas de telle distinction (et ne définissant d’ailleurs aucun objectif en nombre des véhicules électriques mais uniquement en pourcentage d’un parc à 2030, dont la taille n’est pas définie non plus).

Le tableau suivant présente les résultats de la comparaison du scénario de base de MOBIA, y inclus les VUL avec le scénario S&Co, selon la même méthodologie que celle décrite précédemment.

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ
 Chapitre 2 – Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé
 Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété ex ante

TABLEAU 38 COMPARAISON DU SCÉNARIO DE BASE MOBIA VP+VUL AVEC LE SCÉNARIO S&CO

Scénario MOBIA de base (VP+VUL)	2030	Impact pte (MW) Scénario réf. S&Co	Impact pte (MW) Scénario haut S&Co
Nombre de BEV (VP)	451 000	135,3	320,2
Nombre PHEV	157 000	23,6	56,5
Nb total VE hors VUL	608 000	158,9	376,7
Nb BEV VUL	29 671	8,9	21,1
Nb PHEV VUL	10 329	1,5	3,7
Nb total VE VUL	40 000	10,5	24,8
Nb total BEV (VP+VUL)	480 671	144	341
Nb total PHEV (VP+VUL)	197 000	25	81
Total VE (VP+VUL)	648 000	169,3	401,5
Scénario S&Co extrapolé à 2030	2030	Impact pte (MW) Scénario réf. S&Co	Impact pte (MW) Scénario haut S&Co
Nb BEV	538 802	161,6	382,5
Nb PHEV	143 464	21,5	51,6
Total	682 266	183,2	434,2
Comparaison Total S&Co versus Total MOBIA	+5,3%	+8,2%	8,1%

Cette comparaison permet de constater que :

- à l’horizon 2030, le nombre de VE du scénario de référence Schwartz and Co est 7,3% supérieur au nombre de VE du scénario de base de MOBIA VUL inclus ;
- l’impact sur la pointe du réseau du scénario de référence Schwartz and Co est 8,2% supérieur à l’impact sur la pointe du réseau du scénario de MOBIA VUL inclus ;
- l’impact sur la pointe du réseau du scénario haut de Schwartz and Co est 8,1% supérieur à l’impact sur la pointe du réseau du scénario de MOBIA VUL inclus.

Enfin, MOBIA relève également la non prise en compte de l’électrification des poids lourds (> 3,5 t) et avance une hypothèse de ventes de poids lourds à batterie en 2030 représentant près de 40 % des ventes de poids lourds.

Certes, l’électrification des poids lourds n’a pas été prise en compte dans l’étude de Schwartz and Co, mais à aucun moment au cours de l’élaboration de l’étude, les 5 GRD wallons n’ont proposé de la prendre en compte.

La CWaPE considère qu’il y aura en effet une part des poids lourds qui sera électrifiée, mais que cette part est encore très incertaine, avec une offre de poids lourds électriques qui tarde à se matérialiser et une concurrence avec l’hydrogène. Il est d’ailleurs à noter que, contrairement aux véhicules particuliers électriques dont les ventes ont cru de manière importante depuis 2019 (PHEV : 12,5 % des ventes de voitures neuves en 2021, BEV : 5,9 % des ventes de voitures neuves en 2021 – source : FEBIAC), les poids lourds électriques ne décollent pas, avec un parc total de poids lourds électriques à batterie de 8 unités en 2019, 11 en 2020 (+3) et 13 en 2021 (+2), sur un parc total de 93 004 poids lourds en 2021 (0,014 % du parc en 2021). Le même phénomène se voit sur les poids lourds hybrides

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ
Chapitre 2 – Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé
Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété ex ante

diesel avec un parc de seulement 17 véhicules de ce type en 2021, stable depuis 2019 (0,018 % du parc en 2021).

En prenant l'hypothèse de MOBIA que 40 % des ventes de poids lourds seront des poids lourds électriques en 2030, cela donnerait environ 7600 nouveaux poids lourds électriques en Wallonie par an (avec une hypothèse de ventes annuelles de 19 000 poids lourds, à comparer aux 18 181 nouveaux poids lourds immatriculés en Wallonie en 2021 – source : FEBIAC). Si ces 7600 poids lourds se chargeaient en même temps à 300 kW à la pointe de 19 h, il en résulterait une hausse de la pointe de 2 280 MW, soit plus que la pointe totale d'ORES, le plus grand GRD wallon, en 2021.

Aussi, le développement des poids lourds électriques, s'il a lieu, poserait un problème au système électrique d'une toute autre dimension que le développement des véhicules particuliers électriques. Le déplacement de cette charge en journée lorsque la production solaire est au maximum et/ou la nuit serait absolument indispensable.

En conclusion, contrairement à ce que prétendent RESA, ORES et MOBIA, les hypothèses du nombre de VE reprises dans le scénario de référence de Schwartz and CO sont pertinentes, raisonnables et fiables. Le nombre de VE repris dans le scénario de Schwartz and Co est par ailleurs plus ambitieux que le scénario de base de MOBIA, y inclus les VUL.

Le tableau suivant présente la trajectoire d'évolution du nombre de véhicules électriques en Région wallonne sur la période 2025-2029 repris dans le calcul des coûts additionnels liés à l'évolution de la pointe.

TABLEAU 39 NOMBRE DE VÉHICULES ÉLECTRIQUES TOTAL EN WALLONIE POUR LES ANNÉES 2025 À 2029

Nombre de VE - Wallonie	2025	2026	2027	2028	2029
Nombre total de VE - Wallonie	188 169	246 860	318 329	408 231	527 318
Dont nombre total de BEV	145 801	192 623	249 660	321 412	416 436
Dont nombre total de PHEV	42 368	54 237	68 669	86 819	110 882

Source : rapport « calcul des coûts additionnels prévisionnels des GRD wallons sur la période 2025-2029 relatifs à l'extension du réseau électrique et gaz et à l'évolution de la pointe sur le réseau électrique » de S&Co du 31 mars 2023

Il est à noter que, dans son plan industriel 2050, RESA retient une hypothèse de 840 000 VE d'ici 2030 i.e. le scénario accéléré de MOBIA pour la partie véhicules particuliers, sans les 70 000 VUL de MOBIA.

Dans son chiffrage alternatif (annexe 6), ORES retient une hypothèse de 545 000 BEV et 84 000 PHEV à l'horizon 2030, soit 629 000 VE, reprenant un scénario d'une étude de CLIMACT et « validé par le SPF économie ». ORES a également précisé dans sa réponse de février 2023 au questionnaire de S&Co que : « Baringa a mis à jour son étude (Synergrid) et conclut dans un scénario en ligne avec la politique FIT50 à un total de 624.303 VE et PHYB en 2030 [...]. Dans leur scénario High (basé sur le scénario zero emission de la FEBIAC), ce qui correspondrait aux annonces du gouvernement Wallon, ce chiffre monte à 676.621 VE+PHYB ».

En appliquant un taux de croissance du parc de 29,4 % (taux de croissance annuel moyen entre 2025 et 2029 du nombre de VE retenu pour le calcul des coûts additionnels dans le tableau précédent) à l'hypothèse de 527 318 retenue pour 2029, on obtient **682 266 VE en 2030, soit plus que dans les 2 scénarios Synergrid mis à jour décrits par ORES, dont le scénario High.**

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ

Chapitre 2 – Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé

Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété ex ante

En outre, comme indiqué précédemment, le nombre de VE à l'horizon 2030 du scénario de référence de Schwartz and Co est proche du scénario « haut » de l'étude d'Elia « Adequacy and flexibility study for Belgium 2020-2030 » qui prévoit 1,4 millions de VE en Belgique à l'horizon 2030.

GRAPHIQUE 8 NOMBRE DE VE DÉPLOYÉS SELON LES SCÉNARIOS DE L'ÉTUDE ADEQUACY 2021 D'ELIA (P. 47)

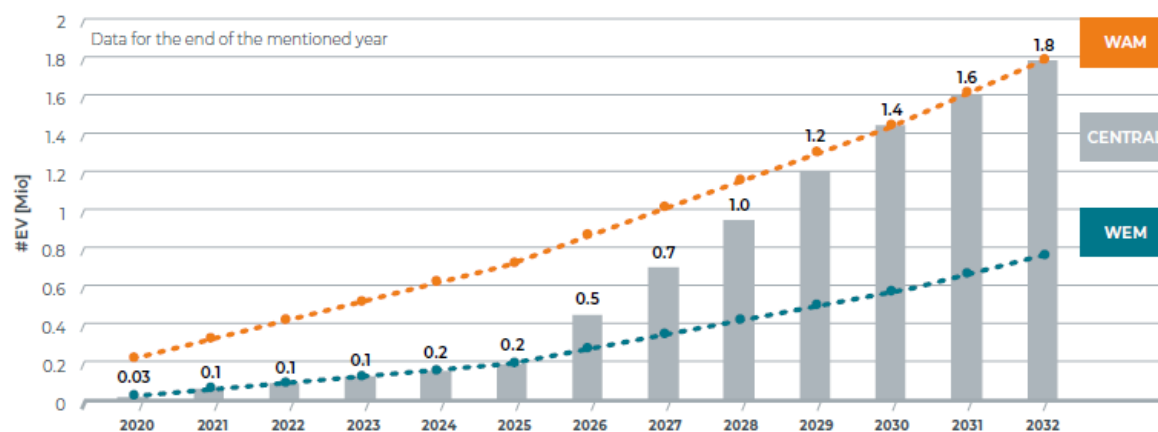


Electric vehicles

The number of electric vehicles used in the 'CENTRAL' scenario was defined following the trends predicted in the 'With Existing Measure' (WEM) and 'With Additional Measure' (WAM) scenarios from the final NECP. The equivalent number of electric vehicles (EVs) assumed in the WEM and WAM scenarios (in Mio) were estimated by assuming 17kWh/100km and 15000 km/year and are summarised in Figure 3-7.

For the increase in EVs in the run-up to 2025, the 'CENTRAL' scenario followed the WEM scenario (least ambitious) given the most recent changes in EV sales in Belgium. From 2026, the 'CENTRAL' scenario was progressively switched from the WEM to the WAM scenario to reach the WAM 2030 target for EVs. This was mainly justified due to the increasing ambitions of the Belgian government, which has stipulated, amongst other, that all sales for 'company cars' must be without carbon emissions (electric vehicles) by 2026.

[FIGURE 3-7] — EVOLUTION OF EQUIVALENT ELECTRIC VEHICLE PER SCENARIO IN BELGIUM



*The equivalent number of electric vehicles (EVs) assumed in the final NECP for WEM and WAM scenarios (in Mio) are estimated by assuming 17kWh/100km and 15,000 km/year.

TABLEAU 40 NOMBRE DE VÉHICULES ÉLECTRIQUES SUR LA PÉRIODE 2024-2028 – SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE S&CO VERSUS SCÉNARIOS ELIA

	2024	2025	2026	2027	2028
Elia Adequacy 2019 - Central**	400.000	470.000	510.000	750.000	900.000
Elia Adequacy 2021 - Central**	180.000	200.000	500.000	700.000	1.000.000
Elia Adequacy 2021 - WAM***	600.000	700.000	850.000	1.000.000	1.200.000
Elia Adequacy 2021 - WEM****	180.000	200.000	300.000	380.000	410.000
% population en Région Wallonne par rapport à la population en Belgique	31,80%	31,80%	31,80%	31,80%	31,80%
Elia Adequacy 2019 - Central - Wal	127.200	149.460	162.180	238.500	286.200
Elia Adequacy 2021 - Central - Wal	57.240	63.600	159.000	222.600	318.000
Elia Adequacy 2021 - WAM - Wal	190.800	222.600	270.300	318.000	381.600
Elia Adequacy 2021 - WEM - Wal	57.240	63.600	95.400	120.840	130.380
Scénario de référence S&Co Wallonie	147.298	188.169	246.860	318.329	408.231

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ
Chapitre 2 – Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé
Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété ex ante

* L'estimation du nombre de VE en Région wallonne est réalisée sur la base du pourcentage représenté par la population en Région Wallonne par rapport à la population totale en Belgique (31,8%)

** ELIA ne fournit dans son rapport que des chiffres en millions de véhicules avec un chiffre après la virgule

*** WAM : with additional measures (scénario haut)

**** WEM : with existing measures (scénario bas)

Les éléments développés précédemment confortent l'hypothèse de trajectoire de véhicules électriques du scénario de référence Schwartz and Co, qui correspond à une vision ambitieuse du développement des véhicules électriques en Belgique.

De plus, comme indiqué précédemment, le nombre de VE du scénario de référence Schwartz and Co était cohérent avec les objectifs du Gouvernement wallon à l'horizon 2030 (PACE 2030 de 2019). A cet égard, la CWaPE a pris connaissance du Plan Air Climat Energie (PACE) 2030 adopté le 21 mars 2023 par le Gouvernement Wallon et qui revoit à la hausse les objectifs en termes de nombre de VE au sein du parc automobile wallon à l'horizon 2030.

TABLEAU 41 POURCENTAGES DE VEHICULES ELECTRIQUES DANS LE PARC AUTOMOBILE WALLON EN 2030

	1 ^{ère} version PACE avril 2019	PACE 2030 de mars 2023
% de BEV dans le parc automobile wallon en 2030	19%	25%
% de PHEV dans le parc automobile wallon en 2030	5%	10%

Cet objectif pourrait se traduire par un nombre de VE en Région Wallonne de l'ordre de 700 000 en 2030 ce qui est proche des prévisions du scénario de référence Schwartz and Co (682 266 VE en 2030).

Néanmoins, le Gouvernement indique dans le projet de PACE que ces objectifs sont indicatifs et sujets à révision selon l'évolution réellement observée dans les mois et les années à venir du taux de pénétration des VE, de l'évolution des différentes technologies, des progrès en matière d'intégration de carburants alternatifs, d'une accélération du taux de renouvellement du parc automobile, etc.

Au vu de ces nombreuses incertitudes, la CWaPE estime qu'il n'est pas nécessaire ni adéquat de revoir à la hausse les hypothèses du nombre de VE du scénario de référence de Schwartz & Co qui intègre une vision optimiste et ambitieuse du développement des véhicules électriques en Région wallonne.

En outre, si le nombre de véhicules électriques en Région Wallonne devait être largement supérieur au nombre estimé dans le calcul des coûts additionnels transition et que cela engendrait une augmentation de la pointe supérieure à celle envisagée, les GRD ont la possibilité de recourir à l'article 60, §1^{er} 6° de la méthodologie tarifaire 2025-2029 pour demander une révision à la hausse des coûts additionnels liés à l'évolution de la pointe.

Enfin, la CWaPE souligne qu'il ressort de l'analyse de sensibilité réalisée par Schwartz and Co dans son étude (annexe B du présent document) qu'une variation à la hausse du nombre de véhicules électriques de 20% par rapport aux estimations initiales impacteraient de seulement 8% le montant des coûts additionnels totaux (pour tous les GRD) des années 2025-2029. Ceci montre qu'une différence entre les projections prises en compte et la situation réelle qui pourrait advenir ne devrait avoir qu'un effet mesuré.

Par conséquent, l'hypothèse retenue par la CWaPE est cohérente, raisonnable et suffisamment justifiée.

C. Hypothèses de l'impact des Pompes à Chaleur (PAC) sur la pointe du réseau

Les GRD, à l'exception de RESA, ne contestent pas les hypothèses d'impact des PAC sur la pointe de charge du réseau du scénario de référence S&CO. Dans son plan industriel 2050, RESA réutilise son hypothèse initiale de 2,66 kW/PAC pour les PAC résidentielles mais sans apporter de justification à ce choix.

Comme indiqué dans le rapport de Schwartz and Co (annexe B), l'hypothèse de RESA semble trop élevée au regard des résultats d'études terrain menées en Europe, et en particulier de l'étude « The addition of heat pump electricity load profiles to GB electricity demand : Evidence of a heat pump field trial » (Applied Energy 204 (2017) 332-342), qui est par ailleurs mentionnée par RESA dans sa réponse au questionnaire N°1. Cette étude qui est basée sur des PAC d'une puissance thermique d'environ 8 kW (hypothèse retenue par RESA dans sa projection pour les PAC résidentielles) montre que la pointe du soir se situe à environ 1,4 kW/PAC.

Considérant que l'hypothèse de RESA n'est pas justifiée, ni cohérente, et que les autres GRD n'ont pas émis de critique à ce sujet, la CWaPE a décidé de conserver l'hypothèse du scénario de référence de Schwartz and Co, à savoir 1,44 kW/PAC pour les PAC résidentielles, qui est par ailleurs identique à celle communiquée par ORES et 10,5 kW/PAC pour les PAC non résidentielles. Cette hypothèse est cohérente, raisonnable et suffisamment justifiée.

Pour rappel, si l'évolution de la pointe du réseau basse tension s'avère supérieure à celle envisagée (pour quelque raison que ce soit), les GRD ont la possibilité de recourir à l'article 60, § 1^{er}, 6°, de la méthodologie tarifaire 2025-2029 pour demander une révision à la hausse des coûts additionnels liés à l'évolution de la pointe.

D. Hypothèses relatives à l'efficacité énergétique

Dans leurs réponses aux questionnaires utilisées pour réaliser l'étude de Schwartz and Co, les GRD avaient émis des propositions différentes :

- REW et RESA considéraient que globalement la pointe de charge relative aux usages traditionnels resterait plate grâce aux mesures d'efficacité énergétique qui permettront de compenser les effets sur la pointe induits par la croissance du nombre de clients. ;
- AIEG, AIESH et ORES considéraient que la pointe de charge relative aux usages traditionnels va croître, sans aucun effet des mesures d'efficacité d'énergétique sur cette croissance.

La CWaPE partage l'approche de RESA et REW à savoir que les mesures d'efficacité énergétique contribuent à la réduction de la pointe via par exemple le remplacement d'appareils électriques par des appareils moins énergivores, qui ont des puissances moins élevées pour le même niveau de performance.

C'est également ce que considère ELIA dans son étude « *Adequacy and Flexibility* » de 2017, qui prend comme hypothèse que l'augmentation de la pointe de charge de la Belgique sur les usages traditionnels induite par la croissance du PIB et de la population est intégralement compensée par les mesures d'efficacité énergétique.

Dans son étude « *Adequacy and Flexibility* » de 2019, Elia va plus loin en prévoyant que la consommation d'électricité relative aux usages traditionnels (hors VE et PAC) baissera de 0,30% par an

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ

Chapitre 2 – Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé

Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété ex ante

sur 2021-2025, et de 0,34 % par an sur 2026-2030 comme le montre le tableau suivant extrait de l'annexe au rapport 2019 d'ELIA.

TABLEAU 42 POURCENTAGE D'EVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ELECTRICITÉ

		Historical values		CENTRAL			
		Total demand (TWh)	Normalized total demand (TWh)	Growth rate	Base case normalized total demand (TWh)		TOTAL
					Growth rate excluding electrification & additional losses	Additional consumption from electrification and additional losses	
historical	2011	87,0	88,2	-0,01%			
historical	2012	84,9	84,7	-0,37%			
historical	2013	86,2	85,8	1,36%			
historical	2014	83,7	85,1	-0,76%			
historical	2015	85,0	85,6	0,58%			
historical	2016	85,0	84,9	-0,31%			
historical	2017	84,8	85,4	0,61%			
forecast	2018			0,10%	0,1	85,5	
forecast	2019			0,10%	0,3	85,8	
forecast	2020			0,10%	0,5	86,2	
forecast	2021			-0,30%	0,8	86,2	
forecast	2022			-0,30%	1,2	86,3	
forecast	2023			-0,30%	1,6	86,4	
forecast	2024			-0,30%	2,0	86,6	
forecast	2025			-0,30%	2,5	86,9	
forecast	2026			-0,34%	3,0	87,1	
forecast	2027			-0,34%	3,6	87,4	
forecast	2028			-0,34%	4,3	87,8	
forecast	2029			-0,34%	5,0	88,3	
forecast	2030			-0,34%	5,3	88,8	

Enfin, les hypothèses proposées par AIEG, AIESH et ORES ne sont pas cohérentes avec leur historique d'évolution de la pointe de charge.

Dès lors que l'hypothèse retenue par la CWaPE est partagée par à RESA et le REW et est cohérente avec les hypothèses prises par Elia dans ses différentes études « Adequacy and Flexibility » de 2017 et 2019, et même sensiblement plus prudente que celles-ci (effet moins marqué), que l'AIEG, l'AIESH et ORES n'ont pas soulevé de nouveaux arguments à cet égard, que l'hypothèse de la CWaPE est prudente au regard de l'initiative REPowerEU qui souhaite accélérer les économies d'énergie puisqu'elle comprend « *une ambition accrue en matière d'économies d'énergie en relevant l'objectif d'efficacité énergétique à l'échelle de l'UE de 9 % à 13 % à l'horizon 2030* » et qu'un tel objectif s'il était confirmé par les Etats membres devrait avoir un effet à la baisse sur la pointe du réseau, et que le PACE 2030 adopté en mars 2023 fixe un objectif de réduction de la consommation finale énergétique de 29% en 2030 par rapport à 2005⁷², la CWaPE a décidé de conserver l'hypothèse du scénario de référence de Schwartz and Co, à savoir l'hypothèse d'une constance de la contribution des usages traditionnels à la pointe globale et BT, mesures d'efficacité énergétiques incluses. Cette hypothèse est cohérente raisonnable et justifiée.

E. Hypothèses relatives au développement des Unités de Production Décentralisées (UPD)

Dans sa réaction à la concertation, ORES considère que le développement des UPD raccordées au réseau entraîne des coûts d'investissement et de gestion de réseau considérables qui devraient être intégrés dans les coûts additionnels de transition.

ORES présente dans son annexe 6 des investissements considérables dans son réseau sur la période 2023 – 2038, relatifs à la transition énergétique, sans distinguer ce qui relève de l'augmentation de la pointe, de ce qui relève de l'intégration des UPD.

- Sur le réseau BT, ORES prévoit un passage d'une partie du réseau 3x230 V en réseau 3N400 V, avec un montant d'investissement cumulé sur 2023-2038 de 215,44 M€. ORES ne donne pas de chiffres sur 2024-2028 mais uniquement des volumes (mètres de lignes, nombre de transformateurs etc.). Notons que, lors de la réalisation de l'étude sur les évolutions macro-économiques en 2020, ORES avait communiqué des montants d'investissements pour la conversion 400 V sur 2024-2028 très inférieurs à ceux repris dans l'annexe 6.

⁷² PACE 2030 p40

- Sur le réseau « MT » ORES propose un renforcement des câbles de faible section et un budget qui est exprimé sans unité sur 2023-2028, ainsi que des adaptations du réseau en dessous de 10 kV pour un montant cumulé sur 2023-2028 de 19,34 M€. Ces éléments n'avaient pas été communiqués par ORES lors de la réalisation de l'étude sur les évolutions macro-économiques en 2020.

Le développement des UPD sur le réseau de distribution peut induire des hausses de tension, qui nécessitent, à partir d'un certain niveau de perturbation, des investissements de renforcement du réseau. Les GRD ont été interrogés sur ce sujet par Schwartz and Co en 2020, notamment à travers la question N°24 du premier questionnaire de 2020, qui était la suivante :

« Q24. Compléter les tableaux ci-dessous en indiquant les investissements réalisés sur 2017-2019 par poste budgétaire dans l'objectif de renforcer de votre réseau exclusivement pour pouvoir accueillir des UPD sur votre réseau, en indiquant également les quantités correspondantes. Si une partie de ces investissements est financée par des recettes provenant des tarifs périodiques et/ou de subsides, indiquer les montants correspondants ».

La position d'ORES à ce sujet est extraite du compte rendu de la réunion ORES-CWaPE-Schwartz and Co du 2 juillet 2020 :

« M. Schwartz interroge ORES sur les raisons ayant empêché ORES de fournir une réponse à cette question, outre le système informatique déjà mentionné dans sa réponse.

ORES indique que lors d'un renforcement de réseau, il est difficile de définir sa motivation primaire, la motivation étant multiple. ORES a donc du mal à tracer de manière spécifique les investissements de renforcement de son réseau effectués pour pouvoir accueillir des UPD.

ORES explique que la majorité des investissements de renforcement liés aux UPD a été effectuée sur le niveau TMT et donc financée par les producteurs concernés.

ORES indique qu'au niveau BT, le taux de pénétration actuel des UPD n'a pas nécessité de renforcement du réseau spécifique, le réseau s'étant montré très résilient. ORES précise toutefois que l'accueil de nouvelles UPD a pu être le déclencheur de remplacement d'actifs avec renforcement.

ORES explique que localement, des difficultés d'intégration des UPD ont pu être observées. ORES commence à voir apparaître des zones problématiques, très majoritairement dans les réseaux 230 V, ce qui explique notamment la motivation d'ORES pour convertir son réseau en 400 V (l'objectif d'ORES est de dépasser 50 % de clients raccordés en 400 V d'ici 2035). ORES estime cependant qu'un taux de pénétration du solaire PV jusqu'à 60 % des habitations ne pose pas de problème majeur pour le réseau BT d'ORES, mais qu'au-delà un niveau d'attention plus important serait nécessaire, notamment en termes de gestion des phases. ORES ne pense pas avoir besoin d'investissements très importants pour faire face aux objectifs de croissance des UPD d'ici à 2028.

ORES résume qu'il n'y aura pas d'investissement majeur requis aux conditions suivantes :

- faire évoluer le réseau BT en 400V ;
- flexibiliser les clients et la production (sans cela, le coût des investissements serait multiplié par 2) ;
- mettre à niveau certains postes, de manière ponctuelle ;
- pas d'évolutions politiques majeures.

La CWaPE explique que des analyses de sensibilités ainsi que des clauses de « revoyure » seront mises en place pour palier d'éventuelles évolutions politiques majeures.

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ
Chapitre 2 – Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé
Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété ex ante

ORES estime qu'une simple petite modification de la réglementation pourrait mettre en défaut les hypothèses prises dans les réponses données.

ORES indique être prêt à évaluer les investissements de renforcement nécessaires sur 2024-2028 pour accueillir les nouvelles UPD selon la projection établie, mais n'est pas certain de pouvoir le faire dans le timing du projet. ORES pense que l'effort sur le réseau 400 V devrait être réalisé sur 2024-2028 ».

Malgré plusieurs demandes ultérieures émanant de Schwartz and Co et de la CWaPE, ORES a toujours répondu être incapable d'identifier et de chiffrer ses dépenses d'investissement réelles historiques de renforcement de son réseau pour accueillir des UPD.

Dans sa réaction à la concertation, RESA reproche au régulateur de ne pas tenir compte du développement des UPD dans le calcul des coûts additionnels transition mais n'est pas en mesure de chiffrer ces coûts en dissociant les investissements permettant d'absorber l'augmentation de la pointe et les investissements relatifs à l'intégration d'UPD permettant de garantir un niveau de tension adéquat.

Dans son plan industriel 2050, RESA considère des investissements dans le réseau permettant de garantir une puissance de soutirage de 6,66 kVA par URD BT à tout moment qui permettrait également de garantir des injections par client issues des productions décentralisées de l'ordre de 6,66 kVA.

RESA en déduit un budget de coûts additionnels totaux sur 2024-2028 de 52,1 M€ sans explication claire sur la manière d'arriver à ce budget à partir des 820 M€ d'investissements totaux requis selon RESA d'ici 2050.

Les GRD AIEG, AIESH et REW avaient indiqué en 2020, lors de la réalisation de l'étude sur les évolutions macro-économiques, que l'évolution anticipée des UPD sur leur réseau ne nécessitait pas de coûts additionnels au sens du FEC. Ils n'ont pas ailleurs pas exprimé de critique à ce sujet dans le cadre de la concertation sur le projet de méthodologie tarifaire 2024-2028.

Après analyse de ces différentes réactions, la CWaPE a décidé de conserver l'hypothèse selon laquelle le développement des UPD n'entraîne pas de coûts additionnels liés à l'évolution de la pointe au cours de la période régulatoire 2025-2029, pour les motifs suivants :

- l'impossibilité pour ORES et RESA d'identifier les coûts réels historiques relatifs à l'intégration des UPD ;
- la plus grande partie des coûts induits par le développement des UPD est constituée des coûts de raccordement des UPD au réseau, qui sont couverts par les tarifs non périodiques ;
- ORES a indiqué, en 2020, lors de la réalisation de l'étude sur les évolutions macro-économiques, que son réseau BT pouvait supporter sans problème un taux de pénétration des UPD jusqu'à 60 %, et qu'il n'envisageait de dépasser un taux de pénétration de 50 % qu'à partir de 2035 ;
- ORES a indiqué, en 2020, lors de la réalisation de l'étude sur les évolutions macro-économiques, ne pas avoir besoin d'investissements très importants pour faire face aux objectifs de croissance des UPD d'ici à 2028 ;
- les nouveaux éléments transmis par ORES à l'annexe 6 manquent de transparence et ne permettent pas d'identifier les coûts qui relèveraient uniquement de l'intégration des UPD, ni de calculer des coûts additionnels ;

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ

Chapitre 2 – Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé

Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété ex ante

- RESA n'est pas en mesure de chiffrer les coûts qui relèveraient uniquement de l'intégration des UPD, ce qui ne permet pas de calculer des coûts additionnels ;
- la CWaPE considère que l'hypothèse de RESA (6,66 kVA par URD BT à tout moment basée sur une puissance garantie de 2 kVA pour la recharge des VE) est surdimensionnée par comparaison avec les projections d'Elia et les scénarios Flexibilité et LOW de l'étude Synergid ;
- l'AIEG, l'AIESH et le REW ont indiqué, en 2020, lors de la réalisation de l'étude sur les évolutions macro-économiques que le développement des UPD n'entraînerait pas de coûts additionnels sur leurs réseaux et ils n'ont pas émis de critique à ce sujet dans la cadre de la concertation sur le projet de méthodologie tarifaire 2024-2028 ;
- malgré l'augmentation du nombre d'UPD sur le réseau de distribution au cours des dernières années, le nombre de demandes d'intervention relatives à des problèmes de surtension provenant des panneaux solaires reste stable et le nombre de feeders surchargés sur les réseaux reste très marginal (5 feeders sur 2 559 chargés à plus de 90% en 2021). Par conséquent les problèmes de congestions locales identifiés par ORES et RESA ne peuvent raisonnablement pas être extrapolés à l'ensemble du réseau et ne remettent pas en question les déclarations des GRD datant de 2020 ;

TABEAU 43 NOMBRE DE DEMANDES D'INTERVENTION POUR DES PROBLÈMES LIÉS AUX PANNEAUX SOLAIRES PAR 1000 UPV – GRD WALLONS

	2019	2020	2021	2022*
Nb demandes d'intervention pbm PV	1 005	1 037	1 058	1 636
Nb unités PV	171 987	185 796	203 805	243 299
Nb demandes / UPV	0,58%	0,56%	0,52%	0,67%

* chiffres provisoires disponibles depuis le 2 mai 2023

TABEAU 44 TAUX DE SATURATION DES FEEDERS – GRD WALLONS

	N feeders	mesuré = ou + de 100 %	mesuré entre 95 % (=) et 100	mesuré entre 90 % (=) et 95 %	mesuré entre 80 % (=) et 90 %	mesuré entre 70 % (=) et 80 %	mesuré entre 60 % (=) et 70 %	mesuré moins de 60 %
2016	2 669	0	0	0	1	6	26	2 636
2017	2 706	0	0	0	1	18	47	2 640
2018	2 642	0	0	0	0	10	35	2 597
2019	2 749	0	0	0	2	9	25	2 713
2020	2 644	0	0	0	1	7	30	2 606
2021	2 627	1	1	1	6	9	38	2 571
2022	2 613	1	0	1	3	12	34	2 562

- la croissance actuelle du nombre de nouvelles UPD raccordées sur les réseaux devrait ralentir considérablement à partir de 2024 à la suite de la fin du régime de la compensation sur la commodité et ne peut dès lors pas être extrapolée à long terme (hypothèse également

retenue par RESA dans son plan industriel « *forte augmentation des installations PV résidentielles d'ici fin 2023 pour tenir compte de la fin du régime de compensation, évolution lente par la suite* »).

Toutefois, les GRD devraient avoir intégré dans leurs projections d'extension de réseau, les extensions liées à l'accueil des productions décentralisées. Par conséquent, l'hypothèse retenue par la CWaPE est cohérente, raisonnable et suffisamment justifiée.

Pour rappel, si l'évolution de la pointe du réseau basse tension s'avère supérieure à celle envisagée (pour quelque raison que ce soit), les GRD ont la possibilité de recourir à l'article 60 de la méthodologie tarifaire 2025-2029 pour demander une révision à la hausse des coûts additionnels liés à l'évolution de la pointe.

F. Hypothèses relatives aux investissements de remplacement des actifs de réseau

ORES considère que les nouveaux usages liés à la transition énergétiques vont générer une accélération des investissements de remplacement et cite deux exemples :

- Le passage du 230 au 400V : remplacement de câbles/lignes BT de faibles sections & cuivre nu afin de pouvoir accepter les futures augmentations de la charge sur nos réseaux BT (arrivée des véhicules électriques et le passage du photovoltaïque) ;
- le remplacement progressif de raccordements BT suite à la conversion successive des réseaux en 400V.

ORES indique également que :

« à fonctionnalité égale, les immobilisations de type « transports de fluide » (câble, transformateur, compteur, etc.) sont à un haut taux de maturité technologique. Pour celles-là, toutes les sources possibles d'économie ont été utilisées et leur prix suit l'évolution du prix des matières premières et de la main d'œuvre. Il est en outre indéniable que les actifs liés aux investissements dans le cadre de la transition énergétique, avec de l'intelligence, ont un taux de maturité technologique supérieur. La mise en place de ces technologies nécessite, d'une part, des investissements supérieurs à ceux requis pour le renouvellement des actifs existants et, d'autre part, des coûts de maintenance (dont les licences et le keep-it running, c'est-à-dire la location et la maintenance des serveurs) et d'expertises conséquents ;

la durée de vie des nouveaux actifs est plus faible que dans le passé. Par exemple, les compteurs qui permettent d'acquérir les données nécessaires à la compréhension des flux ont des cycles de vie beaucoup plus courts que les équipements « classiques » ;

les réseaux des GRD sont constitués d'actifs qui s'amortissent sur de très longues périodes (jusqu'à 50 ans pour certains actifs) et que cela implique qu'aujourd'hui la valeur des amortissements reflète des valeurs d'actifs qui datent parfois d'il y a 50 ans et dont les valeurs sont automatiquement beaucoup moins élevées que celles des actifs qui viennent en remplacement ».

La présente méthodologie tarifaire prévoit que les charges d'amortissement des investissements de remplacement sont couvertes par l'indexation des charges d'amortissement historiques. Un facteur d'efficacité était appliqué sur ces charges historiques indexées dans le projet de méthodologie tarifaire initial.

À la suite de l'analyse des réactions des GRD et à ses analyses internes, la CWaPE a décidé que le facteur d'efficacité ne sera plus appliqué sur ces charges historiques indexées, ce qui crée une marge

financière complémentaire aux GRD pour réaliser leurs investissements de remplacement. Ceci rejoint la demande formulée par les GRD lors de la concertation.

La CWaPE rappelle par ailleurs que les actifs qui datent parfois d'il y a 50 ans ont fait l'objet de réévaluation (et donc d'amortissements complémentaires) et que les compteurs communicants électricité feront l'objet d'une demande de budget complémentaire.

G. Hypothèses relatives au smart grid

Les dépenses relatives au smart grid se décomposent en, d'une part, des investissements dans du hardware pour rendre les cabines réseaux plus automatisées et intelligentes et d'autre part, des investissements dans des logiciels smart grid. À travers les différents questionnaires transmis aux GRD dans le cadre de l'étude sur les évolutions macro-économiques, les GRD ont eu des réponses contrastées concernant ces investissements.

AIEG, AIESH et REW prévoient de poursuivre l'automatisation des cabines à un rythme calé sur l'historique, et ne prévoient aucun investissement dans des logiciels smart grid. Ces GRD considèrent en effet que des investissements dans de nouveaux logiciels smart grid ne sont pas requis, le comptage intelligent étant, selon eux, le nouvel outil clé à exploiter pour le smart grid.

RESA prévoit un programme de « smartisation » de ses cabines en sus de ses investissements business as usual dans ce domaine d'un montant de 1,5 M€ par an soit 7,5 M€ sur la période 2024-2028 ainsi que des investissements complémentaires de 1,5 M€ sur la période en télécom et hardware. RESA indique que ces investissements sont nécessaires pour pouvoir utiliser le nouveau logiciel SCADA que RESA prévoit également de déployer sur 2024-2028, pour un montant d'investissement IT de 4,98 M€ sur la période. RESA prévoit en sus un investissement essentiellement smart grid de 2,58 M€ sur la période dans de nouveaux logiciels (applications ACM, Flex Tech et développement d'un moteur de calcul de l'équilibre de la consommation des acteurs des CER).

ORES n'a pas quantifié d'investissements additionnels pour la smartisation des cabines, mais prévoit des investissements additionnels de 21,16 M€ sur 2024-2028 pour l'implémentation d'applications smart grid (DMS Scada pour 3 M€, fonctionnalités avancées O-One V2 etc. pour 10 M€, outils stratégie réseau pour 5,4 M€ et gestion de projet pour 2,76 M€). Selon ORES, l'hypothèse de la CWaPE selon laquelle le smart grid doit permettre une économie de coût par rapport à un scénario d'investissements *business as usual* (BAU) n'est pas correcte. Selon le GRD, le smart grid doit permettre de réduire le niveau d'investissements supplémentaires pour faire face à la transition énergétique par rapport à une situation où celui-ci ne serait pas mis en œuvre mais n'engendre pas une économie de coût par rapport à un scénario BAU. Selon ORES, sa mise en œuvre engendre des coûts supplémentaires par rapport à un scénario BAU.

La CWaPE constate que la plupart des applications mentionnées par ORES et RESA ont déjà été développées ou sont en cours de développement au sein de ces GRD. Certaines de ces applications répondent par ailleurs à des obligations légales en vigueur depuis plusieurs années, notamment l'AGW du 10 novembre 2016 relatif à l'analyse coût-bénéfice et aux modalités de calcul et de mise en œuvre de la compensation financière. Le SCADA est un outil de pilotage à distance du réseau qui fait partie intégrante des activités BAU du GRD.

En ce qui concerne les communautés d'énergie renouvelable, la CWaPE considère que les développements informatiques des GRD devraient être d'une ampleur relativement limitée. L'activité des GRD se limitant au calcul des index sur base quart-horaire suivant une clé de partage déterminée par les clients actifs.

Les investissements réseau additionnels liés à la transition ne tiennent pas compte des investissements « smart grid ». En effet, les coûts IT « récurrents » sont couverts par l’enveloppe de base des coûts contrôlables. Comme l’indique ORES, si le GRD décide d’investir dans des outils de smartisation supplémentaires pour faire face à la transition énergétique, ces derniers devraient lui permettre de réduire les investissements réseau additionnels liés à cette même transition. La CWaPE octroyant aux GRD les budgets nécessaires pour réaliser les investissements additionnels réseau liés à la transition énergétique, il est logique qu’elle n’octroie pas un budget complémentaire pour les outils de smartisation de nature à permettre de réduire ces investissements. Ceci est par ailleurs en ligne avec les dispositions prévues par la directive UE 2019/944 (cf. art. 31.3) et le décret électricité (art. 15, §1^{er}, alinéa 2 : « *Lors de l’élaboration de leur plan d’adaptation, les gestionnaires de réseaux envisagent notamment les mesures de gestion intelligente du réseau, de gestion active de la demande, d’efficacité énergétique, d’intégration des productions décentralisées et d’accès flexibles pour permettre d’éviter le renforcement de la capacité du réseau* »).

Par conséquent, l’hypothèse retenue par la CWaPE est cohérente, raisonnable et suffisamment justifiée.

H. Hypothèses relatives aux coûts des systèmes informatiques et de gestion des données

ORES n’est pas d’accord avec l’hypothèse de la CWaPE selon laquelle le GRD dispose de marges de manœuvre importantes pour financer les coûts des systèmes informatiques et de gestion des données à travers l’enveloppe des coûts contrôlables. La CWaPE constate à ce sujet qu’ORES n’apporte pas de nouvel argument par rapport à ceux communiqués lors de la consultation sur le rapport intermédiaire en novembre 2019 auxquels la CWaPE a déjà répondu à travers le rapport de consultation daté du 5 janvier 2020. ORES indique que dans le cas particulier du partage d’énergie, le GRD se voit confier de nouvelles missions qui induiront de nouveaux investissements et qui impacteront l’ensemble du processus Marché.

RESA considère que les coûts IT encourus au cours d’une année ne peuvent refléter les coûts IT des années futures. RESA distingue, dans les coûts IT, deux catégories : les coûts de développement « build » et les coûts récurrents « run ». RESA admet que les coûts « run » peuvent, dans un marché mature, être considérés comme stables, mais que cela n’est pas du tout le cas pour la partie « build » qui est, selon le GRD, fortement influencée par la densité de projets informatiques et leur ampleur. RESA regrette que les coûts de développement IT liés aux CER ainsi que les coûts du projet « ERO » ne soient pas repris dans les coûts additionnels de transition mais n’apporte pas d’arguments.

La CWaPE a considéré ces remarques et précise ce qui suit.

Premièrement, en ce qui concerne le projet d’ORES et RESA de développement d’une plateforme de gestion des données des points de charge des véhicules électriques (projet ERO), la CWaPE constate que certaines missions envisagées par les GRD à travers ce projet sont déjà réalisées par des opérateurs privés, ne répondent pas à une demande du marché, sortent manifestement du champ des activités régulées et pourraient empiéter sur des activités commerciales interdites aux GRD, ce qui pose un problème de conformité au cadre légal en vigueur. Aussi, la CWaPE a demandé aux GRD, et obtenu de leur part, de temporiser les développements dans l’attente d’une clarification des intentions du législateur, et plaidé pour la suppression des dispositions du décret non conformes à la directive. ORES et RESA ont suspendu le projet. En outre, les premières estimations des coûts de développement de cette plateforme communiquées par les GRD paraissent exorbitantes.

Deuxièmement, les CNC budgétées 2025-2029 sont basées sur les CNC réelles des années 2019-2022. Les amortissements des logiciels sont passés de 5 ans à 10 ans, entre la période pré 2019 et la période

de régulation 2019-2023, ce qui signifie que les charges réelles d'investissement IT des années 2019-2022 intègrent des amortissements des systèmes IT immobilisés avant 2019, donc amortis sur 5 ans, qui disparaîtront à partir de 2025, libérant ainsi une capacité d'investissement IT importante et de charges d'exploitation associées pour la période 2025-2029.

La CWaPE estime cette marge à environ 110 millions d'euros pour ORES (électricité et gaz) et à environ 15 millions d'euros pour RESA (électricité et gaz) pour la période 2025-2029, déduction faite des investissements IT estimés des années 2023 et 2024, permettant à ORES et RESA de couvrir les éventuels coûts IT (investissement et OPEX) additionnels liés à la transition énergétique au cours de la période réglementaire 2025-2029.

Compte tenu de ces éléments, la CWaPE maintient donc l'hypothèse selon laquelle les charges d'amortissement et les charges opérationnelles IT additionnelles ne sont pas intégrées dans les coûts additionnels de transition, sachant que :

- dans sa réponse au questionnaire de Schwartz and Co de 2020, RESA estimait les nouveaux investissements IT hors smart metering pour la période 2024-2028 à 17 millions d'euros dont 16,5 millions concernait des développements relatifs au smartgrid (SCADA, ACM/CER, smartisation des cabines, télécom et hardware) ; le solde de 0,5 millions d'euros correspondant à une plateforme GRD pour la flexibilité marché ;
- dans sa réponse au questionnaire de Schwartz and Co de 2020, RESA estimait les coûts opérationnels (OPEX) IT hors smart metering pour la période 2024-2028 à 7 millions d'euros dont 6,9 millions d'euros concernait le smartgrid ;
- dans sa réponse au questionnaire de Schwartz and Co de 2020, ORES estimait les coûts IT (investissements et OPEX) hors smart metering et hors smart grid pour la période 2024-2028 à 22 millions d'euros.

Cette hypothèse est cohérente, raisonnable et justifiée.

La CWaPE rappelle que les GRD disposent par ailleurs de budgets d'investissement IT et de budgets de coûts opérationnels IT « Business As Usual » correspondant à la moyenne indexée de ces coûts réels des années 2019-2022.

I. Hypothèses relatives au développement de l'injection biométhane

ORES considère que l'injection biométhane est un vecteur essentiel de la transition énergétique dans les réseaux gaz et que les coûts devraient à ce titre faire partie des coûts additionnels de transition.

Bien que la CWaPE considère que l'injection biométhane est un vecteur important de la transition énergétique et bien que l'initiative REPowerEU de mai 2022 propose des objectifs renforcés de production de biométhane dans l'UE et que le PACE 2030 de la Région Wallonne de mars 2023 souhaite augmenter la part de biométhane dans le mix énergétique, il n'en demeure pas moins que les objectifs de la Région Wallonne ne sont pas clairs à l'heure actuelle et que le nombre de projets et leur volumétrie sont encore très incertains.

Par ailleurs, les coûts principaux liés à l'injection biométhane sont essentiellement des coûts de raccordement au réseau couverts par les tarifs non périodiques, ou des coûts d'installation de cabines

jugés acceptables par le législateur et plafonnés par l'AGW⁷³ du 29 mars 2018. Aussi, seuls les coûts d'adaptation du réseau pour palier le déséquilibre entre production et consommation de biométhane, lorsqu'il y en a un, pourraient être pris en compte. Or, ces derniers devraient être relativement limités sur la période régulatoire 2025-2029, compte tenu des projets connus et de leur état d'avancement, sachant qu'il faut plusieurs années, de l'étude à la mise en service.

Par conséquent, l'hypothèse retenue par la CWaPE est cohérente, raisonnable et suffisamment justifiée.

2.1.3.4.3. Hypothèses et éléments méthodologiques modifiés à la suite de la concertation

Après analyse des remarques des GRD et des autres acteurs, la CWaPE a décidé d'apporter les modifications suivantes au calcul des coûts additionnels de transition par rapport au projet de méthodologie tarifaire 2024-2028 :

1. L'impact des véhicules électriques sur la pointe de charge du réseau a été revu à la hausse.
2. Le nombre de pompes à chaleur a été revu à la hausse.
3. Les pourcentages d'évolution structurelle des coûts d'investissement et des OPEX ne sont plus pris en compte dans le calcul des coûts additionnels d'extension de réseau.
4. Les coûts opérationnels relatifs au comptage ne sont plus pris en compte dans le calcul des coûts additionnels d'extension de réseau.
5. Les coûts additionnels liés au déploiement des compteurs communicants électricité ne sont plus intégrés dans les coûts additionnels de transition mais feront l'objet d'une approbation par la CWaPE lors de l'approbation du revenu autorisé.
6. Suppression des budgets complémentaires pour le déploiement des compteurs communicants gaz.
7. Suppression des budgets complémentaires liés à la promotion du raccordement de gaz naturel.
8. Les coûts additionnels transition des années 2025-2029 sont exprimés en valeur absolue et non plus en pourcentage (facteur d'évolution des coûts) et sont indexés sur la base de l'indice santé de façon similaire aux autres coûts contrôlables. Les coûts additionnels transition seront également indexés *ex post* sur la base de l'indice santé réel.
9. Insertion d'une disposition spécifique permettant la révision ponctuelle pendant la période régulatoire des coûts additionnels transition.
10. Non application des facteurs d'efficience aux coûts additionnels de transition.

Chacune de ces modifications est explicitée ci-après.

A. Révision à la hausse des hypothèses d'impact des véhicules électriques sur la pointe de charge du réseau

MOBIA évoque les estimations de Fluvius sur « l'impact de la voiture électrique sur le réseau » qui se chiffreraient entre 2,96 kW et 4,44 kW et « s'interroge profondément sur l'écart entre les estimations

⁷³ 29 MARS 2018. - Arrêté du Gouvernement wallon modifiant l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché du gaz, l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération et l'arrêté du Gouvernement wallon du 23 décembre 2010 relatif aux certificats et labels de garantie d'origine pour les gaz issus de renouvelables

de Schwartz and Co et Fluvius ». Ces chiffres ne semblent pas pertinents quand on sait que la recharge d'un PHEV nécessite une borne de l'ordre de 3 kW et un BEV un borne entre 3 et 7 kW. Ces chiffres sont d'ailleurs très supérieurs aux chiffres les plus élevés de l'étude Synergrid qui dans son scénario haut estime l'impact à 2,07 kW / BEV et 1,04 kW/PHEV (voir tableau suivant), chiffres que la CWaPE considère d'ailleurs très surévalués, tout comme ELIA dans ses deux dernières études sur le sujet.

TABLEAU 45 IMPACT MOYEN D'UN VE SUR LA POINTE DU RÉSEAU SELON L'ÉTUDE SYNERGRID

Type de VE – Scénario	Impact moyen sur la pointe du réseau (kW/VE)
BEV - scénario HIGH	2,07
BEV - scénario LOW	0,71
BEV - scénario FLEX	1,04
PHEV - scénario HIGH	1,04
PHEV - scénario LOW	0,36
PHEV - scénario FLEX	0,52

MOBIA indique ensuite : « Schwartz & Co estime que l'impact sur le réseau sera mitigé par la recharge étalée dans l'espace et dans le temps. Aujourd'hui, il n'existe aucun mécanisme incitatif en Wallonie pour étaler la recharge et aucun mécanisme n'est prévu. Nous nous interrogeons donc sur cette hypothèse, les paramètres utilisés et sur les conclusions qui en découlent. MOBIA estime que la capacité d'étaler sa recharge dans l'espace et dans le temps est une capacité théorique, qui ne tient pas compte des besoins et des comportements humains et des contraintes au quotidien. En réalité, nous prévoyons que la capacité d'étaler sa recharge sera nettement inférieure ».

La CWaPE envisage de mettre en place à partir de 2026, un mécanisme incitatif en Wallonie pour déplacer la charge induite par les véhicules électriques en dehors de la période de pointe. Il s'agira d'un mécanisme de type « V1G » pour reprendre la terminologie utilisée par ELIA dans son étude adequacy 2021, qui s'appuie sur l'étude d'ELIA focalisée sur la mobilité électrique intitulée « Accelerating to net-zero: redefining energy and mobility » (voir figure suivante).

Type de recharge selon l'étude Adequacy d'ELIA de 2021 (p. 47)

The hourly consumption profiles of electric vehicles added to the hourly total electricity consumption profiles for Belgium are based on the Elia study 'Accelerating to net-zero: redefining energy and mobility', published in November 2020 [ELI-11].

The charging profiles of EVs can be categorised into three groups:

1) **'Natural' charging:** the electric vehicle profile overlaps with the evening electricity consumption peak. No smart meter nor incentives are present to optimise the charging of the vehicle. The observed pattern is one in which people charge their EVs when needed, mostly after work. It results that it coincides with doing it at the same time as they use other electric appliances (for cooking, entertainment, etc.);

2) **'Optimised charging' V1G:** electric vehicles are combined with unidirectional smart charging technology (without the possibility of injections into the network) to optimise charging during off-peak periods;

3) **'Vehicle-to-Grid' V2G:** electric vehicles are combined with bidirectional smart charging technology to optimise their charging during off-peak periods but also to use the unused battery capacity to store energy and inject it back to the grid. This type of charging behavior was modelled as an additional battery that can be used by the system. This is further elaborated in Section 3.3.4.4.

The EV profile used in the 'CENTRAL' scenario is a combination of the 'natural' and 'V1G' charging profiles. The share between 'natural' and 'V1G' profiles is assumed to evolve over time. Up to 2025, it is assumed that a limited number of EVs will have their consumption optimised during the day, given the limited availability of smart meters and contracts. After 2025, with the expected increase of the sales and smart meters/contracts, the share of 'V1G' was assumed to further grow. This evolution over time is illustrated in Figure 3-8.

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ

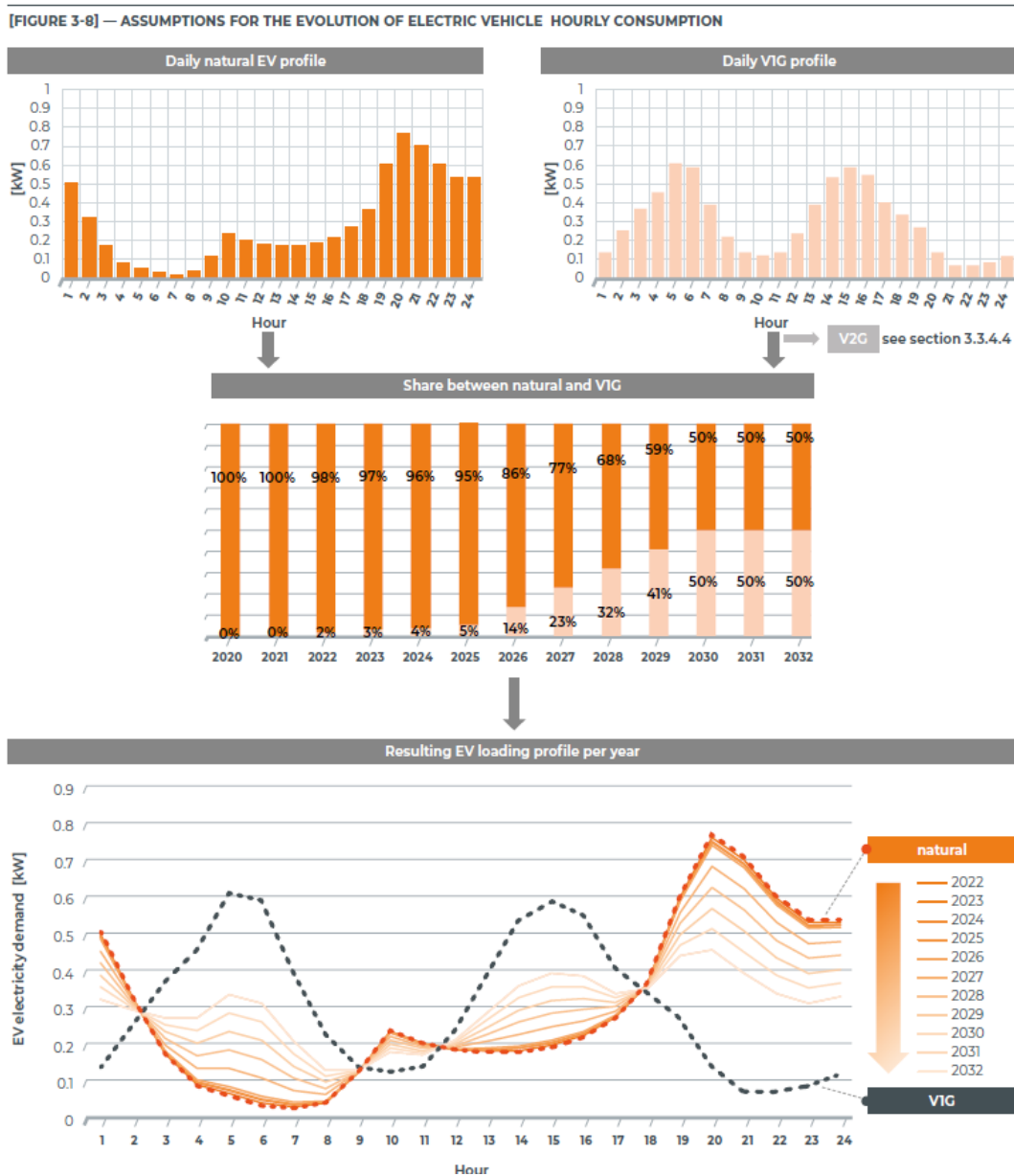
Chapitre 2 – Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé

Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété ex ante

Dans cette étude ELIA distingue la charge naturelle (*Natural charging*) caractérisée par le fait que l'utilisateur n'a aucune incitation à ne pas charger son VE pendant la période de pointe vers 19h, de la charge optimisée dite V1G (*Optimized charging V1G*) caractérisée par le fait que l'utilisateur est incité par un moyen unidirectionnel (typiquement des tarifs Time Of Use avec une plage horaire plus chère aux heures de pointe) à charger son véhicule en dehors des périodes de pointe.

ELIA considère dans son étude Adequacy 2021 (voir figure suivante) qu'en moyenne chaque VE ayant recours à la charge naturelle induit une puissance moyenne à la pointe de 19h de 0,6 kW et une puissance maximale de 0,8 kW à 20h. Même sans aucun moyen de flexibilité, les chiffres cités par MOBIA, les scénarios HIGH et FLEX de l'étude Synergrid mis en avant par ORES et RESA, et l'hypothèse de RESA dans son plan industriel 2050 (2 kW/VE) semblent incohérents avec les estimations d'Elia.

GRAPHIQUE 9 NOMBRE DE VE DÉPLOYÉS SELON LES SCÉNARIOS DE L'ÉTUDE ADEQUACY 2021 D'ELIA (P. 47)



L'étude d'ELIA montre également qu'avec une recharge V1G, l'impact sur la pointe de 19h00 est inférieur à 0,3 kW/VE et se situe à environ 0,28 kW/VE en totale cohérence avec l'hypothèse faite dans

le scénario de référence Schwartz and Co (0,3 kW/BEV, 0,15 kW/PHEV, conduisant en moyenne à 0,27 kW/VE).

ORES ne partage pas l'hypothèse selon laquelle la mise en œuvre de tarifs incitant fortement les URD à charger leur véhicule à la maison, au-delà de 21h ou 22h, permettra de limiter à 5% les chargements à domicile pendant les heures critiques (pointe du soir). ORES prétend que cette hypothèse n'est pas justifiée et pas justifiable mais n'apporte pas de contre-arguments concrets à l'encontre de cette hypothèse. Pour autant, la CWaPE considère cette hypothèse réaliste, tenant compte du ratio entre le nombre de véhicules électriques sur le marché et le nombre total d'URD (maximum un URD sur 3 seulement disposera d'un véhicule électrique en 2029), du fait que tous les véhicules ne chargent pas systématiquement et simultanément à domicile (recharge chez l'employeur ou sur borne partagée ou publique d'une part, recharge échelonnée sur 24h d'autre part), et qu'une partie d'entre eux n'aura aucune difficulté à différer la charge à un moment où le tarif sera plus attractif, du fait qu'il ne sera pas nécessaire chaque jour à chaque utilisateur de recharger complètement le véhicule (autonomie max) et que par conséquent quelques heures la nuit devraient suffire. ORES considère également que l'approche globale adoptée par la CWaPE de détermination des investissements additionnels liés à l'évolution de la pointe à partir de la pointe synchrone de l'ensemble du réseau n'est pas adéquate car, selon ORES, cette approche sous-estime fortement l'impact des prélèvements sur les infrastructures locales. La CWaPE relève cependant qu'ORES n'est pas en mesure de procéder à une planification précise des investissements destinés à répondre spécifiquement à ces problèmes locaux.

D'une part ORES reconnaît (annexe 6 de la réaction du 31 août 2022 à la concertation) ne pas pouvoir mener une approche locale et devoir se baser également sur des extrapolations : *« ORES ne dispose pas à ce jour de la capacité de réaliser des études spécifiques sur l'ensemble de ses réseaux BT (pour tous les circuits BT) ni même sur ces zones prioritaires. Cet état de fait tient tout autant de la digitalisation très incomplète des circuits BT (il n'y a pas de « digital twin » en BT contrairement à la HT) que d'une connaissance statistique très partielle du comportement actuel des clients qui y sont raccordés (ORES a les SLP mais elles sont valables au niveau régional ou national (pas au niveau du circuit BT) et la pénétration des compteurs communicants est insuffisante et biaisée (car fonction de critères imposés par le décret et non pas techniques) pour l'affiner. L'objectif d'ORES est bien de pouvoir réaliser ces études spécifiques sur l'ensemble du territoire dans les prochaines années et différents outils et méthodes sont actuellement en cours d'évaluation ».*

La CWaPE constate d'une part qu'ORES base son analyse sur l'extrapolation de simulations statistiques au départ d'un échantillon très restreint de cabines, 100 sur un total de 21 080 soit moins de 0,5% (annexe 6, p.11 et 22-26), sur l'analyse des plaintes (annexe 6, p.15), ainsi que sur une approche globale (annexe 6 pp. 16-21).

D'autre part, dans ses plans d'adaptation successifs introduits jusque 2022, ORES a principalement eu recours à des enveloppes globales « non nominatives », c'est-à-dire non dédiées à des problèmes identifiés : celles-ci recouvrent 98 à 99% des projets d'investissements, ce qui signifie qu'ORES n'anticipe une gestion locale que pour 1 à 2% de son budget. En outre, cette gestion locale ne concerne pas la gestion des surtensions, aucun investissement n'étant mentionné par ORES dans ses plans, avec pour motivation « E.1.2.4 Petits producteurs de moins de 10 kVA » ou encore « E.1.3 Problèmes de congestion », et seule une petite enveloppe non nominative de 0,8% du montant total d'investissement envisagé est allouée au poste « E1.4. Problème de qualité de l'onde de tension », lequel ne concerne pas uniquement les congestions.

Ces éléments montrent que le GRD n'a lui-même pas d'autre pratique que d'appliquer une méthode estimative globale et que, de surcroît, la gestion des congestions liées à des installations photovoltaïques n'a pas semblé particulièrement préoccupante.

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ

Chapitre 2 – Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé

Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété ex ante

Considérant que la tarification incitant les URD à recharger leur véhicule électrique en dehors des heures de pointe ne sera effective en Wallonie qu'à partir de 2026 (au lieu de 2024 comme prévu dans le projet de méthodologie tarifaire 2024-2028) ;

Considérant que les hypothèses du scénario haut de Schwartz and Co sont cohérentes avec les chiffres du scénario LOW de Synergrid ;

Considérant que l'hypothèse de foisonnement des rechargements des véhicules électriques de 5% reste plausible et cohérente ;

Considérant que l'approche basée sur la pointe synchrone globale du réseau est une approche raisonnable étant donné l'impossibilité dans le chef des GRD de disposer d'informations locales précises ;

La CWaPE a décidé de revoir à la hausse les hypothèses d'impact des VE sur la pointe du réseau et de retenir les hypothèses du scénario haut de Schwartz and Co à savoir :

TABLEAU 46 CONTRIBUTION DES VÉHICULES ÉLECTRIQUES À LA POINTE DE CHARGE

Contribution des VE à la pointe de charge	2025	2026	2027	2028	2029
Contribution moyenne à la pointe par BEV (kW/BEV)	0,75	0,73	0,72	0,71	0,71
Contribution moyenne à la pointe par PHEV (kW/PHEV)	0,37	0,37	0,36	0,36	0,36

L'hypothèse à présent retenue par la CWaPE est cohérente, raisonnable et suffisamment justifiée.

La CWaPE note par ailleurs que la contribution de la recharge de VE à la pointe prise en compte dans le calcul des coûts additionnels de transition est deux fois plus élevée que l'impact estimé par Elia dans son scénario central de l'étude «*Adequacy and flexibility study for Belgium 2020-2030*».

La révision de l'hypothèse de contribution des VE sur la pointe entraîne le fait que l'estimation de la pointe totale du réseau et de la pointe BT du réseau d'ORES et RESA est très proche de la pointe estimée dans le scénario haut de Schwartz and Co. Aussi, pour estimer les coûts additionnels liés à l'évolution de la pointe, Schwartz and Co a utilisé les investissements chiffrés par ORES et RESA pour faire face à l'augmentation de la pointe dans le cadre du scénario haut de Schwartz and Co alors qu'il avait utilisé les investissements chiffrés par ORES et RESA dans le cadre du scénario de référence lors du calcul des coûts additionnels repris dans le projet de méthodologie tarifaire 2024-2028.

Si la contribution des rechargements des véhicules électriques à la pointe du réseau devait être largement supérieure aux estimations prévues et que cela engendrait une augmentation de la pointe supérieure à celle envisagée, les GRD ont la possibilité de recourir à l'article 60, § 1^{er}, 6°, de la méthodologie tarifaire 2025-2029 pour demander une révision à la hausse des coûts additionnels liés à l'évolution de la pointe.

B. Révision à la hausse du nombre de Pompes à Chaleur (PAC)

En ce qui concerne les hypothèses du nombre de pompes à chaleur, les GRD ne fournissent pas de scénario alternatif au scénario de référence de Schwartz and Co, qui reprend les projections fournies par les 5 GRD.

ORES indique en particulier dans son annexe 6 :

- « *L'effet des pompes à chaleur, bien que faisant partie des différents scénarios d'atteinte de la neutralité carbone en 2050, ne sera pas couvert ici car son impact est encore relativement marginal à l'horizon 2028 voire 2030.* » ;

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ

Chapitre 2 – Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé

Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété ex ante

- *« Il est à noter que pour ce qui est des pompes à chaleur, les informations de base sont moins répandues. Il en résulte une difficulté pour appréhender cet usage. À part pour les nouveaux lotissements et pour les nouvelles constructions où cette technologie s'impose déjà, comme le présente CLIMACT dans son étude, la transition énergétique sur le besoin en chauffage sera décalée par rapport à celle de la mobilité. ORES restera bien entendu attentive, mais sur cette base il semble qu'elle dispose d'un peu plus de temps. »*

Dans son plan industriel 2050, RESA n'indique pas quelles hypothèses le GRD a utilisé pour le nombre de PAC d'ici 2028 et se contente d'indiquer : « ~500 000 logements rénovés avec système de chauffage décarboné » (cf. tableau page 9).

Dans sa publication « Bilan énergétique de la Wallonie 2020 », l'ICEDD indique que le nombre de PAC (hors PAC ECS) en service en Région Wallonne à fin 2020 s'élève à 32 691.

Le scénario de référence S&Co utilisé dans le projet de méthodologie tarifaire estimait que le nombre de PAC en Région Wallonne à fin 2020 s'élevait à 20.158.

Comme expliqué dans le rapport « calcul des coûts additionnels prévisionnels des GRD wallons sur la période 2025-2029 relatifs à l'extension du réseau électrique et gaz et à l'évolution de la pointe sur le réseau électrique » (Annexe B au présent document), au regard de cette différence non négligeable de nombre de PAC pour l'année 2020, la CWaPE a décidé de revoir à la hausse le nombre de PAC pour les années 2020 à 2029 selon les principes suivants :

- La différence de 12 505 PAC résidentielles entre la publication de l'ICEDD et le scénario de référence de Schwartz and Co est répartie entre les GRD au prorata du nombre d'EAN (actifs + inactifs) des GRD au 31 décembre 2020.
- La différence de 28 PAC non-résidentielles entre la publication de l'ICEDD et le scénario de référence de Schwartz and Co est affecté en totalité à RESA étant donné que RESA est le seul GRD à avoir indiqué avoir des PAC non-résidentielles et que ce petit nombre n'a qu'un impact marginal sur la pointe.
- Le nombre de PAC additionnelles affecté à chaque GRD dans les conditions définies précédemment est ajouté au nombre de PAC pour l'année 2020 tel que retenu dans le scénario de référence de Schwartz and Co.
- Le nombre de PAC pour les années 2021 à 2029 est également augmenté du même nombre de PAC additionnel, de telle sorte que la différence interannuelle de nombre de PAC reste inchangée par rapport à la trajectoire du scénario de référence de Schwartz and Co.

Le tableau ci-dessous présente le nombre de PAC avant ajustement et après ajustement en tenant compte des données du rapport de l'ICEDD.

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ
 Chapitre 2 – Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé
 Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété ex ante

TABLEAU 47 COMPARAISON DES COURBES DE DÉVELOPPEMENT DU NOMBRE DE PAC EN WALLONIE POUR LES ANNÉES 2020 À 2029

Nb de PAC total en Wallonie	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Nb de PAC avant ajustement	20 158	23 579	27 044	30 554	34 116	37 730	41 403	45 137	48 935	53 612
Nb de PAC ajusté en prenant compte du rapport de l'ICEDD	32 691	36 112	39 577	43 087	46 649	50 263	53 936	57 670	61 468	66 145
Différence	12 533	12 533	12 533	12 533	12 533	12 533	12 533	12 533	12 533	12 533

Source : rapport « calcul des coûts additionnels prévisionnels des GRD wallons sur la période 2025-2029 relatifs à l'extension du réseau électrique et gaz et à l'évolution de la pointe sur le réseau électrique » de S&Co du 31 mars 2023

Il est à noter qu'en extrapolant le chiffre de 66 145 PAC en 2029 à la CŒuvre entière, en utilisant une clé relative à la population représentée par la Wallonie par rapport à la population totale en CŒuvre (31,8 %), on obtient plus de 208 000 PAC à la maille belge en 2029, à comparer à environ 168 000 PAC en CŒuvre en 2030 dans le scénario haut (WAM) de l'étude ELIA Adequacy de 2021.

Enfin, la CwaPE souligne qu'il ressort de l'analyse de sensibilité réalisée par Schwartz and Co dans son étude (annexe B du présent document) qu'une variation à la hausse du nombre de PAC de 20% par rapport aux estimations initiales impacteraient de seulement 2% le montant des coûts additionnels totaux (pour tous les GRD) des années 2025-2029. Il s'ensuit qu'une éventuelle variation entre les projections retenues et les données réelles qui seront constatées à l'avenir ne devrait avoir qu'un effet mesuré.

Par conséquent, l'hypothèse à présent retenue par la CwaPE est cohérente, raisonnable et suffisamment justifiée.

Néanmoins, si le nombre de PAC raccordées sur le réseau de distribution en Région wallonne devait être largement supérieur au nombre estimé dans le calcul des coûts additionnels transition et que cela engendrait une augmentation de la pointe supérieure à celle envisagée, les GRD ont la possibilité de recourir à l'article 60, § 1^{er}, 6°, de la présente méthodologie tarifaire 2025-2029 pour demander une révision à la hausse des coûts additionnels liés à l'évolution de la pointe.

C. Les pourcentages d'évolution structurelle des coûts d'investissement et des OPEX ne sont plus pris en compte dans le calcul des coûts additionnels d'extension de réseau

Dans les questionnaires transmis aux GRD le 20 avril 2020, Schwartz and Co avait demandé aux GRD si ces derniers identifiaient des raisons structurelles (hors amélioration de l'efficacité et hors inflation) qui seraient susceptibles de faire évoluer, à la hausse ou à la baisse entre 2019 et 2024, leurs coûts d'investissement de pose de nouveaux raccordements, leurs coûts d'investissement de pose de lignes, de câbles, de postes et cabines, de compteurs et d'équipement de contrôle, de pose de raccordements d'UPD ainsi que leurs charges d'exploitation unitaires liées aux raccordements, aux investissements réseau, aux raccordements d'UPD.

L'AIEG, l'AIESH et le REW n'avaient pas communiqué d'estimation d'évolution de leurs coûts pour raisons structurelles.

RESA n'avait pas communiqué d'estimation d'évolution des coûts pour raisons structurelles pour les investissements et charges d'exploitation liées aux raccordements d'UPD ni pour ses coûts

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ

Chapitre 2 – Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé

Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété ex ante

d'investissement réseau et de raccordements réseau. RESA avait par contre estimé que ses charges d'exploitation liées aux raccordements électricité évolueraient comme suit entre 2019 et 2024 :

TABLEAU 48 ÉVOLUTION POUR RAISONS STRUCTURELLES ENTRE 2019 ET 2024 (Q7)

Évolution pour raisons structurelles entre 2019 et 2024 (Q7)		Evolution en %					Evolution cumulée
Type		2019	2020	2021	2022	2023	
BT	Coût d'investissement unitaire						
	Charges d'exploitation unitaires		10%	3,70%	1,20%	1,50%	17,2%
T-BT	Coût d'investissement unitaire						
	Charges d'exploitation unitaires		10%	1%	0%	1%	12,4%
MT	Coût d'investissement unitaire						
	Charges d'exploitation unitaires		10%	2%	0%	1%	12,5%
T-MT	Coût d'investissement unitaire						
	Charges d'exploitation unitaires		10%	1%	3%	3%	17,9%

RESA avait estimé que ses charges d'exploitation liées aux investissements réseau électricité évolueraient comme suit entre 2019 et 2024 :

TABLEAU 49 ÉVOLUTION POUR RAISONS STRUCTURELLES ENTRE 2019 ET 2024 (Q13)

Évolution pour raisons structurelles entre 2019 et 2024 (Q13)		Evolution en %					Evolution cumulée
Type		2019	2020	2021	2022	2023	
Câbles	Coût d'investissement unitaire						
	Charges d'exploitation unitaires		14,8%	11,6%	2,5%	0,4%	31,8%
Lignes	Coût d'investissement unitaire						
	Charges d'exploitation unitaires		14,8%	11,6%	2,5%	0,4%	31,8%
Postes et cabines	Coût d'investissement unitaire						
	Charges d'exploitation unitaires		1,9%	-9,6%	0,1%	0,3%	-7,5%
Comptage	Coût d'investissement unitaire						
	Charges d'exploitation unitaires		-	-	-	-	
Contrôle / transmission	Coût d'investissement unitaire						
	Charges d'exploitation unitaires		24,90%	2,00%	1,30%	1,30%	30,7%

RESA avait estimé que ses coûts d'investissement et ses charges d'exploitation liées aux raccordements gaz évolueraient comme suit entre 2019 et 2024 :

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ
Chapitre 2 – Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé
Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété ex ante

TABLEAU 50 ÉVOLUTION POUR RAISONS STRUCTURELLES ENTRE 2019 ET 2024 (Q6)

Évolution pour raisons structurelles entre 2019 et 2024 (Q6)		Evolution en %				
	Type	2019	2020	2021	2022	2023
BP	Coût d'investissement unitaire		-4,1%	-1,2%	-0,8%	0,5%
	Charges d'exploitation unitaires		16,9%	1,9%	-0,6%	0,7%
MP	Coût d'investissement unitaire					
	Charges d'exploitation unitaires		16,9%	2,0%	-1,2%	0,5%

RESA avait estimé que ses coûts d'investissement et ses charges d'exploitation liées aux investissements réseau gaz évolueraient comme suit entre 2019 et 2024 :

TABLEAU 51 ÉVOLUTION POUR RAISONS STRUCTURELLES ENTRE 2019 ET 2024 (Q12)

Évolution pour raisons structurelles entre 2019 et 2024 (Q12)		Evolution en %				
	Type	2019	2020	2021	2022	2023
Conduites	Coût d'investissement unitaire		3,2%	-5,4%	14,5%	-9,0%
	Charges d'exploitation unitaires (Gestion)		9,7%	3,0%	1,2%	1,1%
	Charges d'exploitation unitaires (Maintenance)		29,2%	4,1%	-0,6%	1,1%
Cabines / stations	Coût d'investissement unitaire		6,7%	-10,9%	-6,6%	15,3%
	Charges d'exploitation unitaires		28,0%	1,4%	-1,4%	0,0%
Comptage	Coût d'investissement unitaire		8,6%	2,5%	0,3%	-0,2%
	Charges d'exploitation unitaires		28,0%	5,2%	0,0%	4,4%
Contrôle / transmission	Coût d'investissement unitaire		242,1%	-8,4%	-0,6%	-0,6%
	Charges d'exploitation unitaires		0,1%	1,9%	1,1%	1,1%

RESA justifiait la forte augmentation des charges d'exploitation entre 2019 et 2020 par le fait qu'ils avaient des coûts inférieurs en 2019 liés à un sous-effectif avant le carve-out et les autres évolutions par différentes évolutions potentielles des législations européennes/fédérales/régionales, l'évolution des prix des marchés d'achat de matériel, la réorganisation des tournées pour la réalisation des devis de raccordement, l'harmonisation des tarifs de raccordement, la réorganisation de RESA en 2020, etc. mais sans chiffrer de façon précise l'impact de ces évolutions sur les charges d'exploitation.

ORES n'avait pas communiqué d'estimation d'évolution des coûts pour raisons structurelles pour les investissements et charges d'exploitation liées aux raccordements d'UPD.

ORES avait estimé que ses coûts d'investissement et ses charges d'exploitation liées aux raccordements électricité évolueraient comme suit entre 2019 et 2024 :

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ
 Chapitre 2 – Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé
 Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété ex ante

TABLEAU 52 ÉVOLUTION POUR RAISONS STRUCTURELLES ENTRE 2019 ET 2024 (Q7)

Évolution pour raisons structurelles entre 2019 et 2024 (Q7)			
	Type	Evolution en %	Evolution cumulée (2019-2024) en %
BT	Coût d'investissement unitaire		
	Charges d'exploitation unitaires	2,5%/an	13,14%
T-BT	Coût d'investissement unitaire	2,2%-3,1%	13,97%
	Charges d'exploitation unitaires	2,5%/an	13,14%
MT	Coût d'investissement unitaire	2,2%-3,6%	13,97%
	Charges d'exploitation unitaires	2,5%/an	13,14%
T-MT	Coût d'investissement unitaire	2,2%-3,6%	13,97%
	Charges d'exploitation unitaires	2,5%/an	13,14%

ORES avait estimé que ses coûts d'investissement et ses charges d'exploitation liés aux investissements réseau électricité évolueraient comme suit entre 2019 et 2024 :

TABLEAU 53 ÉVOLUTION POUR RAISONS STRUCTURELLES ENTRE 2019 ET 2024 (Q13)

Évolution pour raisons structurelles entre 2019 et 2024 (Q13)			
	Type	Evolution en %	Evolution cumulée en %
Câbles	Coût d'investissement unitaire	10%	10,00%
	Charges d'exploitation unitaires	2,5%/an	13,14%
Lignes	Coût d'investissement unitaire		
	Charges d'exploitation unitaires	2,5%/an	13,14%
Postes et cabines	Coût d'investissement unitaire		
	Charges d'exploitation unitaires	2,5%/an	13,14%
Comptage	Coût d'investissement unitaire	2,2-3,1%	13,97%
	Charges d'exploitation unitaires	2,5%/an	13,14%
Contrôle / transmission	Coût d'investissement unitaire		
	Charges d'exploitation unitaires	2,5%/an	13,14%

ORES avait estimé que ses coûts d'investissement et ses charges d'exploitation liées aux raccordements gaz évolueraient comme suit entre 2019 et 2024 :

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ
 Chapitre 2 – Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé
 Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété ex ante

TABLEAU 54 ÉVOLUTION POUR RAISONS STRUCTURELLES ENTRE 2019 ET 2024 (Q6)

Évolution pour raisons structurelles entre 2019 et 2024 (Q6)		
	Type	Evolution en %
BP	Coût d'investissement unitaire	2,20%
	Charges d'exploitation unitaires	10%
MP	Coût d'investissement unitaire	2,20%
	Charges d'exploitation unitaires	10%

ORES avait estimé que ses coûts d'investissement et ses charges d'exploitation liés aux investissements réseau gaz évolueraient comme suit entre 2019 et 2024 :

TABLEAU 55 ÉVOLUTION POUR RAISONS STRUCTURELLES ENTRE 2019 ET 2024 (Q12)

Évolution pour raisons structurelles entre 2019 et 2024 (Q12)		
	Type	Evolution en %
Conduites	Coût d'investissement unitaire	10%
	Charges d'exploitation unitaires	10%
Cabines / stations	Coût d'investissement unitaire	25%
	Charges d'exploitation unitaires	10%
Comptage	Coût d'investissement unitaire	0%
	Charges d'exploitation unitaires	10%
Contrôle / transmission	Coût d'investissement unitaire	0%
	Charges d'exploitation unitaires	10%

ORES justifiait ces évolutions par l'observation historique des évolutions des prix des matières, des prix des entrepreneurs, l'évolution des coûts salariaux du personnel d'ORES, l'effet de l'arrêté du Gouvernement Wallon « Terres Excavées », l'effet du décret « impétrants », etc.

Les justifications d'évolution des coûts pour raisons structurelles invoquées par ORES et RESA sont majoritairement semblables aux raisons invoquées par ces GRD pour demander une majoration de l'indice santé. ORES et RESA font en effet référence aux augmentations salariales, aux augmentations des coûts des matériaux, des coûts d'entrepreneur, etc.

Les autres motifs plus spécifiques invoqués par les GRD comme « l'effet carve-out » chez RESA, la réorganisation des tournées pour la réalisation des devis de raccordement, la réorganisation de RESA, l'effet de l'AGW « Terres excavées », l'effet du décret « impétrants », ne sont pas identifiés distinctement des autres effets (augmentations salariales, coûts des matières, etc).

En outre, certaines justifications comme « les différentes évolutions potentielles des législations européennes/fédérales/régionales » sont vagues et imprécises.

Comme expliqué au point 2.1.3.3 du présent document, la CwaPE a décidé de ne pas majorer l'indice santé utilisé comme paramètre d'indexation des coûts contrôlables.

N'étant pas en mesure d'isoler ces éléments des autres éléments « spécifiques » invoqués par les GRD, la CwaPE a décidé de corriger l'incohérence constatée entre les hypothèses de calcul des coûts additionnels de transition et les hypothèses de calcul des autres coûts contrôlables en supprimant les évolutions des coûts unitaires pour des raisons structurelles reprises dans le calcul initial des coûts additionnels de transition.

L'hypothèse à présent retenue par la CwaPE est cohérente, raisonnable et suffisamment justifiée.

D. Les coûts opérationnels relatifs au comptage ne sont plus pris en compte dans le calcul des coûts additionnels d'extension de réseau

Les coûts opérationnels relatifs au comptage regroupaient les coûts de maintenance et de gestion des nouveaux compteurs.

Le nombre de nouveaux compteurs utilisé provenait des Business Case smart metering des GRD. Ces derniers n'ont pas été mis à jour. La CwaPE et S&Co ne disposaient dès lors plus de l'information nécessaire pour calculer ces coûts.

En outre, les coûts opérationnels relatifs à la maintenance et la gestion des nouveaux compteurs étaient peu significatifs pour la majorité des GRD.

Enfin, étant donné que depuis le 1^{er} janvier 2023, tous les nouveaux compteurs électricité placés chez les URD basse tension < 56 kVA sont des compteurs communicants, les coûts opérationnels relatifs à ces compteurs devraient en principe être intégrés dans les charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants électricité qui seront proposées par les GRD en octobre 2023.

Au vu de ces éléments, il est raisonnable et justifié que les coûts opérationnels relatifs au comptage ne soient plus pris en compte dans le calcul des coûts additionnels d'extension de réseau.

E. Les coûts additionnels liés au déploiement des compteurs communicants électricité ne sont plus intégrés dans les coûts additionnels de transition mais feront l'objet d'une approbation par la CwaPE lors de l'approbation du Revenu Autorisé

Contrairement à ce qui était initialement proposé dans le projet de méthodologie tarifaire 2024-2028 du 31 mai 2022, les coûts additionnels liés au déploiement des compteurs communicants électricité ne sont plus intégrés dans les coûts additionnels de transition mais feront l'objet d'une approbation par la CwaPE lors de l'approbation du revenu autorisé.

Il est en effet ressorti des échanges tenus avec les GRD lors de la concertation que plusieurs hypothèses des *Business Cases* de déploiement des compteurs communicants ayant été initialement pris en compte devaient être revues ou corrigés, notamment à la suite des modifications suivantes de l'article 35 du décret électricité, intervenues le 5 mai 2022 :

- insertion d'une disposition qui prévoit que, à partir du 1^{er} janvier 2024, l'installation et l'activation de la fonction communicante d'un compteur communicant a lieu systématiquement lorsque l'utilisateur du réseau acquiert une nouvelle installation de production d'électricité d'une puissance égale ou inférieure à dix KVA, à moins que cela soit techniquement impossible ou non économiquement raisonnable ou en cas de refus ;
- suppression de la référence à la puissance de l'installation de production d'électricité. Les GRD doivent, pour le 31 décembre 2029 au plus tard avoir installé des compteurs communicants chez 80% des URD qui disposent d'une installation de production d'électricité quelle que soit la puissance de l'installation.

Ces modifications décrétales impliquent en effet la nécessité de réviser le nombre de compteurs communicants à installer à l'horizon 2029 dans les plans de déploiement des GRD.

Afin, d'une part, de laisser suffisamment de temps aux GRD pour réviser leur plan de déploiement et leur budget et, d'autre part, de permettre à la CwaPE de réaliser l'analyse et le contrôle adéquat de ces budgets, la CwaPE a dès lors décidé que l'approbation des budgets de déploiement des compteurs communicants serait réalisée lors de l'approbation du revenu autorisé 2025-2029.

La formule de calcul du montant maximal des budgets des années 2025 à 2029 des charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations a été modifiée en conséquence. Cette modification est justifiée et raisonnable.

La CwaPE a par ailleurs ajouté dans la méthodologie tarifaire 2025-2029 les dispositions encadrant la détermination des coûts additionnels liés au déploiement des compteurs communicants et a également prévu un template pour l'introduction de ces coûts (annexe 10 au modèle de rapport ex-ante Revenu Autorisé) de façon à uniformiser les pratiques des différents GRD.

F. Suppression des budgets complémentaires pour le déploiement des compteurs communicants gaz

La CwaPE relève qu'aucun décret relatif au déploiement des compteurs communicants gaz n'a été adopté et aucun projet de décret n'a été soumis pour avis à la CwaPE alors que le décret relatif au déploiement des compteurs communicants électricité a été adopté en juillet 2018. La CwaPE considère cette absence de décret comme une indication que le législateur n'a pas la volonté d'encourager/développer l'installation des compteurs communicants gaz à court ou moyen terme.

Cet état de fait est confirmé par le PACE 2030 adopté en mars 2023 qui n'aborde pas la question du déploiement des compteurs communicants gaz.

Le compteur communicant gaz n'a donc d'intérêt qu'en ce qu'il constitue un moyen pour les GRD gaz de prévoir une solution de prépaiement pour les clients en défaut de paiement. Il s'agit là d'un changement de technologie pour répondre à une mission déjà existante, qui ne nécessite donc pas l'octroi d'un budget spécifique distinct de l'enveloppe BAU. Les GRD n'ont à ce jour, pas pu démontrer que le compteur communicant gaz apportait un avantage supplémentaire aux clients par rapport au compteur à budget.

Sur la base de ces différents éléments, la CwaPE a décidé de ne plus octroyer de budget complémentaire pour le déploiement des compteurs communicants gaz. Au de ces éléments, cette adaptation est raisonnable et justifiée.

G. Suppression des budgets complémentaires liés à la promotion du raccordement de gaz naturel

CANOPEA (anciennement IEW) estime que le réseau de distribution de gaz risque de devenir un *stranded asset* dans les prochaines années à la suite de la diminution des consommations de gaz provenant :

- de la décarbonisation qui nécessite une baisse massive des consommations de gaz fossile amenant à un phase out définitif d'ici 20-30 ans ;
- de l'électrification des besoins énergétiques et de l'amélioration de l'isolation thermique des bâtiments ;
- de la limitation de l'offre de gaz vert disponible (hydrogène entièrement renouvelable ou biométhane durable)

CANOPEA suggère que la CwaPE réalise une estimation des besoins en réseau de distribution de gaz à différents horizons de temps afin de permettre :

- de définir les modalités de calcul d'un amortissement exceptionnel des réseaux gaz qui reposerait sur un scénario d'utilisation du réseau de distribution de gaz crédible et aligné avec les objectifs régionaux, telle la stratégie de rénovation de long terme du bâtiment ;
- une évaluation de l'impact de la baisse d'utilisation du réseau de gaz sur les tarifs de distribution.

ENERGIE COMMUNE partage les constats de CANOPEA et estime que la CwaPE, à travers la méthodologie tarifaire, devrait rendre le gaz naturel le moins concurrentiel possible par rapport à l'électricité, mais aussi au gaz renouvelable.

Le PACE 2030 de mars 2023 prévoit la sortie des énergies fossiles (mazout et puis gaz non-renouvelable) à l'horizon 2050. Le Gouvernement wallon prévoit de mettre en place une sortie du gaz fossile assortie d'une vision sur les usages futurs des réseaux de distribution et sur le développement des nouveaux vecteurs, qui sera établie en consultation avec les parties prenantes pour le 30 juin 2023.

Le PACE 2030 de mars 2023 prévoit que :

« L'établissement de cette stratégie et du calendrier de sortie du gaz visera au maintien du réseau de gaz existant, et à des extensions ponctuelles là où ça a du sens, en distinguant en particulier :

- *Les zones densément peuplées, où le réseau de gaz doit être maintenu le temps que les alternatives se développent (PAC et réseaux de chaleur). Le calendrier de sortie du gaz naturel à définir doit étudier ces alternatives et identifier les zones/catégories où la sortie du gaz naturel est d'ores et déjà possible.*
- *Les zones moins peuplées, où les solutions non liées au réseau seront privilégiées ; celles-ci devant être pensées « sur mesure » selon les contraintes et opportunités spécifiques du lieu (par ex : réseaux de chaleur locaux autour d'entreprises, pompes à chaleur, biomasse, biométhanisation etc.). Ces contraintes sont par ailleurs prises en considération dans le cadre de la sortie du mazout ».*

Considérant que la transition énergétique implique que les investissements seront dirigés vers une plus grande électrification des usages et une réduction de l'utilisation des énergies fossiles ;

Considérant la volonté affichée du Gouvernement wallon de s'inscrire dans la transition énergétique et de sortir des énergies fossiles ;

Considérant que les zones très densément peuplées qui ne seront pas répertoriées comme adéquates pour un shift vers l'électrique (PAC) ne sont pas encore définies et qu'une distinction des réseaux de distribution par zone serait très complexe à mettre en œuvre ;

Considérant que le PACE 2030 adopté en mars 2023 prévoit la suppression d'ici à 2025 de tous les soutiens publics aux combustibles fossiles et que les primes octroyées par les GRD pour les raccordements au gaz naturel peuvent être assimilées à un soutien public aux énergies fossiles, tant que le gaz naturel n'aura pas fait l'objet d'une substitution significative par du gaz issu de sources d'énergies renouvelables ;

La CwaPE estime que l'incitation (via des primes) au raccordement de nouveaux clients au réseau de gaz serait un mauvais signal au regard des objectifs actuels de transition énergétique. Aussi, la CwaPE a décidé d'arrêter, à partir de 2025, l'octroi de budget complémentaire aux GRD finançant les projets de promotion du gaz naturel (promogaz). Cette modification est raisonnable et justifiée.

Par conséquent, les coûts des projets « promogaz » de ORES et RESA ne font plus partie des coûts additionnels de transition au sens de la méthodologie tarifaire 2025-2029.

Si les GRD décidaient de continuer à octroyer ces primes au-delà de l'année 2025, parce qu'ils estimeraient que cela engendre un effet positif sur les coûts globaux de gestion des réseaux de gaz, ils devront procéder à des arbitrages au sein de leur enveloppe de coûts contrôlables pour dégager des moyens financiers dédiés au versement de ces primes.

- H. Les coûts additionnels transition des années 2025-2029 sont exprimés en valeur absolue et non plus en pourcentage (facteur d'évolution des coûts) et sont indexés sur base de l'indice santé de façon similaire aux autres coûts contrôlables. Les coûts additionnels transition seront également indexés ex-post sur la base de l'indice santé réel.

Dans le projet de méthodologie tarifaire 2024-2028, les coûts additionnels de l'année 2024 étaient exprimés en valeur absolue tandis que les coûts additionnels des années 2025 à 2028 étaient lissés et convertis en un pourcentage annuel intitulé « facteur d'évolution des coûts » applicable aux coûts contrôlables totaux budgétés de l'année précédente. Afin de faire apparaître de façon plus explicite les montants des coûts additionnels de transition, la CwaPE a décidé d'exprimer les coûts additionnels de transition de toutes les années de la période régulatoire en valeur absolue.

De plus, afin d'assurer une cohérence entre les différents composants des coûts contrôlables, les coûts additionnels de transition des années 2026 à 2029 sont indexés *ex ante* et *ex post* sur la base de l'indice santé. L'écart entre le budget des coûts additionnels de transition calculé *ex ante* et le budget des coûts additionnels de transition calculé *ex post* constitue un solde régulatoire.

Cette modification est raisonnable et justifiée.

- I. Insertion d'une disposition spécifique permettant la révision ponctuelle pendant la période régulatoire des coûts additionnels transition

Comme expliqué précédemment, l'objectif de la CwaPE est que les budgets des coûts contrôlables totaux des années 2025 à 2029 permettent aux GRD d'accomplir ses missions au cours de la période régulatoire en tenant compte des évolutions macro-économiques exogènes des secteurs de la distribution d'électricité et de gaz européens, belges et wallons qui influenceront le métier/l'activité/les missions des GRD wallons ceci, tout en maintenant le coût pour les URD et la collectivité à un niveau raisonnable.

La détermination des coûts additionnels de transition pris en compte dans la méthodologie tarifaire 2025-2029 repose sur un travail initié en 2020. Ces coûts additionnels de transition ont été établis principalement sur la base des informations communiquées par les GRD et sur un certain nombre d'hypothèses et de projections provenant du Gouvernement wallon (PACE 2030), d'Elia (études « *Adequacy and Flexibility* »).

Afin de pallier l'éventualité que les variables sous-jacentes aux coûts additionnels de transition telles que le nombre de véhicules électriques ou le nombre de pompes à chaleur installées sur les réseaux de distribution s'écartent significativement des valeurs retenues lors de la détermination des coûts additionnels de transition initiaux, après concertation avec les GRD, la CwaPE a décidé d'insérer une disposition dans la méthodologie tarifaire 2025-2029 permettant aux GRD de demander une révision des coûts additionnels de transition. Cet ajout répond aux demandes exprimées par certains GRD de réévaluer en cours de période régulatoire les réalisations et hypothèses de mise en œuvre de la transition énergétique.

À travers l'étude (annexe A) et l'étude (annexe B), Schwartz and Co a identifié les éléments exogènes qui ont un impact sur la pointe de réseau basse tension et la pointe de réseau globale. Ces éléments sont les suivants :

- le développement de la mobilité électrique ;
- le développement des pompes à chaleur ;
- le développement du stockage ;
- l'évolution des usages traditionnels de l'électricité ;
- l'efficacité énergétique ;
- les outils de flexibilité ;
- le développement de la production décentralisée.

Sur la base de différentes hypothèses et des données des GRD, Schwartz and Co a modélisé l'évolution de la pointe de réseau basse tension et de la pointe de réseau globale pour chaque GRD jusque 2029.

Les GRD ont ensuite estimé le coût des investissements additionnels nécessaires pour faire face à l'évolution des pointes de réseau basse tension et globale modélisées par Schwartz and Co.

Ces estimations ont été traduites par Schwartz and Co en coûts additionnels liés à l'évolution de la pointe.

La disposition insérée à l'article 60 de la méthodologie tarifaire 2025-2029, prévoit que dans la situation où, de manière cumulée :

- d'une part la variation entre la pointe de réseau basse tension réelle de l'année N et la pointe de réseau basse tension réelle de l'année N-1 est 10% supérieure ou inférieure à la variation entre la pointe de réseau basse tension prévisionnelle de l'année N et la pointe de réseau basse tension prévisionnelle de l'année N-1 ;
- d'autre part la valeur mesurée de la pointe de réseau basse tension réelle de l'année N est 10% supérieure à la valeur prévisionnelle de la pointe de réseau basse tension de l'année N ;

le GRD peut demander une révision des coûts additionnels de transition liés à l'évolution de la pointe de l'année N et des années suivantes en remplaçant la variation annuelle prévisionnelle de la pointe de réseau basse tension et la variation annuelle prévisionnelle de la pointe de réseau globale par les variations annuelles réelles de ces deux pointes de réseau.

Cette disposition permet aux GRD de demander une révision des coûts additionnels de transition si l'un ou plusieurs éléments (nombre de véhicules électriques, nombre de pompes à chaleur, impact des rechargements des véhicules électriques ou des pompes à chaleur sur la pointe de charge, etc.) impactant la pointe de réseau devai(en)t s'écarter sensiblement des prévisions réalisées par Schwartz and Co, de telle sorte que ce ou ces écarts provoquent une variation significativement plus importante de la pointe de réseau basse tension que la variation annuelle estimée par Schwartz and Co.

Cette possibilité supplémentaire de révision répond à la demande exprimée par les GRD de mettre en place des mécanismes potentiels de révision en cours de période régulatoire et complète les autres dispositions de la méthodologie tarifaire 2025-2029 qui limitent les risques à charge des gestionnaires de réseau :

- une partie importante des coûts des GRD sont considérés comme non-contrôlables ce qui signifie que les écarts entre le budget et la réalité de ces coûts sont supportés par les utilisateurs de réseau et que le GRD ne supporte ni le risque « variation des quantités » ni le risque « variation du prix » relatifs à ces catégories de coûts ;
- le GRD ne supporte aucun risque « volume » puisque l'écart entre son chiffre d'affaires budgété et son chiffre d'affaires réel est non-contrôlable ce qui signifie que le GRD a la garantie de percevoir le montant du chiffre d'affaires budgété quel que soit le volume réellement distribué sur son réseau ;
- le GRD est également couvert contre le risque « volume » pour le placement des compteurs communicants. En effet, un solde régulatoire est calculé sur la base du nombre de compteurs communicants réellement placés par le GRD. Aussi, si ce dernier place plus de compteurs que prévus initialement, il perçoit un complément de rémunération ;
- les coûts contrôlables sont réindexés *ex post* sur la base de l'indice santé réel ce qui signifie que le GRD bénéficie toujours de l'indexation réelle et ne supporte aucun risque lié à une sous-estimation de l'indice santé prévisionnel ;
- le GRD peut demander, en cours de période régulatoire, la révision de son revenu autorisé en cas de modification des obligations de service public, des tarifs de transport ou de tout autre impôt, taxe, contribution ou surcharge qui sont imposés au GRD ;
- le GRD peut demander, en cours de période régulatoire, la révision de son revenu autorisé en cas de passage à de nouveaux services ou adaptation de services existants ;
- le GRD peut demander, en cours de période régulatoire, la révision de son revenu autorisé en cas de circonstances exceptionnelles survenant entre l'approbation du revenu autorisé et la fin de la période régulatoire, indépendamment de la volonté du GRD, pour autant qu'elles impactent significativement à la hausse ou à la baisse la situation financière du GRD ; le GRD peut demander, en cours de période régulatoire, la révision de son revenu autorisé si l'application des tarifs apparaît comme disproportionnée ou discriminatoire dans le chef de certains URD.

J. La non-application du facteur d'efficience aux coûts additionnels de transition

ORES est d'avis qu'il n'est ni logique ni correct méthodologiquement d'appliquer un facteur X sur le FEC dont les coûts additionnels ne font, par définition, pas partie de la base de départ et constituent de nouveaux moyens à mettre en œuvre pour faire face à la transition énergétique de sorte que la CwaPE ne peut prendre comme prérequis que l'efficience mesurée sur l'année de départ s'y applique également.

La CwaPE a modifié la méthodologie tarifaire en ce sens.

2.1.3.4.4. Détermination des coûts additionnels de transition des années 2025 à 2029

La CwaPE a demandé à la société Schwartz and Co de calculer les coûts additionnels transition des années 2025-2029 sur la base des hypothèses retenues par le régulateur. Afin d'obtenir les informations relatives à l'année 2029, un questionnaire a été transmis aux GRD début février 2023. L'ensemble des GRD ont répondu à ce questionnaire. Sur la base du premier rapport « étude des évolutions macro-économiques des secteurs de la distribution d'électricité et de gaz » du 4 mai 2022 (annexe A) et sur la base des réponses des GRD au questionnaire de février 2023, Schwartz and Co a établi un rapport intitulé « Calcul des coûts additionnels prévisionnels des GRD wallons sur la période 2025-2029 relatifs à l'extension du réseau électrique et gaz et à l'évolution de la pointe sur le réseau électrique » (annexe B) qui détaille le calcul des coûts additionnels transition (liés à l'extension de réseau et à l'évolution de la pointe) des années 2025-2029 pour chaque GRD. Il en ressort ce qui suit.

Electricité

Les investissements additionnels des années 2025 à 2029 liés à l'extension du réseau et à l'évolution de la pointe s'élèvent pour tous les **GRD électricité à 319 millions d'euros exprimés en euros 2025 et à 330 millions d'euros après indexation**. Ces investissements additionnels s'ajoutent aux investissements dit « Business As Usual » du GRD.

TABLEAU 56 GRD ÉLECTRICITÉ – INVESTISSEMENTS ADDITIONNELS 2025-2029 – EN EUROS 2025

Wallonie – Investissements additionnels [€ ₂₀₂₅]	2025	2026	2027	2028	2029	Total 2025-2029
AIEG – Investissements additionnels	2 730 489	2 534 730	2 517 812	2 501 162	3 708 235	13 992 427
<i>AIEG - Extension du réseau</i>	<i>1 460 489</i>	<i>1 460 489</i>	<i>1 460 489</i>	<i>1 460 489</i>	<i>1 563 827</i>	<i>7 405 783</i>
<i>AIEG - Évolution de la pointe</i>	<i>1 270 000</i>	<i>1 074 241</i>	<i>1 057 324</i>	<i>1 040 673</i>	<i>2 144 408</i>	<i>6 586 645</i>
AIESH – Investissements additionnels	901 165	901 165	901 165	901 165	1 002 349	4 607 009
<i>AIESH - Extension du réseau</i>	<i>901 165</i>	<i>901 165</i>	<i>901 165</i>	<i>901 165</i>	<i>1 002 349</i>	<i>4 607 009</i>
<i>AIESH - Évolution de la pointe</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
ORES - Investissements additionnels	21 933 931	24 389 081	27 837 044	32 152 932	42 943 904	149 256 892
<i>ORES - Extension du réseau</i>	<i>14 533 205</i>	<i>15 187 887</i>	<i>15 800 633</i>	<i>16 527 662</i>	<i>17 077 773</i>	<i>79 127 161</i>
<i>ORES - Évolution de la pointe</i>	<i>7 400 726</i>	<i>9 201 194</i>	<i>12 036 411</i>	<i>15 625 269</i>	<i>25 866 131</i>	<i>70 129 731</i>
RESA - Investissements additionnels	21 384 223	38 589 853	24 920 110	25 123 589	29 278 052	139 295 827
<i>RESA - Extension du réseau</i>	<i>16 881 208</i>	<i>30 440 702</i>	<i>16 710 264</i>	<i>16 881 208</i>	<i>17 642 876</i>	<i>98 556 257</i>
<i>RESA - Évolution de la pointe</i>	<i>4 503 015</i>	<i>8 149 151</i>	<i>8 209 846</i>	<i>8 242 381</i>	<i>11 635 177</i>	<i>40 739 570</i>
REW - Investissements additionnels	2 165 479	2 212 486	2 258 916	2 308 091	2 863 263	11 808 236
<i>REW - Extension du réseau</i>	<i>1 428 842</i>	<i>1 457 321</i>	<i>1 486 800</i>	<i>1 517 773</i>	<i>1 550 824</i>	<i>7 441 560</i>
<i>REW - Évolution de la pointe</i>	<i>736 637</i>	<i>755 165</i>	<i>772 116</i>	<i>790 319</i>	<i>1 312 439</i>	<i>4 366 676</i>
TOTAL des investissements additionnels	49 115 287	68 627 315	58 435 047	62 986 939	79 795 804	318 960 392

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ

Chapitre 2 – Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé

Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété ex ante

Source : tableau 12 du rapport « calcul des coûts additionnels prévisionnels des GRD wallons sur la période 2025-2029 relatifs à l'extension du réseau électrique et gaz et à l'évolution de la pointe sur le réseau électrique » (annexe B)

TABLEAU 57 GRD ÉLECTRICITÉ – INVESTISSEMENTS ADDITIONNELS 2025-2029 APRÈS INDEXATION

Wallonie – Investissements additionnels [€ _{courant}]	2025	2026	2027	2028	2029	Total 2025-2029
AIEG – Investissements additionnels	2 730 489	2 575 285	2 599 027	2 623 149	3 951 319	14 479 268
AIEG - Extension du réseau	1 460 489	1 483 857	1 507 598	1 531 720	1 666 340	7 650 004
AIEG - Évolution de la pointe	1 270 000	1 091 429	1 091 429	1 091 429	2 284 979	6 829 264
AIESH – Investissements additionnels	901 165	915 584	930 233	945 117	1 068 056	4 760 154
AIESH - Extension du réseau	901 165	915 584	930 233	945 117	1 068 056	4 760 154
AIESH - Évolution de la pointe	0	0	0	0	0	0
ORES - Investissements additionnels	21 933 931	24 779 306	28 734 956	33 721 097	45 758 982	154 928 273
ORES - Extension du réseau	14 533 205	15 430 893	16 310 299	17 333 751	18 197 263	81 805 411
ORES - Évolution de la pointe	7 400 726	9 348 413	12 424 657	16 387 346	27 561 719	73 122 862
RESA - Investissements additionnels	21 384 223	39 207 291	25 723 933	26 348 919	31 197 300	143 861 666
RESA - Extension du réseau	16 881 208	30 927 753	17 249 270	17 704 540	18 799 409	101 562 180
RESA - Évolution de la pointe	4 503 015	8 279 538	8 474 663	8 644 379	12 397 891	42 299 486
REW - Investissements additionnels	2 165 479	2 247 886	2 331 780	2 420 662	3 050 957	12 216 764
REW - Extension du réseau	1 428 842	1 480 638	1 534 758	1 591 798	1 652 484	7 688 521
REW - Évolution de la pointe	736 637	767 248	797 022	828 864	1 398 473	4 528 243
TOTAL des investissements additionnels	49 115 287	69 725 352	60 319 928	66 058 944	85 026 614	330 246 125

Source : tableau 13 du rapport « calcul des coûts additionnels prévisionnels des GRD wallons sur la période 2025-2029 relatifs à l'extension du réseau électrique et gaz et à l'évolution de la pointe sur le réseau électrique » (annexe B)

Ces investissements additionnels sont supérieurs aux investissements additionnels initialement prévus dans le projet de méthodologie tarifaire qui s'élevaient à 214 millions d'euros (exprimés en euros 2024) soit une augmentation de 49%.

TABLEAU 58 GRD ÉLECTRICITÉ – INVESTISSEMENTS ADDITIONNELS 2024-2028 (PROJET DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE) – EN EUROS 2024

Investissements additionnels [€ ₂₀₂₄]	2024	2025	2026	2027	2028	Total 2024-2028
AIEG – investissements additionnels	1.242.192	1.242.192	1.242.192	1.242.192	1.242.192	6.210.959
AIEG - Extension du réseau	1.242.192	1.242.192	1.242.192	1.242.192	1.242.192	6.210.959
AIEG - Evolution de la pointe	0	0	0	0	0	0
AIESH – investissements additionnels	795.197	795.197	795.197	795.197	795.197	3.975.983
AIESH - Extension du réseau	795.197	795.197	795.197	795.197	795.197	3.975.983
AIESH - Evolution de la pointe	0	0	0	0	0	0
ORES - investissements additionnels	16.707.869	16.650.391	16.883.050	16.802.760	16.819.911	83.863.981
ORES - Extension du réseau	13.835.831	13.707.873	13.835.831	13.835.831	13.835.831	69.051.195
ORES - Evolution de la pointe	2.872.039	2.942.518	3.047.220	2.966.929	2.984.080	14.812.786
RESA - investissements additionnels	22.710.984	18.232.439	32.258.393	20.210.584	20.559.078	113.971.479
RESA - Extension du réseau	19.535.780	14.896.140	26.861.167	14.745.297	14.896.140	90.934.524
RESA - Evolution de la pointe	3.175.204	3.336.299	5.397.226	5.465.287	5.662.939	23.036.955
REW - investissements additionnels	1.234.377	1.260.824	1.285.954	1.311.967	1.339.297	6.432.419
REW - Extension du réseau	1.234.377	1.260.824	1.285.954	1.311.967	1.339.297	6.432.419
REW - Evolution de la pointe	0	0	0	0	0	0
TOTAL des investissements additionnels	42.690.618	38.181.043	52.464.786	40.362.699	40.755.675	214.454.821

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ

Chapitre 2 – Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé

Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété ex ante

Les coûts additionnels des années 2025 à 2029 liés à l’extension du réseau et à l’évolution de la pointe s’élèvent pour tous les GRD électricité à **34 millions d’euros**. Ils sont composés des charges d’amortissement des investissements additionnels ainsi que de coûts opérationnels.

TABLEAU 59 GRD ÉLECTRICITÉ – COÛTS ADDITIONNELS 2025-2029 APRÈS INDEXATION

Wallonie – CNC additionnelles [€ _{courant}]	2025	2026	2027	2028	2029	Total 2025-2029
AIEG – CNC additionnelles	215 302	243 480	298 788	355 385	576 291	1 689 246
AIEG - Extension du réseau	42 321	85 997	131 059	177 541	229 154	666 071
AIEG - Évolution de la pointe	172 981	157 484	167 729	177 844	347 137	1 023 174
AIESH – CNC additionnelles	21 145	42 966	65 480	88 703	114 948	333 242
AIESH - Extension du réseau	21 145	42 966	65 480	88 703	114 948	333 242
AIESH - Évolution de la pointe	0	0	0	0	0	0
ORES - CNC additionnelles	1 000 286	1 784 715	2 707 266	3 769 725	5 391 922	14 653 915
ORES - Extension du réseau	527 275	1 094 022	1 699 665	2 349 793	3 039 214	8 709 969
ORES - Évolution de la pointe	473 011	690 693	1 007 601	1 419 933	2 352 708	5 943 946
RESA - CNC additionnelles	984 295	2 387 449	3 143 026	3 927 163	5 060 022	15 501 955
RESA - Extension du réseau	610 470	1 652 064	2 302 335	2 979 768	3 705 116	11 249 754
RESA - Évolution de la pointe	373 825	735 385	840 690	947 395	1 354 906	4 252 201
REW - CNC additionnelles	137 562	199 571	264 358	332 389	466 941	1 400 821
REW - Extension du réseau	53 302	109 238	167 917	229 482	294 091	854 029
REW - Évolution de la pointe	84 259	90 334	96 441	102 907	172 850	546 792
TOTAL des CNC additionnelles	2 358 589	4 658 181	6 478 917	8 473 366	11 610 125	33 579 178

Source : tableau 15 du rapport « calcul des coûts additionnels prévisionnels des GRD wallons sur la période 2025-2029 relatifs à l’extension du réseau électrique et gaz et à l’évolution de la pointe sur le réseau électrique » (annexe B)

Gaz

Les investissements additionnels des années 2025 à 2029 liés à l’extension du réseau s’élèvent pour tous les GRD gaz à **261 millions d’euros exprimés en euros 2025 et à 270 millions d’euros après indexation**. Ces investissements additionnels s’ajoutent aux investissements dit « *Business As Usual* » du GRD.

TABLEAU 60 GRD GAZ – INVESTISSEMENTS ADDITIONNELS 2025-2029 – EN EUROS 2025

Wallonie – Investissements additionnels [€ ₂₀₂₅]	2025	2026	2027	2028	2029	Total 2025-2029
ORES – Investissements additionnels	34 243 585	32 487 922	32 089 047	31 404 720	32 599 713	162 824 986
RESA – Investissements additionnels	19 510 539	19 918 443	20 021 924	19 014 231	20 058 768	98 523 906
TOTAL des investissements additionnels	53 754 124	52 406 365	52 110 971	50 418 951	52 658 482	261 348 892

Source : tableau 116 du rapport « calcul des coûts additionnels prévisionnels des GRD wallons sur la période 2025-2029 relatifs à l’extension du réseau électrique et gaz et à l’évolution de la pointe sur le réseau électrique » (annexe B)

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ
Chapitre 2 – Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé
Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété ex ante

TABLEAU 61 GRD GAZ – INVESTISSEMENTS ADDITIONNELS 2025-2029 APRÈS INDEXATION

Wallonie – Investissements additionnels [€ _{courant}]	2025	2026	2027	2028	2029	Total 2025-2029
ORES – Investissements additionnels	34 243 585	33 007 728	33 124 111	32 936 394	34 736 704	168 048 522
RESA – Investissements additionnels	19 510 539	20 237 138	20 667 752	19 941 595	21 373 670	101 730 694
TOTAL des investissements additionnels	53 754 124	53 244 866	53 791 863	52 877 989	56 110 374	269 779 216

Source : tableau 117 du rapport « calcul des coûts additionnels prévisionnels des GRD wallons sur la période 2025-2029 relatifs à l’extension du réseau électrique et gaz et à l’évolution de la pointe sur le réseau électrique » (annexe B)

Ces investissements additionnels sont inférieurs aux investissements additionnels prévus dans le projet de méthodologie tarifaire 2024-2028 qui s’élevaient à 302 millions d’euros soit une diminution de 13%.

TABLEAU 62 GRD GAZ – INVESTISSEMENTS ADDITIONNELS 2024-2028 (PROJET DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE) – EN EUROS 2024

Wallonie - Investissements additionnels - Développement du réseau [€2024]	2024	2025	2026	2027	2028	Total 2024-2028
ORES	41.351.413	41.049.443	39.026.029	38.591.557	37.745.851	197.764.292
RESA	20.727.088	20.780.148	21.222.701	21.338.623	20.245.149	104.313.709
TOTAL des investissements additionnels	62.078.501	61.829.591	60.248.729	59.930.180	57.991.000	302.078.001

Les coûts additionnels des années 2025 à 2029 liés à l’extension du réseau pour tous les GRD gaz à **32 millions d’euros**. Ils sont composés des charges d’amortissement des investissements additionnels ainsi que de coûts opérationnels.

TABLEAU 63 GRD GAZ – COÛTS ADDITIONNELS 2025-2029 APRÈS INDEXATION

Wallonie – CNC additionnelles [€ _{courant}]	2025	2026	2027	2028	2029	Total 2025-2029
ORES – CNC additionnelles	1 340 740	2 662 081	4 010 025	5 371 960	6 822 967	20 207 772
RESA – CNC additionnelles	846 937	1 651 732	2 403 306	3 142 625	3 943 536	11 988 137
TOTAL des CNC additionnelles cumulées	2 187 677	4 313 813	6 413 330	8 514 585	10 766 503	32 195 909

Source : tableau 119 du rapport « calcul des coûts additionnels prévisionnels des GRD wallons sur la période 2025-2029 relatifs à l’extension du réseau électrique et gaz et à l’évolution de la pointe sur le réseau électrique » (annexe B)

Dans la méthodologie tarifaire, les coûts additionnels sont exprimés en euros 2025 et sont ensuite indexés sur la base de l’indice santé.

Les coûts additionnels des GRD électricité exprimés en euros 2025 et repris dans la présente méthodologie tarifaire aux articles 50 et 52 sont présentés dans le tableau ci-dessous :

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ
Chapitre 2 – Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé
Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété ex ante

TABEAU 64 GRD ÉLECTRICITÉ – COÛTS ADDITIONNELS 2025-2029 EN EUROS 2025

Wallonie – CNC additionnelles [€ ₂₀₂₅]	2025	2026	2027	2028	2029	Total 2025-2029
AIEG – CNC additionnelles	215 302	239 646	289 451	338 858	540 838	1 624 095
AIEG - Extension du réseau	42 321	84 642	126 963	169 284	215 057	638 268
AIEG - Évolution de la pointe	172 981	155 004	162 488	169 574	325 781	985 827
AIESH – CNC additionnelles	21 145	42 289	63 434	84 578	107 877	319 322
AIESH - Extension du réseau	21 145	42 289	63 434	84 578	107 877	319 322
AIESH - Évolution de la pointe	0	0	0	0	0	0
ORES - CNC additionnelles	1 000 286	1 756 609	2 622 670	3 594 418	5 060 213	14 034 195
ORES - Extension du réseau	527 275	1 076 793	1 646 554	2 240 518	2 852 243	8 343 383
ORES - Évolution de la pointe	473 011	679 816	976 116	1 353 900	2 207 970	5 690 813
RESA - CNC additionnelles	984 295	2 349 851	3 044 812	3 744 534	4 748 731	14 872 224
RESA - Extension du réseau	610 470	1 626 047	2 230 392	2 841 197	3 477 179	10 785 285
RESA - Évolution de la pointe	373 825	723 804	814 420	903 337	1 271 553	4 086 939
REW - CNC additionnelles	137 562	196 429	256 097	316 931	438 215	1 345 234
REW - Extension du réseau	53 302	107 517	162 670	218 810	275 998	818 298
REW - Évolution de la pointe	84 259	88 911	93 428	98 122	162 217	526 936
TOTAL des CNC additionnelles	2 358 589	4 584 824	6 276 464	8 079 320	10 895 873	32 195 071

Source: tableau 14 du rapport « calcul des coûts additionnels prévisionnels des GRD wallons sur la période 2025-2029 relatifs à l’extension du réseau électrique et gaz et à l’évolution de la pointe sur le réseau électrique » (annexe B)

En électricité, les coûts additionnels d’extension de réseau et d’évolution de la pointe repris dans la présente méthodologie tarifaire 2025-2029 **augmentent de 5,6 M€ (ils passent de 26,5 M€ à 32,1 M€)** par rapport aux coûts additionnels d’extension de réseau et d’évolution de la pointe repris dans le projet de méthodologie tarifaire 2024-2028 de juin 2022. La CwaPE rappelle que les coûts additionnels de transition ne comprennent pas les coûts additionnels liés au déploiement des compteurs communicants qui feront l’objet d’un budget additionnel distinct.

Les coûts additionnels des GRD gaz exprimés en euros 2025 et repris dans la méthodologie tarifaire aux articles 50 et 52 sont présentés dans le tableau ci-dessous :

TABEAU 65 GRD GAZ – COÛTS ADDITIONNELS 2025-2029 EN EUROS 2025

Wallonie – CNC additionnelles [€ ₂₀₂₅]	2025	2026	2027	2028	2029	Total 2025-2029
ORES – CNC additionnelles cumulées	1 340 740	2 620 158	3 884 719	5 122 142	6 403 220	19 370 979
RESA – CNC additionnelles cumulées	846 937	1 625 721	2 328 207	2 996 481	3 700 931	11 498 277
TOTAL des CNC additionnelles cumulées	2 187 677	4 245 879	6 212 926	8 118 623	10 104 151	30 869 256

Source: tableau 118 du rapport « calcul des coûts additionnels prévisionnels des GRD wallons sur la période 2025-2029 relatifs à l’extension du réseau électrique et gaz et à l’évolution de la pointe sur le réseau électrique » (annexe B)

En gaz, les coûts additionnels d’extension de réseau repris dans la méthodologie tarifaire 2025-2029 **diminuent de 0,5 M€ (ils passent de 31,4 M€ à 30,8 M€)** par rapport aux coûts additionnels d’extension de réseau repris initialement dans le projet de méthodologie tarifaire.

2.1.3.4.5. Comparaison avec les plans industriels d'ORES et RESA

Dans le cadre de la concertation, RESA et ORES ont communiqué à la CwaPE ce que les GRD appellent un « plan industriel à l'horizon 2050 ». La CwaPE a analysé ces documents et procédé à une analyse critique des hypothèses sous-jacentes ainsi qu'une comparaison avec les hypothèses retenues par la CwaPE pour la détermination des coûts additionnels de transition.

A. RESA

Remarques préliminaires

Le document intitulé « plan industriel à 2050 » de RESA est un document succinct et très préliminaire dans lequel RESA réalise une estimation du montant cumulé entre 2022 et 2050 des investissements réseaux, smart et IT nécessaires à la transition énergétique dans l'électricité (le gaz est abordé à la marge sans aucun chiffrage, RESA mentionnant que « *les incertitudes sur le rôle futur des molécules dans le système énergétique sont fort importantes* »).

RESA indique avoir construit deux scénarios à l'horizon 2030 et quatre scénarios à l'horizon 2050 « *au vu des nombreuses incertitudes à long terme* », mais en pratique le document ne décrit que partiellement le scénario « Schwartz and Co – CwaPE » (scénario de référence S&Co) et un scénario RESA « Fit for 55 », et il n'aboutit qu'à un seul montant d'investissements cumulé d'ici 2050, dans le cadre du scénario de RESA, qui se monte à 820 M€.

La CwaPE considère que ce document ne peut raisonnablement pas être qualifié de « plan industriel » puisque ce document est un document préliminaire non abouti et non exhaustif.

En outre, la CwaPE s'interroge sur l'intérêt de ce « plan industriel » dans le cadre de la consultation relative au calcul des coûts additionnels de transition, puisque, dans ce plan, les coûts additionnels sur la période 2024-2028 visée par le projet de méthodologie tarifaire ne sont pas recalculés par RESA sur la base de son propre scénario, et les investissements jusque 2050 n'utilisent pas les hypothèses de RESA à 2030, mais se basent exclusivement sur une hypothèse de puissance garantie par EAN de 6,66 kVA en 2050 appliquée à l'ensemble des EAN BT, hypothèse qui par ailleurs est très discutable, comme expliqué plus en détail ci-après.

RESA se montre très prudente sur la validité de ses hypothèses en indiquant en page 3 : « *Le présent document consiste en la première ébauche de plan industriel de RESA pour permettre l'avènement d'une société décarbonée à l'horizon 2050. Comme tout plan à long terme, il ne prétend pas décrire fidèlement le futur mais donne des indications sur la hauteur des investissements nécessaires et la vitesse à laquelle il conviendra de répondre à ces enjeux. Ce plan est amené à être perfectionné, précisé et à être mis à jour régulièrement, afin de réaliser les investissements les plus judicieux et au plus juste prix pour nos clients* ».

Hypothèses de RESA à l'horizon 2030

RESA présente dans un premier temps ses hypothèses à 2028 / 2030, non pas pour sa zone de desserte mais pour l'ensemble de la Wallonie, ou dans certains cas pour l'ensemble de la CŒuvre.

Ses hypothèses clés à 2028 / 2030 sont les suivantes :

Nombre de véhicules électriques en Région wallonne : 640 000 en 2028 et 840 000 en 2030, contre 527 000 en 2029 dans le scénario retenu par la CwaPE. Il est à noter que cette hypothèse n'est pas utilisée par RESA pour le calcul de ses investissements requis d'ici 2050, puisque RESA fait l'hypothèse qu'en 2050 tous les EAN devront bénéficier d'une puissance garantie de 2 kW/EAN pour la recharge,

ce qui revient à dire que tous les EAN seront équipés d'une borne de charge, indépendamment du nombre de véhicules électriques en service.

Nombre de PAC en Région wallonne : RESA ne formule pas d'hypothèse explicite en 2028 ni en 2030 sur le nombre de PAC en Région wallonne et mentionne uniquement le nombre de logements rénovés avec un système de chauffage décarboné sans en préciser le périmètre géographique, soit environ 500 000, contre 66 000 PAC en 2029 dans le scénario retenu par la CwaPE pour l'ensemble de la Région wallonne. Là encore il est à noter que cette hypothèse n'est pas utilisée par RESA pour le calcul de ses investissements requis d'ici 2050, puisque RESA fait l'hypothèse qu'en 2050 tous les EAN devront bénéficier d'une puissance garantie de 2,66 kW/EAN pour le fonctionnement d'une PAC, ce qui revient à dire que tous les EAN seront équipés d'une PAC, avec une valeur de puissance nettement supérieure à la réalité (voir plus loin : 1,4 kW).

Contribution à la pointe des véhicules électriques : RESA retient en 2030 une contribution à la pointe de 2 kW/VE, qui correspond au scénario HIGH de l'étude Baringa pour Synergrid dans le cas des BEV, contre 0,64 kW/VE en 2028 dans le scénario retenu par la CwaPE (0,71 kW/ BEV et 0,36 / PHEV). Cette hypothèse de RESA pose question à plusieurs titres :

- Elle ne tient pas compte des PHEV qui constitueront encore une partie du parc de véhicules électriques en Wallonie en 2030.
- Elle ne tient pas compte de l'impact des mesures tarifaires que la CwaPE prévoit de mettre en place au cours de la période régulatoire 2025-2029 s'appuyant sur les compteurs communicants pour déplacer la recharge en dehors de la pointe du soir, soit vers la journée, soit vers la nuit.

Contribution à la pointe des PAC résidentielles : 2,66 kW/PAC en 2030 (hypothèse de RESA déjà communiquée dans le cadre de l'étude sur les évolutions macro-économiques en 2020) contre 1,4 kW/PAC en 2028 dans le scénario retenu par la CwaPE. Comme indiqué dans l'étude des évolutions macro-économiques des secteurs de la distribution d'électricité et de gaz de mai 2022 (annexe A), l'hypothèse de RESA est trop élevée au regard des résultats d'études terrain menées en Europe, et en particulier de l'étude « The addition of heat pump electricity load profiles to GB electricity demand : Evidence of a heat pump field trial » (Applied Energy 204 (2017) 332-342). Cette étude qui est basée sur des PAC d'une puissance thermique d'environ 8 kW (hypothèse retenue par RESA dans sa projection pour les PAC résidentielles) montre que la pointe du soir se situe à environ 1,4 kW/PAC. Par ailleurs RESA ne formule aucune hypothèse sur la contribution à la pointe des PAC non résidentielles.

Puissance installée des UPD : les hypothèses de RESA en Région wallonne ne sont pas clairement exprimées. RESA cite les scénarios « outlook » d'ELIA et Fluxys, en indiquant que le scénario bas correspond au scénario de référence S&Co, ce qui n'a pas pu être vérifié sur la base des informations fournies. Quoiqu'il en soit, cette hypothèse n'est pas véritablement utilisée par RESA pour chiffrer ses investissements cumulés à 2050, puisque le chiffrage est basé intégralement sur un besoin de puissance garantie de 6,66 kVA / EAN à 2050, pour servir les usages traditionnels, la recharge d'un véhicule électrique et le fonctionnement d'une PAC.

Hypothèses de RESA et investissements cumulés à l'horizon 2050

Comme indiqué précédemment, le calcul des investissements cumulés à l'horizon 2050 est basé sur l'hypothèse qu'en moyenne un client raccordé au réseau BT de RESA devra disposer en permanence d'une puissance de 6,66 kVA décomposée en :

- 2 kVA de puissance permanente pour les usages traditionnels ;

- 2 kVA de puissance permanente pour la recharge d'un véhicule électrique ;
- 2,66 kVA de puissance permanente pour le fonctionnement d'une PAC.

Comme expliqué précédemment les chiffres de 2 kVA / VE et de 2,66 kVA / PAC semblent fortement surévalués.

Le chiffre de 2 kVA pour les usages traditionnels paraît également surévalué. En effet, la pointe totale du réseau de RESA en 2019 était de 669 MW pour 448 251 EAN au total, soit environ 1,5 kW / EAN. Les mesures d'efficacité énergétiques ayant pour effet au minimum de permettre une non augmentation de la consommation et de la pointe des usages traditionnels (c'est l'hypothèse qu'a retenu RESA dans ses scénarios d'évolution de la pointe communiqués à Schwartz and Co pour le calcul des coûts additionnels de transition en 2020, qui correspond également aux hypothèses d'ELIA dans son Adequacy report de 2017), il ne semble pas cohérent de passer de 1,5 kW par EAN aujourd'hui à 2 kW /EAN en 2050 pour les usages traditionnels.

RESA applique ensuite ce chiffre de 6,66 kW/EAN à l'intégralité des 456 652 EAN BT estimés en 2050 pour calculer la capacité totale requise du réseau en 2050, soit 3041 MW, à comparer à une capacité totale actuelle de 1582 MW (et à une pointe totale du réseau de 669 MW en 2019, 631 MW en 2020 et 673 MW en 2021, chiffres non indiqués dans le plan industriel).

Pour atteindre cette capacité totale, RESA estime qu'il faudrait moderniser 895 postes de transformation ainsi que 2 202 cabines et créer 646 postes de transformation ainsi que 1 089 cabines pour un total de 820 millions d'euros d'investissement cumulés à l'horizon 2050.

Conclusion

La CwaPE considère que l'hypothèse principale utilisée par RESA – à savoir que tous les URD raccordés sur le réseau de RESA devraient disposer en 2050 d'une puissance moyenne garantie de 6,66 KVA pour rencontrer leurs usages traditionnels, la recharge d'un véhicule électrique et l'utilisation d'une pompe à chaleur – est fortement surévaluée ce qui a pour conséquence de surestimer considérablement la capacité totale nécessaire du réseau à l'horizon 2050 et les investissements qui en découlent.

En outre, RESA semble privilégier le déploiement massif de cuivre, plutôt que de s'appuyer sur le comptage intelligent et la tarification incitative associée pour minimiser l'impact des nouveaux usages sur la pointe du réseau et ainsi minimiser le besoin de renforcement de ce dernier. Cette approche pourrait être contraire à l'esprit de la directive 2019/944 qui prévoit le recours à des mesures alternatives avant l'investissement dans les infrastructures (art. 32.3 : « *Ce plan de développement du réseau inclut également le recours à la participation active de la demande, à l'efficacité énergétique, à des installations de stockage d'énergie ou à d'autres ressources auxquelles le gestionnaire de réseau de distribution doit recourir comme alternatives à l'expansion du réseau* ») et au décret électricité qui impose les mêmes objectifs au GRD (notamment article 11, § 2, 10°. »).

B. ORES

Remarques préliminaires

Le plan industriel d'ORES est un document peu détaillé dans lequel ORES présente sa vision de ses besoins d'investissements dans son réseau électrique et son réseau gazier sur la période 2023-2038 pour faire face à la transition énergétique, ainsi qu'un plan de transformation des processus métiers et des outils informatiques pour supporter ces investissements.

Plan industriel électricité

ORES ne donne que des hypothèses parcellaires et principalement pour 2050.

ORES prévoit une évolution de la consommation sur son réseau électrique de 11,1 GWh à 14,4 GWh en 2030 et 18,2 GWh en 2050, mais ce paramètre n'est pas pertinent pour le dimensionnement des investissements dans le réseau, qui sont dictés essentiellement par la puissance maximale appelée (pointe de charge).

ORES fait les hypothèses qu'en 2050, 44 % du chauffage résidentiel sera électrifié, 88 % du parc de véhicule sera électrifié, et 40 % de l'hydrogène vert synthétisé en Œuvre le sera en Wallonie. Les coûts additionnels de transition ne sont pas basés sur des hypothèses à 2050 mais à 2028. Or, aucune hypothèse à cet horizon (2028 ou 2030) n'est formulée par ORES dans son plan industriel sur le nombre de VE, le nombre de PAC, ni sur leur impact sur la pointe de charge du réseau.

ORES indique une puissance installée renouvelable en Wallonie en 2021 de 2 751 MW, ainsi qu'une puissance installée en 2021 dans sa zone de desserte de 2 239 MW, qu'il est intéressant de comparer à l'hypothèse de puissance installée renouvelable dans la zone de desserte d'ORES en 2021 telle que communiquée par le GRD à Schwartz and Co en 2020 pour le calcul du FEC, qui était de 2 638 MW, donc surévaluée de 400 MW par rapport au réalisé. ORES ne prévoit plus que 5 213 MW de capacité renouvelable installée en 2030 dans sa zone de desserte dans son plan industriel, contre 6 282 MW en 2028 indiqué par ORES pour le calcul du FEC en 2020. Ceci confirme que la trajectoire de puissance installée des UPD fournie par ORES en 2020 pour le calcul du FEC était surévaluée.

Il est également à noter qu'une puissance installée de 5213 MW en 2030 représente plus de 90 % de l'hypothèse de puissance installée renouvelable en Wallonie en 2030 communiquée par ORES dans son plan industriel (5 772 MW, CORE95), alors qu'ORES ne représente que moins de 75 % des EAN en Wallonie.

ORES présente ensuite des éléments principalement qualitatifs sur les besoins de modernisation de son réseau et aboutit à un graphique de ce que la CwaPE suppose être les investissements réseau d'ORES sur la période 2023-2038, le graphique n'ayant pour titre que « *Vue globale : en € constant* ». Les investissements croissent fortement de 190 M€ en 2023 à plus de 280 M€ en 2029, pour soudainement baisser en 2030 à 240 M€ et évoluer légèrement à la baisse jusqu'à environ 220 M€ en 2038. Les hypothèses parcellaires d'ORES ne permettent pas de comprendre cette hausse très significative sur 2023-2029, ni cette forte baisse entre 2029 et 2030, suivie d'une baisse jusqu'à 2050, alors qu'en 2030 le parc de véhicules sera loin d'être totalement électrifié, même dans les scénarios les plus optimistes, tout comme le chauffage.

Plan industriel gaz

ORES formule les hypothèses suivantes dans son plan industriel gaz :

- baisse de la consommation moyenne de chauffage par unité de surface de 148 kWh/m²/an en 2015, à 110 en 2030 et 62 en 2050 ;
- baisse de la part du gaz naturel dans le mix énergétique pour le chauffage en 2030 (ORES ne donne pas de chiffre précis pour le gaz naturel, qui est inclus dans la catégorie « Autres » sur son graphique « Mix énergétique pour le chauffage – secteur résidentiel » ;
- disparition du gaz naturel en 2050, remplacé par l'électricité (44 % des besoins de chauffage), les réseaux de chaleur décarbonés (40 % des besoins de chauffage), l'hydrogène, les biofuels gazeux / liquides et des fuels synthétiques gazeux / liquides (16 % des besoins de chauffage) ;

- potentiel de biométhane de 6 TWh en 2030 en Wallonie.

ORES aboutit ensuite à un graphique de ce que la CwaPE suppose être les investissements réseau d'ORES sur la période 2023-2038, le graphique n'ayant pour titre que « Vue globale : en € constant ». Après un pic à plus de 90 M€ en 2023, les investissements estimés par ORES sont relativement stables sur la période 2024 –2030, entre 70 et 80 M€ par an, pour baisser ensuite graduellement jusqu'à environ 50 M€ en 2038.

Conclusion

Les hypothèses d'ORES sont parcellaires et peu détaillées ce qui rend le document intitulé « plan industriel à 2050 » d'ORES peu exploitable. En outre, aucune hypothèse à l'horizon 2028 ou 2030 n'est formulée concernant le nombre de VE, le nombre de PAC ou encore concernant leur impact sur la pointe de charge du réseau, ce qui rend impossible la comparaison avec les hypothèses retenues par la CwaPE pour le calcul des coûts additionnels de transition. Par ailleurs, les montants d'investissement sur la période 2023-2038 évoluent de façon peu cohérente et pourraient laisser penser que les investissements de la période réglementaire 2025-2029 sont surévalués.

Sur la base des constats et critiques formulés concernant les documents intitulés « plans industriels » de RESA et ORES, la CwaPE ne voit aucune raison de revenir ni sur l'approche adoptée de détermination d'une enveloppe de coûts additionnels de transition (versus l'élaboration d'un budget global d'investissement par les GRD), ni sur les hypothèses prises en compte pour déterminer les coûts additionnels de transition. Comme indiqué précédemment, la CwaPE prévoit néanmoins une possibilité de réviser les coûts additionnels liés à l'évolution de la pointe afin d'atténuer le risque d'une surestimation ou sous-estimation de l'impact des facteurs exogènes (véhicules électriques, pompes à chaleur, efficacité énergétique, stockage, etc.) sur l'évolution de la pointe du réseau basse tension.

2.1.3.5. Facteur individuel d'efficacité (Xi)

Un facteur individuel d'efficacité est appliqué aux coûts contrôlables hors OSP de chaque année de la période réglementaire 2025-2029 (cf. Titre II – Chapitre 2 – Section 1, 1.2.1.4, B, ci-dessous).

2.1.3.6. Liberté du GRD

Les formules de calcul du niveau initial (soit ceux de l'année 2025) des coûts contrôlables OSP, des coûts contrôlables liés aux immobilisations, et des coûts contrôlables hors OSP et hors CNI, prévues aux articles 45, 47 et 49, devraient permettre d'accorder au GRD un budget de coûts contrôlables adéquat/raisonnable pour exercer ses missions et obligations légales. Néanmoins, la CwaPE ne souhaite pas imposer au GRD le budget calculé selon les formules de la méthodologie tarifaire si le GRD souhaite réduire le montant de ses coûts contrôlables budgétés. Aussi, le GRD a la possibilité de proposer un budget de coûts contrôlables OSP, de coûts contrôlables liés aux immobilisations et de coûts contrôlables hors OSP et hors CNI inférieur à celui calculé selon les formules de la méthodologie tarifaire. Dans ce cas, le GRD s'engage à accomplir l'ensemble des missions qui lui sont dévolues avec le budget qu'il propose.

2.1.4. La formule de calcul du budget des coûts contrôlables 2026-2029 et ses paramètres (articles 46, 8 et 51)

Dans la méthodologie tarifaire 2019-2023, les budgets des années 2020 à 2023 des charges nettes contrôlables (OSP et hors OSP) étaient déterminés selon la formule suivante :

$$CNC_N = CNC_{N-1} \times [1 + (IS - X)]$$

Avec :

- CNC_N = charges nettes opérationnelles contrôlables de l'année N ;
- CNC_{N-1} = charges nettes opérationnelles contrôlables de l'année N-1 ;
- IS = valeur prévisionnelle moyenne (exprimée en pourcent) de l'indice santé établie sur la base des valeurs prévisionnelles des années 2019 à 2022 publiées par le Bureau Fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2017-2022 » ;
- X = facteur d'efficience fixé à 1,5%.

Les budgets des années 2020 à 2023 des charges nettes liées aux immobilisations (OSP et hors OSP) étaient, quant à eux, déterminés selon la formule suivante :

$$CNI_N = CNI_{N-1} \times [1 + IS]$$

Avec :

- CNI_N = charges nettes liées aux immobilisations de l'année N déduction faite des charges nettes liées aux immobilisations prises en compte dans les projets spécifiques (CPS) ;
- CNI_{N-1} = charges nettes liées aux immobilisations de l'année N-1 déduction faite des charges nettes liées aux immobilisations prises en compte dans les projets spécifiques (CPS) ;
- IS = valeur prévisionnelle moyenne (exprimée en pourcent) de l'indice santé établie sur la base des valeurs prévisionnelles des années 2019 à 2022 publiées par le Bureau Fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2017-2022 ».

Dans la présente méthodologie tarifaire, les budgets des charges nettes opérationnelles contrôlables des années 2026 à 2029 relatives aux obligations de service public doivent être inférieurs ou égaux aux montants déterminés, pour chaque année, selon la formule suivante :

$$CNC\ OSP_N = CNC\ OSP_{N-1} \times (1 + IS) \times (1 + FEC_i) \times (1 + Y)$$

Avec :

- $CNC\ OSP_N$ = charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public de l'année N ;
- $CNC\ OSP_{N-1}$ = charges nettes opérationnelles relatives aux obligations de service public de l'année N-1 ;
- IS = valeur prévisionnelle moyenne (exprimée en pourcent) de l'indice santé établie sur la base des valeurs prévisionnelles des années 2026 à 2028 publiées par le Bureau Fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2023-2028 en juin 2023 » ;
- FEC_i = facteur individuel d'évolution des coûts (exprimé en pourcent) tel que fixé à l'article 45 ;
- Y = facteur de productivité (exprimé en pourcent) fixé à 0% pour la période réglementaire 2025-2029.

Les budgets des charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations des années 2026 à 2029 doivent être inférieurs ou égaux aux montants déterminés, pour chaque année, selon la formule suivante :

$$CNI_N = CNI_{N-1} \times (1 + IS)$$

Avec :

- CNI_N = charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations de l'année N ;
- CNI_{N-1} = charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations de l'année N-1 ;
- IS = valeur prévisionnelle moyenne (exprimée en pourcent) de l'indice santé établie sur la base des valeurs prévisionnelles des années 2026 à 2028 publiées par le Bureau fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2023-2028 » en juin 2023.

Les budgets des charges nettes opérationnelles contrôlables des années 2026 à 2029 hors charges nettes relatives aux obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations doivent être inférieurs ou égaux aux montants déterminés, pour chaque année, selon la formule suivante :

$$CNC \text{ autres}_N = [(CNC \text{ autres}_{N-1} - \text{coûts additionnels transition}_{N-1}) \times (1 + IS) \times (1 + X_i)] + [\text{coûts additionnels transition}_N \times (1 + IS)^u]$$

Avec :

- $CNC \text{ autres}_N$ = charges nettes opérationnelles contrôlables de l'année N hors charges nettes relatives aux obligations de service public et hors charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations ;
- $CNC \text{ autres}_{N-1}$ = charges nettes opérationnelles contrôlables de l'année N-1 hors charges nettes relatives aux obligations de service public et hors charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations ;
- IS = valeur prévisionnelle moyenne (exprimée en pourcent) de l'indice santé établie sur la base des valeurs prévisionnelles des années 2026 à 2028 publiées par le Bureau fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2023-2028 » de juin 2023 ;
- X_i = facteur individuel d'efficience (exprimé en pourcent) tel que fixé à l'article 53 ;
- Coûts additionnels transition_N : les charges nettes contrôlables additionnelles de transition de l'année N (où N = années 2026 à 2029) telles que fixées pour chaque GRD à l'article 52 ;
- Coûts additionnels transition_{N-1} : les charges nettes contrôlables additionnelles de transition de l'année N-1 indexées ;
- u = 1 pour 2026, 2 pour 2027, 3 pour 2028, 4 pour 2029.

2.1.4.1. Les coûts additionnels de transition

Comme indiqué ci-dessus, les coûts contrôlables des années 2026 à 2029 sont majorés de coûts additionnels de transition afin que les coûts contrôlables totaux de chacune de ces années permettent au GRD d'accomplir ses missions en tenant compte de l'extension et de l'évolution de la pointe du réseau.

2.1.4.2. Facteur d'efficacité individuels (Xi)

2.1.4.2.1. L'efficacité d'une entreprise

A. Concept général

Une entreprise performante doit être à la fois efficace et efficiente. Elle est efficace lorsqu'elle atteint les objectifs qu'elle s'est fixés. Elle est efficiente lorsqu'elle minimise les moyens mis en œuvre pour atteindre les objectifs qu'elle s'est fixés.

La définition qu'en donne Schwartz and Co, auteur du rapport sur la Mesure de l'efficacité publié sur le site Internet de la CwaPE, complète le propos :

« [...] du point de vue de la théorie économique, l'efficacité d'une société est donc la mesure de la « quantité » de produits et services qu'elle fournit (les outputs) pour une « quantité » donnée de facteurs de production (les inputs). Une société est d'autant plus efficiente qu'elle produit une quantité d'autant plus élevée de produits et services pour une quantité donnée de facteurs de production (vision orientée output de l'efficacité), ou, de manière équivalente qu'elle utilise une quantité d'autant plus faible d'inputs pour produire une quantité donnée d'outputs (vision orientée input de l'efficacité).

Pour mesurer l'efficacité totale d'une société, appelée efficacité économique totale ou efficacité de coût, la méthode doit être capable de capturer la totalité de ses inputs et de ses outputs. Par ailleurs, l'efficacité n'est pas une notion absolue. Une société ne peut être jugée comme plus ou moins efficiente que par comparaison avec ses pairs (exercice de benchmarking) »⁷⁴.

La méthodologie tarifaire doit avoir notamment pour objectif de favoriser le fonctionnement efficace des GRD : « la méthodologie tarifaire permet, de manière raisonnable, aux gestionnaires de réseaux de distribution de financer l'exercice des obligations légales et réglementaires qui leur incombent de la manière la plus avantageuse par rapport aux coûts » (article 4, § 2, 2°, du décret tarifaire).

B. L'efficacité en situation de concurrence

En situation de concurrence, l'entreprise est normalement incitée à l'efficacité. La concurrence incite cette entreprise à minimiser ses coûts et à améliorer sa productivité.

L'explication donnée par Emmanuel Combe⁷⁵ illustre ce propos :

« la concurrence joue le rôle d'un « aiguillon », qui incite les entreprises installées à donner le meilleur d'elles-mêmes pour conserver leur part de marché et croître ; elle permet également l'entrée de nouveaux acteurs, qui disposent de modèles économiques plus efficaces et obligent les opérateurs existants à se renouveler. Bref, la concurrence exerce un effet positif sur la productivité, ce que confirment les études empiriques. Ce lien étroit entre concurrence et productivité se retrouve également au niveau de la politique de concurrence : une étude

⁷⁴ Schwartz and Co, Étude de l'efficacité des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel en Région wallonne pour la période régulatoire 2025-2029 (lot 2), Rapport final (fin de phase 2), 12 novembre 2020, p. 8.

⁷⁵ Professeur des Universités, Professeur affilié à ESCP Europe, Vice-Président de l'Autorité de la concurrence en France.

empirique récente sur les pays de l'OCDE montre que les gains de productivité sont d'autant plus marqués que le pays dispose d'une politique de concurrence vigoureuse »⁷⁶.

C. Les risques et les solutions en ce qui concerne l'efficacité des monopoles

En raison des caractéristiques structurelles des industries de réseau dont la distribution d'électricité et de gaz font partie, il existe un consensus sur le fait que les activités de distribution d'électricité et de gaz doivent être offertes par une entreprise unique sur le territoire qu'elle dessert. La structure de ces industries a été modélisée et définie par le concept de monopole naturel⁷⁷.

En situation de monopole, il y a absence de pression de la concurrence et absence d'incitation à la minimisation des coûts et à l'amélioration de la productivité de l'entreprise, ce qui engendre un risque que le prix de monopole soit trop élevé par rapport au prix de concurrence.

Des solutions pour inciter les entreprises à l'efficacité ont été préconisées par les économistes et mises en place pour la régulation des monopoles naturels. Pour contrer ce risque et éviter que le monopole abuse de sa position, le régulateur doit :

- mesurer le plus adéquatement l'efficacité des entreprises en monopole ; et
- en cas d'inefficacité, inciter l'entreprise à tendre vers l'efficacité.

Mesurer l'efficacité d'une entreprise constitue un défi pour le régulateur car, comme le souligne l'économiste Jean Tirole, le régulateur peut difficilement juger de la capacité de l'entreprise à réaliser des gains de productivité⁷⁸.

2.1.4.2.2. Mesure de l'inefficacité et incitation à l'efficacité du GRD

Procéder à une modélisation économétrique des coûts du GRD offre une réponse au défi de mesure de l'efficacité des GRD wallons et c'est ce choix qui a été fait par la CwaPE pour mesurer leur efficacité. La raison pour laquelle ce choix a été posé par le régulateur est précisée ci-dessous.

En cas d'inefficacité, la fixation d'un facteur d'efficacité, communément nommé facteur X par les régulateurs et les économistes qui ont travaillé sur cette problématique, est un des outils à la disposition du régulateur pour inciter l'entreprise régulée à l'efficacité.

Ce facteur d'efficacité représente un pourcentage annuel de réduction des coûts afin que l'entreprise atteigne un niveau considéré comme « efficace ».

Le fait qu'il s'agisse d'un pourcentage annuel appliqué aux coûts de l'année précédente, laisse la possibilité au GRD d'améliorer son efficacité de façon graduelle sur la période régulatoire pluriannuelle, laissant aussi la possibilité au GRD de faire des économies de coût au-delà de l'objectif fixé par le régulateur.

A. Approches possibles et choix de la CwaPE

Dans la méthodologie tarifaire 2019-2023, la CwaPE avait utilisé un facteur d'efficacité qu'elle avait fixé à 1,5%, pour tous les gestionnaires, sur la base d'un benchmark de facteurs utilisés par d'autres pays européens (Cœuvre, Pays-Bas, Cœuvre, Cœuvre, Cœuvre et Cœuvre). La CwaPE a, dès l'entame de

⁷⁶ *La tribune*, 14 novembre 2014. <https://www.latribune.fr/opinions/tribunes/20141114tribfd0f9d620/la-politique-de-concurrence-est-aussi-une-politique-de-l-offre-2-3.html>

⁷⁷ C. Jaumotte, *Les mécanismes de l'économie*, De Boeck, p. 126.

⁷⁸ J. Tirole, *Économie du bien commun*, PUF. Jean Tirole, prix nobel d'économie, et Jean-Jacques Laffont ont étudié la réglementation des industries de réseau.

l'élaboration de la nouvelle méthodologie, indiqué souhaiter appliquer un facteur d'efficacité pour la nouvelle période réglementaire, de manière à assurer la continuité et la prévisibilité de l'approche réglementaire sur ce point. Afin d'en améliorer le caractère approprié et justifié, la CwaPE a également indiqué vouloir fixer le facteur d'efficacité de manière individualisée, sur la base non plus d'un benchmark général mais d'une analyse plus précise de l'efficacité tenant compte de la situation de chacun des gestionnaires wallons. Cette approche doit contribuer à assurer la proportionnalité du facteur x finalement fixé pour chacun des gestionnaires.

Il existe différentes approches de mesure de l'efficacité. Afin de choisir l'approche la plus appropriée au contexte des GRD wallons, la CwaPE a mandaté un expert spécialisé en la matière, Schwartz and Co, pour la réalisation d'une étude visant à proposer une méthode appropriée de la mesure de l'efficacité individuelle des GRD d'électricité et de gaz wallons.

Plus précisément, les objectifs de cette étude étaient les suivants :

- réaliser une analyse comparative des différents modèles et de leurs paramètres sous-jacents utilisés pour mesurer l'efficacité des GRD d'électricité et de gaz naturel en CŒuvre et dans un échantillon représentatif d'autres pays européens. La comparaison devait tenir compte des spécificités de chaque modèle et, notamment :
 - o les objectifs prioritaires de la régulation ;
 - o le modèle de régulation tarifaire ;
 - o la durée des périodes réglementaires ;
 - o la base des coûts sur laquelle l'incitant est placé ;
 - o la structure du secteur ;
 - o l'historique de régulation des différents pays ; et
- formuler une ou plusieurs propositions de modèle (et des paramètres sous-jacents) de mesure de l'efficacité applicable aux GRD actifs en Région wallonne (sur la base des contraintes propres à la Région wallonne telles que le nombre de GRD, la disponibilité et la fiabilité des données, le cadre législatif, etc.).

Le rapport établi à la suite de cette étude⁷⁹ est divisé en trois parties :

1. les deux grandes catégories de méthode de mesure d'efficacité sont comparées entre elles : les méthodes paramétriques et les méthodes non-paramétriques ;
2. une revue par pays est ensuite effectuée ;
3. une recommandation de méthode de mesure de l'efficacité pour la Wallonie est enfin formulée.

1. Comparaison des méthodes de mesure d'efficacité avec avantages et inconvénients

L'étude distingue deux grandes familles de méthodes de mesure d'efficacité : les méthodes paramétriques et les méthodes non-paramétriques.

⁷⁹ Le rapport est publié sur le site Internet de la CwaPE. Les GRD ont eu l'occasion de réagir sur le projet de rapport de l'expert. L'ensemble des commentaires et des réponses apportées aux commentaires des GRD ont été consignés dans un rapport de consultation, publié sur le site Internet de la CwaPE (Rapport de consultation sur le rapport intermédiaire (fin de phase 1) de Schwartz and Co relatif à l'étude de l'efficacité des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel en Région wallonne pour la période réglementaire 2025-2029 (lot 2), 12 novembre 2020).

Les méthodes paramétriques sont des méthodes économétriques de régression linéaire par la méthode des moindres carrés ordinaires (OLS, COLS, MOLS, Advanced COLS, SFA⁸⁰) qui définissent une fonction de coût efficiente (dénommée frontière d'efficience) définie par un jeu des variables explicatives des coûts.

Les méthodes non-paramétriques sont des méthodes mathématiques, en particulier la méthode DEA⁸¹ qui définit également une frontière d'efficience.

L'usage des deux méthodes peut se combiner dans des approches hybrides.

2. Revue de pays européens utilisant ces méthodes (Allemagne, Autriche, France et Finlande)

L'analyse comparative des méthodes de mesure de l'efficience est étayée notamment par un éclairage sur les méthodes appliquées dans ce domaine par les régulateurs allemand, autrichien, finlandais et français.

L'application des méthodes de mesure d'efficience dans ces quatre pays européens est décrite en détail dans l'étude, comme le présente le tableau ci-dessous⁸².

TABLEAU 66 MÉTHODES DE MESURE D'EFFICIENCE DANS QUATRE PAYS EUROPÉENS

Attribut	Allemagne	Autriche	France	Finlande
Utilisation de la mesure d'efficience dans le schéma de régulation	Systématique	Systématique	Ponctuelle	Systématique
Type de GRD concerné	Electricité et gaz	Electricité et gaz	Gaz	Electricité
Méthode utilisée	Méthode hybride (SFA + DEA)	Méthode hybride (MOLS + DEA)	Advanced COLS	StoNED

Source : Schwartz and Co

3. Proposition de modèle de mesure de l'efficience des GRD en Région wallonne

Sur la base des analyses réalisées, l'étude recommande de mesurer l'efficience des GRD wallons à travers l'application d'une méthode paramétrique avec une frontière d'efficience déterministe, intitulée *Advanced COLS*.

Les caractéristiques principales de la méthode recommandée sont les suivantes :

- la forme de la fonction de coût et ses variables explicatives sont non présumées et sont déterminées de manière statistiquement optimale selon la méthodologie *Advanced COLS*, qui intègre également une vérification de la validité économique et opérationnelle du modèle économétrique obtenu ;
- afin que la modélisation économétrique soit valide, un minimum de 15 GRD est nécessaire ; le nombre de GRD wallons étant inférieur à ce minimum, la mise en œuvre de la mesure de l'efficience selon cette méthode a nécessité *de facto* d'inclure d'autres GRD dans l'échantillon.

⁸⁰ OLS pour *Ordinary least square*, COLS pour *Corrected least square*, MOLS pour *Modified ordinary least square*, SFA pour *Stochastic Frontier Analysis*. Ces méthodes sont des méthodes économétriques de régression linéaire, détaillées dans le rapport de Schwartz and Co.

⁸¹ DEA pour *Data envelopment analysis* – méthode mathématique détaillée dans le rapport de Schwartz and Co.

⁸² La méthode STONED développée avec l'ambition de combiner les avantages de la méthode DEA et de la méthode SFA tout en supprimant les inconvénients, utilisée uniquement en Finlande, est également détaillée dans le rapport de Schwartz and Co.

Après avoir pris connaissance du rapport, des avantages et inconvénients de chaque méthode, des réactions des GRD et du rapport de consultation, la CwaPE a considéré la méthode de mesure de l'efficacité *Advanced COLS* comme la solution la plus adéquate à mettre en œuvre compte tenu du contexte des GRD en Région wallonne et ce pour les raisons suivantes :

1. les méthodes paramétriques sont basées sur des régressions multilinéaires OLS pour lesquelles un retour d'expérience solide existe dans la régulation des GRD ;
2. à l'inverse des méthodes DEA et TFP, les méthodes paramétriques offrent une approche rigoureuse en permettant de mesurer quantitativement la qualité statistique du modèle de mesure d'efficacité obtenu ;
3. le désavantage le plus important de la méthode DEA et de toute méthode hybride l'utilisant est qu'elle ne permet pas de mesurer la qualité du modèle via des tests statistiques⁸³ ;
4. parmi les méthodes paramétriques basées sur des régressions OLS (MOLS, COLS), la méthode *Advanced COLS* est une méthode standard en économétrie. Elle est la seule qui ne présuppose pas la fonction de coût. Elle sélectionne les variables explicatives optimales parmi un ensemble de variables explicatives, ainsi que le modèle statistiquement optimal utilisant ces variables (approche *Stagewise regression et All possible models*). Ainsi,

« L'approche « *stagewise regression* » visant à sélectionner le meilleur ensemble de paramètres et la meilleure fonction de coût, minimisant l'intercorrélation entre les variables explicatives en étudiant les résidus de régression (voir étapes 3 et 4) ; l'approche « *all possible models* » visant à tester toutes les combinaisons possibles de variables explicatives et de forme de fonction de coût. Tous les modèles possibles sont ainsi calculés par régression multilinéaire (voir étape 3) et testés (voir étape 4) »⁸⁴.

En outre, le modèle statistiquement optimal est vérifié en termes économique et opérationnel.

La méthode *Advanced COLS* permet enfin une mesure de l'efficacité sur la base d'un échantillon raisonnable de GRD dans le *benchmark* à l'inverse des méthodes *StoNED* et *SFA* qui requièrent un nombre très élevé de GRD dans l'échantillon, ce qui s'avère incompatible avec un *benchmark* international ;

5. la famille des méthodes *OLS* (dont fait partie la méthode *Advanced COLS*) sont des méthodes de mesure de l'efficacité pratiquées par d'autres régulateurs comme le tableau ci-dessous l'illustre.

⁸³ Schwartz and Co, Étude de l'efficacité des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel en Région wallonne pour la période régulatoire 2025-2029 (lot 2), pp. 34-35.

⁸⁴ Schwartz and Co, Etude de l'efficacité des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel en Région wallonne pour la période régulatoire 2025-2029 (lot 2) - Rapport final (fin de phase 2) - 12 novembre 2020, e.a. p.18, publié sur le site Internet de la CWaPE.

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ

Chapitre 2 – Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé

Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété ex ante

TABLEAU 67 COMPARAISON DES DIFFÉRENTES MÉTHODES DE MESURE D'EFFICIENCE PAR LES RÉGULATEURS DE 10 PAYS EUROPÉENS

Tableau 12. Comparaison des différentes méthodes de mesure d'efficacité par les régulateurs de 10 pays européens

Pays	Régulateur	GRD	Réalisation de la mesure	Période de régulation	Méthode utilisée
Allemagne ³¹	BNetzA	Electricité et gaz	Systématique	2018 à 2022 pour le gaz et 2019 à 2023 pour l'électricité	Méthode hybride (SFA + DEA)
Autriche ³²	E-Control	Electricité et gaz	Systématique	2018 à 2022 pour le gaz et 2019 à 2023 pour l'électricité	Méthode hybride (MOIS + DEA)
France ³³	CRE	Gaz	Ponctuelle	2016 à 2020	Advanced COLS
Finlande ³⁴	Energiavirasto	Electricité	Systématique	2016 à 2019 et 2020 à 2023	StoNED
Irlande ³⁵	CER	Electricité	Systématique	2016 à 2020	COLS
Royaume-Uni ³⁶	Ofgem	Electricité	Systématique	2015 à 2023	COLS (Pooled OLS)
Suède ³⁷	Energimarknadsinspektionen	Electricité	Systématique	2016 à 2019	DEA
Norvège ³⁸	NVE	Electricité	Systématique	2013 à 2018	DEA
Danemark ³⁹	Forsyningstilsynet	Electricité	Systématique	2020 à 2022	Méthode hybride (SFA + DEA)
Portugal ⁴⁰	ERSE	Electricité et gaz	Systématique	2020 à 2021 pour le gaz et 2018 à 2020 pour l'électricité	DEA

Source : Schwartz and Co

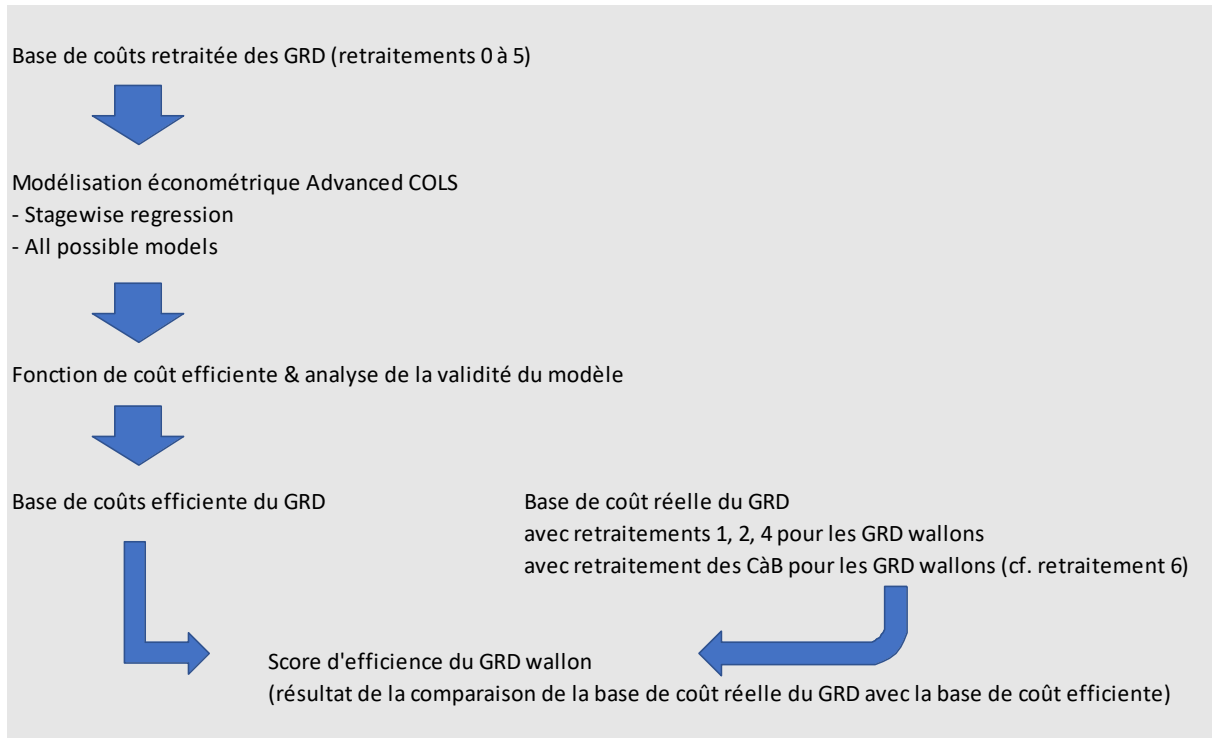
La CwaPE a également suivi la recommandation en choisissant d'appliquer la méthode *Advanced COLS* à une base de coûts constituée des coûts opérationnels (OPEX) contrôlables et des charges d'amortissement (CAPEX), soit une base de coûts contrôlables TOTEX. En effet, les charges d'amortissement (CAPEX) font partie intégrante des coûts contrôlables des GRD wallons depuis 2019, selon le schéma de régulation appliqué par la CwaPE.

B. Mesure de l'efficacité des GRD wallons et détermination du facteur d'efficacité Xi

Les étapes de la réalisation de la mesure effective de l'efficacité des GRD wallons sont présentées dans le schéma ci-dessous⁸⁵, avec *in fine* la comparaison de la base de coût réelle du GRD avec sa base de coût efficace.

⁸⁵ Pour les détails de la mesure d'efficacité, cf. Rapport de Schwartz and Co, Mesure effective de l'efficacité des GRD wallons.

1. Étapes de la mesure effective de l'efficacité des GRD wallons avec les retraitements effectués



2. Étapes suivies

A) Retraitements des coûts des GRD de l'échantillon

L'échantillon est composé de tous les GRD belges et d'un échantillon de GRD allemands (de taille comparable aux GRD wallons et d'efficacité comprise entre 90 et 100%) :

- 21 GRD Électricité : GRD wallons (5), bruxellois (1), flamand (1), allemands (14) ;
- 21 Gaz : GRD wallons (2), bruxellois (1), flamand (1), allemands (17).

Afin d'harmoniser les bases de coûts des GRD de l'échantillon, les retraitements nécessaires ont été effectués sur les coûts des GRD wallons et des autres GRD avant la modélisation économétrique, comme expliqué ci-dessous⁸⁶.

Les retraitements nécessaires ont été effectués sur les coûts des GRD wallons avant la modélisation économétrique afin de rendre ces coûts comparables, les mêmes ou d'autres retraitements ont été effectués sur les coûts des autres GRD de l'échantillon. La modélisation économétrique a conduit à définir une fonction de coût efficace, avec laquelle Schwartz and Co a calculé la base de coût efficace de chaque GRD. Cette base de coût efficace est comparée à la base de coût réelle afin de déterminer le score d'efficacité du GRD, comme le schéma ci-dessus le décrit.

⁸⁶ Les durées d'amortissement n'ont pas été alignées entre GRD, ce qui est en faveur des GRD wallons.

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ
 Chapitre 2 – Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé
 Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété ex ante

Les tableaux ci-dessous présentent de manière schématique les retraitements pré-modélisation selon les GRD.

Retraitements pré-modélisation	
GRD Wallons	Sibelga
+ Charges nettes contrôlables 2019 - obligations de service public (hors CàB) R1 - provisions & produits / charges financiers R2	+ Charges nettes contrôlables 2019 selon Méthodologie tarifaire wallonne R0 - obligations de service public R1 - provisions & produits / charges financiers R2
+ Amortissements 2019 retraités du TFM R4 =	+ Amortissements 2019 retraités du TFM R4 =
Coûts réels € 2019 retraités	Coûts réels € 2019 retraités

Rx = Retraitement x, x = 0 à 5

Retraitements pré-modélisation	
Fluvius	GRD allemands
+ Charges nettes contrôlables 2019 selon Méthodologie tarifaire wallonne R0 - obligations de service public (hors CàB) R1 - provisions & produits / charges financiers R2	+ Charges nettes contrôlables 2016 selon Méthodologie tarifaire wallonne R0 - provisions & produits / charges financiers R2 - subsides/interventions de tiers R5
+ Amortissements 2019 retraités du TFM R4 =	= Coûts réels 2016 retraités * inflation cumulée 2017-2018-2019 R3
Coûts réels € 2019 retraités	= Coûts réels € 2019 retraités

Rx = Retraitement x, x = 0 à 5

Retraitements avant modélisation économétrique

Retraitement 0 – Détermination des charges nettes contrôlables des GRD autres que wallons selon la méthodologie tarifaire wallonne.

Les charges nettes contrôlables des GRD autres que wallons ont été vérifiées et adaptées – le cas échéant – afin d’aligner leur base de coûts contrôlables sur la méthodologie tarifaire wallonne. En d’autres termes, les rubriques de coûts de ces GRD ont été classifiées comme soit contrôlables, soit non-contrôlables, au sens de la méthodologie tarifaire wallonne.

Retraitement 1 – GRD belges : retrait des charges nettes contrôlables OSP (à l’exception des coûts relatifs à la gestion des compteurs à budget).

Les coûts relatifs aux obligations de services publics (gestion de la clientèle, gestion des déménagements et des fins de contrats, gestion de la promotion de l’énergie renouvelable, gestion de l’éclairage public, gestion des raccordements standards gratuits...), à l’exception des coûts des compteurs à budget nécessaires au comptage, ne sont pas pris en compte car cette catégorie de coûts n’est pas dans la base de coûts des GRD allemands.

Retraitement 2 – GRD belges et allemands : retrait des dotations/reprises de provision et des produits/charges financiers incluses dans les coûts contrôlables.

Les provisions, charges et produits financiers ont été retirés chez tous les GRD, étant donné leur caractère non-récurrent et différent selon les GRD.

Retraitement 3 – GRD allemands : coûts réels de l'année 2016 inflatés jusqu'en 2019 pour obtenir des coûts en €2019.

Les données des GRD allemands sont des coûts réels 2016. Afin de rendre la comparaison possible, ceux-ci ont été inflatés pour les amener à l'année des coûts réels des GRD belges, soit l'année 2019.

TABLEAU 68 INFLATION EN ŒUVRE SUR LA PÉRIODE 2017-2019

Inflation DE	2017	2018	2019
%	1,51%	1,73%	1,45%

Source : Schwartz and Co

Retraitements 4 et 5 – Subsidés et financement de tiers.

Les différences de traitement des subsidés et des interventions de clients (p.ex. pour se raccorder au réseau) ont été traitées afin de neutraliser cet effet au niveau des CAPEX. Pour les GRD belges, un taux de financement moyen a été appliqué. Pour les GRD allemands, les subsidés et des interventions de clients, OPEX, ont été retirés de leur base de coûts.

Retraitement 4 – GRD belges : calcul et application d'un taux de financement de tiers moyen afin de tenir compte des subsidés et des financements de tiers pour les actifs régulés.

Pour les GRD wallons, ce « brutage » des charges d'amortissement a été appliqué aux charges d'amortissement des actifs ainsi que sur la charge d'amortissement de la plus-value de réévaluation des actifs immobilisés.

Retraitement 5 – GRD allemands : retrait des subsidés et des financements de tiers dans les charges d'exploitation.

Pour les GRD allemands, les financements de tiers n'étant pas défalqués au niveau des immobilisations mais directement au niveau des charges d'exploitation, le retraitement a consisté à ne pas tenir compte des financements de tiers dans le calcul de la base de coûts.

À noter, le maintien (non-retraitement) des durées d'amortissement, malgré les différences entre GRD, (amortissements plus courts des GRD allemands, ce qui dégrade leur base de coûts, comparé aux GRD wallons).

B) Modélisation économétrique et tests statistiques

En électricité, 30 variables ont été identifiées avant le démarrage de la modélisation tandis qu'en gaz 23 variables étaient candidates.

Pour l'électricité, la méthode Advanced COLS a permis de sélectionner sur la base des données de coûts et des 30 variables, parmi près de 33 000 modèles testés, le modèle optimal à la fois en termes statistiques et économiques basé sur les 5 variables explicatives suivantes :

- % de longueur de réseau HT par rapport à la longueur totale du réseau.
- coût moyen du travail du pays.

-
- Ln (Longueur totale du réseau souterrain).
 - Ln (Nombre total de point de fourniture).
 - Ln (Pointe de charge annuelle du réseau).

Pour le gaz, la méthode *Advanced COLS* a permis de sélectionner de la même manière le modèle optimal à la fois en termes statistiques et économiques basé sur les 2 variables explicatives suivantes :

- Pointe de charge annuelle moyenne du réseau par point de fourniture.
- Ln (Nombre total de points de fourniture).

La meilleure fonction de coût parmi tous les modèles retenus et testés a été retenue, selon le résultat des tests statistiques et également sa pertinence économique⁸⁷ :

- « En électricité, le modèle retenu est le meilleur sur le plan statistique parmi tous les modèles calculés, après élimination de tous les modèles dont au moins une variable explicative n'est pas statistiquement significative (probabilité critique du coefficient supérieure à 0,05) ou dont les coefficients n'ont pas un signe pertinent (seuls 99 modèles sur près de 33 000 calculés subsistent après cette première élimination) : critère d'information d'Akaike le plus bas ; toutes les variables du modèle sont significatives ; tous les coefficients sont très significativement différents de 0 avec une probabilité critique très inférieure à 0,05 ; le modèle ne présente ni autocorrélation des résidus, ni d'hétéroscédasticité ; la distribution du résidu peut être considérée comme normale ; aucun effet de levier n'a été détecté ; un point d'influence potentiel a été détecté parmi les GRD allemands mais il a été vérifié que ce point n'a qu'un impact extrêmement faible sur le modèle (modèle quasi inchangé avec ou sans ce point). Ce modèle s'affranchit de l'année de référence utilisée pour le calculer ».
- « En gaz, le modèle retenu est le second meilleur modèle au niveau statistique parmi tous les modèles générés, après élimination de tous les modèles dont au moins une variable explicative n'est pas statistiquement significative ou dont les coefficients n'ont pas un signe pertinent (seuls 26 modèles sur près de 33 000 calculés subsistent après cette première élimination) : second critère d'Akaike le plus bas ; toutes les variables du modèle sont significatives ; tous les coefficients sont très significativement différents de 0 avec une probabilité critique très inférieure à 0,05 ; le modèle ne présente ni autocorrélation des résidus, ni d'hétéroscédasticité ; la distribution du résidu peut être considérée comme normale ; aucun effet de levier n'a été détecté ; un point d'influence potentiel a été détecté parmi les GRD allemands et il a été vérifié que ce point n'a qu'un impact extrêmement faible sur le modèle (modèle quasi inchangé avec ou sans ce point). Un point anormal a également été détecté parmi les GRD mais il a été vérifié que l'impact de ce point sur le modèle est très faible également. Le modèle présentant le critère d'Akaike le plus élevé n'a pas été retenu en raison de sa moindre pertinence économique, l'une des deux variables explicatives de ce modèle étant le logarithme du volume annuel acheminé ».

C) *Retraitement post-modélisation et mesure effective de l'efficiency des GRD wallons*

⁸⁷ Schwartz and Co, *Mesure effective de l'efficiency des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel en Région wallonne sur la base des données 2019 et 2020*, p. 14.

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ
 Chapitre 2 – Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé
 Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété ex ante

L'efficacité des GRD wallons a été calculée, de manière individuelle, par rapport à la frontière d'efficacité positionnée au premier décile et au premier quartile des GRD les plus efficaces.

Pour cela, la base de coût réelle de chaque GRD wallon a également été retraitée en effectuant les retraitements suivants décrits *supra* :

- retraitement 1 : retrait des charges nettes contrôlables OSP (y compris les charges OPEX et CAPEX liées aux compteurs à budget) ;
- retraitement 2 : retrait des dotations/reprises de provision et des produits/charges financiers inclus dans les coûts contrôlables ;
- retraitement 4 : calcul et application d'un taux de financement de tiers moyen afin de tenir compte des subsides et des financements de tiers pour les actifs régulés.

Un dernier retraitement (Retraitement 6 – GRD wallons) a été effectué : les charges d'amortissement des compteurs à budget sont remplacées par des charges d'amortissement estimées de compteurs classiques. En effet, le paramètre spécifique « nombre de CàB » n'étant pas ressorti comme variable explicative, il convient de retirer les coûts OPEX et CAPEX relatifs aux CàB mais, *a contrario*, il convient de tenir compte de ces points de fourniture et de leur impact sur les coûts contrôlables. Aussi, une estimation des charges CAPEX « compteurs BT classiques » a été réalisée, ajoutée à la base réelle des coûts contrôlables des GRD wallons.

La modélisation économétrique et les différentes étapes décrites ci-dessus ont conduit à définir une fonction de coût efficace, avec laquelle la base de coût efficace de chaque GRD a été calculée. Cette base de coût efficace est comparée à la base de coût réelle afin de déterminer le score d'efficacité du GRD.

Les résultats (au 1^{er} décile et au 1^{er} quartile des GRD les plus efficaces) des GRD wallons sont présentés dans le tableau ci-dessous. Un pourcentage inférieur à 100% signifie que le GRD n'est pas efficace.

Par rapport au projet du 31 mai 2022, la CwaPE a mis à jour le tableau avec la mesure d'efficacité des GRD wallons en ajoutant le résultat de l'année 2021 et 2022.

TABEAU 69 MESURE D'EFFICACITÉ DES GRD WALLONS POUR LES ANNÉES 2019, 2020, 2021 ET 2022

	Score efficacité 2019		Score efficacité 2020		Score efficacité 2021		Score efficacité 2022	
	1er décile	1er quartile	1er décile	1er quartile	1er décile	1er quartile	1er décile	1er quartile
AIEG	97,420%	100,000%	100,000%	100,000%	100,000%	100,000%	100,000%	100,000%
AIESH	100,000%	100,000%	83,430%	87,520%	94,850%	99,510%	84,350%	88,500%
ORES ELEC	84,310%	88,460%	80,390%	84,340%	82,430%	86,480%	79,630%	83,540%
RESA ELEC	98,120%	100,000%	91,570%	96,070%	89,400%	93,790%	75,660%	79,370%
REW	86,140%	90,370%	83,110%	87,200%	81,960%	85,990%	85,600%	89,810%
ORES GAZ	82,510%	95,440%	74,360%	86,020%	80,700%	93,350%	86,370%	99,910%
RESA GAZ	94,600%	100,000%	85,070%	98,400%	80,650%	93,290%	74,300%	85,940%

Source : Schwartz and Co

La CwaPE précise que le degré d'inefficacité ainsi déterminé n'est pas incompatible, ni contradictoire avec le traitement des coûts contrôlables au cours de la précédente période réglementaire. La CwaPE ne s'est jamais engagée à calculer le facteur d'efficacité selon la même méthodologie, ni à fixer ce facteur au même niveau de 1,5% lors de toutes les périodes tarifaires futures. Au contraire, dès l'entame des travaux relatifs à la nouvelle méthodologie tarifaire, la CwaPE a indiqué qu'une approche différente,

adaptée à la situation des GRD wallons, serait suivie de sorte qu'aucune attente légitime quant au maintien d'un statu quo n'a pu être créée. Le fait que l'approche suivie pour la nouvelle période régulatoire sur la base d'une analyse de coûts des années 2019 à 2022 conduite au constat d'une certaine inefficience ne signifie pas que la CwaPE considèrerait *a posteriori* que les gestionnaires n'ont pas été suffisamment efficaces au cours de la précédente période régulatoire.

C. Utilisation des résultats de la mesure d'efficacité par la CwaPE

La CwaPE a fait le choix d'utiliser la mesure de l'efficacité individuelle des GRD calculée par Schwartz and Co pour déterminer et fixer les facteurs d'efficacité de chaque GRD dans la méthodologie tarifaire, et ce pour les raisons suivantes :

- la méthode retenue par la CwaPE utilise une modélisation reconnue et standard en économétrie, qui permet une validation statistique du modèle de coût (contrairement à la méthode DEA) ;
- la mesure a été appliquée de manière rigoureuse avec le nombre de GRD suffisant pour la méthode retenue. Les données des GRD avec les retraitements effectués décrits ci-dessus ont pu être utilisées pour la modélisation économétrique ;
- le modèle de coût obtenu a été validé statistiquement et opérationnellement. Les tests statistiques et opérationnels réalisés sur la fonction de coût retenue en électricité et en gaz indiquent que ces modèles sont robustes et de bonne qualité.

Alors qu'elle avait initialement opté, dans le projet de méthodologie tarifaire soumis à concertation, pour l'utilisation de la moyenne de l'efficacité des GRD des années 2019 et 2020, au premier décile, la CwaPE a finalement opté, après concertation, pour la moyenne de l'efficacité des années 2019, 2020, 2021 et 2022, au premier quartile et la réduction de 50% des facteurs d'efficacité pour les motifs suivants :

- l'ajout des années 2021 et 2022 répond à la demande de certains GRD lors de la concertation. Il permet de tenir compte de la mesure de l'efficacité la plus récente (qui n'était pas connue au moment de la finalisation du projet de méthodologie tarifaire du 31 mai 2022). Les scores d'efficacité de ces deux années ont été calculés ainsi que la moyenne arithmétique 2019-2022. Certains GRD voient leur score moyen s'améliorer ; d'autres, se dégrader, mais dans des proportions non significatives.
- le choix de la moyenne des efficacités plutôt que l'efficacité la plus récente est justifié par cohérence avec l'utilisation de la moyenne 2019-2022 des charges nettes contrôlables pour fixer celles-ci sur la période 2025-2029.
- le choix du niveau d'effort à fournir via la fixation du facteur d'efficacité au premier quartile, répond à la demande des GRD lors de la concertation. Il permet d'adoucir l'effort demandé aux GRD en n'exigeant pas directement qu'ils soient tous aussi efficaces que les GRD les plus efficaces, tout en gardant un caractère incitatif.

La réduction de 50% des facteurs d'efficacité répond à la nécessité pour les GRD de mettre toutes leurs énergies et forces dans l'accélération de la transition énergétique à une période où de nombreux

acteurs accélèrent également les investissements. La CwaPE veillera dans ses différents contrôles à ce que les moyens alloués dans le cadre des revenus autorisés de chaque GRD soient utilisés dans la meilleure façon qui soit, dans l'intérêt général et au bénéfice des URD.

À toutes fins utiles, il est précisé que :

- Pour 2020, le résultat le plus favorable aux GRD des deux variantes relatives à la pointe de charge moyenne 2017-2019 et 2018-2020 été retenu par la CwaPE⁸⁸ ;
- Pour 2021, le résultat le plus favorable aux GRD des variantes relatives à pointe de charge moyenne 2017-2019 et 2019-2021 été retenu par la CwaPE ;
- Pour 2022, le résultat le plus favorable aux GRD des variantes relatives à pointe de charge moyenne 2017-2019 et 2020-2022 été retenu par la CwaPE.

La CwaPE a, en outre, fait suite à la demande des GRD lors de la concertation de ne pas appliquer le facteur d'efficience sur la totalité des charges nettes liées aux investissements (CNI) afin de tenir compte de l'équilibre financier global de la méthodologie tarifaire, l'impact financier de ce mécanisme n'étant pas négligeable (possible risque de non-couverture des amortissements historiques du GRD). Le facteur d'efficience aurait pu être appliqué sur les nouveaux investissements (de remplacement et d'extension, hors OSP et hors coûts additionnels) uniquement, mais la CwaPE n'a finalement pas retenu ce choix – pour cette période régulatoire – en raison de la complexité de mise en pratique de cette solution et de la difficulté pour la CwaPE de vérifier les données des GRD. La CwaPE n'a d'ailleurs, pour les mêmes motifs, pas supprimé l'indexation sur ces amortissements historiques, ce qui permet de donner une marge d'autofinancement au GRD pour ses investissements de renouvellement et d'extension « *business as usual* ». Ce mécanisme de non-application de l'efficience sur les amortissements n'est pas acquis pour les prochaines périodes régulatrices. La CwaPE vérifiera chaque année les données réelles de ces amortissements et pourra utiliser ces analyses pour revoir le mécanisme sur les amortissements lors de la période régulatoire suivante.

La CwaPE n'a, en revanche, pas donné de suite favorable ni à la demande de la FEBEG de modifier l'approche de l'effort réparti sur 5 ans et d'appliquer le facteur d'efficience sur les charges nettes opérationnelles relatives aux obligations de service public (qu'elle estime trop restrictive et demande des efforts trop importants à certains GRD). Comme déjà précisé ci-dessus, la réduction de 50% des facteurs d'efficience répond à la nécessité d'accélérer significativement la transition énergétique en Région wallonne dans un contexte où de nombreuses entreprises sont également en train d'accélérer celle-ci, de raréfaction de personnel qualifié et d'une nécessité de transformation interne des GRD. Si l'effort en matière d'efficience doit être maintenu, la CwaPE est néanmoins consciente de la nécessité

⁸⁸ Cf. rapport Mesure effective de l'efficience des GRD wallons de Schwartz and Co, p. 43 : « *Les modèles électricité et gaz utilisés intégrant des variables explicatives dépendant de la pointe de charge moyenne du réseau, en raison de la baisse de la pointe en 2020 pour l'ensemble des GRD sauf pour le GRD électricité ORES, qui semble refléter un effet conjoncturel lié à l'épidémie de COVID, 2 valeurs d'efficience 2020 ont été calculées pour chaque GRD électricité / gaz : la première est basée sur la prise en compte de la pointe de charge moyenne 2017-2019, c'est-à-dire une valeur inchangée par rapport à la mesure d'efficience 2019, tandis que la seconde est basée sur la pointe de charge moyenne sur 2018-2020. L'impact de ce paramètre sur la mesure d'efficience est cependant modéré (au maximum 0,6 point de pourcentage d'efficience dans le cas de l'électricité et 1,4 point de pourcentage d'efficience dans le cas du gaz)* ».

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ
 Chapitre 2 – Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé
 Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété ex ante

de concilier les deux objectifs dans le contexte économique actuel et dans la période régulatoire 2025-2029.

TABLEAU 70 MOYENNE 2019-2022 DE LA MESURE DE L'EFFICIENCE

	Score efficacité 2019		Score efficacité 2020		Score efficacité 2021	
	1er décile	1er quartile	1er décile	1er quartile	1er décile	1er quartile
AIEG	97,420%	100,000%	100,000%	100,000%	100,000%	100,000%
AIESH	100,000%	100,000%	83,430%	87,520%	94,850%	99,510%
ORES ELEC	84,310%	88,460%	80,390%	84,340%	82,430%	86,480%
RESA ELEC	98,120%	100,000%	91,570%	96,070%	89,400%	93,790%
REW	86,140%	90,370%	83,110%	87,200%	81,960%	85,990%
ORES GAZ	82,510%	95,440%	74,360%	86,020%	80,700%	93,350%
RESA GAZ	94,600%	100,000%	85,070%	98,400%	80,650%	93,290%

	Score efficacité 2022		Moyenne 2019-2022	
	1er décile	1er quartile	1er décile	1er quartile
AIEG	100,000%	100,000%	99,355%	100,000%
AIESH	84,350%	88,500%	90,658%	93,883%
ORES ELEC	79,630%	83,540%	81,690%	85,705%
RESA ELEC	75,660%	79,370%	88,688%	92,308%
REW	85,600%	89,810%	84,203%	88,343%
ORES GAZ	86,370%	99,910%	80,985%	93,680%
RESA GAZ	74,300%	85,940%	83,655%	94,408%

TABLEAU 71 FACTEURS D'EFFICIENCE INDIVIDUELS XI

	Pourcentages d'efficacité		Pourcentages d'efficacité réduits de 50%	
	1er décile	1er quartile	1er décile	1er quartile
	AIEG	-0,129%	0,000%	-0,065%
AIESH	-1,869%	-1,224%	-0,934%	-0,612%
ORES ELEC	-3,662%	-2,859%	-1,831%	-1,430%
RESA ELEC	-2,263%	-1,539%	-1,131%	-0,769%
REW	-3,160%	-2,332%	-1,580%	-1,166%
ORES GAZ	-3,803%	-1,264%	-1,902%	-0,632%
RESA GAZ	-3,269%	-1,119%	-1,635%	-0,559%

La robustesse de méthodologie et le calcul de l'efficacité ont été questionnés par les GRD lors de la concertation. ORES et RESA ont fait appel à des experts OXERA et NERA qui ont chacun produit un rapport confidentiel.

Les analyses des GRD et de leurs experts ont été examinées par le consultant de la CwaPE, qui a fait part à la CwaPE de ses réactions (cf. annexe F confidentielle).

Après avoir pris connaissance des analyses des GRD et de leurs experts, d'une part, et des réactions de son consultant, d'autre part, la CwaPE reste convaincue de la robustesse de la méthode et du calcul appliqués par son consultant et fait siennes les analyses et réponses apportées par son consultant. La CwaPE n'a en effet pas relevé, parmi les arguments soulevés par les GRD et leurs experts, d'éléments de nature à démontrer que le calcul de l'efficacité réalisé par son consultant serait manifestement erroné, déraisonnable, inapproprié ou injustifié.

Plus particulièrement, la CwaPE constate que :

-
- son consultant a été en mesure de répondre de manière suffisamment convaincante aux objections des GRD (que ce soit sur la méthode, la sélection des GRD de l'échantillon, la taille, l'année de référence...), en développant des contre-arguments techniques rigoureux et pertinents ou en mettant en évidence les failles ou incohérences dans les raisonnements suivis par les GRD et leurs consultants ;
 - certaines des remarques formulées par les consultants d'ORES et de RESA témoignent d'une compréhension trop partielle et pas assez profonde de la méthode *Advanced COLS* retenue par la CwaPE, ce qui conduit à des remarques manquant – partiellement ou totalement – de pertinence. Par ailleurs, certaines réponses du consultant d'ORES témoignent d'une faiblesse au niveau économétrique et statistique, ce qui conduit également à des remarques manquant – partiellement ou totalement – de pertinence (e.a. pp. 17-28, p. 30 de l'annexe E) ;
 - le recalcul de l'efficacité en tentant de répliquer la méthodologie *advanced COLS* par le consultant d'ORES manque de rigueur : il n'utilise pas une base de coûts au même périmètre que celui utilisé dans le calcul de la CwaPE et ne corrige pas la base de coûts des financements de tiers. Au lieu de tenter d'aligner les coûts des GRD allemands sur la méthodologie tarifaire de la CwaPE, le consultant d'ORES rajoute des éléments de charges non contrôlables à ORES, ce qui introduit un biais méthodologique fondamental puisque l'objectif est de calculer l'efficacité sur les charges contrôlables en Région wallonne et non pas sur un mix de charges contrôlables et non contrôlables. Schwartz and Co, quant à lui, aligne de manière rigoureuse les bases de coûts de tous les GRD sur la méthodologie tarifaire wallonne ;
 - le consultant de RESA commet une erreur méthodologique fondamentale lorsqu'il sous-entend que les coûts des GRD allemands sont sous-estimés. Le benchmark doit utiliser pour tous les GRD des valeurs explicatives cohérentes avec la base de coûts : valeurs explicatives et base de coûts doivent impérativement correspondre à la même année puisque ces variables explicatives sont les drivers de la base de coûts. Ce que NERA propose de faire, c'est de considérer les coûts 2019 des GRD allemands avec les variables explicatives de 2016 pour l'électricité et 2015 pour le gaz, d'où une absence de cohérence entre les drivers des coûts et les coûts qui seraient pris en compte. Schwartz and Co utilise bien les données réelles 2016 (électricité) et 2015 (gaz) des GRD allemands (exprimées en € 2019) avec variables explicatives (drivers de la base de coûts) de la même année. À périmètre de métier similaire, l'important n'est pas tant l'année de référence que l'utilisation de données de coûts et variables explicatives – c'est-à-dire de données qui expliquent ces coûts – de la même année pour déterminer une fonction de coût efficiente du GRD ;
 - les consultants des GRD manquent de cohérence ou se contredisent entre eux sur l'utilisation de tests : ainsi, à titre d'exemple, le consultant de RESA confirme l'utilisation d'un test (AIC) tandis que le consultant d'ORES met en cause l'utilisation de ce test ; de même, le consultant d'ORES critique la méthode *COLS* comme étant la moins robuste et pourtant l'utilise pour tenter de calculer l'efficacité du GRD.

En ce qui concerne les demandes de davantage transparence sur le calcul de l'efficacité formulées par les GRD, la CwaPE a expliqué en détail les opérations réalisées par son consultant (voir ci-dessus). Elle ne peut en revanche donner accès aux données des GRD sur lesquelles les calculs sont basés en raison de l'obligation de confidentialité qui la lie avec le régulateur allemand et les régulateurs belges qui ont

transmis les données qui ont permis la modélisation économétrique rigoureuse de la fonction de coût efficiente.

2.1.4.2.3. Efficiences et qualité

Conformément aux principes édictés à l'article 4, § 2, du décret tarifaire, la présente méthodologie tient compte de la qualité des services prestées par les GRD et de l'efficacité de ceux-ci.

La qualité est prise en compte par le biais du terme qualité, lequel est un incitant financier qui consiste en une majoration ou une minoration du revenu autorisé en cas d'atteinte ou de non-atteinte des objectifs déterminés. Ce terme est un des éléments constitutifs de la formule de calcul du revenu autorisé.

L'efficacité est prise en compte par le biais d'un facteur d'efficacité individuel destiné à inciter financièrement les GRD à remplir leurs missions au meilleur coût. Ce facteur représente un pourcentage annuel de réduction des coûts afin que l'entreprise atteigne un niveau considéré comme « efficace ». Il est intégré dans la formule de détermination des charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes relatives aux obligations de service public, laquelle est un des éléments constitutifs d'un des éléments de la formule de calcul du revenu autorisé.

Dans le cadre de la concertation, ORES a pris argument du lien qu'établirait, selon elle, l'article 4, § 2, 15°, du décret tarifaire entre benchmark et qualité pour soutenir qu'un calcul d'efficacité ne pourrait pas, dans de telles circonstances, être valablement établi sans tenir compte de la qualité des produits ou services fournis par les entreprises comparées.

La CwaPE ne partage pas la lecture d'ORES.

La technique de comparaison utilisée dans le cadre de la détermination du facteur d'efficacité concerne un des nombreux éléments constitutifs de la formule de calcul du revenu autorisé. La « *méthode de contrôle des coûts* » visée à l'article 4, § 2, 15°, première phrase, ne repose donc que marginalement sur un benchmark. Ceci étant, ce benchmark tient compte, dans une certaine mesure, de la situation individuelle de chacun des GRD, et partant de leurs différences objectives, conformément à cette disposition.

Par ailleurs, la présente méthodologie tarifaire, c'est-à-dire la « *décision* » visée à l'article 4, § 2, 15°, deuxième phrase, tient effectivement compte de la qualité des services fournis par chacun des GRD, via le terme qualité, de sorte qu'il doit être admis que, considérée dans son ensemble, la méthodologie tarifaire est bien en ligne avec les principes établis à l'article 4, § 2, 15°, du décret tarifaire.

2.1.4.3. Le facteur d'indexation (IS)

En ce qui concerne le paramètre d'indexation des coûts contrôlables entre 2026 et 2029, il est renvoyé au Titre II, chapitre 2, section 1, point 2.1.3 ».

2.1.4.4. Liberté du GRD

Les formules de calcul des budgets des coûts contrôlables OSP, des coûts contrôlables liés aux immobilisations, et des coûts contrôlables hors OSP et hors CNI, prévues aux articles 46, 48 et 51, devraient permettre d'accorder au GRD un budget de coûts contrôlables adéquat pour exercer ses missions et obligations légales. Néanmoins, la CwaPE ne souhaite pas imposer au GRD le budget calculé

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ
Chapitre 2 – Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé
Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété ex ante

selon les formules de la méthodologie tarifaire si le GRD souhaite réduire le montant de ses coûts contrôlables budgétés. Aussi, le GRD a la possibilité de proposer, pour chacune des années de la période régulatoire, un budget de coûts contrôlables OSP, de coûts contrôlables liés aux immobilisations et de coûts contrôlables hors OSP et hors CNI inférieur à celui calculé selon les formules de la méthodologie tarifaire. Dans ce cas, le GRD s'engage à accomplir l'ensemble des missions qui lui sont dévolues avec le budget qu'il propose.

2.1.5. Simulations des budgets maximaux des coûts contrôlables 2025-2029

Sur la base des dispositions des articles 41 et 44 du projet de méthodologie tarifaire 2024-2028, la CwaPE avait réalisé les simulations des montants maximaux des budgets des coûts contrôlables des années 2024 à 2028 de chaque GRD wallons reprises dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 72 MONTANTS MAXIMAUX DES BUDGETS DES COÛTS CONTRÔLABLES DES ANNÉES 2024-2028 SELON LE PROJET DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE 2024-2028

	2024	2025	2026	2027	2028	TOTAL 24-28 incluant smart et promogaz
AIEG	€ 5.692.436	€ 5.813.524	€ 5.937.192	€ 6.068.494	€ 6.192.487	€ 29.704.133
AIESH	€ 7.505.112	€ 7.538.676	€ 7.572.605	€ 7.606.903	€ 7.641.578	€ 37.864.874
ORES ELEC	€ 342.095.977	€ 337.339.300	€ 332.690.250	€ 328.147.467	€ 323.709.621	€ 1.663.982.615
RESA ELEC	€ 109.678.009	€ 111.499.523	€ 113.352.599	€ 115.237.814	€ 117.155.758	€ 566.923.703
REW	€ 6.462.030	€ 6.440.133	€ 6.419.022	€ 6.398.708	€ 6.379.200	€ 32.099.093
ORES GAZ	€ 124.149.409	€ 122.293.933	€ 120.497.577	€ 118.759.503	€ 117.078.898	€ 602.779.320
RESA GAZ	€ 55.017.764	€ 55.563.487	€ 56.117.786	€ 56.680.853	€ 57.252.887	€ 280.632.777
TOTAL						€ 3.213.986.515

Ces simulations étaient basées sur les valeurs prévisionnelles (exprimée en pourcent) de l'indice santé des années 2022 à 2026 publiées par le Bureau Fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2021-2026 en juin 2021 qui s'élèvent à 1,8% par an.

Depuis lors, l'indice santé réel de l'année 2022 est connu et s'élève à 9,25% et le Bureau Fédéral du Plan a publié de nouvelles prévisions de l'indice santé des années 2023 à 2028. Les valeurs utilisées pour les années 2023 et 2024 sont celles publiées par le Bureau Fédéral du Plan le 2 mai 2023 et les valeurs prévisionnelles des années 2025 à 2029 sont issues de la publication du Bureau Fédéral du Plan intitulée « Perspectives économiques 2023-2028 » de février 2023. Les valeurs sont reprises dans le tableau ci-dessous :

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Indice santé	4,40%	3,60%	1,80%	1,70%	1,70%	1,70%	1,70%

La CWaPE a mis à jour les simulations des montants maximaux des budgets des coûts contrôlables en tenant compte de l'indice de santé réel de l'année 2022, des prévisions récentes de l'indice santé des années 2023 à 2029 mais également en tenant compte des différentes adaptations apportées aux formules de calcul des coûts contrôlables telles que le passage d'une base de coûts réels historiques de 2 à 4 ans, les différentes modifications apportées aux facteurs d'efficacité individuels et sur le scope sur lequel ils s'appliquent, la mise à jour des coûts additionnels de transition. Les résultats des simulations sont repris dans le tableau ci-dessous :

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ
Chapitre 2 – Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé
Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété ex ante

TABEAU 73 MONTANTS MAXIMAUX DES BUDGETS DES COÛTS CONTRÔLABLES DES ANNÉES 2025-2029

	2025	2026	2027	2028	2029	TOTAL
AIEG	6.195.214 €	6.325.290 €	6.484.333 €	6.646.536 €	6.975.596 €	32.626.969 €
AIESH	8.249.598 €	8.381.162 €	8.515.004 €	8.651.163 €	8.791.987 €	42.588.913 €
ORES ELEC	382.337.149 €	386.685.584 €	391.227.329 €	395.965.472 €	401.322.824 €	1.957.538.358 €
RESA ELEC	126.374.083 €	129.334.536 €	131.670.045 €	134.057.144 €	136.817.660 €	658.253.468 €
REW	7.499.896 €	7.652.167 €	7.808.692 €	7.969.971 €	8.199.565 €	39.130.292 €
ORES GAZ	134.375.252 €	137.590.255 €	140.862.749 €	144.180.606 €	147.619.692 €	704.628.555 €
RESA GAZ	65.838.555 €	67.547.775 €	69.218.317 €	70.891.311 €	72.641.057 €	346.137.014 €
TOTAL						3.780.903.568 €

	2025	2026	2027	2028	2029	TOTAL
AIEG	€ 6.195.214	€ 6.325.290	€ 6.484.333	€ 6.646.536	€ 6.975.596	€ 32.626.969
AIESH	€ 8.249.598	€ 8.381.162	€ 8.515.004	€ 8.651.163	€ 8.791.987	€ 42.588.913
ORES ELEC	€ 382.337.149	€ 386.685.584	€ 391.227.329	€ 395.965.473	€ 401.322.824	€ 1.957.538.358
RESA ELEC	€ 126.374.082	€ 129.334.536	€ 131.670.045	€ 134.057.144	€ 136.817.661	€ 658.253.468
REW	€ 7.499.895	€ 7.652.166	€ 7.808.693	€ 7.969.973	€ 8.199.565	€ 39.130.292
ORES GAZ	€ 134.375.252	€ 137.590.255	€ 140.862.749	€ 144.180.606	€ 147.619.692	€ 704.628.555
RESA GAZ	€ 65.838.555	€ 67.547.775	€ 69.218.317	€ 70.891.311	€ 72.641.057	€ 346.137.015
TOTAL						€ 3.780.903.570

Les coûts additionnels liés au déploiement des compteurs communicants électricité n'étant plus intégrés dans les montants maximaux des coûts contrôlables et les coûts de déploiement des compteurs communicants gaz ainsi que les coûts des projets promogaz n'étant plus repris dans coûts additionnels de transition, la CwaPE les déduit des montants maximaux des budgets des coûts contrôlables des années 2024-2028 selon le projet de méthodologie tarifaire afin de rendre les simulations comparables avec les budgets calculés pour la période selon la méthodologie tarifaire 2025-2029.

TABEAU 74 COMPARAISON DES MONTANTS MAXIMAUX DES BUDGETS DES COÛTS CONTRÔLABLES ENTRE LE PROJET DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE 2024-2028 DE JUIN 2022 ET LA PRÉSENTE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE 2025-2029 DE JUIN 2023

	TOTAL 24-28 incluant smart et promogaz	Coûts smart + promogaz	TOTAL 24-28 hors smart et promogaz (PMT juin 2022)	TOTAL 25-29 (MT juin 2023)	Variation	
AIEG	€ 29.704.133	€ 1.665.250	€ 28.038.883	€ 32.626.969	€ 4.588.086	16%
AIESH	€ 37.864.874	€ 747.806	€ 37.117.068	€ 42.588.913	€ 5.471.845	15%
ORES ELEC	€ 1.663.982.615	€ 61.646.824	€ 1.602.335.791	€ 1.957.538.358	€ 355.202.567	22%
RESA ELEC	€ 566.923.703	€ 22.579.397	€ 544.344.306	€ 658.253.468	€ 113.909.162	21%
REW	€ 32.099.093	€ 591.099	€ 31.507.994	€ 39.130.292	€ 7.622.298	24%
ORES GAZ	€ 602.779.320	€ 31.138.314	€ 571.641.006	€ 704.628.555	€ 132.987.549	23%
RESA GAZ	€ 280.632.777	€ 10.613.245	€ 270.019.532	€ 346.137.015	€ 76.117.483	28%
TOTAL	€ 3.213.986.515	€ 128.981.935	€ 3.085.004.580	€ 3.780.903.570	€ 695.898.990	23%

On constate que pour l'ensemble des GRD, le montant maximal des budgets des coûts contrôlables a fortement évolué à la hausse.

Il est à noter que les valeurs prévisionnelles de l'indice santé des années 2023 et 2024 seront définitivement fixées sur la base des indices qui seront publiés par le Bureau Fédéral du Plan en juin 2023 et que les valeurs prévisionnelles de l'indice santé des années 2025 à 2029 seront définitivement fixées sur la base de la publication « Perspectives économiques 2023-2028 » qui sera publiée en juin 2023. Les valeurs prévisionnelles de l'indice santé qui seront utilisées par les GRD lors du calcul des

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ

Chapitre 2 – Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé

Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété ex ante

budgets maximaux des coûts contrôlables 2025-2029 peuvent dès lors légèrement différer des valeurs prévisionnelles de l'indice santé utilisées par la CwaPE pour établir les présentes simulations.

Il est également à noter que ces montants représentent les montants maximaux des budgets des coûts contrôlables et que les GRD ont la possibilité d'introduire un budget de coûts contrôlables inférieur au montant présenté dans le tableau. Aussi, ces valeurs ne peuvent être considérées comme les montants définitifs du budget des coûts contrôlables 2025-2029 des GRD wallons. Ces derniers ne seront connus qu'à l'issue de l'approbation par la CwaPE des propositions de revenus autorisés 2025-2029 des GRD.

Les budgets maximaux des coûts contrôlables 2025-2029 des GRD wallons peuvent être décomposés comme suit :

TABEAU 75 DÉCOMPOSITION DU MONTANT MAXIMAL DU BUDGETS DES COÛTS CONTRÔLABLES 2025-2029 DES GRD ÉLECTRICITÉ ENTRE EFFET EFFICIENCE ET EFFET COÛTS ADDITIONNELS

	AIEG	AIESH	ORES ELEC	RESA ELEC	REW					
Budget coûts contrôlables avec X avec coûts transition	€ 32.626.969	€ 42.588.913	€ 1.957.538.358	€ 658.253.468	€ 39.130.292					
Budget coûts contrôlables sans X avec coûts transition	€ 32.626.969	€ 43.053.679	€ 2.002.386.726	€ 667.128.694	€ 39.669.706					
Budget coûts contrôlables sans X sans coûts transition = coûts réels 19-22 indexés	€ 30.933.572	€ 42.719.550	€ 1.987.693.321	€ 650.791.200	€ 38.265.345					
Différence totale	€ 1.693.397	5%	-€ 130.637	0%	-€ 30.154.963	-2%	€ 7.462.268	1%	€ 864.947	2%
Effet efficacité	€ 0	0%	-€ 464.766	-1%	-€ 44.848.368	-2%	-€ 8.875.226	-1%	-€ 539.415	-1%
Effet coûts additionnels	€ 1.693.397	5%	€ 334.129	1%	€ 14.693.405	1%	€ 16.337.494	3%	€ 1.404.362	4%

TABEAU 76 DÉCOMPOSITION DU MONTANT MAXIMAL DU BUDGETS DES COÛTS CONTRÔLABLES 2025-2029 DES GRD GAZ ENTRE EFFET EFFICIENCE ET EFFET COÛTS ADDITIONNELS

	ORES GAZ	RESA GAZ		
Budget coûts contrôlables avec X avec coûts transition	€ 704.628.555	€ 346.137.015		
Budget coûts contrôlables sans X avec coûts transition	€ 710.333.986	€ 349.248.967		
Budget coûts contrôlables sans X sans coûts transition = coûts réels 19-22 indexés	€ 690.072.917	€ 337.229.634		
Différence totale	€ 14.555.638	2%	€ 8.907.381	3%
Effet efficacité	-€ 5.705.431	-1%	-€ 3.111.952	-1%
Effet coûts additionnels	€ 20.261.069	3%	€ 12.019.333	4%

On constate que pour tous les GRD, à l'exception d'ORES électricité, le montant maximal du budget des coûts contrôlables 2025-2029 est supérieur à l'indexation de la moyenne des coûts réels 2019-2022.

On constate que l'effort d'efficacité demandé aux GRD wallons sur la période régulatoire 2025-2029 varie entre 0% et 2% selon le GRD et se situe en moyenne à 1%.

Les coûts additionnels de transition augmentent le budget des coûts contrôlables des GRD wallons de 3% en moyenne.

TABEAU 77 MONTANTS MAXIMAUX DES BUDGETS DES COÛTS CONTRÔLABLES 2025-2029

	2025	2026	2027	2028	2029	Variation 25-29
AIEG	€ 6.195.214	€ 6.325.290	€ 6.484.333	€ 6.646.536	€ 6.975.596	13%
AIESH	€ 8.249.598	€ 8.381.162	€ 8.515.004	€ 8.651.163	€ 8.791.987	7%
ORES ELEC	€ 382.337.149	€ 386.685.584	€ 391.227.329	€ 395.965.473	€ 401.322.824	5%
RESA ELEC	€ 126.374.082	€ 129.334.536	€ 131.670.045	€ 134.057.144	€ 136.817.661	8%
REW	€ 7.499.895	€ 7.652.166	€ 7.808.693	€ 7.969.973	€ 8.199.565	9%
ORES GAZ	€ 134.375.252	€ 137.590.255	€ 140.862.749	€ 144.180.606	€ 147.619.692	10%
RESA GAZ	€ 65.838.555	€ 67.547.775	€ 69.218.317	€ 70.891.311	€ 72.641.057	10%

On constate également que les budgets maximaux des coûts contrôlables de l'ensemble des GRD sont en augmentation sur la période régulatoire 2025-2029. Cette augmentation varie entre 5% et 13% selon le GRD.

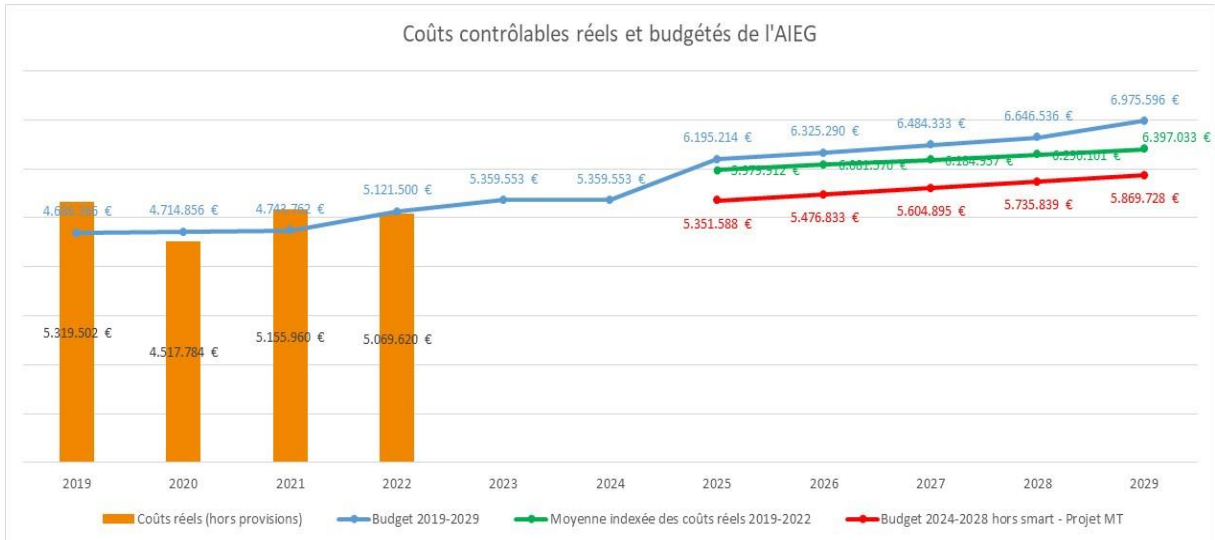
TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ

Chapitre 2 – Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé

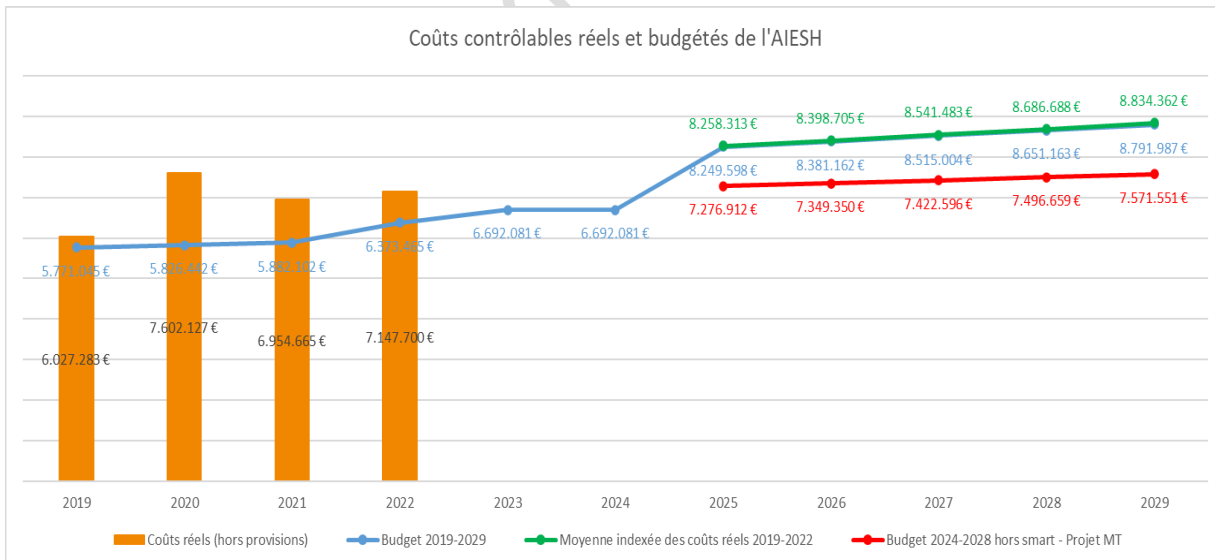
Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété ex ante

Les graphiques suivants montrent l'évolution pour chaque GRD des coûts contrôlables budgétés entre 2019 et 2029 en prenant l'hypothèse que le GRD budgete pour les années 2025-2029 le montant maximal des coûts contrôlables calculé selon les règles de la présente méthodologie tarifaire 2025-2029. À titre informatif, les graphiques incluent également les coûts contrôlables réels des années 2019 à 2022 (après déduction des dotations/reprises de provision).

GRAPHIQUE 10 COÛTS CONTRÔLABLES RÉELS ET BUDGÉTÉS DE L'AIEG

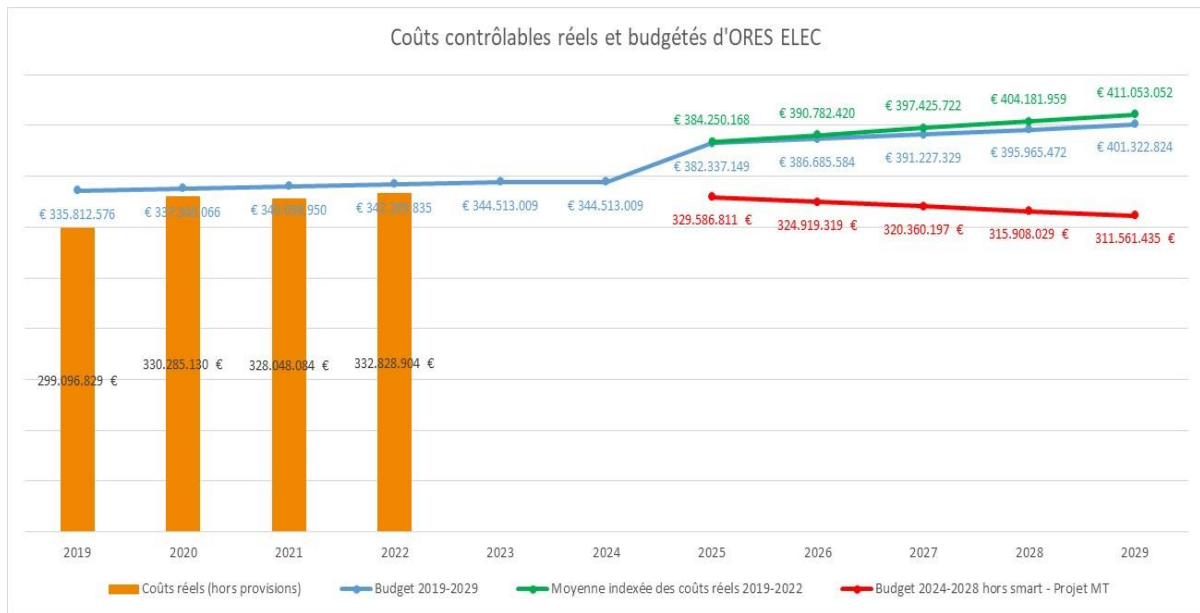


GRAPHIQUE 11 COÛTS CONTRÔLABLES RÉELS ET BUDGÉTÉS DE L'AIESH

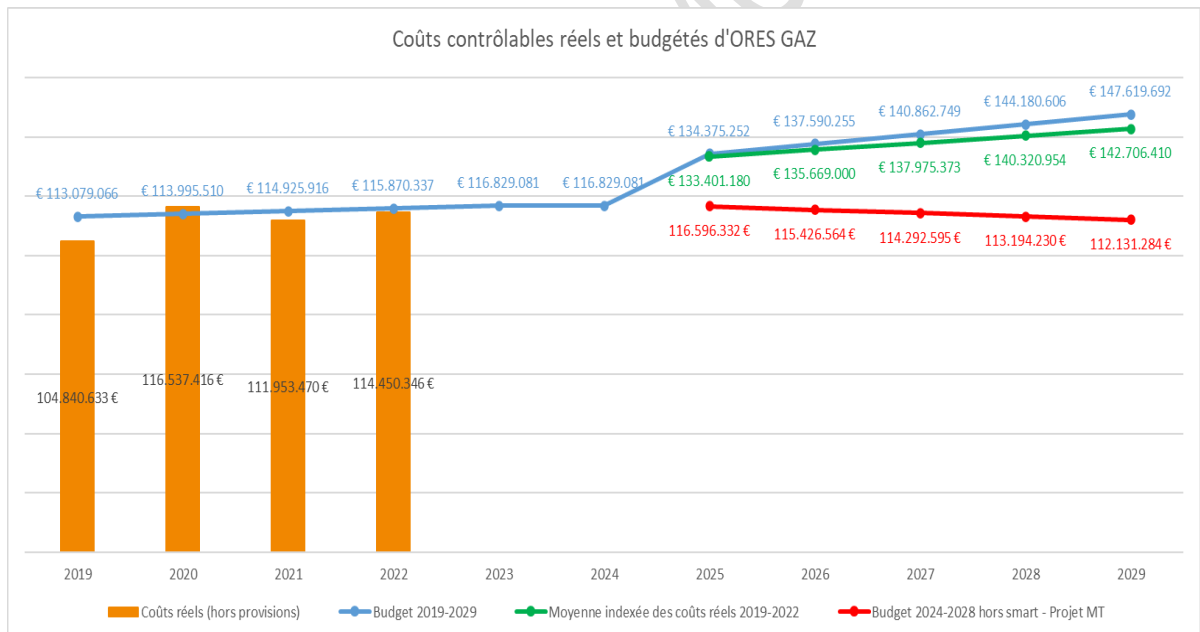


TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ
 Chapitre 2 – Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé
 Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété ex ante

GRAPHIQUE 12 COÛTS CONTRÔLABLES RÉELS ET BUDGÉTÉS D'ORES ÉLECTRICITÉ

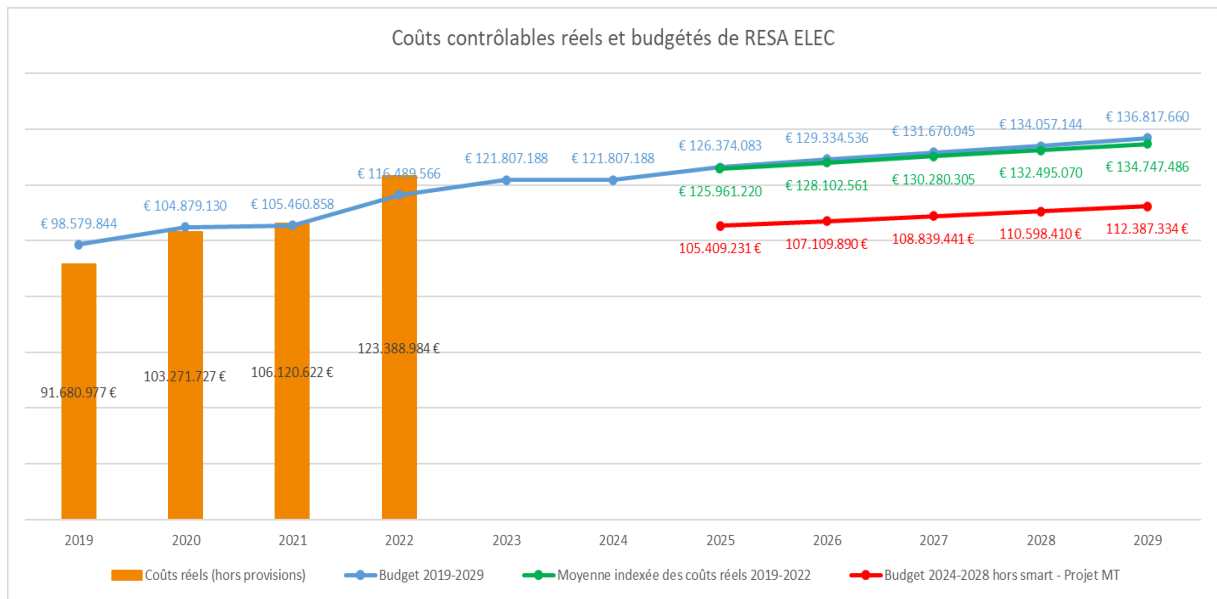


GRAPHIQUE 13 COÛTS CONTRÔLABLES RÉELS ET BUDGÉTÉS D'ORES GAZ

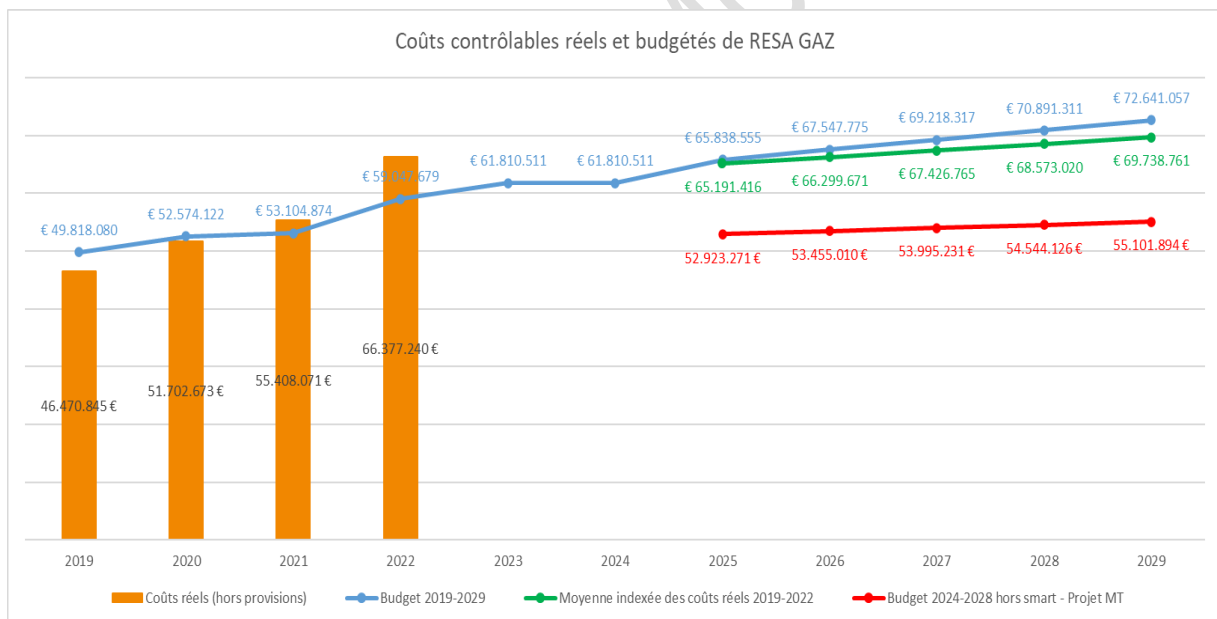


TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ
 Chapitre 2 – Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé
 Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété ex ante

GRAPHIQUE 14 COÛTS CONTRÔLABLES RÉELS ET BUDGÉTÉS DE RESA ÉLECTRICITÉ

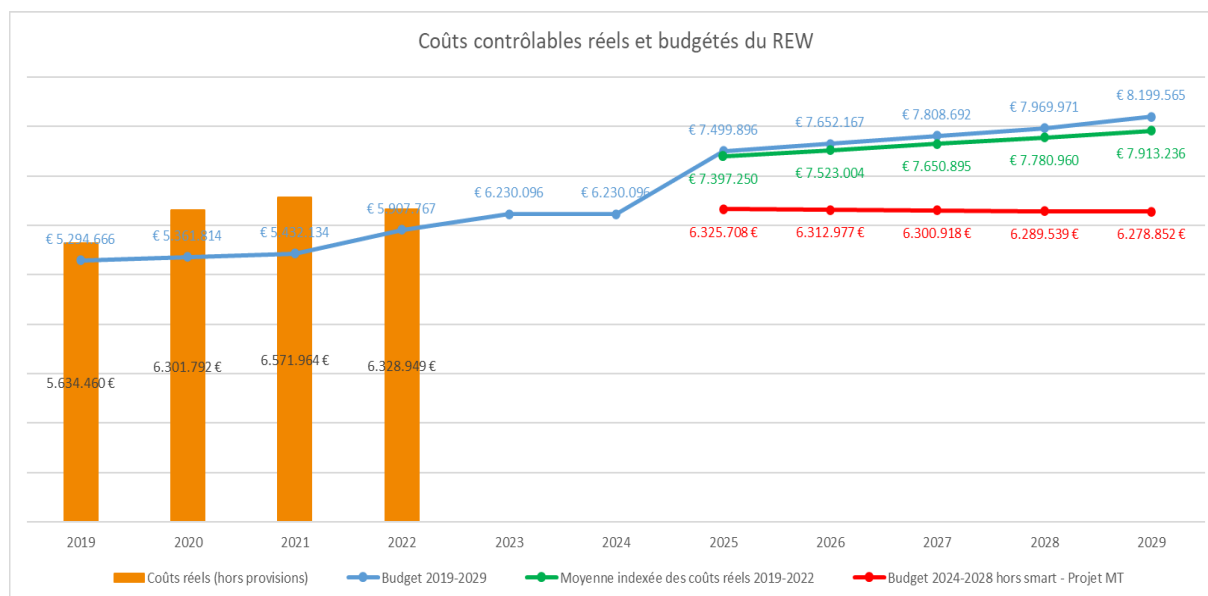


GRAPHIQUE 15 COÛTS CONTRÔLABLES RÉELS ET BUDGÉTÉS DE RESA GAZ



TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ
 Chapitre 2 – Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé
 Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété ex ante

GRAPHIQUE 16 COÛTS CONTRÔLABLES RÉELS ET BUDGÉTÉS DU REW



On constate pour l'ensemble des GRD une augmentation du budget des coûts contrôlables entre 2024 et 2025. Cette augmentation varie entre 4% et 23% selon le GRD.

TABLEAU 78 COMPARAISON ENTRE LE BUDGET DES COÛTS CONTRÔLABLES 2024 (HORS SMART ET PROMOGAZ) ET LE MONTANT MAXIMUM DES COÛTS CONTROLABLES 2025 (HORS SMART ET PROMOGAZ)

	Budget coûts contrôlables 2024 hors smart et promogaz	Montant maximum coûts contrôlables 2025 hors smart et promogaz	Variation 2024-2025
AIEG	€ 5.359.553	€ 6.195.214	16%
AIESH	€ 6.692.081	€ 8.249.598	23%
ORES ELEC	€ 344.513.009	€ 382.337.149	11%
RESA ELEC	€ 121.807.187	€ 126.374.082	4%
REW	€ 6.230.096	€ 7.499.895	20%
ORES GAZ	€ 116.829.081	€ 134.375.252	15%
RESA GAZ	€ 61.810.511	€ 65.838.555	7%

Les budgets des coûts contrôlables 2024 de l'AIEG, l'AIESH, du REW et de RESA ont été revu à la hausse en 2022 et 2023 pour intégrer la forte indexation des années 2022 et 2023 tandis que le budget des coûts contrôlables 2024 d'ORES n'a pas subi de révision depuis son approbation en février 2019 ce qui explique en partie les différences entre GRD. D'autres éléments peuvent également expliquer ces différences tels que le montant des coûts additionnels de transition, la hauteur du facteur d'efficacité individuel, le niveau des coûts contrôlables réels des années 2019-2022 par rapport au budget 2024.

2.2. Les charges nettes opérationnelles non contrôlables

Comme en 2019-2023, les charges nettes opérationnelles non contrôlables sont budgétées individuellement, pour chaque année, par le gestionnaire de réseau sur la base des informations pertinentes à sa disposition au moment de l'établissement de sa « proposition de revenu autorisé » (article 54). Aucune modification n'a été apportée à cet article.

3. La marge bénéficiaire équitable

En ce qui concerne les modalités de calcul de la marge bénéficiaire équitable, l'article 55 de la présente méthodologie tarifaire 2025-2029 se limite à renvoyer au Titre II, Chapitre 1, Section 4 de la méthodologie, déjà commentée dans le présent document.

4. Les charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants

En ce qui concerne les modalités de calcul des charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants électricité, l'article 56 de la présente méthodologie tarifaire se limite à renvoyer au Titre II, Chapitre 1, Section 4 de la méthodologie, déjà commentée dans le présent document.

5. La quote-part des soldes régulateurs approuvés et affectés

L'article 57 prévoit que le revenu autorisé budgété peut inclure les charges ou produits permettant la répercussion des soldes régulateurs ayant fait l'objet d'une décision d'approbation et d'affectation de la part de la CwaPE avant le dépôt de la proposition de revenu autorisé, soit avant le 1^{er} mars 2023.

Les soldes régulateurs ayant fait l'objet d'une décision d'approbation mais pas encore de décision d'affectation avant le dépôt de la proposition de revenu autorisé ne seront dès lors pas intégrés dans le revenu autorisé budgété fixé *ex ante* des années 2025-2029.

Lors du dépôt de la proposition de tarifs périodiques, les GRD feront une proposition d'affectation des soldes régulateurs approuvés mais non encore affectés afin de les répercuter dans les tarifs de distribution des années 2025 à 2029.

Dans la méthodologie tarifaire 2019-2023, les GRD faisaient une proposition d'affectation des soldes régulateurs dans la proposition de revenu autorisé sans pouvoir faire de simulation de l'impact de leur proposition d'affectation sur les tarifs de distribution. La CwaPE considère que ces simulations sont indispensables pour déterminer adéquatement l'affectation des soldes régulateurs. Aussi, la CwaPE a postposé la proposition d'affectation des soldes régulateurs au moment du dépôt de la proposition de tarifs.

6. Le terme « qualité »

Comme indiqué dans le titre II – Chapitre 1 – section 4 ci-dessus, le terme « qualité » étant une majoration/minoration du revenu autorisé en cas d'atteinte/non-atteinte des objectifs déterminés, il

n'est pas possible de budgéter *ex ante* des montants pour l'incitant financier du terme « qualité ». En effet, l'atteinte ou non des objectifs de l'année N par un GRD ne sera connue qu'au moment du rapportage de l'année N+1.

Le modèle de rapport *ex post* contiendra les informations à compléter pour suivre les objectifs de qualité et leur incitant financier le cas échéant.

Par ailleurs, la CwaPE requiert également de la part des GRD de compléter l'annexe 13 (Modèle de rapport suivi indicateurs qualité) et ce dès le 1^{er} janvier 2024 afin de constituer l'historique de données à analyser pour les indicateurs de qualité à mettre en œuvre durant la période régulatoire 2025-2029.

SECTION 2 : RÉVISION DU REVENU AUTORISÉ

1. Révision annuelle

L'article 59 relatif à la révision annuelle du revenu autorisé et des tarifs afin d'intégrer partiellement ou entièrement le montant des soldes régulatoires des années antérieures, est identique à la méthodologie tarifaire 2019-2023. Il n'appelle dès lors pas de commentaire particulier.

2. Révision ponctuelle

L'article 60 reprend, en explicitant certaines d'entre elles, les hypothèses de révision du revenu autorisé du GRD en cours de période régulatoire prévues à l'article 15 du décret tarifaire.

Les principales modifications apportées par rapport à la méthodologie tarifaire 2019-2023 sont les suivantes :

1° l'introduction de l'hypothèse de révision du revenu autorisé en cas de modification des subsides ou autres formes de soutien public octroyés au GRD.

Celle-ci fait suite à la modification de l'article 15 du décret tarifaire par le décret du 19 juillet 2018 modifiant les décrets du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux GRD de gaz et d'électricité en vue du déploiement des compteurs intelligents et de la flexibilité.

Les modalités de l'éventuelle révision du revenu autorisé dans une telle hypothèse devront être déterminées au cas par cas en fonction du type de dépenses couvertes par le subside et des modalités d'octroi de celui-ci.

2° en ce qui concerne l'hypothèse de révision pour passage à de nouveaux services ou adaptation de services existants, il est désormais précisé, pour les demandes de révision à la hausse du revenu autorisé qui ne seraient pas rendues nécessaires par une modification des obligations légales ou par la reprise d'un réseau de distribution d'un autre GRD, que la CwaPE n'acceptera d'examiner

celles-ci que si elles sont économiquement justifiées pour le GRD89 et présentent une plus-value manifeste pour l'URD.

Il est en outre précisé, en ce qui concerne les notions de « nouveau service » et d' « adaptation de services existants », que n'entre pas dans ces catégories, la simple modification de la manière d'exercer une mission existante, sans que le service reçu au final par l'URD soit différent. En d'autres termes, la CwaPE appréciera le caractère nouveau ou adapté du service en se plaçant du point de vue de l'URD qui reçoit le service et non du point de vue du GRD qui rend le service. L'objectif de cette hypothèse de révision n'est en effet pas de modifier le revenu autorisé du GRD à chaque fois que celui-ci modifie sa manière de travailler en interne, sans qu'il y ait d'effet positif pour l'URD.

Lors de la concertation, RESA a regretté l'absence de définition de la notion de plus-value manifeste, estimant que celle-ci laisse une marge d'appréciation discrétionnaire trop importante à la CwaPE et crée une trop grande insécurité juridique pour les GRD. Il est pourtant inévitable que la CwaPE fasse appel, dans la méthodologie tarifaire, à des concepts impliquant nécessairement un pouvoir d'appréciation au cas par cas, vu la difficulté d'anticiper les situations concrètes auxquelles elle sera confrontée. Le décret tarifaire confirme d'ailleurs expressément cette possibilité. L'objectif, à travers ce critère, est que la CwaPE puisse s'assurer que le nouveau service ou l'adaptation du service existant présente un avantage/une amélioration évidente pour l'URD (ou une catégorie d'URD) qui soit suffisamment important et intéressante pour justifier que le tarif augmente ;

- 3° en ce qui concerne l'hypothèse de révision pour circonstances exceptionnelles ayant un impact significatif sur la situation financière du GRD, il est désormais précisé que la CwaPE prendra uniquement en compte, pour l'appréciation de l'impact significatif invoqué par le GRD, les coûts réels ou budgétés par le GRD qui sont conformes aux critères de raisonnabilité prévus par la méthodologie tarifaire.

Un examen de la raisonnabilité des coûts du GRD, aussi bien contrôlables que non contrôlables, sera donc susceptible d'être réalisé à cette occasion ;

- 4° une hypothèse particulière de révision est prévue en ce qui concerne les coûts additionnels de transition (cf. Titre II, chapitre 2, Section 1, 2.1.3.4, du présent document) ;
- 5° afin d'éviter l'octroi d'un complément de revenu autorisé à un GRD qui n'en aurait pas besoin dans la mesure où il dégagerait par ailleurs des *bonus* sur ses coûts contrôlables, il est désormais prévu que toute révision ponctuelle du revenu autorisé à la hausse sera conditionnée à l'absence de réalisation d'un *bonus* sur l'ensemble de la période régulatoire et sera réduite à concurrence de l'éventuel *bonus* qui serait constaté.

Dans ce cadre, les bonus/malus déclarés par le GRD seront susceptibles d'être recalculés à la hausse ou à la baisse si des coûts contrôlables sont considérés comme déraisonnables.

Contrairement à ce que paraît avoir compris RESA, l'article 60, § 3, n'interdit pas de faire une demande de revenu autorisé à la hausse tant qu'un bonus est possible. Pour autant qu'il entre dans les conditions prévues par la méthodologie tarifaire, le GRD peut obtenir une révision du

⁸⁹ Les bénéfiques escomptés sont supérieurs aux coûts actualisés sur une période maximum de 15 ans (au lieu de 10 ans comme initialement proposé dans le projet de méthodologie, à la suite de la demande d'ORES).

revenu autorisé à la hausse à tout moment de la période régulatoire. L'article 60, § 3, prévoit cependant qu'à l'issue de la période régulatoire, s'il s'avère que le GRD a globalement réalisé un bonus, la hausse de revenu autorisée accordée sera finalement réduite à concurrence de ce bonus. Ce faisant, la CwaPE ne cherche pas à « diaboliser les bonus » mais à éviter d'octroyer des revenus supplémentaires à un GRD qui n'en aurait pas réellement besoin. Il ne paraît en effet pas justifié de prévoir une augmentation des tarifs s'il s'avère que les tarifs initialement prévus auraient pu suffire pour réaliser la nouvelle mission.

En ce qui concerne le traitement asymétrique avec les malus évoqué par RESA, la CwaPE estime celui-ci justifié dans la mesure où la possibilité de demander une révision du revenu autorisé à la hausse (pour autant que le GRD entre dans les conditions prévues par la méthodologie tarifaire) constitue déjà une protection du GRD contre les malus et dans la mesure où l'objectif de la CwaPE n'est pas de couvrir le risque que court le GRD de réaliser des malus s'il est inefficace.

La CwaPE ne partage pas l'avis d'ORES selon lequel cette nouvelle disposition serait illégale (notamment en ce qu'elle serait contraire au principe de réfectivité des coûts et créerait une discrimination entre GRD efficient qui perdraient leur bonus et ne pourraient pas avoir de revenus supplémentaires et GRD inefficient (car ne réalisant pas de bonus) qui pourraient avoir un revenu autorisé supplémentaire).

À cet égard, la CwaPE rappelle que la possibilité pour les GRD de réaliser des bonus ne constitue pas un droit absolu des GRD que la CwaPE ne pourrait pas modaliser. Ces bonus n'existent en effet que parce que la méthodologie tarifaire consacre leur existence et ne répondent à aucune imposition légale en termes de réfectivité des coûts. Rien n'empêche donc de prévoir, dans la méthodologie tarifaire, des conditions pour l'octroi de ces bonus.

L'objectif de cette disposition est d'éviter qu'un GRD ne bénéficie d'un revenu autorisé supplémentaire s'il s'avère *a posteriori* qu'il disposait déjà de moyens suffisants pour réaliser le nouveau service ou faire face à des circonstances imprévues. La CwaPE n'estime donc pas priver le GRD de moyens dont il aurait besoin, ni créer de discrimination entre GRD réalisant des bonus et GRD n'en réalisant pas. Rien ne permet en effet de partir du principe que le GRD qui réalise un bonus a été plus efficient que le GRD qui n'en réalise pas. L'existence d'un bonus peut très bien être due à un budget surévalué ou au fait d'avoir renoncé à/reporté des projets, etc. En outre, l'éventuelle différence de traitement est légitimement justifiée par l'objectif d'éviter, dans l'intérêt de l'URD, que les tarifs n'augmentent alors que le GRD avait déjà les moyens suffisants avec les tarifs existants. L'objectif n'est pas que le GRD (même efficace) réalise à tout prix un bonus et ne fasse pas bénéficier ses URD de cette éventuelle efficacité en leur évitant une augmentation des tarifs.

En ce qui concerne l'hypothèse de révision en raison du caractère disproportionné ou discriminatoire des tarifs ou de l'importance des soldes régulatoires, la CwaPE reprend finalement la même formulation que celle reprise dans le décret tarifaire et ne fait plus explicitement mention à des écarts récurrents au niveau des coûts contrôlables (bonus/malus). La CwaPE considère toutefois que l'existence de bonus/malus importants pourrait conduire à une révision du revenu autorisé si ceux-ci sont récurrents en ce qu'ils constitueraient la manifestation du caractère disproportionné des tarifs (et du revenu autorisé sous-jacent). Dans l'appréciation du caractère disproportionné du revenu autorisé, seront seuls pris en compte les coûts conformes aux critères de raisonnabilité prévus par la méthodologie tarifaire. Un examen de la raisonnabilité des coûts contrôlables du GRD sera donc susceptible d'être réalisé à cette occasion, ce qui signifie que le *bonus* ou *malus* rapporté par le GRD pourra, dans l'optique de l'appréciation de l'opportunité d'une révision du revenu autorisé et de son ampleur éventuelle, être recalculé à la hausse ou à la baisse si des coûts contrôlables sont considérés comme déraisonnables.

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ
Chapitre 2 – Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé
Section 2 : Révision du revenu autorisé

Aussi, ne seront pas pris en compte, dans le cadre de l'appréciation de l'importance du *bonus/malus*, les coûts présentant un caractère ponctuel, c'est-à-dire qui ne sont pas amenés à se répéter automatiquement chaque année (par exemple, réductions de valeur exceptionnelles sur créances irrécouvrables, moins-values liées à des désaffectations inhabituelles, versements complémentaires aux fonds de pension à l'initiative du GRD (c'est-à-dire non obligatoires), etc.). Cela signifie que le *bonus* ou le *malus* rapporté par le GRD, pourra, dans l'optique de l'appréciation de l'opportunité d'une révision du revenu autorisé et de son ampleur éventuelle, être recalculé fictivement à la hausse ou à la baisse pour ne pas tenir compte de ces coûts.

L'article 61 prévoit, quant à lui, que les coûts soumis à travers la demande de révision du revenu autorisé, qu'ils soient contrôlables ou non contrôlables, doivent être conformes aux critères de raisonnablement fixé par la méthodologie tarifaire.

CHAPITRE 3 – APPRÉCIATION DU CARACTÈRE RAISONNABLE DU REVENU AUTORISÉ

SECTION 1 : PRINCIPES

Conformément à l'article 4, § 1^{er}, du décret tarifaire, il incombe à la CwaPE d'établir la méthodologie tarifaire dans le respect des principes établis au paragraphe 2. L'article 4, § 2, 1^o, dispose que les critères de rejet de coûts doivent être « *non-discriminatoires et transparents et définis dans la méthodologie tarifaire. Ils peuvent impliquer l'exercice d'un pouvoir d'appréciation par la CwaPE en fonction des circonstances concrètes qui lui sont soumises. La méthodologie tarifaire fixe les critères de rejet de coûts de manière cohérente, précise la manière dont ils seront interprétés par la CwaPE, et garantit qu'ils soient compatibles entre eux et puissent être simultanément respectés par les gestionnaires de réseau de distribution* ». Il incombe par conséquent à la CwaPE de déterminer dans la présente méthodologie tarifaire les critères de rejet, de même que les modalités d'exercice (*ex ante* et/ou *ex post*) de cette compétence.

En vue de garantir la transparence et la non-discrimination, la CwaPE précise, aux articles 62 à 67, les critères permettant de qualifier les coûts de raisonnables et de les prendre en compte dans le revenu autorisé du GRD lors des étapes suivantes :

- approbation *ex ante* et *ex post* des coûts non contrôlables des années 2025 à 2029, visée aux articles 68 et 171. Ce contrôle est déjà actuellement effectué dans le cadre de la période réglementaire 2019-2023.

Pour les coûts contrôlables budgétés des années 2025 à 2029, les modalités d'élaboration du budget de ces coûts ne nécessitent pas un contrôle *ex ante* de ceux-ci au regard des critères de raisonnabilité ;

- approbation des coûts contrôlables et non contrôlables repris dans une éventuelle demande révision ponctuelle du revenu autorisé sur la base des articles 60 et 61 de la présente méthodologie ;
- appréciation du respect des conditions de révision ponctuelle du revenu autorisé visées à l'article 60, § 1^{er}, 4^o et 5^o, et § 3, de la méthodologie.

Contrairement à ce que paraît avoir compris ORES, la CwaPE est en outre susceptible en tout temps de contrôler la raisonnabilité des coûts contrôlables réels des GRD au regard de ces critères, comme précisé à l'article 62, § 4, de la méthodologie tarifaire, et ce non seulement afin d'apprécier la nécessité d'une demande de révision du revenu autorisé mais également dans l'optique de la prise en compte, lors de la période réglementaire suivante, des coûts contrôlables réels historiques pour l'établissement du revenu autorisé.

L'article 62 reprend les six critères de base de raisonnabilité arrêtés par la CwaPE – déjà présents dans la méthodologie tarifaire 2019-2023, qui devront être cumulativement respectés par le GRD. En ce qui concerne la demande de reformulation de ces six critères formulée par RESA lors de la concertation au motif que ceux-ci seraient formulés de façon trop vague, la CwaPE n'y a pas donné suite, d'autant plus qu'aucune amélioration n'était proposée. La CwaPE est en effet d'avis que les articles 63 à 67

apportent des éclaircissements suffisants sur l'interprétation qu'il y a lieu de donner à ces critères. Il est inévitable que ceux-ci laissent une marge d'appréciation à la CwaPE en fonction des circonstances concrètes auxquelles elle sera soumise, qu'elle ne peut anticiper et donc encadrer de manière précise *ex ante*. Cette manière de procéder est conforme au décret qui rappelle que les critères de raisonnable « *peuvent impliquer l'exercice d'un pouvoir d'appréciation par la CwaPE en fonction des circonstances concrètes qui lui sont soumises* ».

Ces six critères poursuivent tous un même objectif, à savoir de permettre à la CwaPE d'exclure du revenu autorisé les éléments de coûts qu'un gestionnaire de réseau normalement prudent, diligent et efficace n'exposerait pas dans la gestion de son réseau, ou que le gestionnaire de réseau n'aurait pas exposé s'il n'était pas en situation de monopole. Il n'existe dès lors aucune contradiction entre ceux-ci et ils pourront, sans difficulté, être simultanément respectés par les GRD. À cet égard, la CwaPE comprend difficilement l'affirmation de RESA, formulée lors de la concertation selon laquelle ces critères ne pourraient être cumulativement rencontrés, dans la mesure où ceux-ci étaient déjà d'application lors de la méthodologie tarifaire 2019-2023 et n'ont, dans la pratique, mené à aucune difficulté d'application. La CwaPE ne peut en tout cas pas donner de suite favorable à la demande de RESA et d'ORES de prévoir que la CwaPE devrait, en cas de rejet d'un coût au motif qu'il est déraisonnable, systématiquement apporter la preuve de l'existence d'une autre mesure assurant le respect de l'ensemble des six critères. Il se pourrait en effet très bien que le coût soit déraisonnable dans l'absolu et qu'il n'existe aucune mesure alternative. Par exemple, si le bien ou le service à la base du coût n'est pas nécessaire à l'exercice des missions du GRD, la CwaPE pourrait difficilement apporter la preuve de la possibilité pour le GRD d'obtenir autrement le même bien ou le même service tout en respectant les six critères de raisonnable, puisque celui-ci ne serait toujours pas nécessaire aux missions légales.

En revanche, lorsque la CwaPE conclura que c'est la hauteur du coût exposé qui est déraisonnable, et non le principe de l'obtention du bien ou de la fourniture de service générant ce coût, la CwaPE devrait être en mesure de démontrer dans une mesure raisonnable que le GRD pourrait atteindre le même objectif à un moindre coût tout en respectant l'ensemble des critères de raisonnable.

Il va de soi, en ce qui concerne l'appréciation du caractère raisonnable des coûts réels du GRD, que le simple fait que ces derniers soient inférieurs à l'enveloppe budgétaire octroyée *ex ante* et considérée *a priori* comme raisonnable, ne suffit pas pour conclure au caractère raisonnable de chacun de ces coûts. Il faudra en outre que ceux-ci répondent à chaque critère de raisonnable.

Des éléments d'interprétation/sous-critères sont apportés dans les articles 63 à 67.

SECTION 2 : SUR LE PREMIER CRITÈRE

Le premier critère de raisonnable des éléments entrant dans le calcul du revenu autorisé du GRD, à savoir « *être nécessaires et proportionnés à l'exécution des obligations légales et réglementaires en vigueur en Région wallonne incombant aux gestionnaires de réseau de distribution, ou contribuer à un meilleur taux d'utilisation des installations, à un coût raisonnable* », vise à garantir que sont seuls répercutés sur les URD, les éléments de coûts nécessaires aux activités régulées des GRD ou à l'exécution de leurs obligations imposées par le législateur, et donc conformes à l'intérêt général.

Sont donc *a priori* considérés comme déraisonnables les coûts relatifs à des opérations qui vont au-delà de ces obligations ou qui ne contribuent pas au respect de ces obligations. L'article 63 apporte des éclaircissements à propos de ce critère.

A la suite des remarques formulées par les GRD lors de la concertation, la CwaPE a procédé aux modifications suivantes par rapport au projet de méthodologie tarifaire :

- suppression de la règle d'interprétation prévue au point b) de l'article 55 du projet de méthodologie, et remplacement de ce dernier par une référence, dans le point a), aux normes techniques découlant des règles de l'art. En effet, il peut arriver que les GRD doivent respecter des normes techniques allant au-delà de celles fixées par la législation afin de respecter les règles de l'art en matière de distribution d'électricité et de gaz ;
- suppression de la règle d'interprétation prévue au point e) de l'article 55 du projet de méthodologie. La raisonnable des éléments de coûts mentionnés dans ce point sera analysée à travers les autres règles d'interprétation, sans qu'il ne soit nécessaire de procéder à une concertation préalable avec la CwaPE.

En ce qui concerne le point c) de l'article 63, la CwaPE confirme, à la suite de l'interrogation de RESA lors de la concertation, que les recherches prospectives menées par les GRD pour répondre aux requêtes des autorités publiques, pour autant qu'elles soient en lien avec les activités régulées, peuvent être considérées comme répondant à ce critère.

La CwaPE n'a en revanche pas donné suite aux demandes suivantes formulées lors de la concertation :

- La demande d'EDORA d'ajout d'une référence au point a) de l'article 55 du projet de méthodologie tarifaire (article 63, a), de la présente méthodologie tarifaire), à la contribution des GRD à la mise en œuvre des orientations, plans et objectifs approuvés par l'Union européenne et le Gouvernement wallon. Selon la CwaPE, cette contribution ne constitue, en effet, pas une action du GRD qui serait distincte et nouvelle par rapport à ses obligations légales et réglementaires. La principale obligation légale du GRD est en effet de « *garantir l'exploitation, l'entretien et le développement du réseau pour lequel il a été désigné, dans des conditions socialement, techniquement et économiquement raisonnables, y compris les interconnexions avec d'autres réseaux électriques, en vue d'assurer la sécurité et la continuité d'approvisionnement dans le respect de l'environnement et de l'efficacité énergétique* » (article 11 du décret électricité) et ce, quels que soient les orientations, plans et objectifs, approuvés par le Gouvernement wallon ou l'Union européenne. Il ne paraît donc pas opportun d'ajouter que les coûts exposés par les GRD doivent être également nécessaires et proportionnés à la mise en œuvre de ces objectifs, orientation et plans. La CwaPE souhaite éviter toute interprétation selon laquelle les GRD pourraient exposer des coûts qui contribueraient à ces objectifs sans que ceux-ci ne présentent de lien avec leurs obligations légales strictement encadrées par les décrets ;
- La demande de RESA de suppression du point c) de l'article 55 du projet de méthodologie tarifaire (article 63, b), de la présente méthodologie tarifaire), et ce en raison de l'absence de justification de la demande de RESA. La CwaPE précise qu'elle n'impose pas son approbation pour que les GRD puissent adopter des pratiques allant au-delà des normes en vigueur, mais que les coûts y relatifs seront considérés comme déraisonnables, sauf dans le cas où cette manière de procéder aurait fait l'objet de son approbation ;
- La demande d'EDORA de préciser au point c) de l'article 55 du projet de méthodologie tarifaire (article 63, b), de la présente méthodologie tarifaire) qu'il ne concerne pas le déploiement des compteurs communicants. La formulation actuelle de cette disposition n'empêche pas les GRD de bénéficier de souplesse lorsqu'ils planifient et exécutent le déploiement des compteurs

communicants. Elle exige simplement que le GRD qui souhaite aller au-delà de ses obligations légales sollicite au préalable l'approbation de la CwaPE, laquelle appréciera au cas par cas s'il est possible et s'il se justifie d'aller au-delà des obligations légales. Il ne paraît donc pas nécessaire d'exonérer le déploiement des compteurs communicants de cette obligation d'approbation préalable ;

- La demande d'ORES de supprimer le point d) de l'article 55 du projet de méthodologie tarifaire (article 63, c), de la présente méthodologie tarifaire) au motif qu'il empêcherait une gestion en bon père de famille des réseaux. Cette disposition n'empêche pas le GRD d'anticiper toute législation ou réglementation puisqu'en cas de justification suffisante de la nécessité pour la bonne gestion du réseau, le coût sera considéré comme raisonnable. L'objectif est d'éviter qu'un GRD n'applique une réglementation avant qu'elle ne soit applicable ou, au contraire, expose des coûts afin d'éviter les inconvénients que pourraient présenter pour lui ou ses actionnaires une nouvelle réglementation avant que celle-ci ne soit applicable, et ce au détriment de l'URD.

SECTION 3 : SUR LE DEUXIÈME CRITÈRE

Le deuxième critère de raisonabilité, à savoir « *respecter les principes définis par la présente méthodologie* », rappelle, quant à lui, que les éléments de coûts entrant dans le revenu autorisé doivent respecter la méthodologie dans son ensemble. L'article 64 de la présente méthodologie tarifaire apporte des éclaircissements à propos de ce critère.

SECTION 4 : SUR LE TROISIÈME CRITÈRE

Le troisième critère de raisonabilité, à savoir « *être justifiés par rapport à l'intérêt des utilisateurs du réseau de distribution* », s'identifie en grande partie au premier critère dans la mesure où les coûts nécessaires pour exécuter des obligations légales doivent en principe être considérés comme conformes à l'intérêt des utilisateurs du réseau de distribution.

Tel qu'explicité à l'article 65 de la présente méthodologie tarifaire, il complète toutefois le premier critère en ce qu'il incite le GRD, lorsqu'il doit déterminer la manière selon laquelle il va exécuter une obligation légale et poursuivre l'intérêt général, à choisir celle qui est la plus conforme à l'intérêt des URD pris dans leur globalité.

Le GRD devra donc veiller, en toute circonstance, à exécuter ses obligations légales de la manière la plus avantageuse pour les URD sur le plan des coûts et à vérifier si les solutions pour lesquelles il opte sont bien économiquement justifiées pour l'URD par rapport à des alternatives valables. Il devra pouvoir justifier que les éléments de coûts sont intégralement nécessaires aux utilisateurs du réseau. S'il fait le choix entre plusieurs manières valables de réaliser une opération, d'une manière qui n'est pas la plus avantageuse pour l'URD, la partie des coûts qui excède le niveau du coût de l'opération réalisée de la manière la plus avantageuse pour les URD sera rejetée. À la suite de la réaction d'ORES lors de la concertation, la CwaPE confirme que l'intérêt des URD n'est pas automatiquement assimilable à la seule diminution des tarifs à court terme, ce qui n'empêche pas que l'intérêt des URD est que le GRD fasse le choix le plus économiquement justifié.

Ce critère permet également d'éviter toute ambiguïté sur le caractère déraisonnable de certains coûts qui pourraient être présentés comme étant en lien avec l'exécution d'obligations légales mais allant clairement à l'encontre des intérêts des URD : paiement d'amendes, procédures judiciaires infructueuses, opérations financières ou comptables ne bénéficiant qu'à l'actionnaire sans plus-value pour l'URD, etc.

À la suite des remarques formulées par les GRD lors de la concertation, la CwaPE a procédé aux modifications suivantes par rapport au projet de méthodologie tarifaire :

- suppression du point a) de l'article 57 du projet de méthodologie tarifaire. Celui-ci ne présente en effet pas de plus-value, notamment par rapport au point f) du même article ou aux points c) et e) de l'article 58 du même projet, qui sont quant à eux plus précis ;
- remplacement, au point f) de l'article 57 du projet de méthodologie tarifaire (article 65, e), de la présente méthodologie tarifaire), de la notion d'opération la plus avantageuse pour l'URD par la notion d'opération la moins onéreuse pour l'URD, à la suite de la demande de précision de RESA ;
- précision, au point f) de l'article 57 du projet de méthodologie tarifaire (article 65, e), de la présente méthodologie tarifaire), que seule la partie des coûts qui excède le niveau du coût de l'opération réalisée de la manière la moins onéreuse pour les URD sera rejetée.

La CwaPE n'a en revanche pas donné suite aux demandes suivantes formulées lors de la concertation :

- la demande de RESA de supprimer le point b) de l'article 57 du projet de méthodologie tarifaire (article 65, a), de la présente méthodologie tarifaire). Ce passage est en effet la reproduction d'une recommandation faite à la CwaPE par la Cour des marchés dans son arrêt du 7 octobre 2020 (R.G. n° 2019/AR/1833) (p. 31). Si cet arrêt a certes été cassé par la Cour de cassation, la CwaPE estime opportun de reprendre à son compte la recommandation formulée par la Cour des marchés. ne voit pas de motif de ne pas le reprendre ou de le modifier. Le caractère convaincant auquel il y est fait référence sera apprécié au premier chef par la CwaPE. La CwaPE renvoie aux faits à l'origine de cet arrêt pour illustrer ce critère ;
- la demande d'ORES de supprimer le point d) de l'article 57 du projet de méthodologie (article 65, c), de la présente méthodologie tarifaire) au motif qu'il ne pourrait justifier le refus d'un coût qui serait par ailleurs nécessaire pour l'exécution des missions du GRD et réalisé au prix du marché. La CwaPE estime que tel pourrait être le cas s'il s'avère qu'il existe plusieurs manières d'exercer ces missions ou gérer l'entreprise et que le GRD a retenu la manière qui augmente son bénéfice ou les dividendes des actionnaires au détriment des URD. La CwaPE retire toutefois le terme « exclusivement » de la disposition afin de supprimer l'ambiguïté qui pourrait exister par rapport au fait que ces coûts servent aussi à la gestion de l'entreprise du GRD ou à l'exercice de ses missions. Ce point constitue une illustration du point e) de l'article 65 de la présente méthodologie tarifaire ;
- La demande d'EDORA de préciser que les utilisateurs du réseau doivent avoir la garantie qu'ils pourront injecter la totalité de leur production sur le réseau s'ils décident d'investir dans la génération d'électricité renouvelable. Une telle modification reviendrait en effet à instaurer une nouvelle obligation légale dans le chef du GRD, qui va au-delà de ce que lui impose actuellement les décrets électricité et gaz. Or, la méthodologie tarifaire n'a pas vocation à créer de nouvelles obligations légales dans le chef des GRD à ce sujet.

SECTION 5 : SUR LE QUATRIÈME CRITÈRE

Le **quatrième critère de raisonabilité**, à savoir « *ne pas pouvoir être évités par le gestionnaire de réseau* », permet d'empêcher que les GRD ne reportent sur les URD des charges qui auraient pu être raisonnablement anticipées et évitées.

Ce critère est illustré à l'article 66 de la présente méthodologie tarifaire.

À la suite des remarques formulées par les GRD lors de la concertation, la CWaPE a procédé aux modifications suivantes par rapport au projet de méthodologie tarifaire :

- ***
- ajout, au point c) de l'article 58 du projet de méthodologie tarifaire (article 66, c), de la présente méthodologie tarifaire), des termes « en principe » afin de laisser la place à une marge d'appréciation lorsque l'absence d'efficacité résulte, par exemple, de la présence de clauses de durabilité ;
- ajout, au point e) de l'article 58 du projet de méthodologie tarifaire (article 66, e), de la présente méthodologie tarifaire), des termes « imputable au GRD ». La CWaPE précise en outre, à la demande de RESA, que le terme « gaspillage » doit être compris dans son sens commun, à savoir le fait de dépenser sans discernement, inutilement. Un GRD est, par exemple, susceptible de « gaspiller » des moyens lorsqu'il lance un projet qu'il abandonnerait avant son terme ou sans que celui-ci n'ait généré les avantages initialement escomptés ;
- suppression, au point f) de l'article 58 du projet de méthodologie tarifaire (article 66, f), de la présente méthodologie tarifaire), des termes « et/ou qui font l'objet d'une attestation avec réserve », à la demande justifiée d'ORES et RESA.
- remplacement, au point g) de l'article 58 du projet de méthodologie tarifaire (article 66, g), de la présente méthodologie tarifaire), des termes « aucune autre personne » par « aucun autre GRD ».

La CWaPE n'a en revanche pas donné suite aux demandes suivantes formulées lors de la concertation :

- la demande de RESA de supprimer le point c) de l'article 58 du projet de méthodologie tarifaire (article 66, c), de la présente méthodologie tarifaire). L'objectif de la CWaPE, à travers ce critère, n'est pas de remettre en cause les prix obtenus par les GRD à la suite de la passation de marché public, mais plutôt de pouvoir rejeter des surcoûts qui seraient dus, par exemple, aux mauvais dimensionnements de marchés, à une mauvaise définition ou anticipation des besoins à pourvoir, etc. ;

- la demande d'EDORA d'ajouter au point c) de l'article 58 du projet de méthodologie tarifaire (article 66, c), de la présente méthodologie tarifaire), l'exclusion des coûts qui résultent d'investissements ou frais opérationnels relevant d'activités de production contraires au décret électricité ou au droit européen. La CWaPE rejoint EDORA pour considérer que les investissements dans des activités de productions qui sont contraires au décret électricité ou au droit européen ne peuvent être considérés comme raisonnables. La CWaPE estime toutefois que le caractère déraisonnable de tels coûts résulte déjà des exigences de l'article 63 de la présente méthodologie tarifaire (nécessaires et proportionnés à l'exécution des obligations légales et réglementaires en vigueur en Région wallonne incombant aux GRD).

SECTION 6 : SUR LE CINQUIÈME CRITÈRE

Le cinquième critère de raisonabilité, à savoir « être en ligne avec le prix du marché et, lorsque cette comparaison est possible, soutenir la comparaison avec les coûts/produits correspondants des entreprises ayant des activités similaires et opérant dans des conditions analogues, en tenant compte notamment des spécificités réglementaires ou régulatrices », vise à permettre à la CWaPE d'apprécier le caractère raisonnable des coûts/produits des GRD en comparant ceux-ci aux prix du marché et, lorsque la comparaison est envisageable, avec ceux d'un autre gestionnaire de réseau ou d'une entreprise ayant des activités similaires.

La CWaPE rappelle que, pour les GRD soumis à la législation sur les marchés publics, le principe tarifaire visé à l'article 4, § 2, 13°, du décret tarifaire précise que :

« [...] les achats de biens et de services réalisés dans le respect de la législation sur les marchés publics sont réputés réalisés aux prix de marché, sous réserve, le cas échéant, du pouvoir d'appréciation de la CWaPE qui se basera notamment sur les meilleures pratiques observées en la matière au niveau européen ».

Aucun élément d'illustration complémentaire n'a été jugé nécessaire pour ce critère.

SECTION 7 : SUR LE SIXIÈME CRITÈRE

Le sixième critère de raisonabilité, à savoir « Ne pas présenter des variations injustifiées par rapport à des coûts/produits historiques », renvoie à l'obligation du GRD de pouvoir justifier, à la demande, une variation quant à l'évolution d'un de ses éléments de coûts/produits. Toutefois, ce critère pourrait s'avérer non pertinent pour des coûts/produits ne présentant pas d'historique chez le GRD, comme, à titre d'exemple, certains coûts de transformation.

Ce critère est précisé à l'article 67 de la présente méthodologie tarifaire. En ce qui concerne la demande de RESA de définir de manière plus précise la période historique, la CWaPE n'estime pas nécessaire d'y donner suite, cette notion visant toute la période qui précède le moment où le coût a été exposé. La CWaPE comprend les inquiétudes de RESA liées à l'instabilité actuelle et d'ORES liées à l'impact de l'inflation réelle, mais considère le fait que la variation de coûts puisse être justifiée par le GRD comme répondant déjà à ces préoccupations.

Les GRD ne devront pas, d’initiative, systématiquement justifier tous leurs coûts au regard de ces six critères cumulatifs. Ce n’est qu’à la demande de la CWaPE, lors de contrôles, que les GRD seront tenus d’apporter des justifications circonstanciées en la matière. Le cas échéant, la CWaPE devra ensuite toujours motiver formellement les raisons pour lesquelles elle considère, malgré les explications fournies par le GRD, que le coût en question ne répond pas aux critères de raisonabilité, de sorte qu’il n’y a pas de renvoi de la charge de la preuve vers les GRD, contrairement à ce que considèrent RESA et ORES. Afin d’inciter les GRD à un maximum de proactivité et de transparence en cas de questions de la CWaPE concernant le respect de ces critères et au vu de l’asymétrie d’informations entre la CWaPE et les GRD, il est toutefois prévu qu’en l’absence d’informations suffisantes pour que la CWaPE puisse se prononcer en pleine connaissance de cause, les éléments non suffisamment justifiés ne pourront être pris en compte dans le calcul du revenu autorisé. Il serait en effet très difficile pour la CWaPE, dans une telle hypothèse, de parvenir à démontrer le caractère déraisonnable d’un coût à propos duquel elle ne disposerait pas d’informations suffisantes.

CHAPITRE 4 – LA PROCÉDURE D’APPROBATION DU REVENU AUTORISÉ

Mis à part les dates qui ont été adaptées et le nombre de dossiers « papier » à déposer qui est passé de trois à un dans un souci de simplification administrative, les étapes de la procédure d’approbation du revenu autorisé n’ont pas été modifiées par rapport à la méthodologie tarifaire 2019-2023.

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

CHAPITRE 1 – LES TARIFS PÉRIODIQUES DE DISTRIBUTION

SECTION 1 : GÉNÉRALITÉS

Les articles 70 à 75 de la méthodologie tarifaire déterminent les principes généraux qui doivent être respectés par les GRD dans l'élaboration et l'application de leurs tarifs périodiques de distribution.

Ces principes généraux sont en grande partie identiques à ceux de la méthodologie tarifaire 2019-2023.

Il est toutefois désormais demandé aux GRD de se concerter pour déterminer les hypothèses prises en compte pour l'établissement des tarifs périodiques de distribution, notamment en ce qui concerne le choix des années de référence et les hypothèses d'évolution pour l'estimation des volumes de prélèvement ou d'injection, des puissances de prélèvement ou d'injection, du nombre d'EAN raccordés au réseau de distribution.

Lors de la concertation sur le projet de méthodologie tarifaire du 31 mai 2022, RESA a demandé de supprimer les mots « ou toute autre hypothèse qui pourrait servir au calcul des recettes budgétées » de l'article 63, 3° du projet de méthodologie tarifaire. RESA juge cette formulation trop large et craint qu'elle puisse amener les GRD à devoir concerter les tarifs en eux-mêmes, ce qui n'est pas le souhait du régulateur. RESA a également demandé plus de précisions quant au résultat attendu de cette concertation et ce qui doit être fait lorsque les GRD ne parviennent pas à un accord.

ORES a, quant à lui, rappelé que la méthodologie tarifaire doit être conforme à l'article 3, § 1^{er}, 2°, du décret tarifaire qui prévoit que :

« § 1^{er}. La méthodologie tarifaire précise :

(...)

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

La CWaPE rejoint ORES quant à la nécessité de respecter le décret tarifaire, mais ne fait pas la même interprétation que le GRD de la disposition précitée. En effet, la méthodologie tarifaire doit préciser les règles d'évolution au cours du temps des volumes ainsi que la méthode de détermination des variables et des paramètres figurant dans les formules d'évolution.

En ce qui concerne les règles d'évolution au cours du temps des volumes, la CWaPE peut ainsi préciser que les volumes des années 2025 à 2029 sont budgétés par chaque GRD et pour chaque fluide, distinctement pour le prélèvement et l'injection, au départ de « volumes de référence ». Ces « volumes de référence » sont constitués des kWh prélevés et injectés, des puissances de prélèvement utiles à la facturation, des capacités d'injection permanentes et flexibles ainsi que du nombre d'EAN. Ils sont différenciés au minimum par niveau de tension pour l'électricité et par catégorie tarifaire pour

le gaz et évoluent annuellement à la hausse ou à la baisse pour tenir compte des prévisions des gestionnaires de réseau.

La CWaPE précise encore que :

1. les « volumes de référence » se basent sur les prélèvements ou injections réels d'une année ou de plusieurs années. Le choix de la ou des année(s) pour définir ces "volumes de référence" doit être concerté entre les GRD ;
2. les prévisions, bien que définies individuellement par chaque GRD, doivent faire l'objet d'une concertation entre les différents GRD. Ces prévisions intègrent au minimum :
 - a. en ce qui concerne le prélèvement d'électricité, des hypothèses en termes :
 - i. de nouveaux raccordements ;
 - ii. d'efficacité énergétique pour les clients résidentiels, professionnels et industriels ;
 - iii. de niveau d'activité économique des clients professionnels et industriels (estimation en %) ;
 - iv. de rechargement des véhicules électriques ;
 - v. de consommation des pompes à chaleur ;
 - vi. de nombre de prosumers et de la taille de leurs installations de production ;
 - vii. de nombre d'URD qui opteront pour la tarification incitative (pour les tarifs basse tension à partir de 2026).
 - b. en ce qui concerne l'injection d'électricité, des hypothèses en termes de raccordement d'unités de production, qu'elles soient photovoltaïques, éoliennes, hydrauliques ou de cogénération. Les hypothèses sont relatives à leur nombre, leur puissance installée et les volumes qui seront injectés dans le réseau ;
 - c. en ce qui concerne le prélèvement de gaz, des hypothèses relatives au nombre de nouveaux raccordements, aux économies de gaz, aussi bien pour les clients résidentiels, professionnels qu'industriels, au niveau d'activité économique des clients professionnels et industriels (estimation en %) ;
 - d. en ce qui concerne l'injection de gaz, sur des hypothèses relatives au nombre d'unités d'injection, leur capacité d'injection et les volumes qui seront injectés dans le réseau.

À la suite de la concertation portant sur le choix d'une ou plusieurs année(s) pour la détermination de « volumes de référence » et sur la fixation des hypothèses devant faire l'objet d'une concertation, tel que mentionné ci-dessus, les GRD transmettent à la CWaPE un rapport de concertation. Ce rapport acte les hypothèses qui ont pu faire l'objet d'un accord entre les GRD. Pour les hypothèses qui n'ont pas pu faire l'objet d'un accord, le rapport de concertation acte les points de désaccords et les motifs invoqués par chaque GRD.

Afin d'assurer la cohérence entre les hypothèses sous-jacentes aux coûts et aux recettes, la CWaPE demande que les hypothèses définies par les GRD pour l'établissement de leurs tarifs soient

cohérentes avec les hypothèses correspondantes prises en compte pour la détermination des coûts additionnels de transition des années 2025 à 2029.

Dans sa réaction à la consultation, la FEBEG soutient le principe de non-rétroactivité des tarifs, mais souhaite que la méthodologie tarifaire soit plus précise quant aux délais de mise en œuvre des tarifs. La FEBEG demande qu'un délai de minimum 1 mois soit prévu lorsque le changement concerne uniquement la valeur des tarifs et que ce délai soit porté à 6 mois lorsque le changement concerne des adaptations notamment de la structure des tarifs ou de la grille tarifaire, des principes tarifaires applicables, des catégories tarifaires ou des catégories d'utilisateur du réseau sur lesquels s'appliquent les différents tarifs.

Lorsque le changement porte sur la structure des tarifs ou de la grille tarifaire, sur les catégories tarifaires ou sur les principes d'application des tarifs aux catégories d'utilisateur du réseau, il implique généralement l'approbation d'une nouvelle méthodologie tarifaire ou la modification d'une méthodologie tarifaire existante. Pour l'instant, deux cas de figure sont prévus par la CWaPE, à savoir :

- d'une part, l'approbation de nouveaux tarifs pour le prélèvement et l'injection d'électricité pour l'année 2025 et l'approbation de nouveaux tarifs pour le prélèvement et l'injection de gaz pour les années 2025 à 2029 ; et
- d'autre part, l'approbation de nouveaux tarifs pour le prélèvement et l'injection d'électricité pour les années 2026 à 2029, à la suite de l'approbation d'une ligne directrice de la CWaPE encadrant la structure des tarifs basse tension (pour les raccordements supérieurs à 56kVA mais dont la puissance de prélèvement sur le réseau ne peut pas être mesurée et pour les raccordements inférieurs ou égaux à 56kVA).

Les articles 123, 88, 127 et 129 de la méthodologie tarifaire assurent que dans ces deux cas, le délai entre la publication de la structure tarifaire (y inclus la grille tarifaire, les catégories tarifaires et les principes d'application des tarifs aux catégories d'utilisateur du réseau) et l'approbation des tarifs est supérieur à 6 mois. Si d'autres modifications de la structure des tarifs de distribution, non prévues à ce jour, doivent survenir, la CWaPE devra convenir d'un calendrier d'approbation *ad hoc* avec les GRD et évaluera en l'espèce le délai nécessaire pour l'entrée en vigueur des nouveaux tarifs qui en découleront en gardant à l'esprit la demande de la FEBEG.

Dans le projet de méthodologie tarifaire publié le 31 mai 2022, trois cas de figure n'accordaient pas un délai minimal d'un mois entre l'approbation de tarifs périodiques et leur entrée en vigueur. Les articles 126, 132 et 171 ont été modifiés pour répondre favorablement à la demande de la FEBEG et assurer que ce délai minimum d'un mois soit respecté.

SECTION 2 : LES TARIFS PÉRIODIQUES DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

1. Niveaux de tension

L'article 76 maintient le principe d'une différenciation des tarifs selon le niveau de tension auquel est raccordé l'utilisateur de réseau de distribution. Il existe quatre niveaux de tension, identifiés dans l'arrêté du Gouvernement wallon du 27 mai 2021 approuvant le Règlement technique pour la gestion

des réseaux de distribution d'électricité en Région wallonne et l'accès à ceux-ci (RTDE) : les niveaux de tension T-MT, MT, T-BT et BT.

Au sein des utilisateurs de réseau raccordés au niveau de tension BT, l'on distingue toutefois désormais trois catégories d'utilisateurs :

1. Ceux dont la puissance de raccordement au réseau est supérieure à 56 kVA et dont la puissance de prélèvement sur le réseau peut être mesurée, leur courbe de charge étant soit mesurée soit calculée (catégorie 1) ;
2. Ceux dont la puissance de raccordement au réseau est supérieure à 56 kVA et dont la puissance de prélèvement sur le réseau ne peut pas être mesurée (catégorie 2) ;
3. Ceux dont la puissance de raccordement au réseau est inférieure ou égale à 56 kVA (catégorie 3).

En effet, ces URD de basse tension se distinguent par leurs profils de consommation, avec d'une part, de nombreuses petites et moyennes entreprises, et d'autre part, principalement un mélange de clients résidentiels et de professionnels. Pour les URD dont la puissance de raccordements au réseau est supérieure à 56 kVA, il convient encore de les distinguer en fonction du type de comptage installé, en particulier de la possibilité pour le compteur de mesurer ou non la puissance des prélèvements réalisés.

L'arrivée des compteurs communicants, pouvant être installés sur des raccordements de maximum 56 kVA, et la mise en œuvre par la CWaPE, à partir du 1^{er} janvier 2026, d'une tarification incitative visant la réduction des pointes et le déplacement des charges nécessitera encore de cibler, au sein de la troisième catégorie, ceux qui sont équipés de compteurs électroniques.

2. Tarifs de prélèvement

2.1. Introduction

Les articles 78 à 91 de la présente méthodologie tarifaire encadrent les tarifs de prélèvement qui devront être proposés par les GRD pour les utilisateurs de réseau qui prélèvent de l'électricité sur le réseau de distribution.

En ce qui concerne les utilisateurs de réseau raccordés au niveau de tension BT pour lesquels, soit la puissance de leur raccordement est inférieure ou égale à 56 kVA (catégorie 3), soit la puissance de leur raccordement est supérieure à 56 kVA mais leur puissance de prélèvement sur les réseau ne peut pas être mesurée (catégorie 2), des modifications importantes sont proposées en ce qui concerne le tarif pour l'utilisation du réseau de distribution (*cf.* rubrique 2.2), tandis que la situation actuelle est maintenue en ce qui concerne le tarif pour les obligations de service public, le tarif pour les surcharges et le tarif pour les soldes régulateurs (*cf.* rubriques 2.3 à 2.5).

Pour les tarifs applicables aux utilisateurs de réseau raccordés aux niveaux de tension T-MT, MT, T-BT ou BT (dans ce dernier cas, uniquement pour les URD dont le raccordement au réseau est supérieur à 56 kVA et pour lesquels le terme capacitaire est applicable (catégorie 1)), ces dispositions (articles 78,

79, 80, §§ 1 et 3, 82, 83, § 1, 84, 86, 89 à 91) sont en grande partie identiques à celles de la méthodologie tarifaire 2019-2023. Les principales modifications apportées (*cf. rubrique 2.2.9*) sont les suivantes :

- la définition de la pointe est simplifiée puisque les précisions, prévues dans la méthodologie 2019-2023, qui tenaient compte de l'entrée en vigueur planifiée du MIG6, sont désormais superflues ;
- en ce qui concerne l'unité tarifée du terme capacitaire mensuel, la CWaPE avait proposé de s'écarter de la tarification de la onzième pointe, solution mise en œuvre depuis 2021, pour prendre en compte la moyenne des dix premières pointes. Elle a finalement préféré maintenir la tarification de la onzième pointe ;

La reformulation de cet article a permis de lever toute ambiguïté sur les valeurs à utiliser lorsque les mesures de puissance ne sont pas disponibles ;

- le terme capacitaire annuel est tarifé sur une pointe désormais calculée sur douze mois glissants ;
- dans le terme capacitaire, la proportion allouée budgétairement, et donc tarifairement, à la pointe mensuelle par rapport à l'annuelle passe à deux pour une ;
- en cas d'activation par le GRD, la capacité demandée par le GRD est déduite de la pointe facturée de façon à faciliter l'offre à la flexibilité aux GRD ;
- l'effet de l'éventuelle dégressivité diminue progressivement de façon à disparaître au 1^{er} janvier 2030 ;
- des modifications sont également intervenues pour les tarifs pour dépassement du forfait d'énergie réactive dont la plus visible est le transfert aux tarifs de refacturation de transport (*cf. rubrique 2.7*).

La CWaPE ne donne en revanche pas de suite favorable à la proposition d'IDETA, formulée dans le cadre de la consultation, visant à ce que la grille tarifaire comprenne un tarif spécifique applicable à l'éclairage public. La CWaPE ne souhaite, en effet, pas créer de tarif par usage. Quel que soit l'usage qui est fait de l'énergie prélevée sur le réseau, le tarif doit tendre à refléter le coût correspondant au prélèvement d'énergie sur le réseau de distribution.

Enfin, les spécificités tarifaires impactant les tarifs de prélèvement mais relatives au stockage, au partage d'énergie au sein d'un bâtiment, aux communautés d'énergie et aux échanges de pair-à-pair sont traitées dans leurs sous-sections propres (*cf. 4 à 6 dans cette section*).

2.2. Tarifs pour l'utilisation du réseau de distribution basse tension (articles 76 à 91)

Pour les tarifs pour l'utilisation du réseau de distribution applicables aux utilisateurs de réseau pour lesquels, soit la puissance de leur raccordement est inférieure ou égale à 56 kVA (catégorie 3), soit la puissance de leur raccordement est supérieure à 56 kVA mais leur puissance de prélèvement sur les réseaux ne peut pas être mesurée (catégorie 2), le projet de méthodologie tarifaire proposait une nouvelle structure tarifaire incluant notamment la possibilité pour ces URD d'opter pour quatre plages horaires avec des tensions tarifaires importantes, éventuellement combinée à l'application d'un terme capacitaire visant spécifiquement les pointes hivernales.

Après un rappel des objectifs poursuivis par la structure tarifaire 2019-2023 (titre 12.2.1.) et l'identification des nouveaux enjeux liés à la tarification des réseaux d'électricité, nécessitant une nouvelle structure des tarifs basse tension (titre 12.2.2.), la CWaPE expose et justifie, au titre 12.3., la nouvelle structure tarifaire BT qu'elle a proposée dans son projet de méthodologie tarifaire 2024-2028, publié le 1^{er} juin 2022, et détaille ensuite les évolutions qui ont été apportées à ce projet suite aux remarques des acteurs de marché reçues dans le cadre de la concertation et consultation publique. La présente méthodologie tarifaire prévoit désormais que des analyses complémentaires soient réalisées en vue de la mise en œuvre d'une nouvelle structure tarifaire basse tension au 1^{er} janvier 2026. La structure tarifaire applicable à l'année 2025 reste inchangée par rapport à 2019-2023 et 2024.

Le terme *prosumer* s'inscrit dans la suite logique des méthodologies tarifaires 2019-2023 et 2024 avec certaines modifications décrites sous le titre 2.2.2.6.

2.2.1. Objectifs poursuivis par la structure tarifaire 2019-2023

Depuis la libéralisation du marché de détail de l'énergie en Région wallonne en 2007, les tarifs de prélèvement appliqués aux utilisateurs de réseau basse tension dont la puissance de raccordement est inférieure à 56 kVA sont majoritairement proportionnels (€/kWh). Ces tarifs peuvent cependant varier en fonction de plages horaires (TH/HI/LO/EX).

Ces tarifs proportionnels ont plusieurs vertus dont la première est certainement d'inciter à l'utilisation rationnelle de l'énergie (URE). En effet, avec des tarifs proportionnels, plus on consomme, plus on paie, et inversement. Un utilisateur du réseau qui parvient à réduire sa consommation électrique (kWh) verra le montant de sa facture d'électricité diminuer.

Ensuite, ils incitent à l'utilisation rationnelle du système électrique dans son ensemble. Puisque l'utilisateur du réseau est incité à réduire globalement sa consommation, il paraît raisonnable de dire qu'il réduit également sa consommation aux heures de pointe et par conséquent, qu'il participe à la réduction de la pointe du réseau. Cette logique est particulièrement vraie lorsque l'utilisateur du réseau réalise des investissements pour diminuer sa consommation d'électricité, comme l'achat d'un réfrigérateur avec une classe de consommation très faible. Ce réfrigérateur consommant en permanence, l'utilisateur du réseau déplace globalement sa courbe de consommation vers le bas.

Les tarifs proportionnels incitent les *prosumers* à autoconsommer. Pour ceux qui n'ont pas encore fait le choix d'une tarification sur la base des prélèvements bruts, c'est toutefois l'autoconsommation sur une base annuelle qui est incitée puisque l'énergie produite entre deux relevés d'index (réseau) est déduite de l'énergie prélevée.

Les tarifs de réseau, majoritairement proportionnels, permettent l'accès à un socle minimum d'énergie à faible coût. Pour les premiers kWh consommés, le montant de la facture est en effet bien inférieur à ce qu'il serait si un terme fixe ou capacitaire important était appliqué.

Finalement, les plages tarifaires applicables à certains tarifs proportionnels au cours de la période régulatoire 2019-2023 sont en adéquation avec le mix énergétique traditionnel composé essentiellement de centrales nucléaires et thermiques. En effet, la définition de ces plages horaires vise à déplacer les charges de consommation flexibles afin d'éviter de mettre en production les centrales électriques de pointe, par définition plus chères et souvent plus polluantes. Les plages horaires actuelles visent également à une utilisation rationnelle du réseau puisque le consommateur est incité à déplacer ses charges de consommation flexibles en dehors des heures de pointe et vers les heures creuses.

2.2.2. Nouveaux enjeux de la tarification des réseaux

Le choix d'une structure tarifaire influence les comportements de consommation que les utilisateurs du réseau vont adopter. Ces comportements peuvent avoir des effets favorables ou défavorables sur les réseaux de distribution et avoir un impact sur les coûts de gestion de ceux-ci.

Afin de réduire les contraintes techniques, actuelles ou à venir, sur les réseaux de distribution basse tension et maîtriser au mieux les coûts qui en découlent, il convient donc d'identifier les comportements de consommation souhaités et choisir la structure tarifaire qui les incitera au mieux.

La structure tarifaire actuelle en basse tension a été pensée dans le contexte du mix énergétique traditionnel évoqué ci-dessus.

La CWaPE relève principalement deux évolutions en cours au niveau des réseaux de distribution, liées à la transition énergétique, qui sont susceptibles d'engendrer une augmentation des coûts de gestion du réseau en cas de maintien de la structure tarifaire actuelle et si les comportements des URD qui y sont associés ne sont pas encouragés dans le bon sens :

- le changement au niveau du mode de production de l'électricité : à l'heure de l'établissement de la présente méthodologie, la loi du 31 janvier 2003 fixe la sortie progressive de l'utilisation d'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité en 2025⁹⁰. Les sources d'énergie renouvelable vont dès lors devoir se multiplier pour subvenir aux besoins énergétiques de notre pays. Ces productions renouvelables, intermittentes et décentralisées, sont de taille variable et peuvent être raccordées sur tous les niveaux de tension. Les flux énergétiques peuvent donc désormais se voir inversés, les productions photovoltaïques de la basse tension alimentant par exemple le zoning industriel voisin, raccordé sur la moyenne tension. Une absence de synchronisation locale des consommations avec ces productions renouvelables, intermittentes et décentralisées provoquera le besoin de renforcer localement voire globalement les réseaux de distribution et impactera la facture de l'ensemble des utilisateurs de réseau ;
- l'augmentation des nouveaux usages électriques : l'adoption progressive par la population de nouveaux usages électriques comme les pompes à chaleur et les véhicules électriques, a des répercussions sur la gestion des réseaux de distribution, en premier lieu sur la basse tension. L'impact de cette conversion électrique se constate au niveau des consommations (kWh), mais aussi et surtout, au niveau des puissances appelées (kW). Une utilisation non raisonnable de ces nouveaux usages provoquera le besoin de renforcer localement voire globalement les réseaux de distribution et impactera la facture de l'ensemble des utilisateurs de réseau.

⁹⁰ En mars 2022, un accord politique - non encore traduit dans des textes, et abouti sur le plan industriel - a décidé de la prolongation de deux réacteurs.

Afin de continuer à garantir la disponibilité et la fiabilité actuelle du réseau de distribution en Région wallonne, tout en évitant d'investir trop massivement dans le réseau face aux nouveaux usages électriques et au développement croissant des unités de production décentralisées, il convient donc de modifier les incitants tarifaires actuellement en place afin que les tarifs puissent contribuer à une utilisation collective optimale des réseaux malgré les évolutions mises en évidence ci-dessus. Cette utilisation optimale des réseaux passe nécessairement par une répartition adéquate dans le temps des consommations en fonction des contraintes techniques du réseau mais également des pics de production des unités décentralisées, pour lesquels une consommation locale est à privilégier. Cela concerne en particulier les utilisateurs résidentiels (réseaux de distribution basse tension et raccordements inférieurs ou égaux à 56 kVA), dans la mesure où c'est le réseau de distribution basse tension qui sera le plus mis sous contrainte en raison de l'augmentation du nombre d'unités de production décentralisée et de l'impact des nouveaux usages (PAC, véhicules électriques).

2.2.3. Définition de nouvelles plages horaires

Afin d'inciter les URD à atteindre collectivement une répartition adéquate dans le temps des consommations en fonction des contraintes techniques du réseau mais également des pics de production des unités décentralisées, pour lesquels une consommation locale est à privilégier, la CWaPE entend mettre en place de nouvelles plages horaires dont l'objectif est :

- 1° d'inciter les utilisateurs du réseau basse tension à déplacer leurs charges flexibles des moments où le réseau est fortement sollicité (peu de capacité disponible) vers les moments où le réseau est moins sollicité (capacités disponibles) ;
- 2° d'inciter les utilisateurs du réseau à utiliser l'énergie renouvelable et intermittente au moment où elle est disponible, que cette consommation soit faite localement par celui qui la produit, ou à proximité, par un voisin ne disposant pas de moyens de production. Cette autoconsommation individuelle ou collective doit être instantanée, contrairement à l'autoconsommation telle qu'elle est établie aujourd'hui pour le prosumer en prélèvements nets, c'est-à-dire entre deux relevés d'index et généralement sur une base annuelle.

Ces objectifs s'inscrivent dans le cadre de l'article 4, § 2, 27°, du décret tarifaire qui dispose que :

« [...] chaque composante tarifaire incite les utilisateurs du réseau qui le souhaitent à consommer au moment où l'électricité est abondante sur le réseau ou à utiliser une capacité d'accès individuelle au réseau compatible avec la capacité disponible sur le réseau au même moment ».

Cela nécessiterait un nombre de plages horaires plus élevé qu'à l'heure actuelle.

- 3° tout en veillant, lors de l'établissement de ces nouvelles plages horaires, au respect des principes de simplicité et de lisibilité des grilles tarifaires. Pour être incitatifs, les tarifs de distribution doivent être compréhensibles pour le client final. Ce dernier doit comprendre ce qui lui est facturé, la logique selon laquelle la facturation est établie et surtout, comprendre comment son comportement de consommation peut influencer sa facture. Au plus les factures (et donc les tarifs de distribution) seront comprises, au plus les effets incitatifs des tarifs seront forts et les objectifs poursuivis par la régulation tarifaire pourront être rencontrés. Par conséquent, la CWaPE considère que les nouvelles plages horaires applicables à la basse tension devraient, dans un

premier temps, être fixes (par opposition à dynamiques) et, sauf exceptions⁹¹, applicables à l'ensemble du territoire de la Région wallonne.

En ce qui concerne la remarque de la FEBEG sur l'incompatibilité potentielle des dérogations locales aux plages horaires avec la disposition reprise à l'article 4, § 2, 7°, du décret tarifaire, l'analyse de la CWaPE conclut qu'il n'y a pas d'incompatibilité puisque les tarifs pratiqués au sein de chaque plage tarifaire seront bien identiques. Seules les heures de début et de fin des plages horaires seront adaptables et la contrainte du même nombre d'heures par semaine associé à chaque plage horaire doit être remplie. Cette situation existe déjà aujourd'hui puisque certains GRD appliquent des horaires différents sur différentes zones qu'ils desservent. Par ailleurs, la désynchronisation des horaires au sein d'une même rue telle que pratiquée actuellement par RESA peut être perçue comme des horaires distincts. À cet égard, RESA demande à la CWaPE de confirmer que cette désynchronisation sera toujours possible à l'avenir, notamment par l'application de l'article 75, § 2, du projet de méthodologie tarifaire. La CWaPE comprend les raisons techniques qui amènent RESA à opérer cette désynchronisation. Elle est actuellement effectuée au travers des signaux TCC émis par le GRD pour basculer d'un registre de comptage vers un autre, ou pour enclencher le compteur exclusif de nuit. La CWaPE ne s'oppose pas au maintien de ce système, mais demande à RESA – préalablement à sa mise en œuvre – de confirmer sa praticabilité technique avec des compteurs communicants et un nombre de plages horaires supérieur à 2. La CWaPE demande également à être convaincue que cette désynchronisation ne va pas nuire à la bonne compréhension des plages horaires par les utilisateurs de réseau. Cette démonstration devra être faite lors de l'introduction de la demande de dérogation, idéalement en même temps que la demande d'approbation des tarifs périodiques de distribution, conformément aux dispositions de l'article 127, de la présente méthodologie tarifaire.

4° et tout en veillant à ce que la distribution d'énergie reste un service universel de qualité et à un prix abordable. Chaque citoyen wallon doit pouvoir avoir accès à l'énergie. La structure tarifaire doit donc également être pensée de manière à :

- ne pas pénaliser les utilisateurs de réseau qui ont un usage traditionnel et raisonnable du réseau électrique (qui ne génère donc pas de besoin de renforcement) et qui n'ont que peu de charges électriques déplaçables. L'article 4, § 2, 27°, du décret tarifaire prévoit en effet que : *« les consommateurs qui ne souhaitent pas apporter de la flexibilité au système énergétique ou qui ont une faible consommation ne soient pas pénalisés financièrement par la nouvelle structure tarifaire »* ;
- assurer une juste contribution des différents utilisateurs de réseau aux éléments de solidarité de la facture (coûts des réseaux, OSP, taxes et surcharges). En d'autres termes, les tarifs doivent éviter que l'installation de certains équipements, non-accessibles à l'ensemble des utilisateurs du réseau, ne permettent d'éluder trop avantageusement une partie de la facture d'électricité. Ce qui n'est pas payé par les uns, le sera par les autres. L'augmentation des tarifs pour ceux qui n'ont pas les équipements rendra l'investissement dans ces équipements encore plus rentable. C'est tant un cercle vertueux qu'un cercle vicieux qui s'installe ainsi et qui peut rendre certains comportements non-souhaités attractifs financièrement.

Dans le projet de méthodologie tarifaire, la CWaPE avait établi une proposition de nouvelle structure tarifaire poursuivant ces différents objectifs, incluant notamment la possibilité d'opter pour quatre

⁹¹ Chaque gestionnaire de réseau peut proposer d'appliquer localement d'autres plages horaires afin de tenir compte de contraintes spécifiques observées sur une partie de son réseau de distribution.

plages horaires avec des tensions tarifaires distinctes, éventuellement combinée à l'application d'un terme capacitaire visant spécifiquement les pointes hivernales (voir, pour plus de détails, la section 12.3 ci-dessous).

Cette proposition de nouvelle structure tarifaire a provoqué chez les acteurs de marché des réactions ambivalentes. Les objectifs poursuivis par cette nouvelle structure tarifaire sont globalement compris et soutenus par les acteurs de marché. Toutefois, ces derniers ne sont pas unanimes en ce qui concerne les moyens à mettre en œuvre pour atteindre ces objectifs. Certains acteurs considèrent que les mesures proposées par la CWaPE sont adéquates, voire pourraient encore être renforcées, tandis que d'autres acteurs craignent un impact à la hausse important sur la facture des consommateurs si ces derniers ne parviennent pas, pour des raisons d'ordre technique (peu de charges déplaçables, pas de possibilité d'autoproduction, intermittence des moyens de production, limite techniques des batteries, ...) ou financier, à adopter les comportements de consommation souhaités.

Un élément fondamental ressort des réponses transmises par les GRD et les fournisseurs dans le cadre de la consultation et concertation sur le projet de méthodologie tarifaire : ils émettent des craintes sérieuses quant à la possibilité de mettre en œuvre la nouvelle structure tarifaire proposée par la CWaPE pour le 1^{er} janvier 2024. Ces craintes se fondent sur les nombreux impacts que les changements proposés ont sur les processus de marché, sur les processus de comptage (notamment la modification des horaires associés aux registres de comptage), sur le traitement des données, sur le sourcing et sur la création de nouvelles offres commerciales. Par ailleurs, le travail de pédagogie et de communication qui devra accompagner cette nouvelle structure tarifaire est encore plus largement cité comme un obstacle à sa mise en œuvre au 1^{er} janvier 2024.

Au vu des nombreuses remarques et questions qui ont été adressées au régulateur par les différents acteurs de marché au sujet de la nouvelle structure tarifaire applicable à la basse tension, la CWaPE a décidé de postposer son entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2026. Ce délai supplémentaire doit notamment permettre de réaliser une évaluation plus large des impacts que cette nouvelle structure aura sur les coûts de réseau des utilisateurs de la basse tension. En particulier, les impacts sur les prosumers et les consommateurs non-résidentiels devront être analysés car ces derniers n'avaient pas pu être inclus dans les analyses initiales de la CWaPE. Les analyses porteront sur un large éventail de consommateurs, résidentiels et professionnels, et incluront une diversité d'usages. L'impact tarifaire sera mesuré avec et sans déplacement de charges. La structure tarifaire qui sera sélectionnée à la suite de ces analyses et qui sera mise en œuvre à partir de 2026 veillera à ne pas pénaliser les consommateurs qui ne peuvent pas modifier leur comportement de consommation ou qui ont une faible consommation (dont les volumes de consommation annuels n'excèdent pas 3500 kWh). Une attention particulière sera également portée à la non-entrave au développement des nouveaux usages électriques (ex : PAC et VE) permettant une utilisation plus durable de l'énergie.

Dans leurs réactions au projet de méthodologie tarifaire, ORES et RESA ont suggéré l'utilisation de 5 plages horaires combinées à 3 niveaux de tarifs. Cette proposition n'a pas été évaluée par les gestionnaires de réseau en termes d'impacts sur la facture des consommateurs. Néanmoins, cette proposition a retenu l'attention du régulateur et elle devra être intégrée dans les analyses complémentaires qui seront menées.

2.3. Proposition initiale de la CWaPE et évolutions

La présente section reprend, tout d'abord, l'analyse réalisée par la CWaPE afin de déterminer les nouvelles plages horaires qui pourraient être applicables à la basse tension sur l'ensemble du territoire de la Région wallonne et décrit, ensuite, la proposition de nouvelle structure tarifaire telle que formulée initialement dans le projet de méthodologie tarifaire. Comme exposé dans la section 12.2.3., ci-dessus, au vu des très nombreuses remarques et questions qui ont été adressées, cette analyse sera

complétée dans les mois à venir et aboutira à la rédaction de lignes directrices encadrant la nouvelle structure tarifaire qui sera mise en œuvre à partir du 1^{er} janvier 2026.

Dans son analyse préalable au projet de méthodologie tarifaire, la CWaPE a construit une courbe de charge représentative du réseau de distribution basse tension en Région wallonne. Sur cette base, il est possible d'identifier les périodes pendant lesquelles le réseau de distribution BT est généralement sous contrainte et les périodes pendant lesquelles ce réseau est sous-utilisé et pourrait facilement accueillir des charges supplémentaires.

Afin d'établir cette courbe, la CWaPE a demandé aux gestionnaires de réseaux de distribution wallons de lui transmettre les données dont ils disposaient sur les charges mesurées sur leurs réseaux de distribution respectifs⁹². AIEG a transmis à la CWaPE des courbes de charge quart-horaires annuelles, globale et par commune, représentatives de ses réseaux de distribution basse tension pour les années 2019 et 2020. ORES Assets a transmis à la CWaPE des courbes de charge quart-horaires annuelles globales représentatives de ses réseaux de distribution basse tension pour les années 2018, 2019 et 2020. REW a également transmis à la CWaPE les mesures réalisées dans plusieurs cabines de transformation MT/BT présentes sur son territoire pour la période de juin-juillet 2021.

Sur la base de données transmises par AIEG et ORES, la CWaPE a réalisé plusieurs analyses permettant de construire une courbe de charge globale annuelle représentative du réseau de distribution basse tension en Région wallonne. Les données transmises par le REW ont été utilisées dans un second temps pour comparer la courbe de charge globale annuelle représentative du réseau de distribution basse tension en Région wallonne ainsi définie avec les courbes de charges locales (par cabine) sur une période restreinte (juin-juillet 2021).

Pour l'ensemble des graphiques ci-dessous, la CWaPE a utilisé des données normalisées.

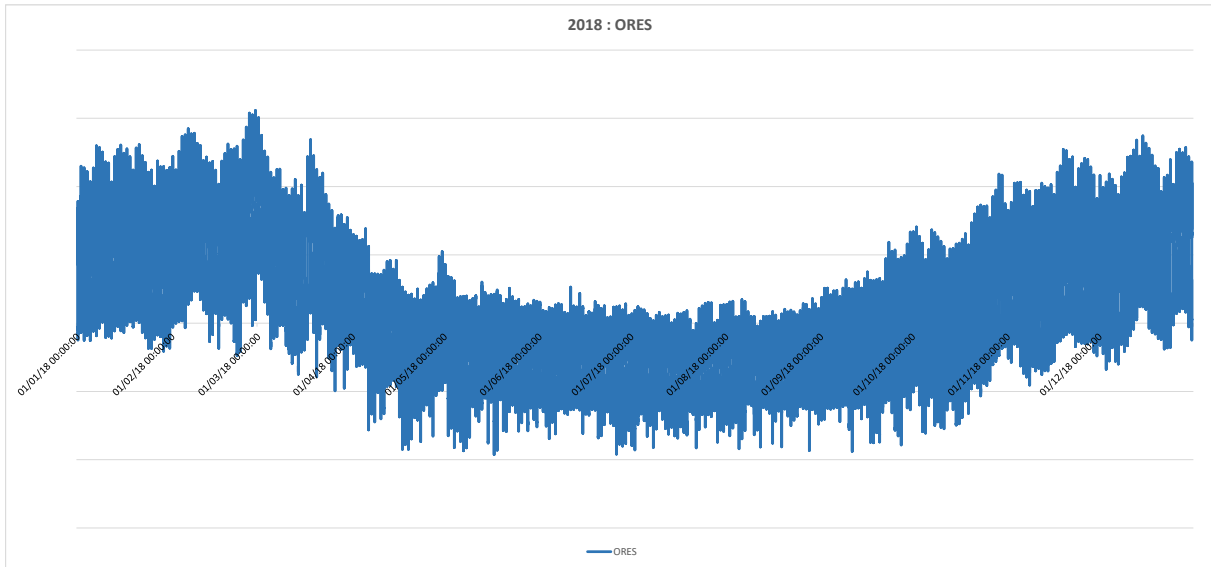
2.3.1.1. Établissement d'une courbe de charge représentative du réseau de distribution basse tension en Région wallonne

La première analyse réalisée par la CWaPE porte sur les courbes de charge annuelles des réseaux BT de l'AIEG et ORES.

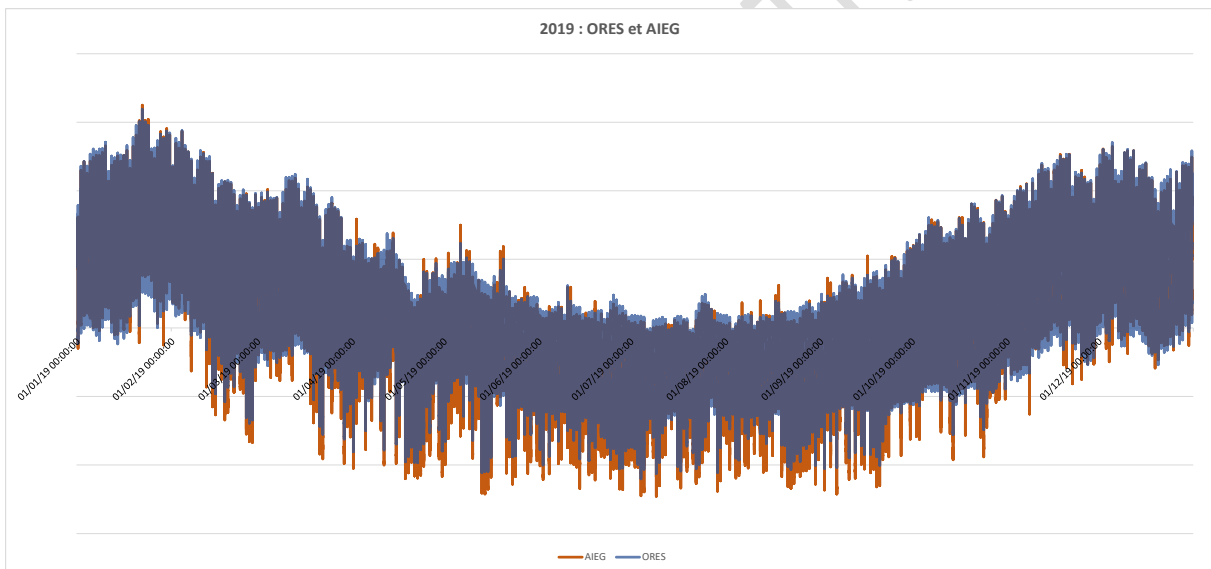
⁹² La gestionnaire de réseau de distribution AIESH n'a transmis aucune donnée tandis que le gestionnaire de réseau de distribution RESA a transmis des données ponctuelles mesurées dans quelques cabines, ne permettant pas d'établir une courbe de charge.

TITRE III. LA FIXATION ET LE CONTRÔLE DES TARIFS DE DISTRIBUTION
Chapitre 1 – Les tarifs périodiques de distribution
Section 2 : Les tarifs périodiques de distribution d'électricité

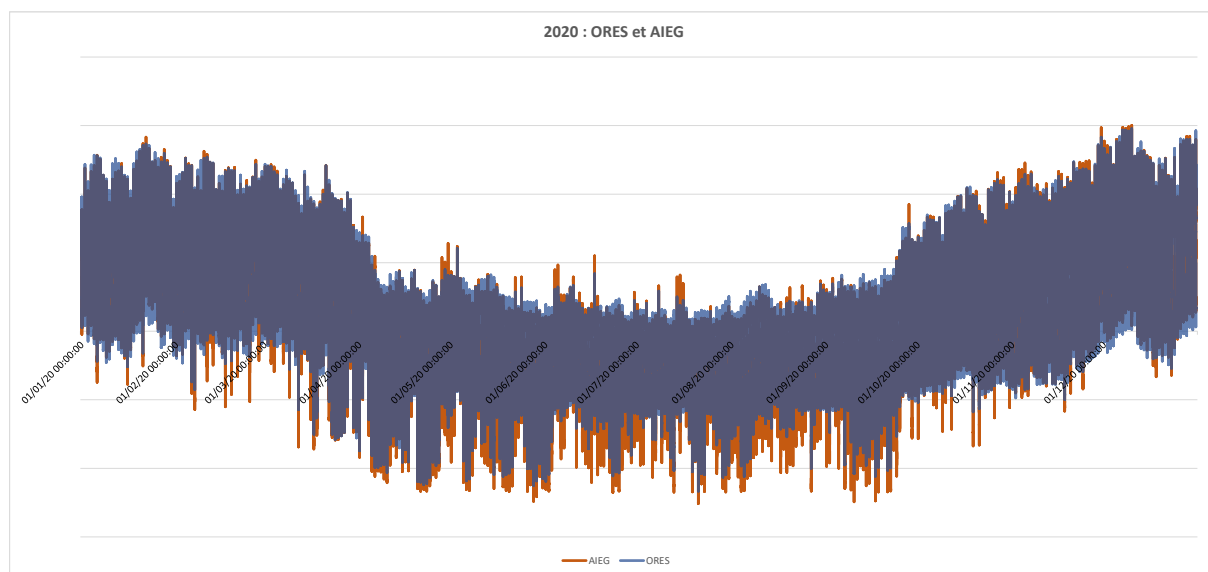
GRAPHIQUE 17 COURBE DE CHARGE ANNUELLE DU RÉSEAU BT – ORES – ANNÉE 2018



GRAPHIQUE 18 COURBE DE CHARGE ANNUELLE DU RÉSEAU BT – ORES ET AIEG – ANNÉE 2019



GRAPHIQUE 19 COURBE DE CHARGE ANNUELLE DU RÉSEAU BT – ORES ET AIEG – ANNÉE 2020



Les courbes de charge annuelles des années 2018, 2019 et 2020 de ces deux GRD montrent que la charge du réseau basse tension est plus faible durant les mois du printemps et de l'été, et est, au contraire, plus importante durant les mois d'automne et d'hiver. En 2018, la pointe de charge maximale du réseau basse tension d'ORES est réalisée au mois de février. En 2019, la pointe de charge maximale est réalisée au mois de janvier pour les deux gestionnaires de réseaux. En 2020, c'est au mois de décembre qu'est réalisée la pointe de charge maximale du réseau, à nouveau pour les deux gestionnaires de réseaux. **Les tendances observées sur les courbes de charge d'ORES et de l'AIEG sont très similaires.**

Sur la base de ce premier constat, une courbe de charge moyenne de ces réseaux de distribution a été établie pour les années 2019 et 2020. Les analyses suivantes ont pour objectif de valider la représentativité de cette courbe pour l'ensemble des réseaux BT en Région wallonne.

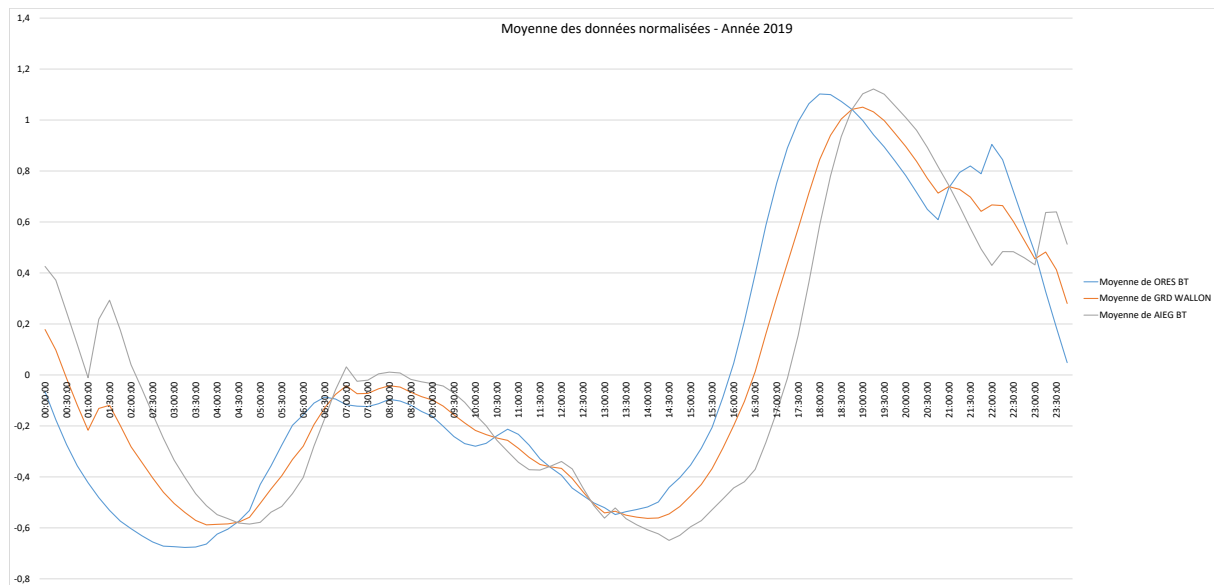
La deuxième analyse réalisée par la CWaPE porte sur les courbes de charge journalières moyennes normalisées des réseaux BT de l'AIEG, d'ORES et du « GRD wallon ».

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

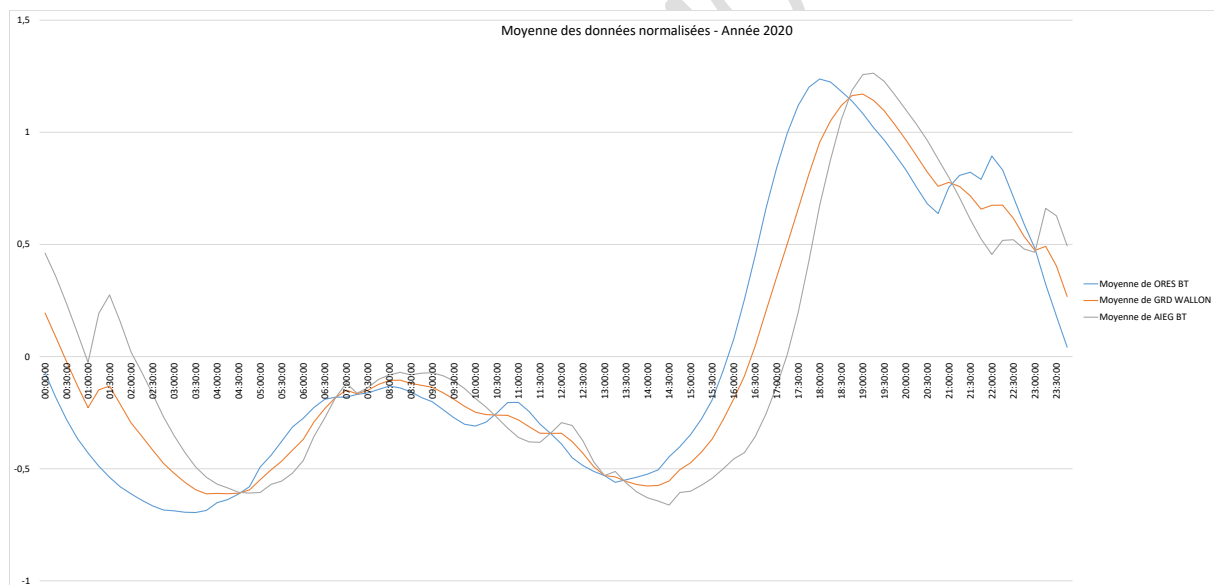
Chapitre 1 – Les tarifs périodiques de distribution

Section 2 : Les tarifs périodiques de distribution d'électricité

GRAPHIQUE 20 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT – ORES, AIEG ET « GRD WALLON » – ANNÉE 2019



GRAPHIQUE 21 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT – ORES, AIEG ET « GRD WALLON » – ANNÉE 2020



Les courbes de charge journalières moyennes d'ORES et de l'AIEG évoluent de manière très similaire.

Ces courbes sont descendantes jusque 4h30 (on constate une pointe vers 1h30 sur le réseau de l'AIEG générée par l'enclenchement, à l'initiative du GRD, de chauffe-eaux électriques), arrive ensuite la pointe du matin entre 5h00 et 11h00, suivie par le creux de début d'après-midi créé par une diminution de la consommation des ménages et les productions des installations solaires décentralisées, puis, à partir de 16h00, débute la pointe du soir dont le maximum est atteint à 18h00 pour ORES et à 19h15 pour l'AIEG. À partir de 22h00, on constate encore quelques petits sauts des courbes qui peuvent être générés par des programmations (par les URD) d'applications aux basculements de registres (heures pleines vers heures creuses, typiquement à 22h) ou des signaux d'enclenchement transmis par les GRD (ex. : exclusif de nuit).

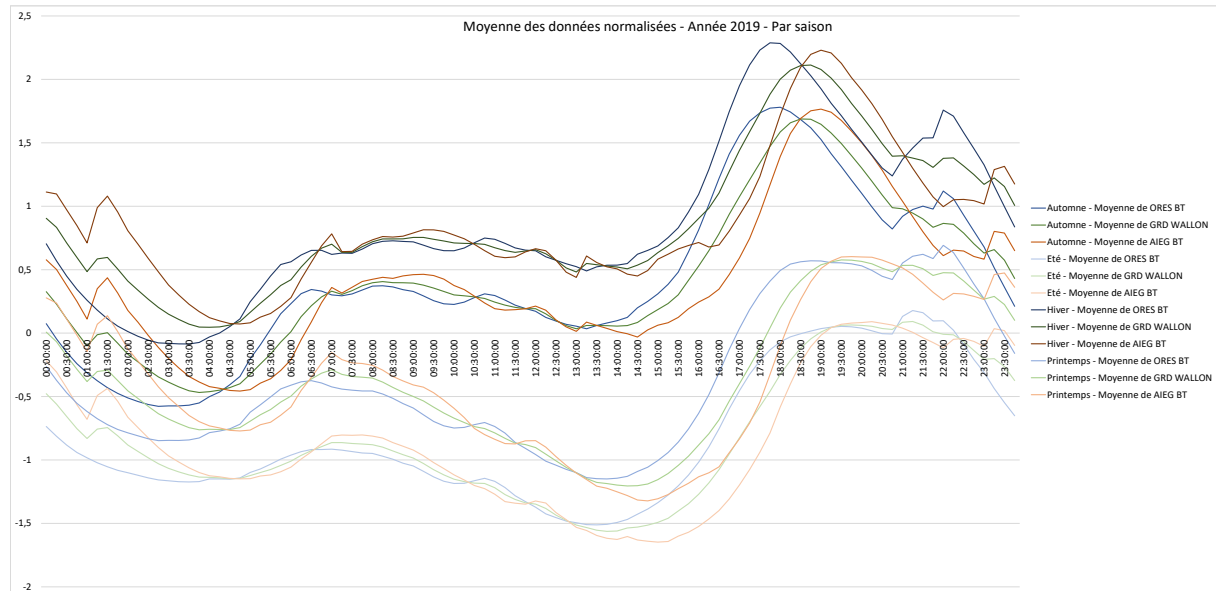
TITRE III. LA FIXATION ET LE CONTRÔLE DES TARIFS DE DISTRIBUTION

Chapitre 1 – Les tarifs périodiques de distribution

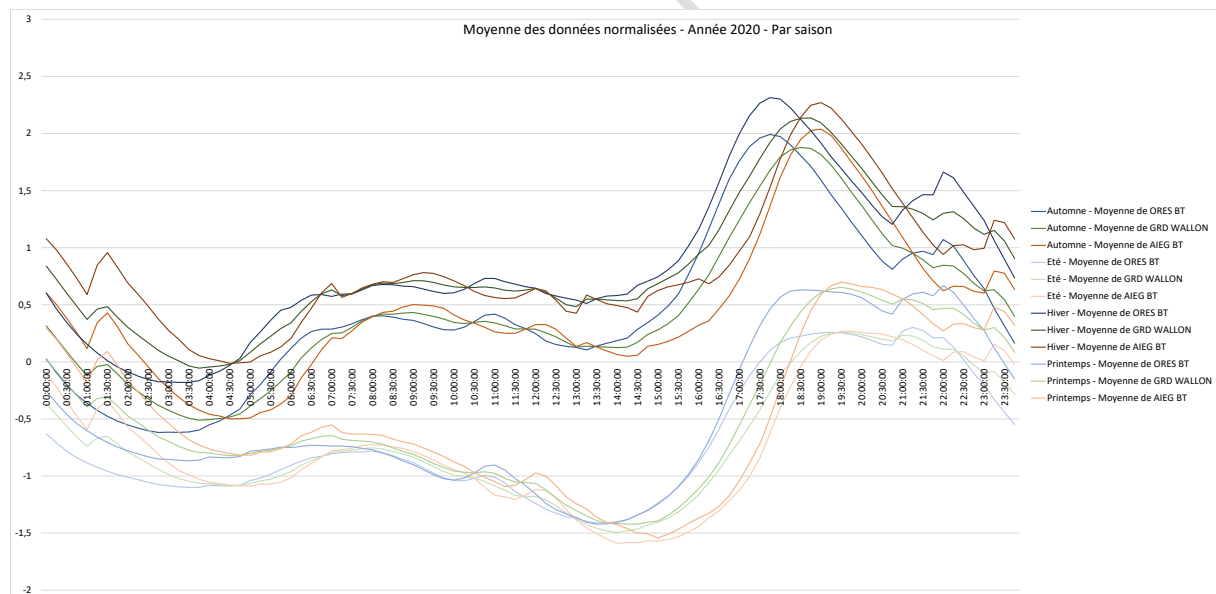
Section 2 : Les tarifs périodiques de distribution d'électricité

La troisième analyse réalisée par la CWaPE porte sur les courbes de charge journalières moyennes normalisées des réseaux BT de l'AIEG, d'ORES et du « GRD wallon », déclinées par saison.

GRAPHIQUE 22 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT – ORES, AIEG ET « GRD WALLON » – ANNÉE 2019 – PAR SAISON



GRAPHIQUE 23 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT – ORES, AIEG ET « GRD WALLON » – ANNÉE 2020 – PAR SAISON



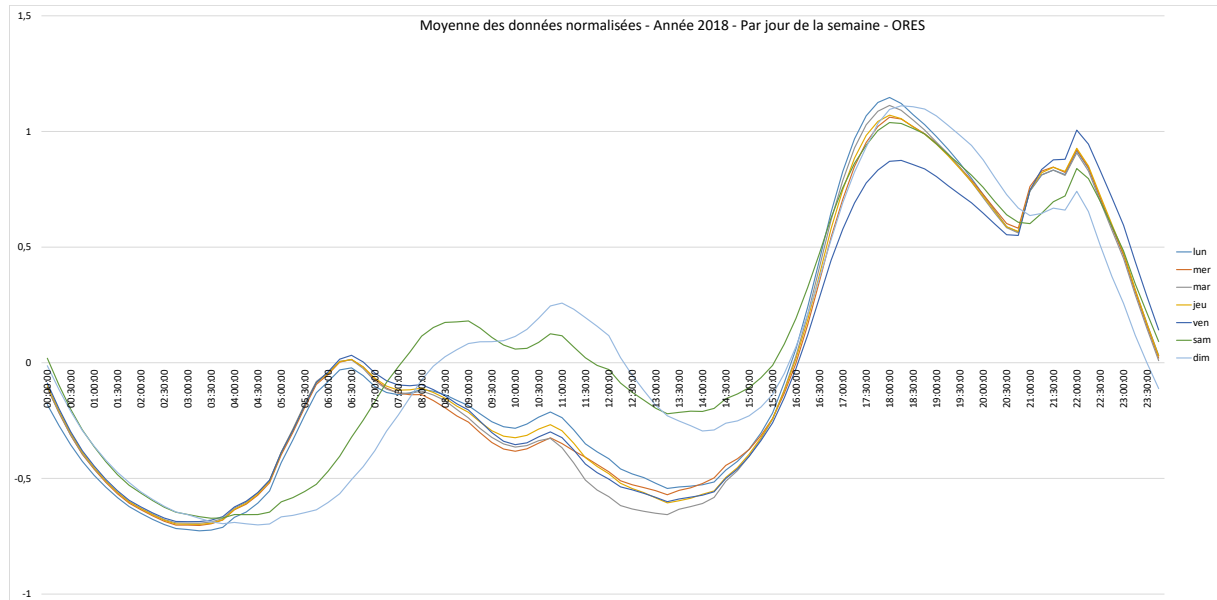
Encore une fois, la CWaPE constate que les courbes de charge journalières moyennes d'ORES et de l'AIEG, déclinées par saison, évoluent de manière très similaire. Les courbes de charge ont une forme quasiment identique, quel que soit le GRD et quelle que soit la saison. Le creux du début d'après-midi est plus fortement marqué au printemps et en été, en raison de la production plus importante générée par les installations de production photovoltaïques. Pour chaque GRD, la courbe d'hiver est en toute heure supérieure à la courbe d'automne qui est elle-même supérieure à la courbe du printemps. En 2020, les courbes du printemps et de l'été sont superposées durant les heures où l'ensoleillement est

TITRE III. LA FIXATION ET LE CONTRÔLE DES TARIFS DE DISTRIBUTION
Chapitre 1 – Les tarifs périodiques de distribution
Section 2 : Les tarifs périodiques de distribution d'électricité

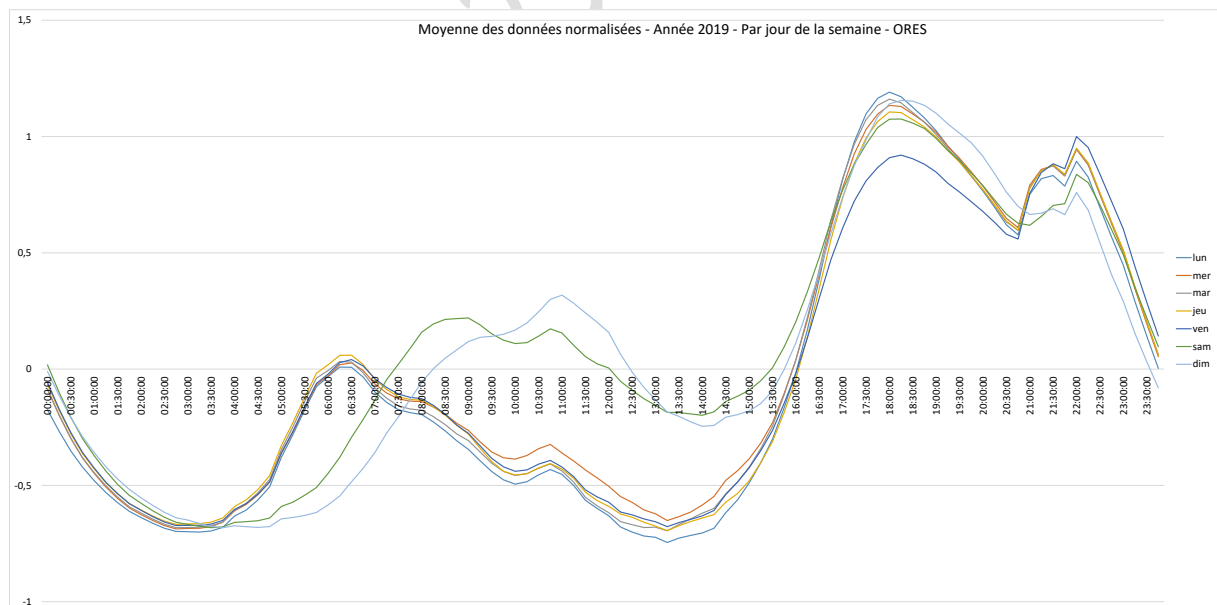
le plus important. La météo du printemps 2020 a en effet été particulièrement ensoleillée et un effet sur le niveau des consommations dû au confinement (COVID-19) n'est pas à exclure.

La quatrième analyse réalisée par la CWaPE porte sur les courbes de charge journalières moyennes normalisées des réseaux BT de l'AIEG, d'ORES et du « GRD wallon », déclinées par jour de la semaine.

GRAPHIQUE 24 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT – ORES – ANNÉE 2018 – PAR JOUR DE LA SEMAINE

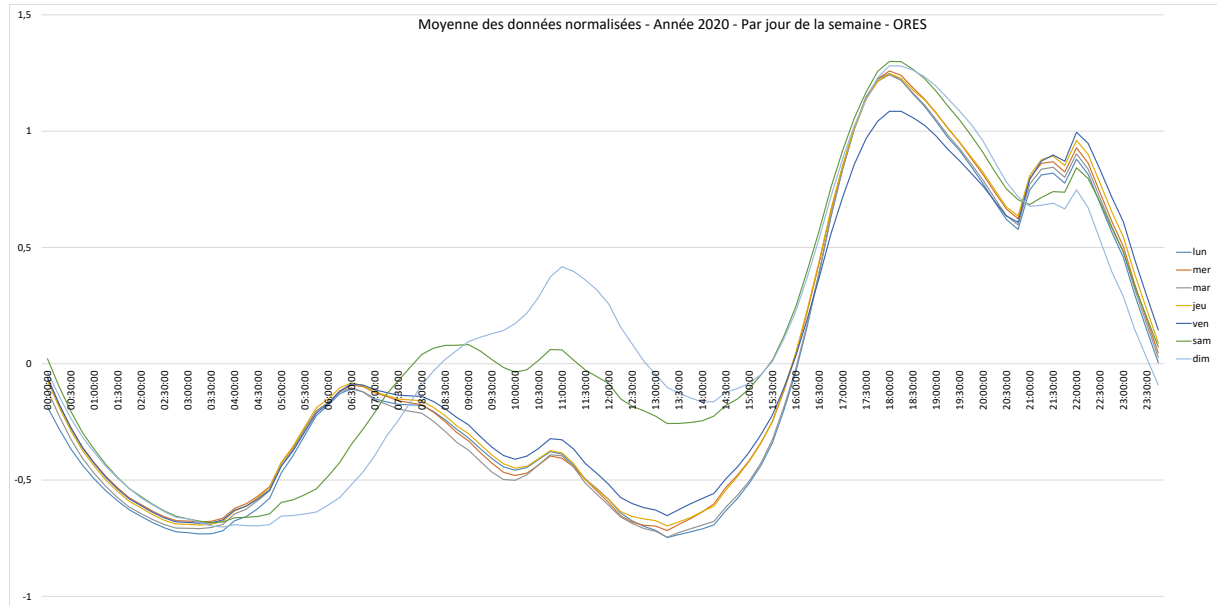


GRAPHIQUE 25 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT – ORES – ANNÉE 2019 – PAR JOUR DE LA SEMAINE

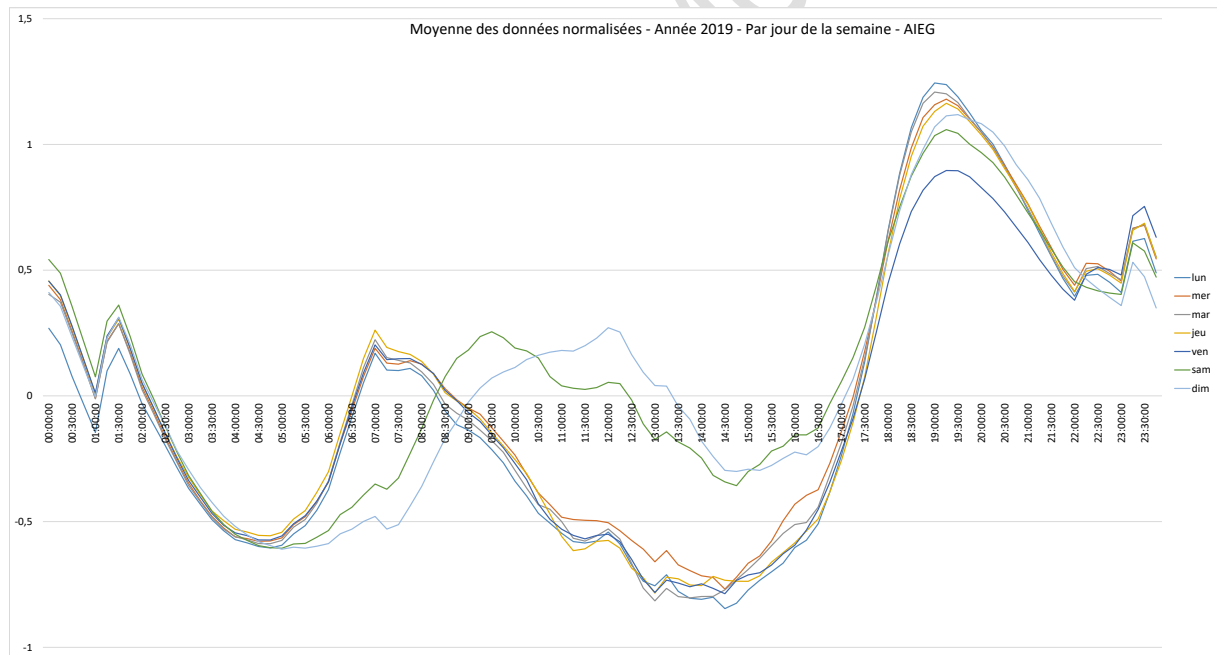


TITRE III. LA FIXATION ET LE CONTRÔLE DES TARIFS DE DISTRIBUTION
 Chapitre 1 – Les tarifs périodiques de distribution
 Section 2 : Les tarifs périodiques de distribution d'électricité

GRAPHIQUE 26 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT – ORES – ANNÉE 2020 – PAR JOUR DE LA SEMAINE

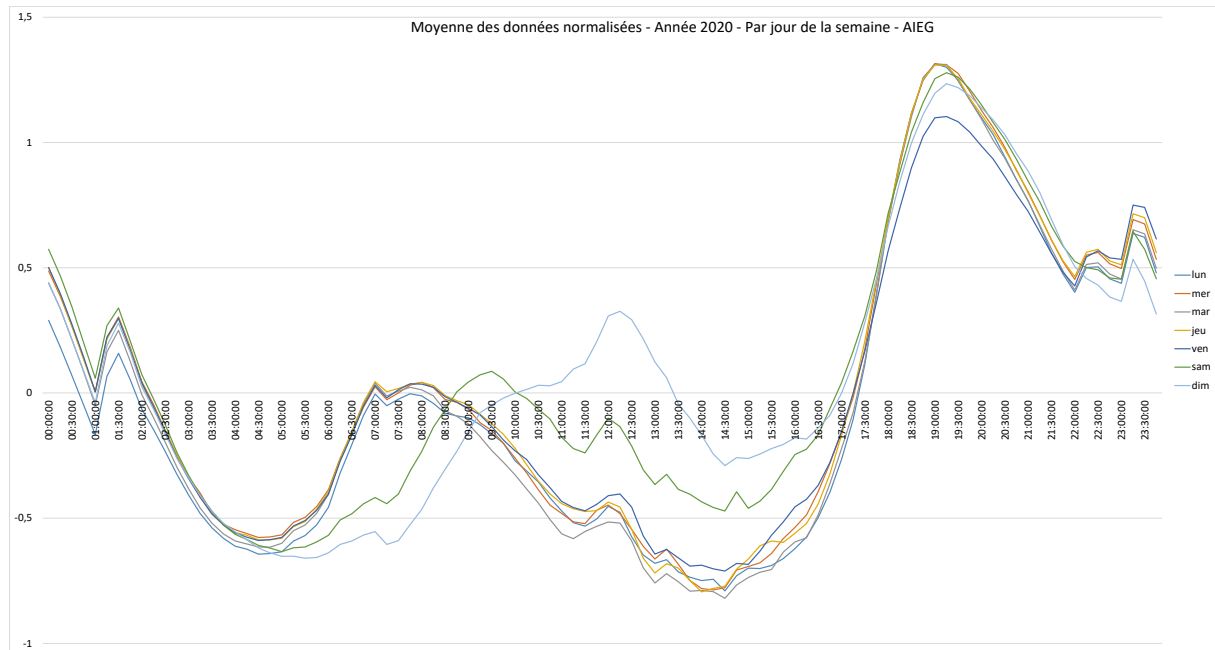


GRAPHIQUE 27 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT – AIEG – ANNÉE 2019 – PAR JOUR DE LA SEMAINE

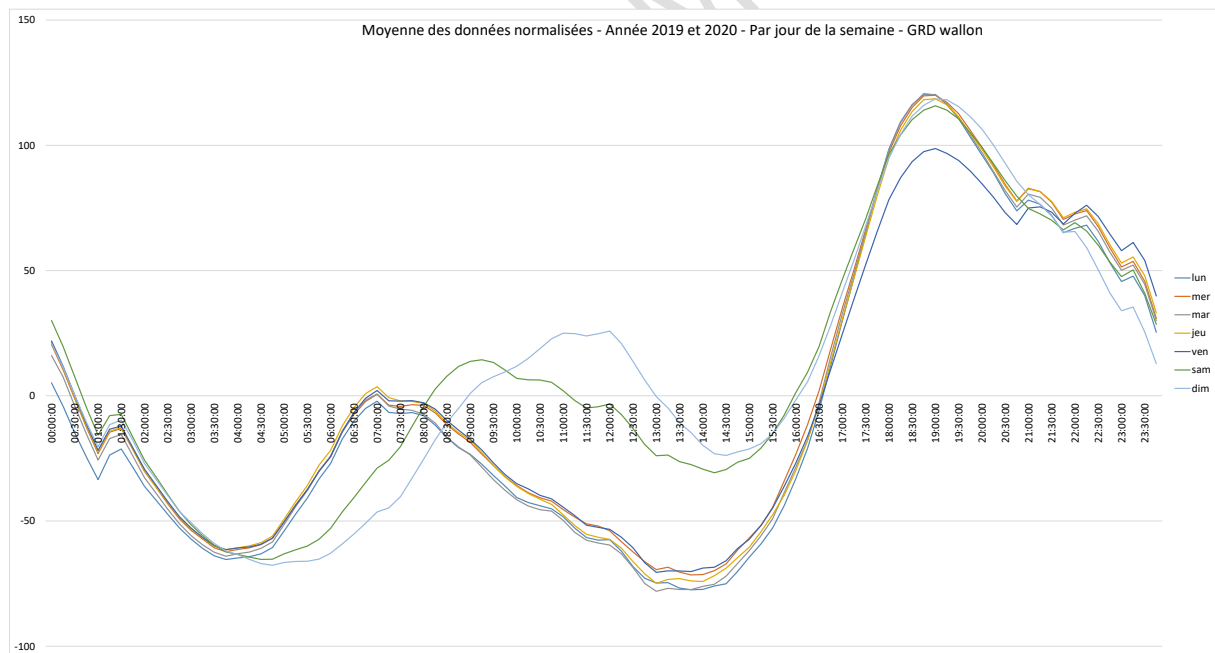


TITRE III. LA FIXATION ET LE CONTRÔLE DES TARIFS DE DISTRIBUTION
 Chapitre 1 – Les tarifs périodiques de distribution
 Section 2 : Les tarifs périodiques de distribution d'électricité

GRAPHIQUE 28 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT – AIEG – ANNÉE 2020 – PAR JOUR DE LA SEMAINE



GRAPHIQUE 29 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT – « GRD WALLON » – ANNÉES 2019 ET 2020 – PAR JOUR DE LA SEMAINE



À nouveau, la CWaPE constate que les courbes de charge journalières moyennes d'ORES et de l'AIEG, déclinées par jour de la semaine, évoluent de manière très similaire. Les courbes de charge pour les jours de semaine (du lundi au vendredi) sont très proches. Les petits sauts constatés en début d'après-midi sont très certainement dus à des relances de l'exclusif de nuit. Les courbes du samedi et du dimanche sont en décrochage par rapport à celles des autres jours de la semaine, ce qui démontre des comportements de consommation différents le week-end par rapport aux jours habituels de travail. Ce constat est également dressé pour l'année 2020, laquelle a connu une très forte adoption du télétravail en raison des mesures sanitaires mises en œuvre.

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

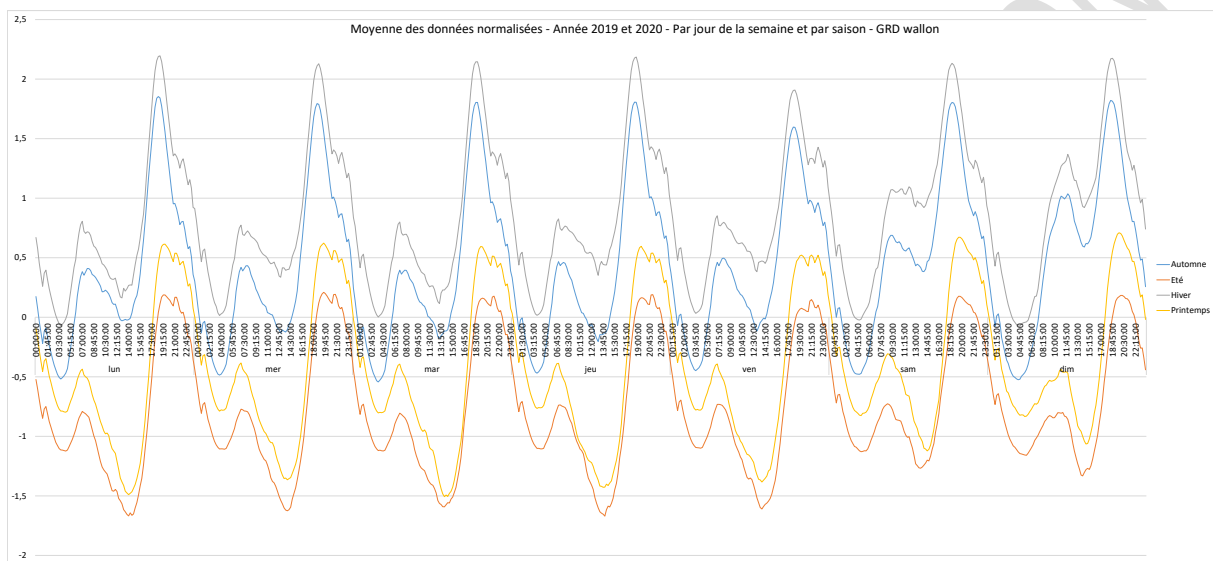
Chapitre 1 – Les tarifs périodiques de distribution

Section 2 : Les tarifs périodiques de distribution d'électricité

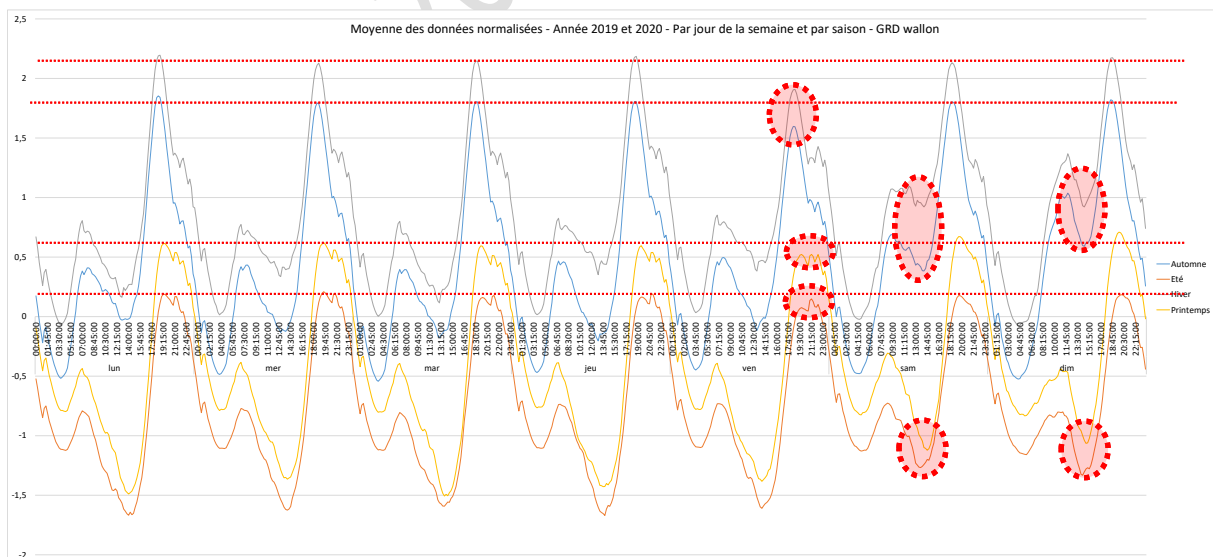
Le samedi et le dimanche, la pointe du matin est plus tardive et le creux du début d'après-midi est moins marqué, les consommations à ces heures de milieu de journée étant certainement plus importantes le week-end par rapport à la semaine, particulièrement pour les personnes dont le compteur fonctionne en bihoraire. La pointe du soir est, quant à elle, aussi élevée qu'il s'agisse d'un jour de semaine ou du week-end. Seule la pointe du vendredi soir présente un niveau légèrement inférieur aux autres.

La cinquième analyse réalisée par la CWaPE porte sur les courbes de charge journalières moyennes normalisées du « GRD wallon », déclinées par jour de la semaine et par saison.

GRAPHIQUE 30 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT – « GRD WALLON » – ANNÉES 2019 ET 2020 – PAR JOUR DE LA SEMAINE ET PAR SAISON



GRAPHIQUE 31 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT – « GRD WALLON » – ANNÉES 2019 ET 2020 – PAR JOUR DE LA SEMAINE ET PAR SAISON (ANALYSE)



Les graphiques 28 et 29 confirment les constats dressés précédemment. Les courbes de charge ont une forme quasi identique quelle que soit la saison, mais sont à des niveaux de charges différents. La courbe de charge de l'hiver a le niveau le plus élevé, vient ensuite la courbe de charge de l'automne à un niveau légèrement inférieur. L'écart entre la courbe de charge de l'automne et la courbe de charge

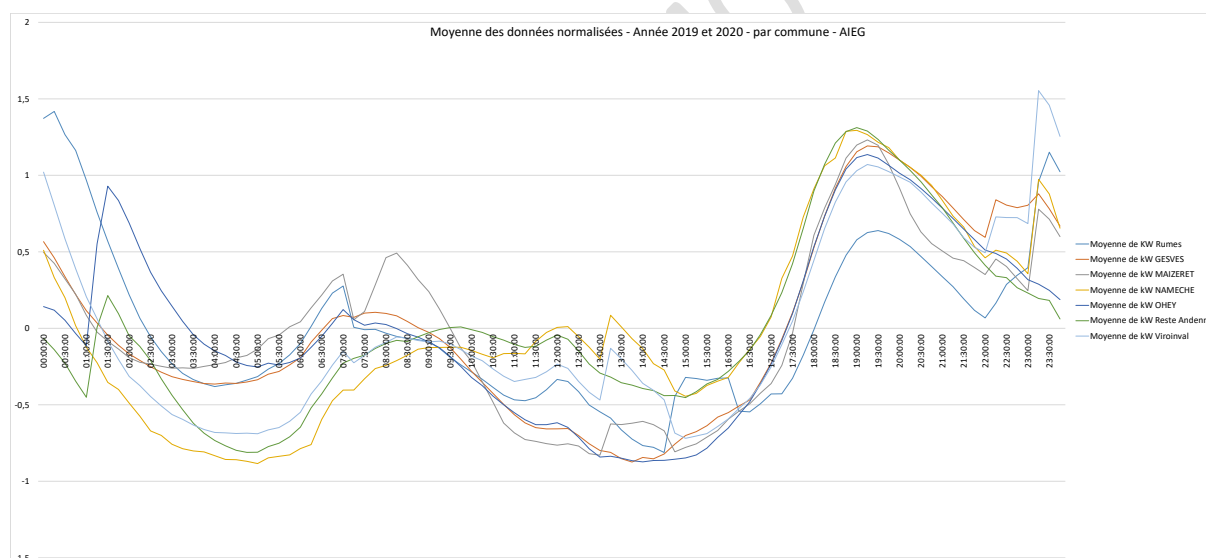
du printemps est plus marqué. La courbe de charge ayant le niveau le plus faible est celle de l'été. Ces courbes semblent comme translattées et présentent des caractéristiques similaires quel que soit la saison, à savoir une pointe du matin plus tardive les jours de week-end en comparaison aux jours de semaine, un creux de début d'après-midi moins marqué les jours de week-end en comparaison aux jours de semaine et une pointe du soir équivalente quel que soit le jour, exception faite du vendredi soir où la pointe est légèrement plus faible, surtout en hiver et en automne.

- ⇒ Sur la base de ces analyses, la CWaPE conclut que la courbe de charge appelée « GRD wallon », établie comme étant la moyenne de courbes de charge quart-horaire des réseaux de distribution basse tension d'ORES et de l'AIEG pour les années 2019 et 2020, est globalement représentative de la charge du réseau de distribution basse tension de Région wallonne.

2.3.1.2. Analyse de zones géographiques plus restreintes

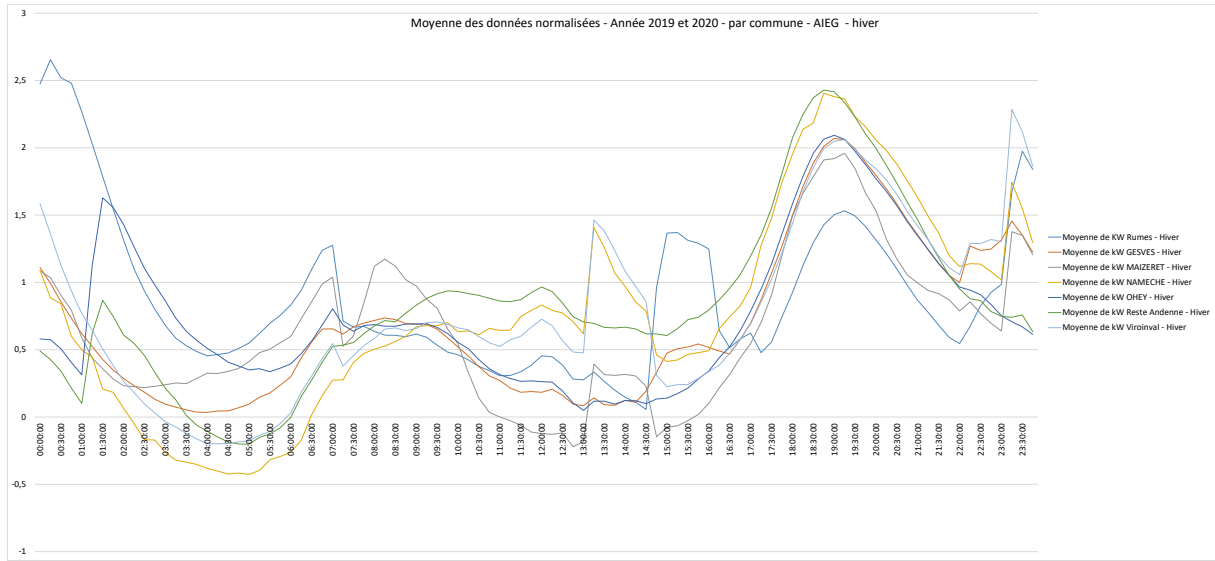
Les analyses suivantes portent sur des zones géographiques plus restreintes. Ce sont d'abord les courbes de charge du réseau basse tension de l'AIEG par commune qui sont analysées, ensuite ce sont les mesures réalisées dans certaines cabines de transformation du REW.

GRAPHIQUE 32 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT – AIEG – ANNÉES 2019 ET 2020 – PAR COMMUNE

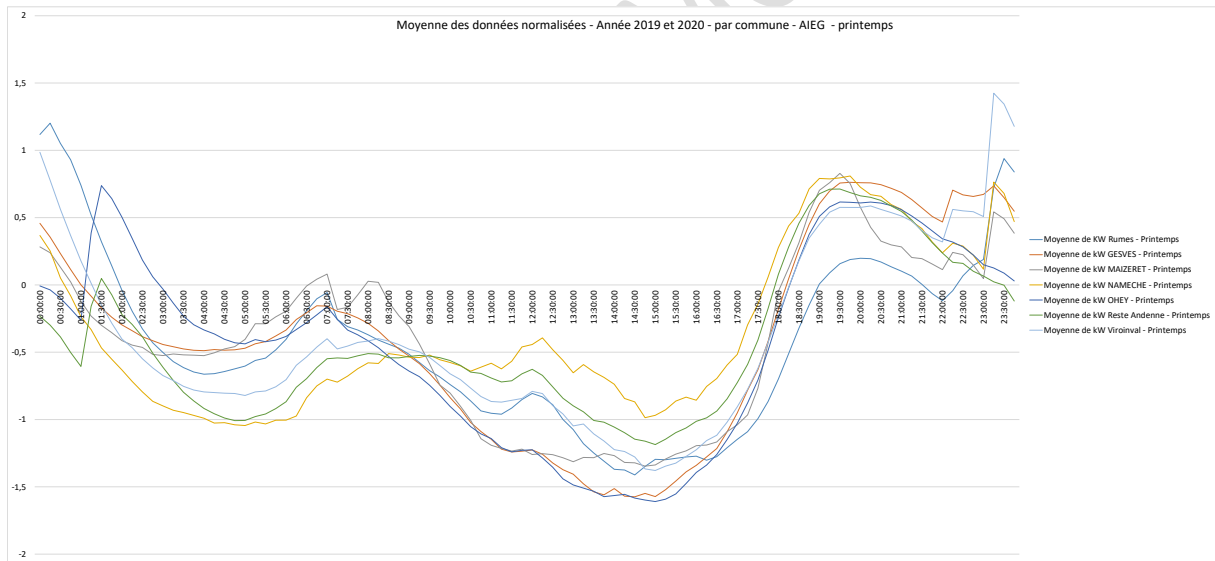


TITRE III. LA FIXATION ET LE CONTRÔLE DES TARIFS DE DISTRIBUTION
 Chapitre 1 – Les tarifs périodiques de distribution
 Section 2 : Les tarifs périodiques de distribution d'électricité

GRAPHIQUE 33 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT – AIEG – ANNÉES 2019 ET 2020 – PAR COMMUNE – HIVER

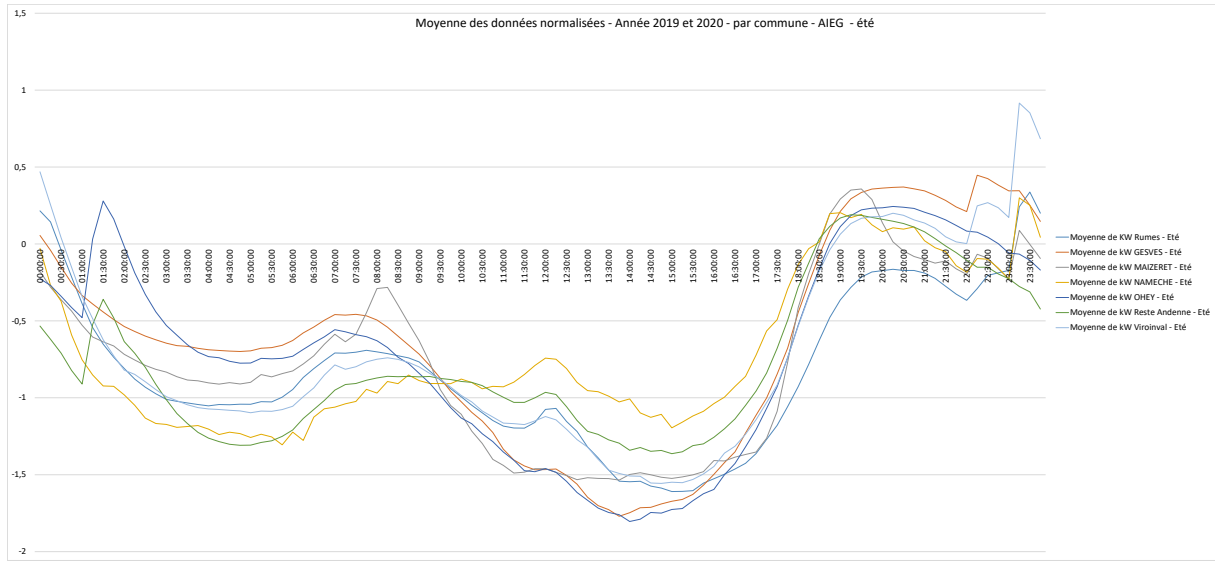


GRAPHIQUE 34 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT – AIEG – ANNÉES 2019 ET 2020 – PAR COMMUNE – PRINTEMPS

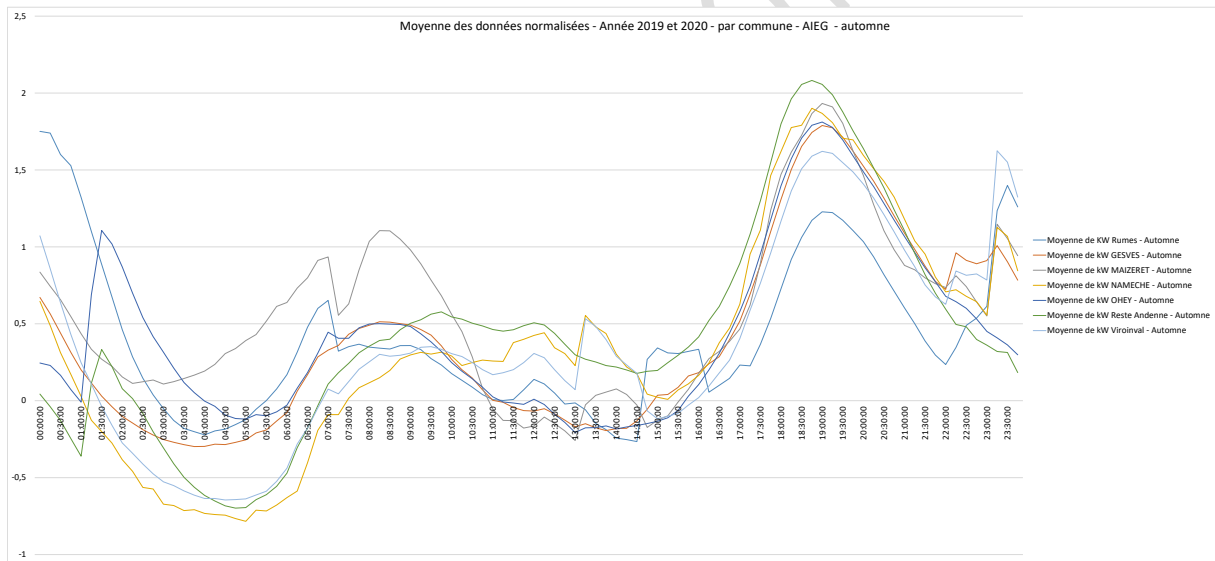


TITRE III. LA FIXATION ET LE CONTRÔLE DES TARIFS DE DISTRIBUTION
 Chapitre 1 – Les tarifs périodiques de distribution
 Section 2 : Les tarifs périodiques de distribution d'électricité

GRAPHIQUE 35 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT – AIEG – ANNÉES 2019 ET 2020 – PAR COMMUNE – ÉTÉ



GRAPHIQUE 36 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT – AIEG – ANNÉES 2019 ET 2020 – PAR COMMUNE – AUTOMNE

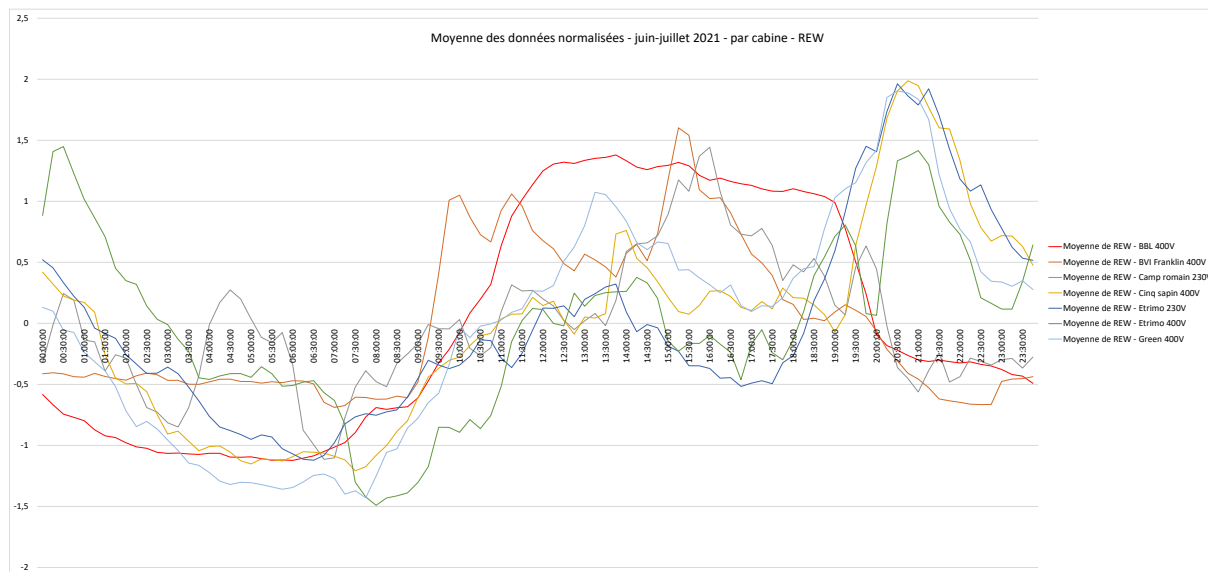


Les constats formulés précédemment sont confirmés et complétés comme suit :

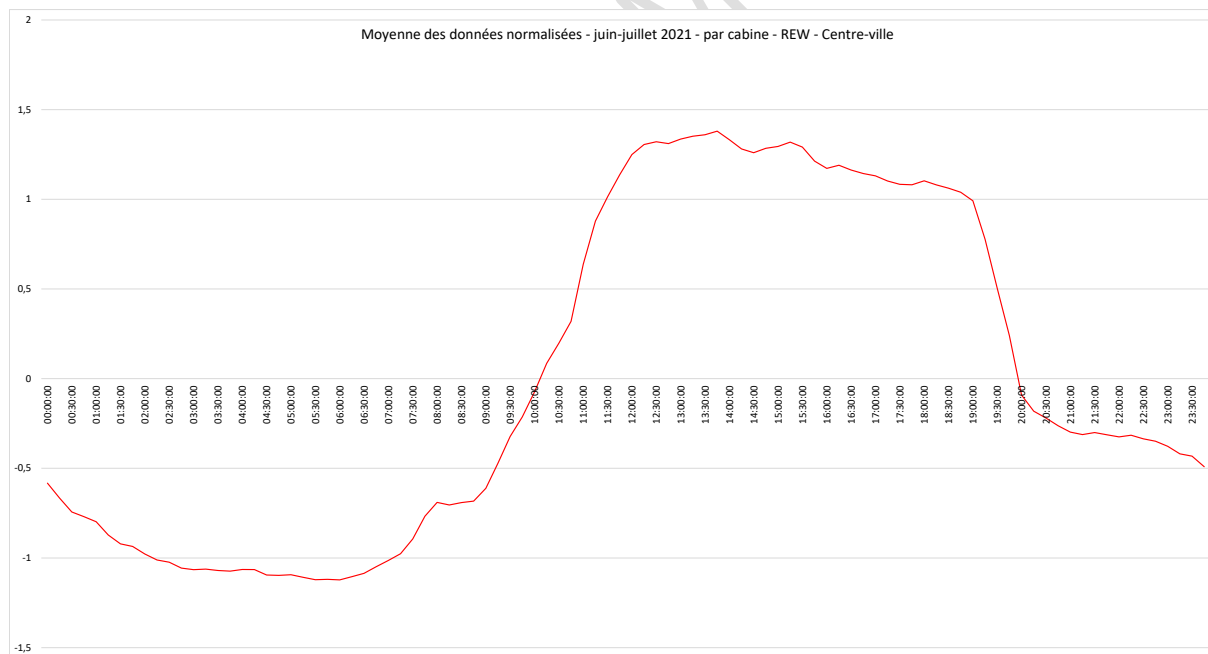
- il semble que des enclenchements de compteurs exclusif de nuit ou des basculements de registre de comptage (heures pleines vers heures creuses) peuvent provoquer des pointes de consommation importantes, pouvant excéder la pointe du soir en fonction des saisons ;
- dans certaines communes, l'on constate des relances de consommations de nuit (exclusif de nuit, chauffe-eau, ...) en milieu de journée ;
- les communes à forte densité de panneaux photovoltaïques présentent des creux de mi-journée (13h00) plus importants, par exemple les communes de Ohey et Gesves.

TITRE III. LA FIXATION ET LE CONTRÔLE DES TARIFS DE DISTRIBUTION
 Chapitre 1 – Les tarifs périodiques de distribution
 Section 2 : Les tarifs périodiques de distribution d'électricité

GRAPHIQUE 37 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT – REW – JUIN-JUILLET 2021 – PAR CABINE



GRAPHIQUE 38 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT – REW – JUIN-JUILLET 2021 – CABINE BBL (CENTRE-VILLE)



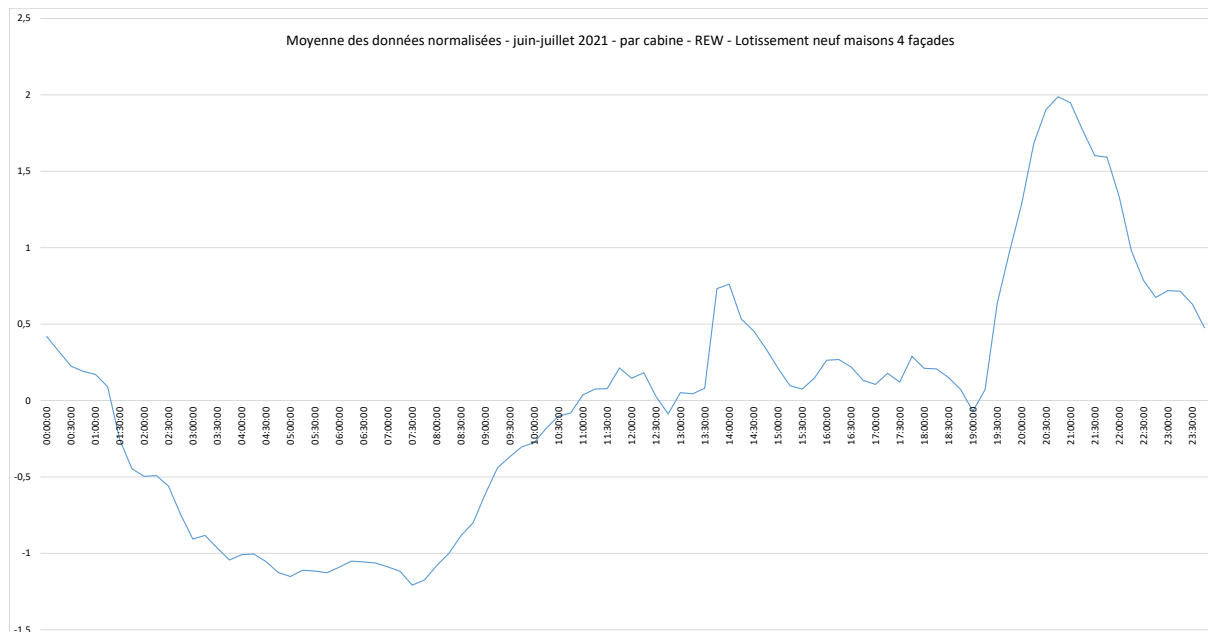
L'analyse de la courbe de charge de cette cabine montre clairement que, pour la période allant du 12 juin au 11 juillet 2021, les comportements de consommation sous cette cabine sont bien différents de ceux constatés, en moyenne, pour le « GRD wallon ».

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

Chapitre 1 – Les tarifs périodiques de distribution

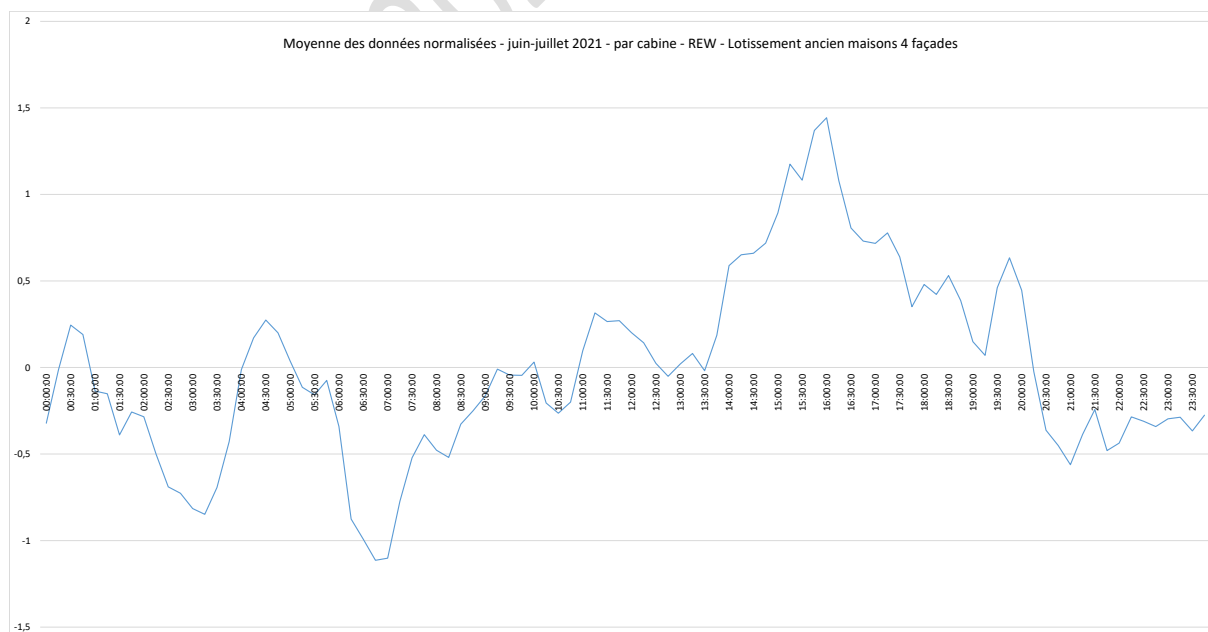
Section 2 : Les tarifs périodiques de distribution d'électricité

GRAPHIQUE 39 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT – REW – JUIN-JUILLET 2021 – CABINE CINQ SAPINS (LOTISSEMENT NEUF MAISONS 4 FAÇADES)



L'analyse de la courbe de charge de cette cabine, pour la période allant du 12 juin au 11 juillet 2021, montre des comportements de consommation plus proches de ceux constatés, en moyenne, pour le « GRD wallon », bien que le creux de début d'après-midi soit peu présent, en raison d'une météo peu ensoleillée durant cette période, d'un taux de pénétration du photovoltaïque plus faible ou encore de consommations plus importantes à ces heures de la journée. La pointe du soir est également assez tardive, plutôt aux alentours de 21h.

GRAPHIQUE 40 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT – REW – JUIN-JUILLET 2021 – CABINE CAMP ROMAIN (LOTISSEMENT ANCIEN MAISONS 4 FAÇADES)



L'analyse de la courbe de charge de cette cabine, pour la période allant du 12 juin au 11 juillet 2021, montre des comportements de consommation plus proches de ceux constatés, en moyenne, pour le

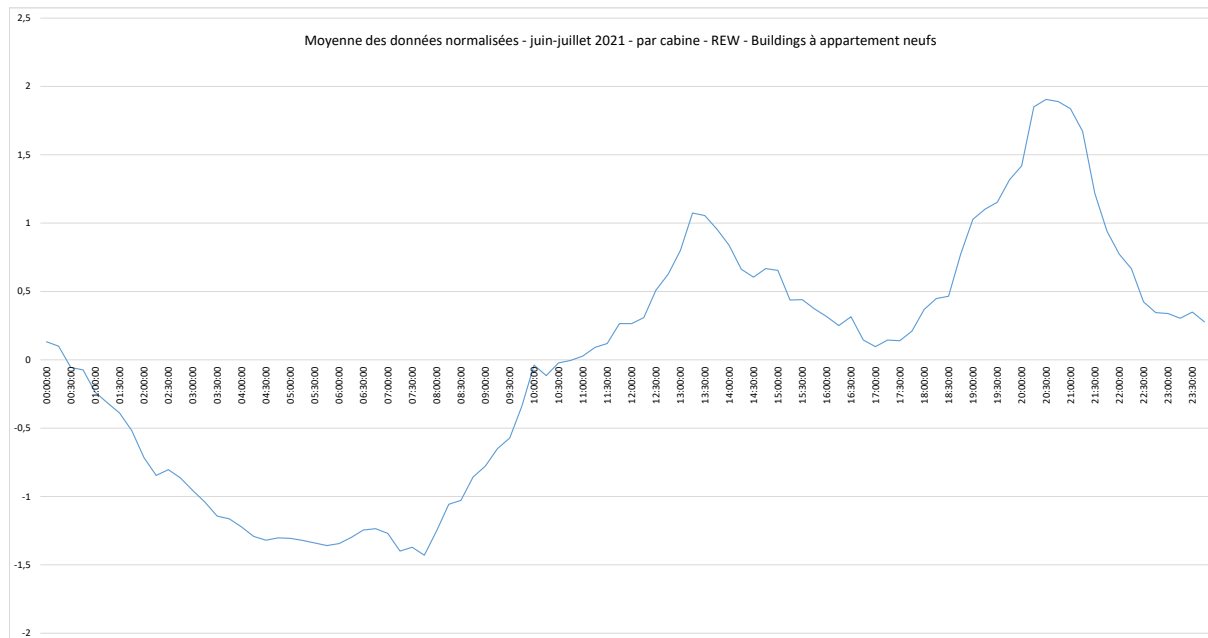
TITRE III. LA FIXATION ET LE CONTRÔLE DES TARIFS DE DISTRIBUTION

Chapitre 1 – Les tarifs périodiques de distribution

Section 2 : Les tarifs périodiques de distribution d'électricité

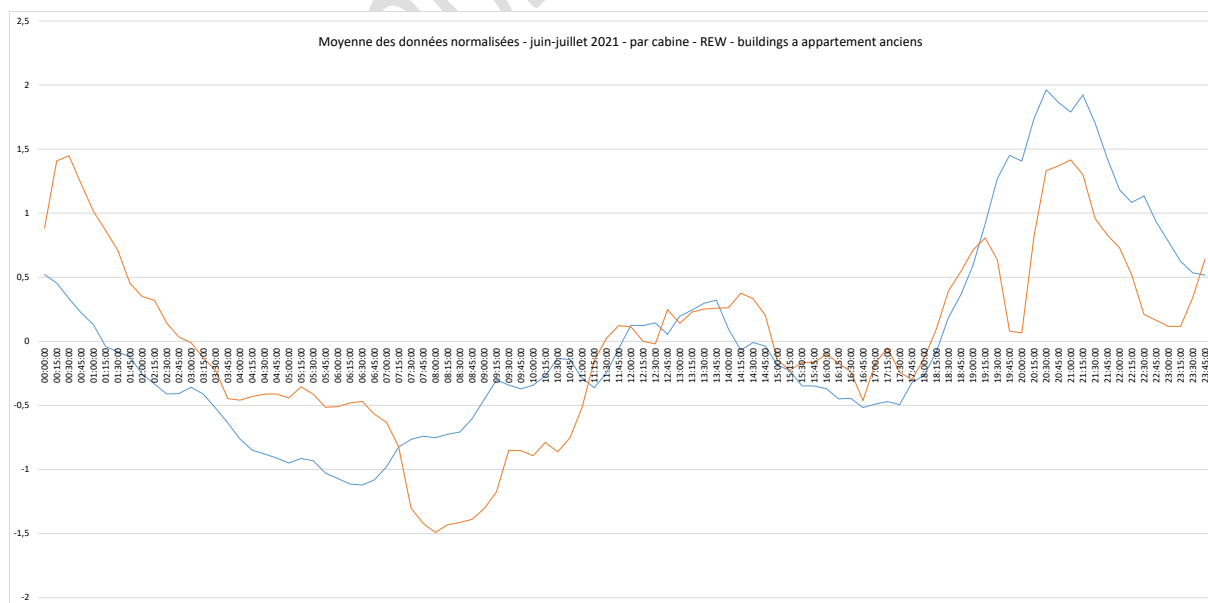
« GRD wallon », bien qu'une pointe soit constatée aux alentours de 4h30, que le creux de début d'après-midi soit peu présent, et que la pointe de charge soit réalisée dans l'après-midi, vers 16h00.

GRAPHIQUE 41 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT – REW – JUIN-JUILLET 2021 – CABINE GREEN (BUILDING À APPARTEMENTS NEUFS)



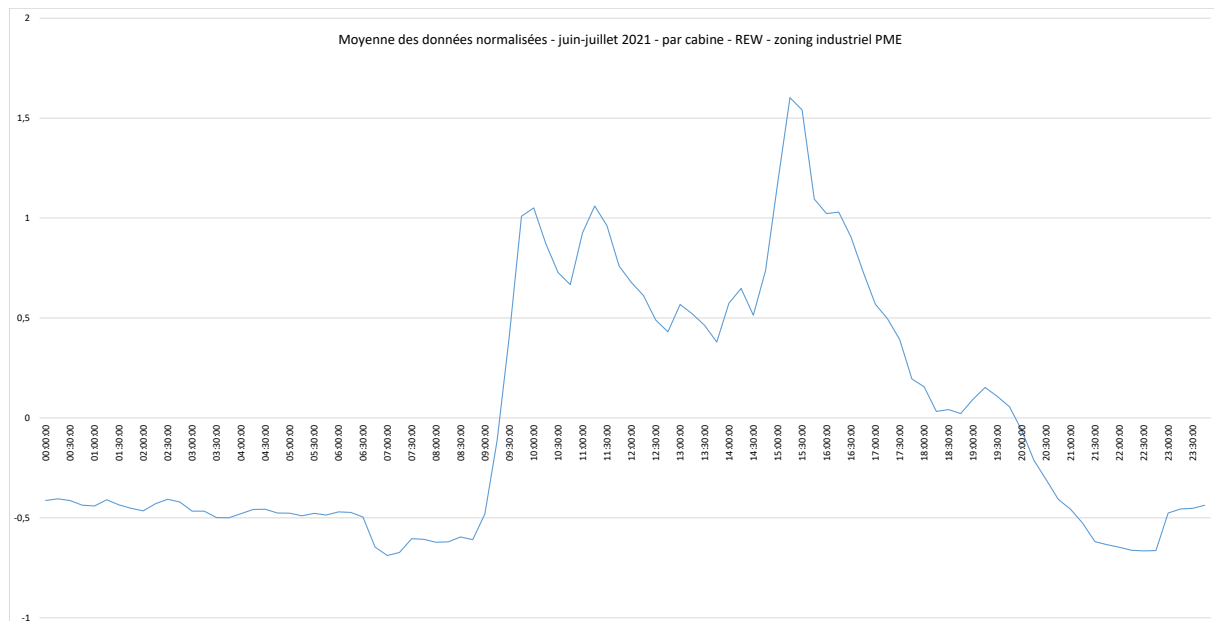
La courbe de charge de la cabine « Green » est très semblable à la courbe de charge de la cabine « Cinq sapins », pour la période allant du 12 juin au 11 juillet 2021. Il s'agit dans les deux cas de logements neufs, « Green » étant des immeubles à appartements et « Cinq sapins » des maisons 4 façades.

GRAPHIQUE 42 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT – REW – JUIN-JUILLET 2021 – CABINE ETRIMO (BUILDING À APPARTEMENTS ANCIENS)



Les courbes de charge de la cabine « Etrimo » (en orange le départ 400V et en bleu le départ 230V) sont proches de celles constatées pour les cabines « Green » et « Cinq sapins ».

GRAPHIQUE 43 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT – REW – JUIN-JUILLET 2021 – CABINE BVI (ZONING INDUSTRIEL PME)



La courbe de charge de la cabine « BVI », alimentant un zoning industriel, présente des similitudes avec la courbe de charge de la cabine « BBL » alimentant le centre-ville. Logiquement, elle est assez différente des courbes de charges alimentant des zones plutôt résidentielles.

L'analyse de ces courbes de charge par cabine, sur une période restreinte de quelques semaines, met en évidence que les comportements de consommation locaux ou ponctuels peuvent différer des comportements de consommation généraux observés sur des périodes plus longues (annuelles ou pluriannuelles) et sur des territoires plus larges. En fonction du type de clientèle alimentée par la cabine de distribution, la courbe de charge basse tension peut prendre une forme tout à fait différente de celle constatée globalement sur les réseaux du GRD. Il semble donc nécessaire de permettre la prise en compte de particularités locales pour la définition des plages horaires.

2.3.1.3. Analyse croisée avec les données BELPEX

Dans ses lignes directrices⁹³ reprenant les bonnes pratiques en matière de tarification des réseaux de distribution d'électricité, le CEER a formulé un objectif de « non-distorsion ». Le CEER recommande ainsi que la couverture des coûts soit réalisée en évitant d'altérer les décisions relatives à l'accès ou à l'usage du réseau. Selon le CEER, les tarifs de distribution ne peuvent constituer une barrière aux offres de marché innovantes qui apportent de la valeur ajoutée ou réduisent les coûts des consommateurs, comme les offres liées à la flexibilité ou à l'efficacité énergétique. L'interprétation donnée par la CWaPE à cet objectif est que les tarifs de distribution, mais également les tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport, ne devraient pas donner de signaux tarifaires qui soient en contradiction avec les incitants donnés par les autres acteurs du marché, notamment les fournisseurs d'électricité. En effet, lorsque les contraintes techniques sur les réseaux sont faibles, les signaux donnés par les tarifs de réseau ne doivent pas empêcher le client final d'adapter sa consommation afin, par exemple, de déplacer ses charges électriques aux moments où les prix de la commodité sont faibles et l'offre d'énergie renouvelable abondante, ou plus généralement de valoriser sa flexibilité en

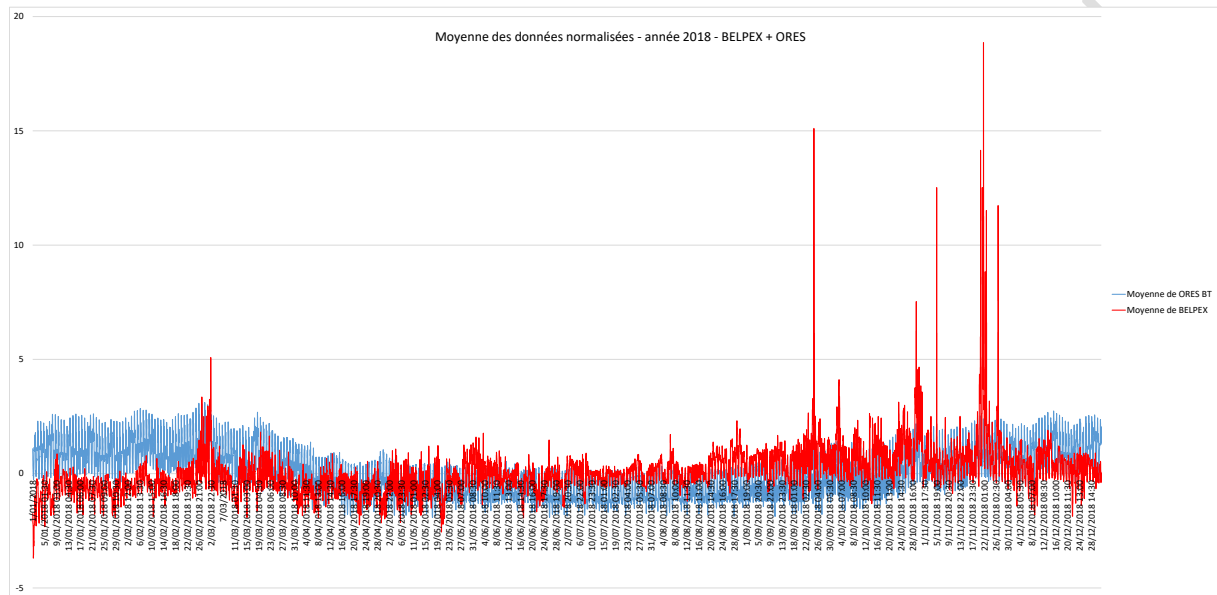
⁹³ CEER, Electricity Distribution Network Tariffs CEER Guidelines of Good Practice, Référence: C16-DS-27-03, 23 January 2017.

TITRE III. LA FIXATION ET LE CONTRÔLE DES TARIFS DE DISTRIBUTION
 Chapitre 1 – Les tarifs périodiques de distribution
 Section 2 : Les tarifs périodiques de distribution d'électricité

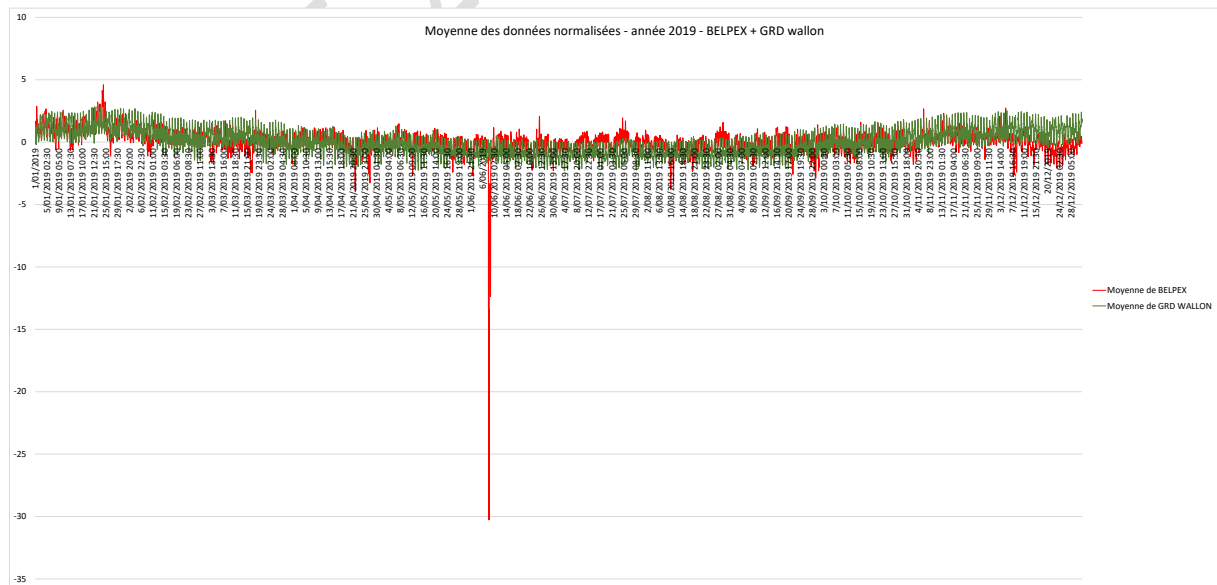
offrant par exemple ses services afin de contribuer au bon fonctionnement de l'équilibrage. Ainsi, des pointes de consommation réalisées à des moments de faible sollicitation du réseau électrique, et qui permettent au client final de répondre à d'autres signaux tarifaires qui conduisent à un meilleur fonctionnement global du marché de l'énergie, ne devraient pas être pénalisés par les tarifs du réseau.

Dans cet esprit, les analyses suivantes portent sur les cotations horaires du BELPEX et vérifient leur synchronisation avec le niveau des charges sur le réseau de distribution basse tension.

GRAPHIQUE 44 COURBE DE CHARGE ANNUELLE DU RÉSEAU BT ORES ET COURBE DE PRIX BELPEX – ANNEE 2018

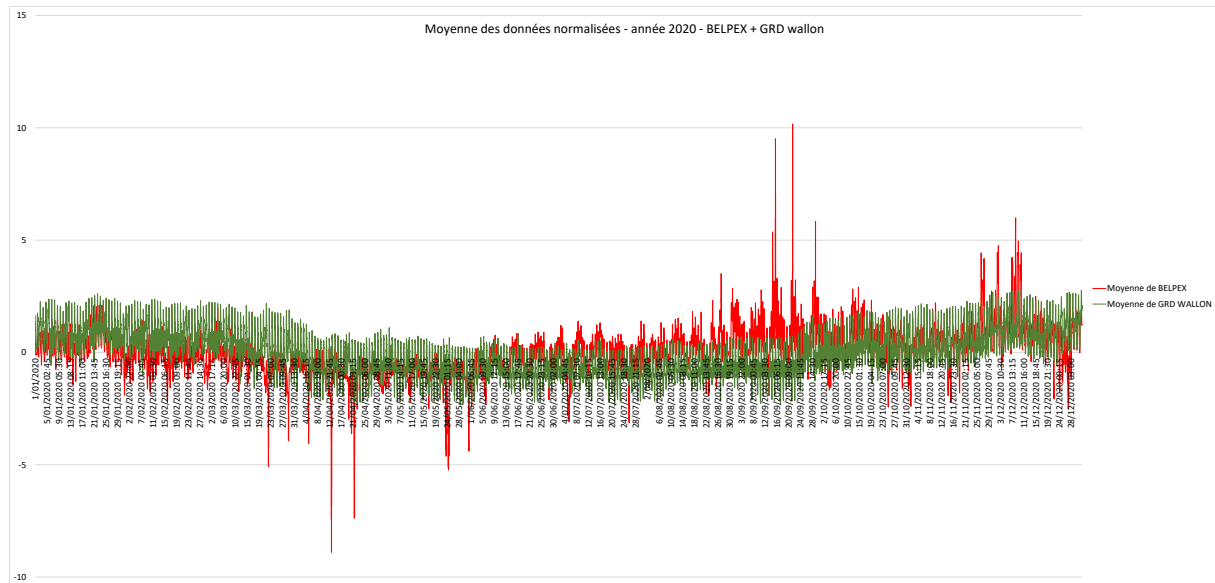


GRAPHIQUE 45 COURBE DE CHARGE ANNUELLE DU RÉSEAU BT « GRD WALLON » ET COURBE DE PRIX BELPEX – ANNEE 2019



TITRE III. LA FIXATION ET LE CONTRÔLE DES TARIFS DE DISTRIBUTION
 Chapitre 1 – Les tarifs périodiques de distribution
 Section 2 : Les tarifs périodiques de distribution d'électricité

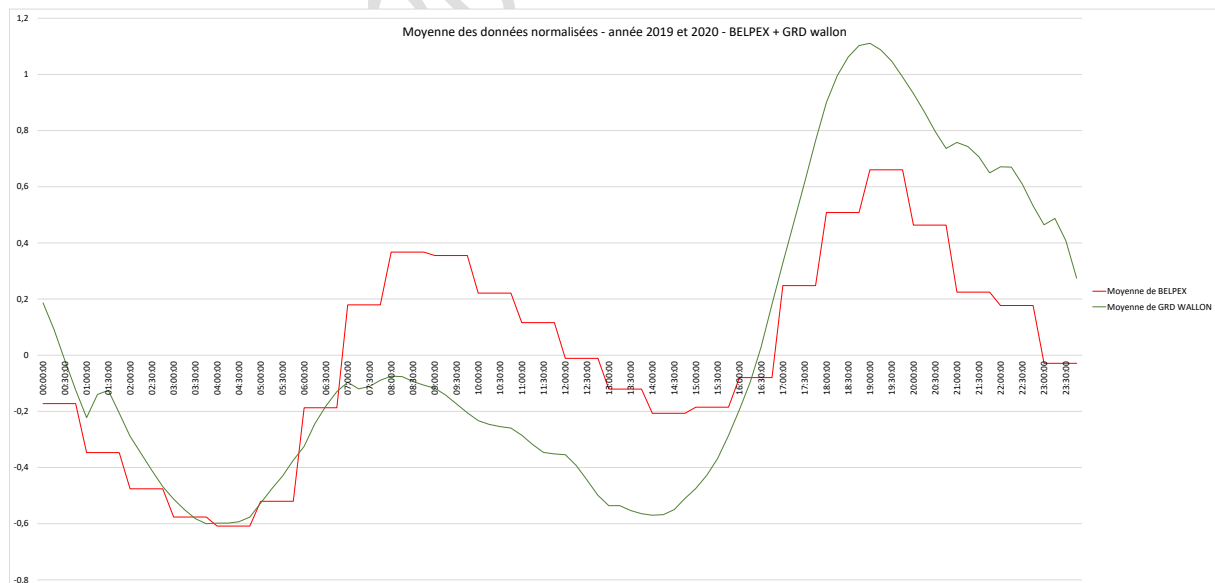
GRAPHIQUE 46 COURBE DE CHARGE ANNUELLE DU RÉSEAU BT « GRD WALLON » ET COURBE DE PRIX BELPEX – ANNEE 2020



Les prix BELPEX sont beaucoup plus volatiles que les charges sur les réseaux de distribution basse tension. Ces prix sont effectivement sensibles à divers événements indépendants de la consommation électrique sur les réseaux basse tension, comme les fermetures de centrales nucléaires, le prix du gaz naturel, différents phénomènes climatologiques ou des conflits internationaux. Il est toutefois constaté que les prix BELPEX sont plus élevés en hiver et en automne par rapport aux prix au printemps et en été.

L'analyse suivante porte sur les courbes journalières moyennes.

GRAPHIQUE 47 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT « GRD WALLON » ET COURBE DE PRIX JOURNALIÈRE MOYENNE BELPEX – ANNEE 2019 ET 2020



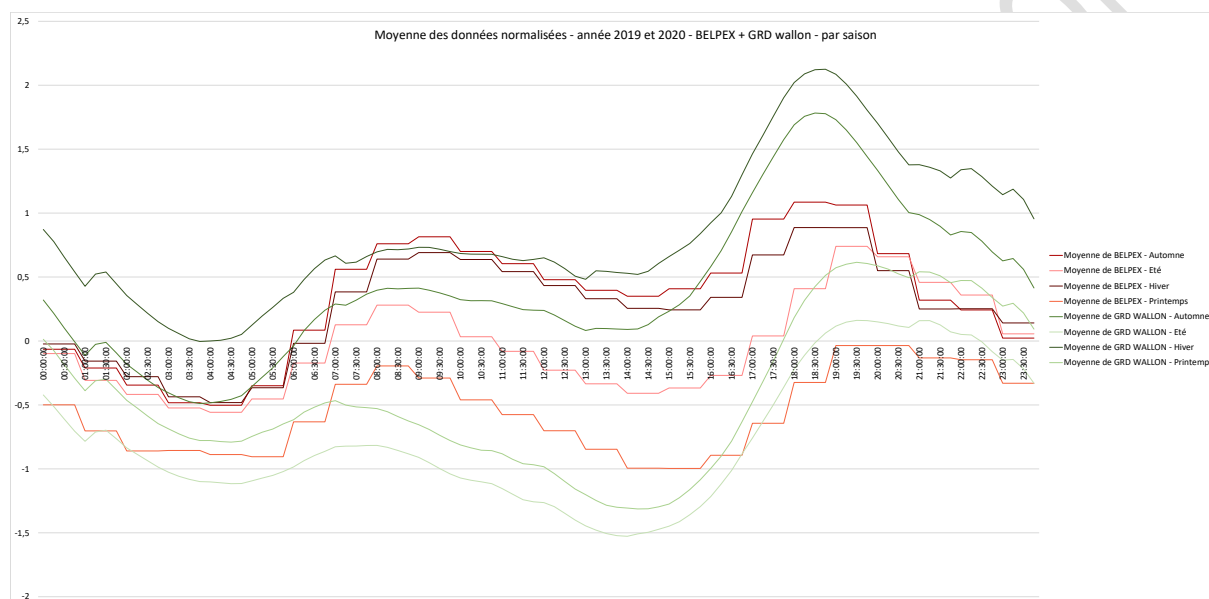
La courbe de prix journalière moyenne du BELPEX, établie sur la base des cotations horaires de l'indice au cours des années 2019 et 2020, évolue de manière synchrone avec la courbe de charge journalière moyenne du réseau basse tension « GRD wallon », établie sur la base des données quart-heure

d'ORES et de l'AIEG pour ces deux mêmes années. Un léger décalage (environ 1h) est constaté entre l'atteinte des points min et max sur ces deux courbes.

L'évolution journalière moyenne du prix de l'électricité sur le marché (représenté par les cotations horaires de l'indice BELPEX) suit la loi de l'offre et de la demande. Plus la demande d'électricité est forte, c'est-à-dire lors des pointes de charge du réseau, plus le prix de l'électricité est élevé. Durant les heures d'ensoleillement, une partie de la consommation est produite localement, il y a plus d'offre (et certainement également moins de demande) et le prix diminue.

L'analyse suivante décline les courbes journalières moyennes par saison.

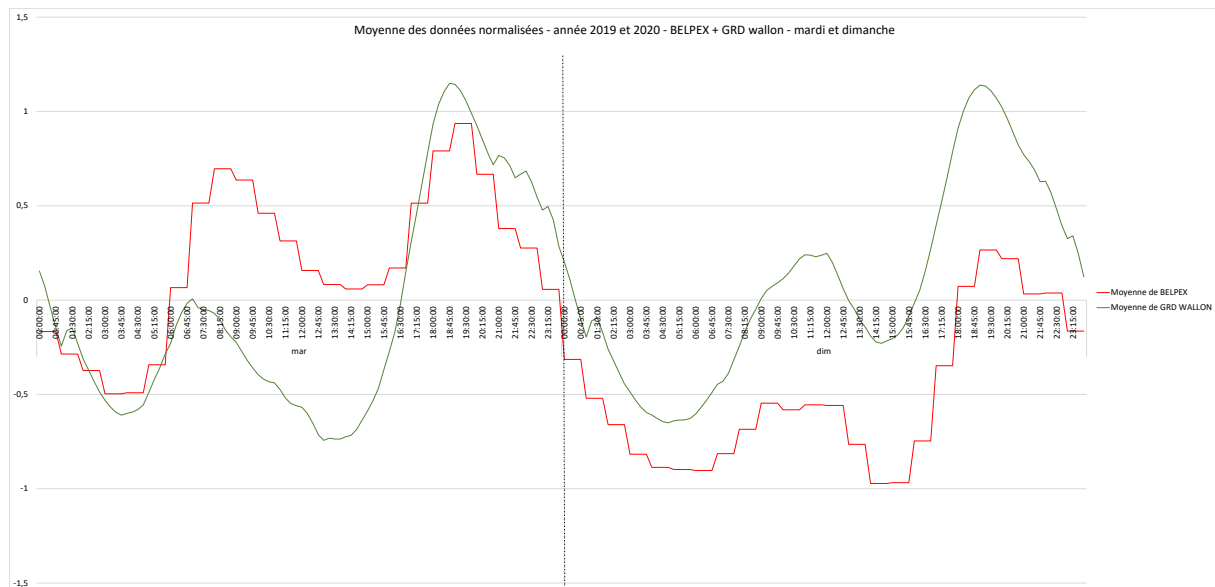
GRAPHIQUE 48 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT « GRD WALLON » ET COURBE DE PRIX JOURNALIÈRE MOYENNE BELPEX – ANNEE 2019 ET 2020 – PAR SAISON



La déclinaison de ces courbes journalières moyennes par saison permet encore de constater la bonne synchronisation entre les cotations BELPEX et les charges sur le réseau BT. Les courbes de l'hiver et de l'automne sont proches (surtout pour le BELPEX) et se situent à des niveaux supérieurs à ceux des courbes du printemps et de l'été.

Pour poursuivre les analyses, ce sont les courbes journalières moyennes d'un mardi et d'un dimanche qui sont comparées, pour les cotations BELPEX et pour la charge du réseau BT « GRD wallon ».

GRAPHIQUE 49 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT « GRD WALLON » ET COURBE DE PRIX JOURNALIÈRE MOYENNE BELPEX – ANNEE 2019 ET 2020 – MARDI ET DIMANCHE

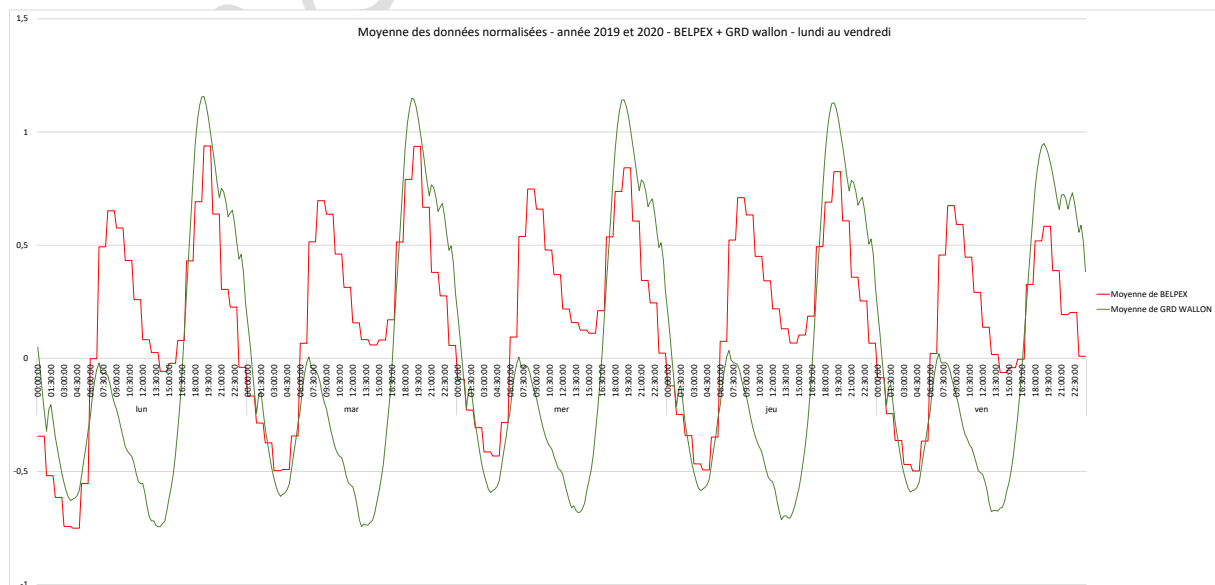


À nouveau, la **synchronisation des courbes BELPEX et réseau BT apparaît**, aussi bien pour le jour de semaine (mardi) que pour le jour de week-end (dimanche). Il faut toutefois constater que la courbe journalière moyenne du dimanche pour le BELPEX est à un niveau inférieur à celui atteint par la courbe BELPEX du mardi. Ce phénomène n'est pas présent pour la charge moyenne du réseau BT dont le niveau est semblable entre le mardi et le dimanche, avec la différence déjà constatée précédemment sur le niveau de charge du début d'après-midi le dimanche.

Les cotations BELPEX sont très certainement sensibles aux consommations des entreprises qui sont beaucoup plus faibles les jours de week-end.

L'analyse suivante détaille les courbes journalières moyennes du BELPEX et du réseau BT, du lundi au vendredi.

GRAPHIQUE 50 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT « GRD WALLON » ET COURBE DE PRIX JOURNALIÈRE MOYENNE BELPEX – ANNEE 2019 ET 2020 – DU LUNDI AU VENDREDI



Les courbes journalières moyennes, pour les journées du lundi au vendredi, des cotations BELPEX et des charges du réseau basse tension du « GRD wallon » suivent un rythme identique. Pour ces deux courbes, on observe une pointe le matin, un creux début d'après-midi, une seconde pointe le soir suivie d'une diminution pour atteindre un point bas aux alentours de 4h00 et ensuite une remontée vers la pointe du matin.

Il est toutefois intéressant de noter que le creux du début d'après-midi est plus marqué sur le réseau que sur le marché (BELPEX) et que la pointe du soir du réseau est très élevée par rapport à la pointe du matin, alors que pour le marché, ces deux pointes atteignent des niveaux plutôt proches.

2.3.1.4. Détermination de nouvelles plages horaires (article 75 du projet de méthodologie)

Afin de déterminer des plages horaires, permettant d'appliquer des tarifs différents aux prélèvements réalisés sur le réseau basse tension en fonction du moment où ces prélèvements sont effectués, la CWaPE focalise dans un premier temps son analyse sur la courbe de charge journalière moyenne, hors week-end, du réseau basse tension du « GRD wallon » et sur la courbe journalière moyenne, hors week-end, des prix BELPEX. L'exclusion des jours de week-end est justifiée par deux raisons : tout d'abord, les comportements de consommation des utilisateurs du réseau basse tension sont différents durant les jours du week-end et durant les autres jours de la semaine. Il a en effet été constaté sur la base de ce qui précède que le samedi et le dimanche, la consommation est plus importante durant les heures de la mi-journée en comparaison avec les niveaux de consommation des autres jours de la semaine durant ces mêmes heures. Ensuite, le niveau de prix de l'électricité sur le marché (cotations BELPEX) est généralement plus faible durant le week-end en comparaison aux autres jours de la semaine.

Inciter les utilisateurs de réseau à consommer au moment où les énergies renouvelables sont disponibles et où les réseaux de distribution basse tension disposent de capacités suffisantes signifie généralement inciter les utilisateurs de réseau à consommer pendant les heures qui constituent le creux du début d'après-midi. Puisque ce comportement semble déjà partiellement adopté le samedi et le dimanche, sans pour autant amoindrir la pointe du soir ces jours-là, la CWaPE concentre son analyse sur les jours pendant lesquels ces comportements sont moins présents, c'est-à-dire du lundi au vendredi.

Sur la base des courbes journalières moyennes représentant la charge du réseau BT et le prix de l'électricité sur le marché, établies pour les jours hors week-end et par saison, la CWaPE a établi un tableau qui répertorie les heures auxquelles sont atteints les points minimum et maximum de chaque courbe. Ces données sont scindées par saison.

Sur la base de ce tableau, des plages horaires sont établies en sélectionnant, pour chaque creux ou pointe, l'heure la plus tôt et l'heure la plus tardive à laquelle le creux ou la pointe a été atteint. Ces plages horaires ont ensuite été élargies à 2 heures avant l'heure la plus tôt et 2 heures après l'heure la plus tardive.

TITRE III. LA FIXATION ET LE CONTRÔLE DES TARIFS DE DISTRIBUTION
 Chapitre 1 – Les tarifs périodiques de distribution
 Section 2 : Les tarifs périodiques de distribution d'électricité

GRAPHIQUE 51 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT « GRD WALLON » ET COURBE DE PRIX JOURNALIÈRE MOYENNE BELPEX – ANNEE 2019 ET 2020 – PAR SAISON – HORS WEEK-END

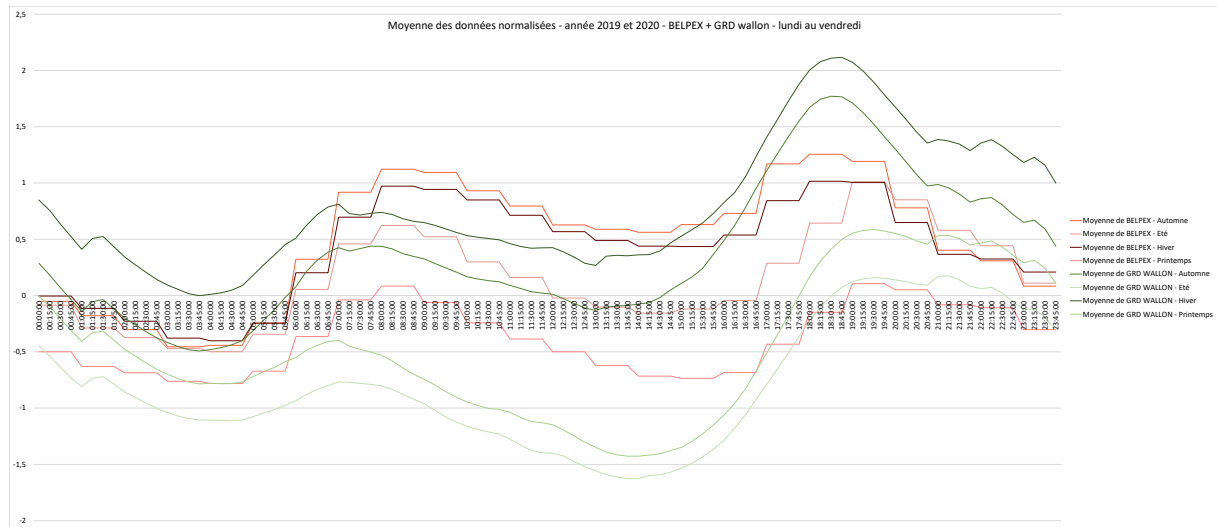


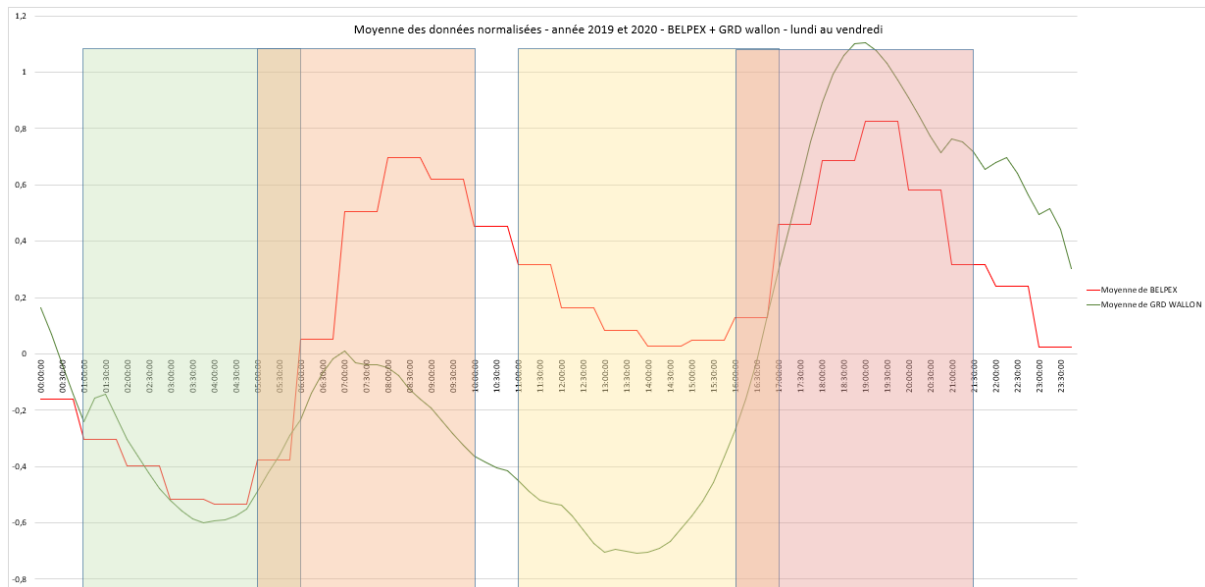
TABLEAU 79 ÉTABLISSEMENT INITIAL DES PLAGES HORAIRES – DU LUNDI AU VENDREDI

		Du lundi au vendredi			
		Creux nuit	Pointe matin	Creux midi	Pointe soir
Hiver	Réseau	3h45	7h00	13h00	18h30
	Marché	4h00	8h00	14h00	19h00
Printemps	Réseau	3h45	7h00	14h00	19h00
	Marché	4h00	8h00	15h00	19h00
Été	Réseau	3h45	7h00	13h45	19h30
	Marché	4h00	8h00	14h00	19h00
Automne	Réseau	3h45	7h00	13h00	18h30
	Marché	3h00	8h00	14h00	18h00
Min-Max		3h-4h	7h-8h	13h-15h	18h-19h30
-2h / +2h		1h-6h	5h-10h	11h-17h	16h-21h30
durée		5h	5h	6h	5h30

Les plages horaires telles que définies ci-avant, sont présentées sur le graphique ci-dessous modélisant les courbes journalières moyennes du BELPEX et du réseau BT hors week-end.

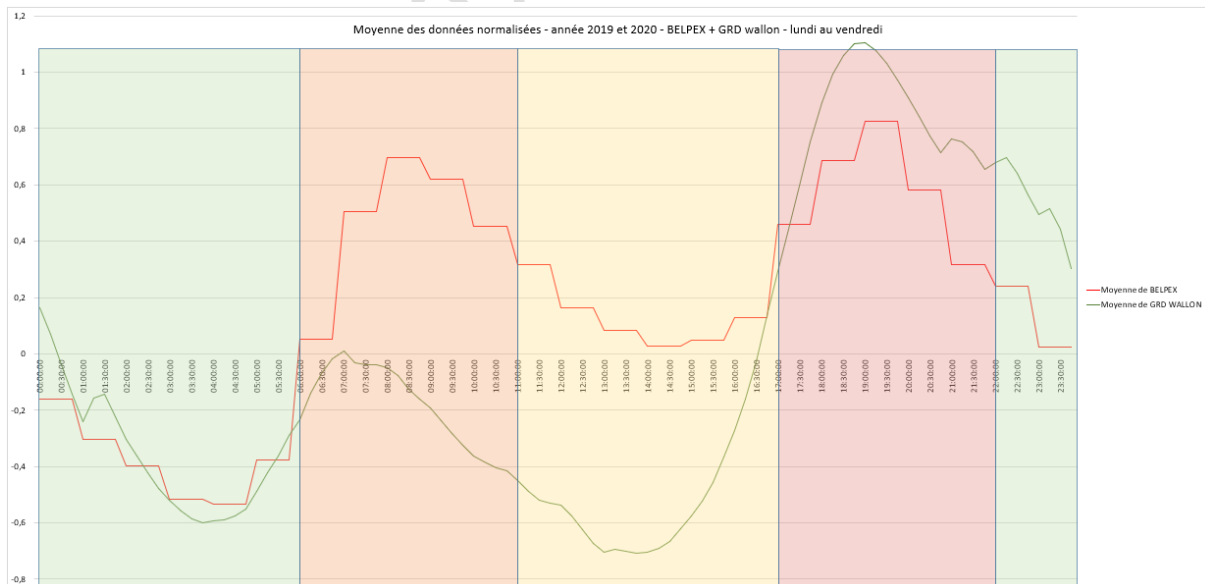
TITRE III. LA FIXATION ET LE CONTRÔLE DES TARIFS DE DISTRIBUTION
 Chapitre 1 – Les tarifs périodiques de distribution
 Section 2 : Les tarifs périodiques de distribution d'électricité

GRAPHIQUE 52 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT « GRD WALLON » ET COURBE DE PRIX JOURNALIÈRE MOYENNE BELPEX – ANNEE 2019 ET 2020 – HORS WEEK-END – AVEC PLAGES HORAIRES INITIALES



Les plages horaires telles que définies ci-dessus se superposent et ne couvrent pas les 24 heures qui composent une journée. Sur le graphique suivant, la CWaPE ajuste les heures de ces plages horaires afin de couvrir 24 heures et ne plus avoir de superposition des plages. Il s'agit des plages horaires « corrigées ».

GRAPHIQUE 53 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT « GRD WALLON » ET COURBE DE PRIX JOURNALIÈRE MOYENNE BELPEX – ANNEE 2019 ET 2020 – HORS WEEK-END – AVEC PLAGES HORAIRES CORRIGÉES

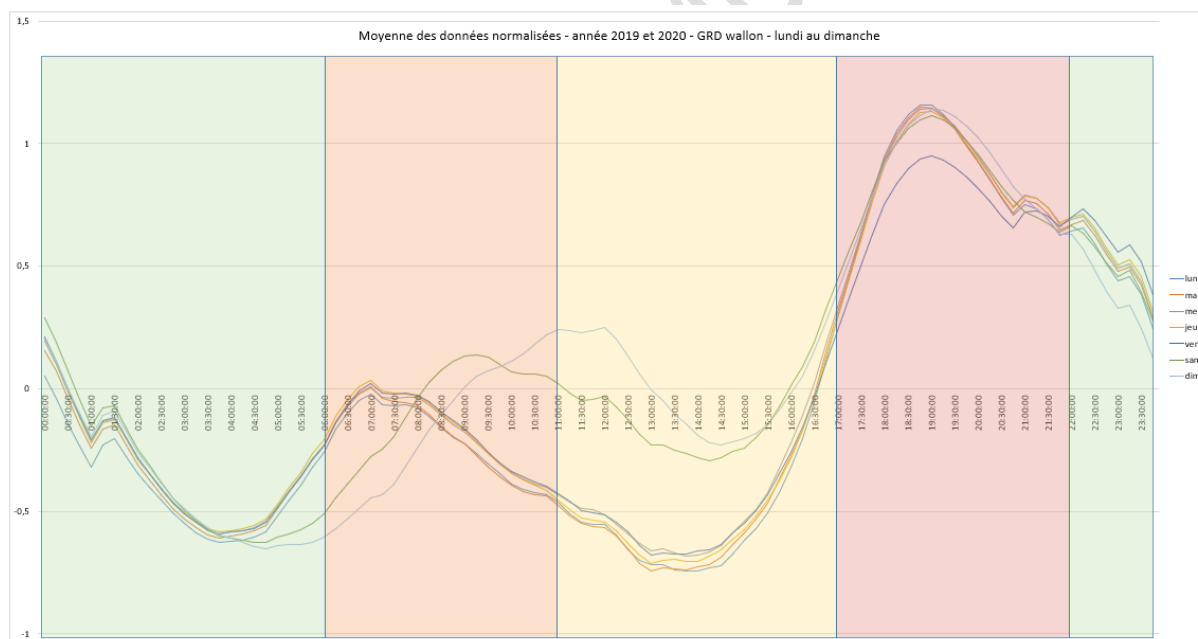


Les plages horaires proposées par la CWaPE pour la période réglementaire 2024-2028 et applicables aux utilisateurs de réseau basse tension dont la puissance de raccordement est inférieure à 56 kVA sont donc les suivantes :

- Les **heures du matin** : cette plage horaire débute à 6h et se termine à 11h. Cette plage horaire dure 5h consécutives.
- Les **heures solaires** : cette plage horaire débute à 11h et se termine à 17h. Cette plage horaire dure 6h consécutives.
- Les **heures du soir** : cette plage horaire débute à 17h et se termine à 22h00. Cette plage horaire dure 5h consécutives.
- Les **heures de nuit** : cette plage horaire débute à 22h00 et se termine à 6h00. Cette plage horaire dure 8h consécutives.

Dans un second temps, l'analyse consiste à vérifier que ces plages horaires peuvent être appliquées au samedi et au dimanche. Le graphique ci-dessous présente les plages horaires sur les courbes de charges journalières moyennes du « GRD wallon », déclinées pour chaque jour du lundi au dimanche.

GRAPHIQUE 54 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT « GRD WALLON » – ANNEE 2019 ET 2020 – PAR JOUR DE LA SEMAINE – AVEC PLAGES HORAIRES CORRIGÉES



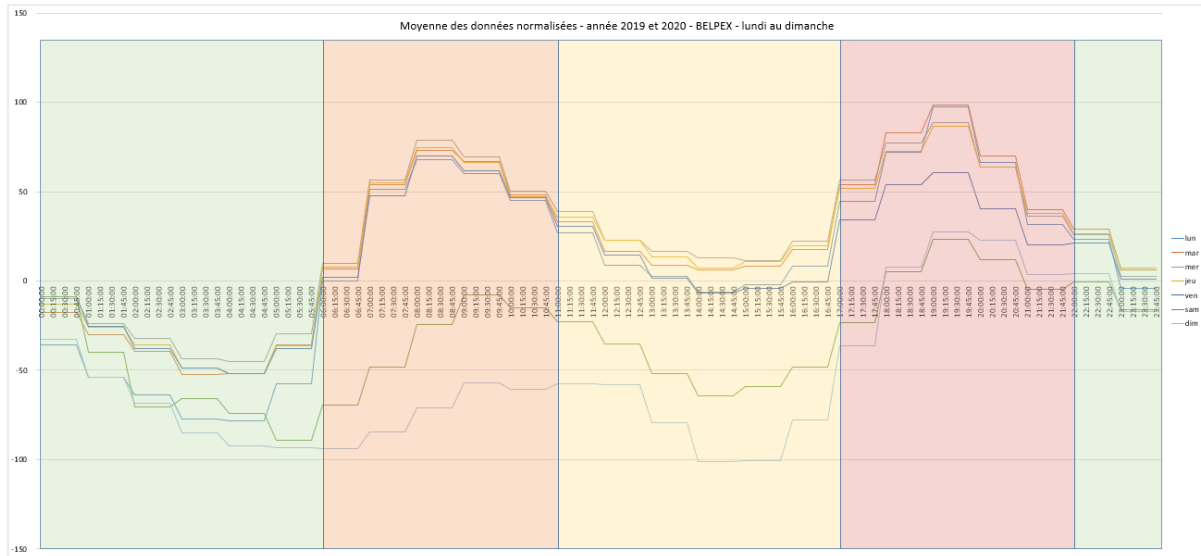
Le samedi et le dimanche, les consommations sont plus importantes au sein de la plage horaire des heures solaires. Cette plage horaire présente habituellement des niveaux de consommation inférieurs à ceux réalisés durant les heures du soir, le réseau offre donc, dans une certaine mesure, des capacités disponibles au sein de cette plage horaire. Dans un objectif d'utilisation rationnelle des réseaux de distribution, le comportement que l'on souhaite voir adopté par les URD de la BT est un déplacement des charges des heures du soir vers les plages horaires pendant lesquelles les réseaux subissent moins de contraintes, en priorité les heures solaires (pendant lesquelles la production photovoltaïque peut également être consommée) et les heures du soir. Bien que la pointe du soir ne soit pas plus faible le samedi ou le dimanche, les URD ont des prélèvements plus importants pendant les heures solaires du samedi et du dimanche. Ce comportement de consommation pendant les heures solaires pourrait être

TITRE III. LA FIXATION ET LE CONTRÔLE DES TARIFS DE DISTRIBUTION
Chapitre 1 – Les tarifs périodiques de distribution
Section 2 : Les tarifs périodiques de distribution d'électricité

dupliqués aux autres jours de la semaine, le but étant évidemment que ces consommations résultent d'un déplacement des prélèvements habituellement réalisés pendant les heures du soir.

Le graphique suivant présente ces mêmes plages horaires sur les courbes de prix journalières moyennes de l'indice BELPEX, déclinées pour chaque jour du lundi au dimanche.

GRAPHIQUE 55 COURBE DE PRIX JOURNALIÈRE MOYENNE DE L'INDICE BELPEX – ANNEE 2019 ET 2020 – PAR JOUR DE LA SEMAINE – AVEC PLAGES HORAIRES CORRIGÉES

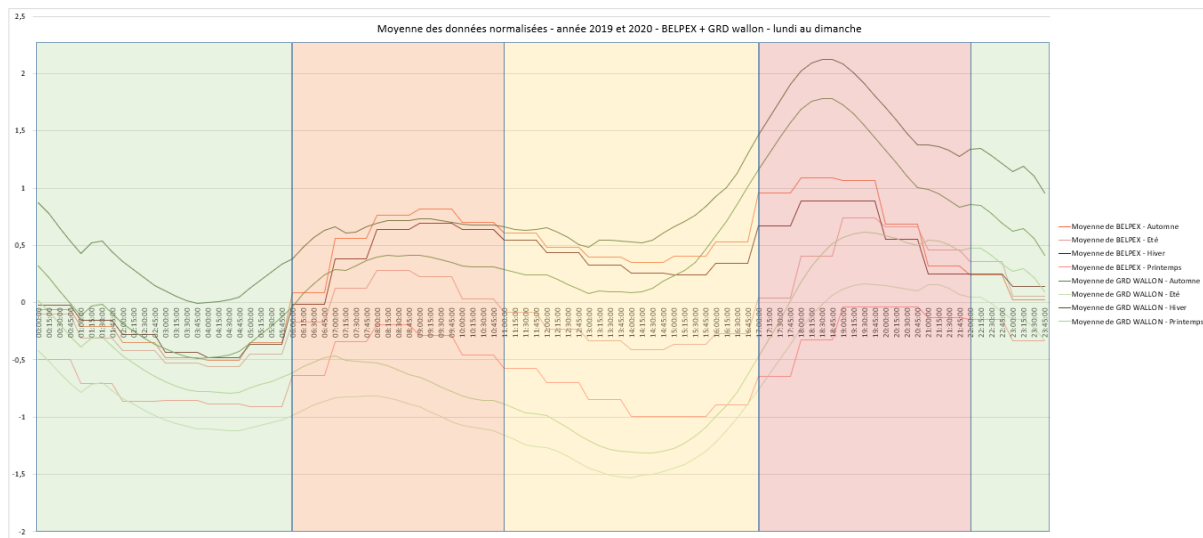


Les niveaux de prix sont généralement inférieurs le samedi et le dimanche, mais la courbe d'évolution des prix au cours de ces deux journées est similaire à celle des autres de la semaine.

- ⇒ Les plages horaires définies sur les jours hors week-end sont également applicables aux jours du week-end.

Ces plages horaires sont ensuite présentées sur les courbes journalières moyennes, déclinées par saison, représentant la charge du réseau BT et le prix de l'électricité sur le marché.

GRAPHIQUE 56 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT « GRD WALLON » ET COURBE DE PRIX JOURNALIÈRE MOYENNE BELPEX – ANNEE 2019 ET 2020 – PAR SAISON – AVEC PLAGES HORAIRES CORRIGÉES



Bien que les niveaux de charge et de prix soient différents, les courbes ont une forme similaire quelle que soit la saison. On peut donc en déduire que certaines consommations, probablement liées au chauffage ou à la luminosité, sont réduites pendant le printemps et l'été, mais que les comportements de consommation ont des rythmes similaires quelle que soit la saison. Si l'on souhaite que les utilisateurs du réseau de distribution basse tension adoptent de nouveaux comportements de consommation permettant le déplacement des charges des heures du soir vers les heures solaires ou les heures de nuit, il est plus simple que ces nouveaux comportements puissent être adoptés tout au long de l'année.

⇒ Les plages horaires peuvent être appliquées sans distinction des saisons.

Les plages horaires, telles que proposées initialement par la CWaPE dans le projet de méthodologie tarifaire, répondent aux objectifs de simplicité et de lisibilité. En effet, les journées sont découpées en 4 plages dont les horaires sont assez proches de la découpe usuelle qui est faite d'une journée, à savoir le matin, l'après-midi, le soir et la nuit. Ces plages horaires sont applicables 7 jours sur 7 et sont identiques tout au long de l'année. Elles couvrent entre 5h et 7h consécutives ce qui permet aux URD l'adoption de comportements de consommation (cycle de lavage économique d'un lave-vaisselle, cycle de lavage économique d'une lessiveuse, rechargement d'un véhicule électrique, mise à température d'eau chaude sanitaire, ...).

Par ailleurs, ces plages horaires sont statiques et en adéquation avec les prix de l'électricité sur le marché. Elles permettent donc aux fournisseurs d'électricité de créer de nouvelles offres de prix.

La CWaPE est tout à fait consciente que la modification des horaires associés au bihoraire et la création d'une tarification incitative ne sont qu'une première étape permettant de faire évoluer les comportements de consommation. Comme cela est avancé par Elia en réponse à la consultation publique sur le projet de méthodologie tarifaire, une tarification plus dynamique, tenant compte de la disponibilité en temps réel des réseaux et des énergies renouvelables, devra être mise en œuvre dans le futur. Les analyses de la CWaPE, basées sur des données moyennes, cachent en effet l'intermittence des productions solaires et éoliennes, mais permettent de dégager des tendances globales et de mettre en œuvre un cadre de référence au sein duquel des démarches plus dynamiques, comme des

offres de fournisseurs, peuvent s'inscrire. S'il s'avère que le développement important des énergies renouvelables en vue d'atteindre les objectifs « Fit for 55 » et Green Deal modifie à l'avenir les courbes de charges sur les réseaux de distribution ou les courbes de prix sur le marché de l'énergie, la présente méthodologie tarifaire prévoit bien que les GRD peuvent introduire une demande de modification de ces plages horaires et en cours de période régulatoire.

Dans ses réponses à la consultation publique sur le projet de méthodologie tarifaire, le RWADE s'interroge sur l'opportunité de réaliser des analyses similaires sur les réseaux haute et moyenne tension afin de vérifier si les plages tarifaires proposées pour la basse tension sont justifiées au regard des mouvements globaux de consommations. La CWaPE rappelle que l'un des objectifs de la nouvelle structure tarifaire proposée pour la basse tension (≤ 56 kVA) est d'inciter les consommateurs à déplacer leurs consommations des heures du soir, période pendant laquelle les réseaux de distribution basse tension sont fortement sollicités, particulièrement en période hivernale, vers les heures où les réseaux sont moins sollicités et où, de préférence, l'énergie renouvelable est disponible. La solution répondant idéalement à cet objectif consiste à inciter les URD de la BT à déplacer certaines de leurs charges, flexibles, des heures du soir vers les heures solaires puisque cela permettrait dans un même temps de réduire la charge des réseaux entre 17h et 22h, évitant ainsi au maximum les besoins en renforcement des réseaux, et d'absorber l'énergie renouvelable produite localement en début d'après-midi par les prosumers, réduisant ainsi les problèmes de congestion les jours de grand ensoleillement. Si les URD de la basse tension ne déplacent pas leurs consommations en dehors des heures du soir, augmenter la consommation des entreprises de la moyenne tension pendant les heures solaires ne serait qu'une partie de la solution puisqu'elle permettrait de consommer l'énergie renouvelable produite sur la basse tension (et non consommée localement sur ce niveau de tension), mais elle nécessiterait probablement des renforcements de postes de transformation MT/BT afin de faire « remonter » cette électricité vers le réseau moyenne tension et n'apporterait aucune solution pour réduire la charge du réseau BT durant les heures du soir. La CWaPE mènera dans les prochaines années les analyses nécessaires pour évaluer l'opportunité de modifier ou non les plages horaires applicables aux niveaux de tension supérieurs à la basse tension, mais ces éventuelles modifications ne pourraient pas dispenser les URD de la basse tension de modifier autant que possible leurs comportements de consommations afin d'éviter que ne pèsent sur leurs factures les coûts induits par le renforcement des réseaux.

2.3.1.5. Les tarifs auxquels s'appliquent ces nouvelles plages horaires (articles 87 et 191)

En 2023, les plages horaires s'appliquent exclusivement au terme proportionnel du tarif pour l'utilisation du réseau de distribution. Les tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport ne prévoient pas de distinction de tarifs par plage horaire.

Dans son projet de méthodologie tarifaire, la CWaPE proposait d'appliquer, à partir du 1^{er} janvier 2024, ces nouvelles plages horaires au terme proportionnel du tarif pour l'utilisation du réseau de distribution, et également au terme proportionnel du tarif pour la gestion et le développement de l'infrastructure du réseau de transport. Les comportements de consommation des utilisateurs du réseau de distribution basse tension ont un impact sur le niveau de charge du réseau de distribution, mais également sur celui du réseau de transport. Les modalités de facturation du terme capacitaire

annuel appliquées par Elia, qui vise en particulier la pointe du soir durant les mois froids⁹⁴, en est la preuve. Il semble donc cohérent d'appliquer ces plages horaires également aux tarifs de transport, ce qui renforce par ailleurs le signal tarifaire donné aux utilisateurs du réseau.

La CWaPE reprend ce principe dans la présente méthodologie tarifaire, à partir du 1^{er} janvier 2025, même si les URD ne pourront opter pour un nombre de plages horaires plus important qu'à partir du 1^{er} janvier 2026.

Pour la distribution et le transport, les tarifs pour les obligations de service public et les tarifs pour les surcharges ne se voient pas appliquer de plage horaire, ces tarifs n'étant en rien liés à la gestion et le développement des infrastructures de réseau. La même logique est appliquée aux tarifs pour les soldes réglementaires.

2.3.1.6. Les utilisateurs de réseau auxquels s'appliquent ces nouvelles plages horaires

Il n'est pertinent d'appliquer des plages horaires qu'aux utilisateurs de réseau disposant d'un compteur permettant d'enregistrer les prélèvements réels d'électricité sur ces plages horaires.

En effet, l'objectif poursuivi par la création d'un nombre plus important de plages horaires est d'inciter les utilisateurs de réseau à déplacer leurs charges flexibles des plages horaires pendant lesquelles la contrainte du réseau est forte vers les plages horaires pendant lesquelles la contrainte du réseau est plus faible. Il paraît donc primordial de pouvoir allouer à chaque plage horaire les prélèvements et injections qui ont réellement eu lieu pendant ce laps de temps.

Pour les URD équipés d'un compteur électromécanique bihoraire, l'allocation des prélèvements à plus de deux plages horaires devrait se faire à l'aide d'une courbe de répartition théorique de type SLP ou RLP, ce qui reviendrait à nier les déplacements de charges effectifs réalisés par l'utilisateur de réseau. En d'autres termes, que cet utilisateur de réseau déplace ou non ses charges, sa facture resterait inchangée et celui-ci ne serait donc pas incité à réellement déplacer ses charges.

La CWaPE prévoit donc, dans la présente méthodologie tarifaire, que seuls les utilisateurs de réseau disposant d'un compteur communicant pourront opter pour plus de deux plages horaires.

L'application de plus de deux plages horaires aux utilisateurs de réseau disposant d'un compteur communicant est un **choix** et non une obligation. En effet, le RTDE prévoit, en son article V.19, § 3, que :

« [...] l'URD qui dispose d'un compteur bihoraire ou d'un compteur intelligent peut choisir librement le type de facturation qu'il souhaite, notamment tarif simple ou double tarif, régime de comptage par défaut ou tout autre régime de comptage rendu possible par le MIG, pour autant qu'il soit compatible avec son compteur. Cette modification intervient à la demande de l'URD suivant la procédure prévue à cet effet par le GRD et n'a pas d'effet rétroactif. Le GRD informera, selon les modalités définies dans le MIG, le fournisseur du client de ce changement. »

⁹⁴ ELIA, Grid Access Tariffs Period 2020-2023, page 3: "The annual peak offtake is calculated ex post as the maximum peak during the quarters that fall within the annual peak tariff period during the last 12 months, i.e. the current invoicing month and the previous 11 months. The annual peak tariff period is defined as the period running from January to March and from November to December, from 17:00 to 20:00, excluding weekends or public holidays."

Les heures de fonctionnement associées aux compteurs exclusifs de nuit doivent être proposées à la CWaPE par chaque gestionnaire de réseau. À la demande de RESA, la CWaPE précise que les systèmes spécifiques « EHP » sont bien assimilés à des compteurs de type exclusif de nuit. En effet, la fourniture d'électricité par ces compteurs est également interrompue durant certaines heures de la journée et ces compteurs ont historiquement été installés par RESA pour les besoins de chauffage par accumulation.

2.3.2. Tensions tarifaires

Les heures de nuit et les heures solaires représentent les périodes pendant lesquelles les consommations des utilisateurs du réseau basse tension sont moins importantes et, par conséquent, les problèmes de congestion sont peu présents. Ces deux plages horaires devraient donc se voir attribuer une tarification de type « heures creuses ». Les heures du matin et les heures du soir représentent les périodes pendant lesquelles les consommations des utilisateurs du réseau basse tension sont plus importantes et, par conséquent, la contrainte capacitaire sur le réseau est plus forte. Ces deux plages horaires devraient donc se voir attribuer une tarification de type « heures pleines ».

En 2023, les heures creuses couvrent 93h par semaine et les heures pleines 75h par semaine. Les nouvelles plages horaires prévoient 98 heures creuses par semaine (14h creuses/24h) et 70 heures pleines par semaine (10h pleines/24h). L'équilibre hebdomadaire entre le nombre d'heures plus chères et le nombre d'heures moins chères est donc conservé.

Afin de savoir quel niveau de tarif il convient d'associer à chaque plage horaire, et par conséquent quel niveau d'incitant il convient de mettre en œuvre pour favoriser les déplacements de charges des heures du soir et, dans une moindre mesure, du matin vers les heures solaires et de nuit, la CWaPE a établi des tensions tarifaires de référence entre les tarifs des différentes plages horaires. La tension entre deux tarifs est définie comme le quotient de la division de ces deux tarifs. Ainsi, un tarif dont la tension tarifaire est égale à 4 sera deux fois plus élevé qu'un tarif dont la tension tarifaire est égale à 2, le tarif de référence pour le calibrage de ces tarifs étant celui auquel est attribué la tension égale à 1. La CWaPE ne souhaite donc pas définir un niveau de tarif absolu (en €/kWh), mais bien les tensions que les gestionnaires de réseau doivent respecter entre les tarifs des différentes plages horaires.

Dans les sections suivantes, la CWaPE a tout d'abord analysé les tensions tarifaires existantes dans les grilles de distribution 2023 des gestionnaires de réseaux. Ensuite, à l'aide de simulations tarifaires basées sur différents profils de consommateurs, la CWaPE a établi une référence de tensions tarifaires permettant aux gestionnaires de réseaux de distribution d'établir les tarifs proportionnels de prélèvement applicables aux années 2024 à 2028.

2.3.2.1. Analyse des grilles tarifaires 2023

Dans la méthodologie tarifaire 2019-2023, la CWaPE n'a pas précisé les tensions tarifaires à respecter entre les tarifs des différentes plages horaires. Les gestionnaires de réseaux de distribution ont donc établi leurs tarifs dans la continuité de leurs pratiques historiques. Le tableau ci-dessous reprend les tensions tarifaires telles qu'elles existent dans les grilles tarifaires de distribution applicables à l'année 2023 :

TABLEAU 80 TENSIONS TARIFAIRES ENTRE LES TARIFS PROPORTIONNELS POUR L'UTILISATION DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION – 2023

	Tension heures pleines / heures creuses	Tension heures pleines / heures normales	Tension heures creuses / heures normales	Tension heures creuses / excl. Nuit
RESA	2,52	1,16	0,46	1,31
REW	1,42	1,09	0,77	1,00
AIEG	1,41	1,06	0,75	1,20
AIESH	1,80	1,04	0,58	1,26
ORES NAMUR	2,10	1,08	0,51	1,37
ORES HAINAUT	1,95	1,07	0,55	1,32
ORES EST	2,12	1,08	0,51	1,41
ORES LUX	2,09	1,08	0,52	1,39
ORES VERVIERS	2,07	1,08	0,52	1,38
ORES BW	2,12	1,08	0,51	1,38
ORES MOUSCRON	2,03	1,08	0,53	1,37
Moyenne pondérée	2,13	1,09	0,52	1,34

Les tensions tarifaires mises en œuvre par les différents gestionnaires de réseau en 2023 peuvent être divergentes. Ainsi, RESA est le gestionnaire de réseau qui a mis en œuvre la tension tarifaire la plus forte entre le tarif des heures pleines et le tarif des heures creuses avec une tension de 2,52 tandis que le REW et l'AIEG ont appliqué une tension tarifaire de respectivement 1,42 et 1,41 entre ces deux tarifs. La tension tarifaire moyenne entre le tarif des heures pleines et le tarif des heures normales est de 1,09. Les tensions tarifaires mises en œuvre par les gestionnaires de réseau sont assez proches de cette valeur moyenne. Seul RESA s'en écarte significativement avec une tension tarifaire de 1,16 entre le tarif des heures pleines et le tarif des heures normales. La tension tarifaire moyenne entre le tarif des heures creuses et le tarif des heures normales est de 0,52. Les tensions tarifaires mises en œuvre par les GRD sont assez proches de cette valeur moyenne, sauf le REW et l'AIEG qui s'en écartent assez fortement avec des tensions tarifaires respectives de 0,77 et 0,75. Finalement, le REW est le seul GRD qui applique des tarifs identiques pour les heures creuses et l'exclusif de nuit.

Sur la base de l'analyse de tensions tarifaires implémentées par les différents gestionnaires de réseau en 2023, il paraît difficile d'imposer des tensions tarifaires, voire des niveaux de tarifs, identiques aux différents gestionnaires de réseaux sans prendre le risque de créer, pour les utilisateurs du réseau de l'un ou l'autre GRD, des chocs tarifaires importants. C'est la raison pour laquelle la CWaPE se limitera à formuler des tensions tarifaires de référence et à établir une zone de variation possible autour de ces valeurs, permettant ainsi aux gestionnaires de réseau d'établir leurs tarifs dans le respect de l'objectif de stabilité tarifaire souhaité par rapport aux tarifs de l'année 2023.

2.3.2.2. Détermination des tensions tarifaires

Dans le projet de méthodologie tarifaire, la proposition de valeurs de référence pour les tensions tarifaires à mettre en œuvre entre les tarifs des quatre plages horaires était la suivante :

TABLEAU 81 TENSIONS TARIFAIRES 2024-2028 – 4 PLAGES HORAIRES

4 plages horaires	Tensions
Heures du matin	4
Heures solaires	1
Heures du soir	5
Heures de nuit	2

Les heures solaires ont le tarif le moins cher. Les heures de nuit ont une tension tarifaire de 2, ce qui signifie que le tarif y associé est deux fois plus cher que celui associé aux heures solaires. Le tarif de la plage horaire des heures du matin est deux fois plus cher que le tarif de la plage des heures de nuit et

quatre fois plus cher que le tarif des heures solaires. Le tarif le plus élevé est évidemment celui des heures du soir. Il est cinq fois plus élevé que le tarif des heures solaires.

Ces tensions tarifaires sont testées dans le cadre du projet-pilote ACRus (**A**uto **C**onsumption in **R**eal estate for **u**s) mené par IDETA en partenariat avec les sociétés HAULOGY et ENGIE sur le réseau du GRD ORES. Les grilles tarifaires du projet, mettant en œuvre les tensions présentées ci-dessus, ont été calibrées par ORES pour couvrir le revenu autorisé du GRD en basse tension. Ces tensions sont tout à fait réalistes et peuvent être mises en œuvre à large échelle.

Afin de simuler l'impact de ces tensions tarifaires sur la variation de la facture des URD, la CWaPE a appliqué ces tensions aux **tarifs moyens pondérés 2023 des GRD wallons**. Ces simulations sont donc une analyse *ceteris paribus* et ne peuvent être interprétées comme une approximation des tarifs de distribution des différents gestionnaires de réseau qui seront approuvés par le régulateur pour la présente période régulatoire.

Afin de réaliser ces simulations, la CWaPE a posé dans son projet de méthodologie tarifaire comme hypothèse (1) que le tarif des heures de nuit de 2024 est égal à la moyenne pondérée des tarifs heures creuses applicables en 2023 par les différents GRD. L'objectif étant d'appliquer ces plages horaires également au transport, la CWaPE a fictivement établi des tarifs heures pleines et heures creuses pour le tarif pour la gestion et le développement de l'infrastructure du réseau de transport applicable en 2022⁹⁵.

TABLEAU 82 ÉTABLISSEMENT DU TARIF HEURES DE NUIT 2024 (HYPOTHÈSE)

Hypothèse 1 : tarif heures de nuit 2024 = moyenne pondérée des tarifs heures creuses (D2023 + T2022)		
Tarif moyen pondéré heures creuses (distribution 2023)		0,0361887 €/kWh
Tarif pour la gestion et le développement de l'infrastructure de réseau - heures normales (transport 2022)	(1)	0,0135555 €/kWh
Tension heures creuses / heures normales (distribution 2023)	(2)	0,52
Tarif pour la gestion et le développement de l'infrastructure de réseau - heures creuses (transport 2022 - fictif)	(1)*(2)	0,0070455 €/kWh
Tarif moyen pondéré heures creuses (distribution 2023 + transport 2022)		0,0432342 €/kWh

Partant du tarif applicable à la plage horaire « heures de nuit » en 2024, les tensions tarifaires reprises au tableau 3 permettent de déduire le montant des tarifs applicables aux autres plages horaires.

TABLEAU 83 TARIFS APPLICABLES AUX 4 PLAGES HORAIRES 2024

4 plages horaires	Tensions	Tarif
Heures du matin	4	0,0864683
Heures solaires	1	0,0216171
Heures du soir	5	0,1080854
Heures de nuit	2	0,0432342

La CWaPE a également établi les tarifs qui seraient applicables aux clients facturés en bihoraire. Ainsi, la CWaPE a posé comme hypothèse (2) que le tarif des heures creuses de 2024 est identique au tarif des heures de nuit. Par analogie, l'hypothèse (3) est posée que le tarif des heures pleines de 2024 est égal à la moyenne pondérée des tarifs heures pleines applicables en 2023 par les différents GRD, augmenté du tarif fictif heures pleines pour la gestion et le développement de l'infrastructure du réseau de transport applicable en 2022. La tension tarifaire entre les heures pleines et les heures creuses est égale à 2,1.

⁹⁵ Les tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport applicables à l'année 2023 ne seront connus qu'au mois de février 2023.

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

Chapitre 1 – Les tarifs périodiques de distribution

Section 2 : Les tarifs périodiques de distribution d'électricité

TABLEAU 84 ÉTABLISSEMENT DU TARIF HEURES PLEINES 2024 (HYPOTHÈSE)

Hypothèse 3 : tarif heures pleines 2024 = moyenne pondérée des tarifs heures pleines (D2023 + T2022)		
Tarif moyen pondéré heures pleines (distribution 2023)		0,0759609 €/kWh
Tarif pour la gestion et le développement de l'infrastructure de réseau - heures normales (transport 2022)	(1)	0,0135555 €/kWh
Tension heures pleines / heures normales (distribution 2023)	(2)	1,09
Tarif pour la gestion et le développement de l'infrastructure de réseau - heures pleines (transport 2022 - fictif)	(1)*(2)	0,0148301 €/kWh
Tarif moyen pondéré heures creuses (distribution 2023 + transport 2022)		0,0907911 €/kWh

Sur la base de ces tarifs, il est désormais possible de calculer la tension tarifaire des tarifs heures pleines et heures creuses par rapport au tarif des heures solaires (valeur égale à 1).

TABLEAU 85 TENSIONS TARIFAIRES 2024-2028 – 2 PLAGES HORAIRES

2 plages horaires	Tensions	Tarif
Heures de Pleines	4,2	0,0907911
Heures de creuses	2,0	0,0432342
Heures solaires	1,0	0,0216171

Finalement, la CWaPE a établi le tarif qui serait applicable aux clients facturés en mono-horaire. À cette fin, la CWaPE a posé comme hypothèse (4) que le tarif des heures normales de 2024 est égal au tarif des heures pleines de 2024, divisé par la tension tarifaire moyenne pondérée entre les heures pleines et les normales en 2023.

TABLEAU 86 ÉTABLISSEMENT DU TARIF HEURES NORMALES 2024 (HYPOTHÈSE)

Hypothèse 4 : tarif heures normales 2024 = tarif heures pleines 2024 / tension HP-HN 2023		
Tarif heures pleines 2024	(1)	0,0907911 €/kWh
Tension heures pleines / heures normales (distribution 2023)	(2)	1,09
Tarif heures normales 2024	(1)/(2)	0,0829877 €/kWh

Sur la base de ce tarif, il est désormais possible de calculer la tension tarifaire entre le tarif des heures normales et le tarif des heures solaires (valeur égale à 1).

TABLEAU 87 TENSION TARIFAIRE 2024-2028 – 1 PLAGE HORAIRE

1 plage horaire	Tensions	Tarif
Heures normales	3,8	0,0829877
Heures solaires	1,0	0,0216171

La CWaPE rappelle que les tarifs repris aux tableaux 11 à 16 ci-dessus ont été proposés dans l'unique but de simuler l'impact des tensions tarifaires entre les plages horaires sur la facture des utilisateurs du réseau basse tension. Il ne s'agit nullement de recommandations en termes de tarifs absolus à l'égard des GRD.

Dans le cadre de la consultation publique, la FEBEG a attiré l'attention de la CWaPE sur les tensions tarifaires proposées pour les heures solaires et les heures de nuit (également exclusif de nuit) qui semblent en contradiction avec les signaux prix du marché. La FEBEG s'interroge également quant à la compatibilité des plages tarifaires proposées par la CWaPE avec les signaux tarifaires commerciaux donnés par des offres à tarification dynamique ou le marché de la flexibilité. Les analyses déjà réalisées par la CWaPE pour établir le projet de méthodologie tarifaire et évaluer l'impact des changements proposés sur la facture des URD de la basse tension ont en outre été saluées, notamment par la FEBEG, qui regrette toutefois l'absence de prise en compte des prosumers et met en évidence les incertitudes

liées à l'adoption effective de comportements de consommation vertueux par les utilisateurs du réseau.

Comme évoqué précédemment, des analyses complémentaires doivent être réalisées afin de définir précisément la nouvelle structure tarifaire. Ces analyses permettront de mesurer l'impact de la nouvelle structure tarifaire sur les coûts de réseau de divers utilisateurs du réseau basse tension. L'objectif est de tester différentes grilles tarifaires répondant aux conformément aux dispositions de la présente méthodologie tarifaire. Les paramètres à faire varier sont les suivants :

- Nombre de plages horaires
- Tensions tarifaires
- Terme capacitaire : pointes à facturer et hauteur du tarif

Les principes de la nouvelle structure tarifaire applicable à la basse tension sont inscrits prévus et décrits dans la présente méthodologie tarifaire mais le calibrage des paramètres sera défini ultérieurement à travers des lignes directrices de la CWaPE lesquelles seront concertées avec les GRD et soumises à consultation publique (cette consultation devrait être tenue au mois de mars 2024).

Ces lignes directrices préciseront le nombre de plages horaires disponibles et les tensions tarifaires y relatives ainsi que la hauteur et les modalités d'application du terme capacitaire.

La CWaPE envisage de publier ses lignes directrices relatives à la nouvelle structure tarifaire basse tension au plus tard le 15 juillet 2024. Les lignes directrices se baseront sur les résultats des analyses complémentaires.

2.3.2.3. Simulations – client-type RLP3500

Le client-type utilisé par la CWaPE pour simuler l'impact des tensions tarifaires des quatre plages horaires sur la facture *gridfee* des URD est le client-type « RLP3500 ». Ce dernier est établi par la CWaPE comme étant un utilisateur du réseau basse tension dont les prélèvements annuels bruts et nets (EAV) s'élèvent à 3 500 kWh et dont la courbe de charge correspond au RLP moyen pondéré des GRD wallons pour l'année 2022. L'utilisation de ce profil permet notamment de vérifier le respect du nouvel article 4, § 2, 27°, du décret tarifaire, qui impose que : « [...] *les consommateurs qui ne souhaitent pas apporter de la flexibilité au système énergétique ou qui ont une faible consommation ne soient pas pénalisés financièrement par la nouvelle structure tarifaire* ». Ce profil peut être considéré comme représentatif d'un usage électrique traditionnel et raisonnable du réseau de distribution et qui ne comporte que peu de charges déplaçables.

Voici la répartition des volumes de consommation du client-type RLP3500 sur les différentes plages horaires existantes pour 2023 et sur les différentes plages horaires telles que proposées dans le projet de méthodologie tarifaire :

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

Chapitre 1 – Les tarifs périodiques de distribution

Section 2 : Les tarifs périodiques de distribution d'électricité

TABLEAU 88 RÉPARTITION DES VOLUMES DE CONSOMMATION DU CLIENT-TYPE RLP3500 SUR LES DIFFÉRENTES PLAGES HORAIRES DE 2023 ET 2024

		RLP3500
2023	Heures pleines	1746
	Heures creuses	1754
	TOTAL	3500
2024	Heures du matin	723
	Heures solaires	962
	Heures du soir	878
	Heures de nuit	937
	TOTAL	3500
	Heures pleines	1601
Heures creuses	1899	

Les simulations du montant facturé à ce client-type RLP3500 en 2023 et en 2024 pour les tarifs auxquels s'appliquent des plages horaires, c'est-à-dire aux tarifs proportionnels pour l'utilisation du réseau de distribution et aux tarifs proportionnels pour la gestion et le développement de l'infrastructure du réseau de transport, sont reprises ci-dessous :

TABLEAU 89 TARIFS MOYENS PONDÉRÉS 2023

Tarifs moyens pondérés 2023	
Tarif moyen pondéré heures normales	0,0695788 €/kWh
Tarif moyen pondéré heures pleines	0,0759609 €/kWh
Tarif moyen pondéré heures creuses	0,0361887 €/kWh
Tarif transport (2022)	0,0135555 €/kWh

Les résultats des simulations des tarifs établis par la CWaPE pour les années 2023⁹⁶ et 2024⁹⁷ et appliqués au client-type RLP3500 sont détaillées ci-dessous. Ces simulations ne couvrent pas l'ensemble du *gridfee* mais uniquement les tarifs référencés I. C. dans la grille distribution et I. b. dans la grille transport.

TABLEAU 90 SIMULATIONS TARIFS 2023 ET 2024 – CLIENT-TYPE RLP3500

Facture de référence 2023 - bi-horaire		Facture de référence 2023 - mono-horaire	
Heures pleines (Distribution)	122	Heures normales (Distribution)	244
Heures creuses (Distribution)	69	Transport (2022)	47
Transport (2022)	47	Total	291
Total	238		22%

⁹⁶ Tarifs moyens pondérés 2023 des GRD wallons.

⁹⁷ Ces tarifs sont établis sur la base des tarifs moyens pondérés 2023 des GRD wallons et des tensions tarifaires proposées par la CWaPE. Ils ne permettent pas de simuler l'impact de l'application des tensions tarifaires sur les tarifs de chaque GRD individuellement.

Facture 2024 - 4 plages		Facture 2024 - 2 plages		Facture 2024 - 1 plage	
Heures du matin	63	Heures pleines	159	Heures normales	290
Heures solaires	21	Heures creuses	76	Total	290
Heures du soir	95	Total	234	Delta 2023/2024	53
Heures de nuit	41	Delta 2023/2024	-3		22%
Total	219		-1%		
Delta 2023/2024	-19				

-8%

Le montant payé en 2023 par le client-type RLP3500 bihoraire pour les tarifs référencés I. C. dans la grille distribution et I. b. dans la grille transport (les tarifs proportionnels associés à des plages horaires en 2024) s'élève à 238€. Si ce client est facturé en mono-horaire, il paye alors 291€, soit 22% de plus. Les tarifs 2024, tels que calibrés ci-dessus, et les nouvelles plages horaires y associées, génèrent une facture de 234€ pour le client RLP3500 en bihoraire, soit une facture très proche de celle de 2023, ce qui est logique au vu des hypothèses prises pour calibrer les tarifs (la variation provient des heures associées à chaque plage horaire en 2023 et en 2024). Le client mono-horaire payera 290€ en 2024, soit à nouveau un montant très proche de celui de 2023. Pour le client RLP3500 disposant d'un compteur communicant et ayant fait le choix d'une tarification basée sur les quatre plages horaires, on constate une diminution de la facture de -8% par rapport à la tarification de 2023 en bihoraire (-7% par rapport à 2024 en bihoraire). À comportement de consommation inchangé, l'URD qui consomme peu et dont le profil de consommation est identique à la courbe de charge moyenne du réseau basse tension en Région wallonne voit sa facture inchangée entre 2023 et 2024 du fait des nouvelles plages horaires appliquées aux compteurs bihoraire et est incité à placer un compteur communicant et à passer à une tarification basée sur les quatre plages horaires.

2.3.2.4. Simulations – Autres profils URD

Toujours dans le cadre du projet de méthodologie tarifaire (2024-2028) et afin de réaliser des simulations tarifaires sur d'autres profils, la CWaPE a eu recours à l'utilisation de profils de consommations quart-horaire de plusieurs utilisateurs du réseau basse tension. Certains profils de consommation sont théoriques, d'autres sont réels, et enfin certaines charges liées à des applications spécifiques, telles que le rechargement d'un véhicule électrique ou le fonctionnement d'une pompe à chaleur, ont été ajoutées à des profils initiaux théoriques ou réels.

Les tarifs auxquels s'appliquent des plages horaires sont les tarifs moyens pondérés de 2023 et 2024, tels que définis aux tableaux 11 à 16 ci-dessus et établis dans le cadre du projet de méthodologie tarifaire. Les simulations réalisées ci-dessous portent sur le gridfee total, c'est-à-dire l'ensemble des tarifs repris dans les grilles de prélèvement pour la distribution et le transport (HTVA). En distribution, la CWaPE a calculé un tarif moyen pondéré pour les obligations de service public et pour les surcharges. Ces tarifs restent inchangés entre 2023 et 2024. Pour les tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport, ce sont les tarifs pour les obligations de service public et les surcharges applicables à partir du 1^{er} mars 2022 qui sont utilisés et qui restent inchangés entre 2023 et 2024.

La CWaPE rappelle que les tarifs repris aux tableaux 11 à 16 ci-dessus, ainsi que les tarifs moyens pondérés pour les OSP et les surcharges en distribution et en transport, ont été proposés dans l'unique but de simuler, dans le cadre du projet de méthodologie tarifaire, l'impact des tensions tarifaires entre les plages horaires sur la facture des utilisateurs du réseau basse tension. Il ne s'agit nullement de recommandations en termes de tarifs absolus à l'égard des GRD.

2.3.2.5. Profils théoriques

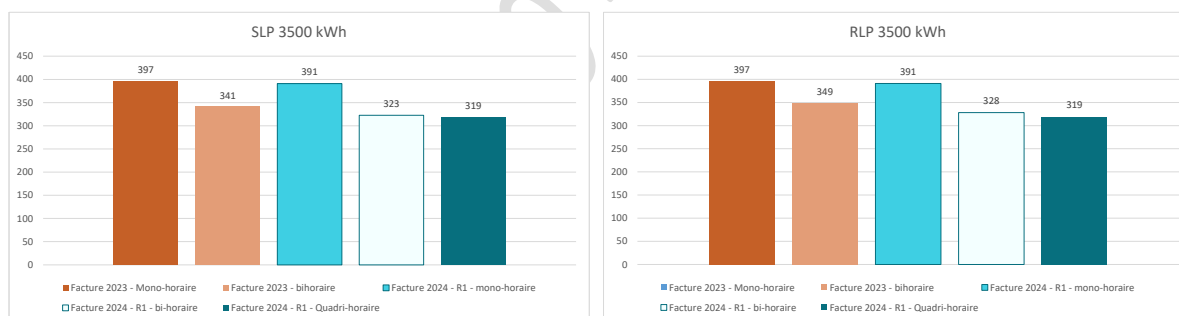
La CWaPE a, tout d'abord, simulé des profils de consommation théoriques, basés sur la courbe de charge SLP S22 de l'année 2021 et sur la courbe de charge correspondant au RLP moyen pondéré des GRD wallons pour l'année 2022, pour des niveaux de consommation annuels de 3 500 kWh et 5 000 kWh. La répartition des prélèvements de ces quatre profils théoriques sur les différentes plages horaires est reprise ci-dessous :

TABLEAU 91 RÉPARTITION DES VOLUMES DE CONSOMMATION DES CLIENTS-TYPE RLP3500, SLP 3500, RLP 5000 ET SLP 5000 SUR LES DIFFÉRENTES PLAGES HORAIRES DE 2023 ET 2024

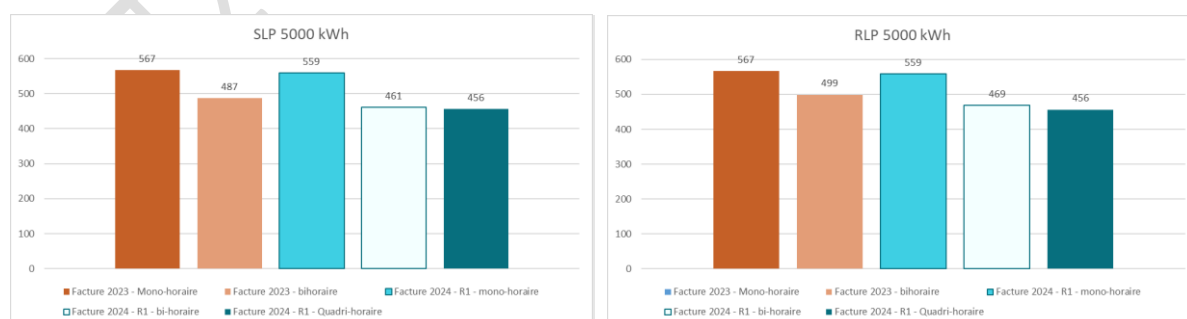
		RLP 3500	SLP 3500	RLP 5000	SLP 5000
2023	Heures pleines	1746	1534	2495	2191
	Heures creuses	1754	1966	2505	2809
	TOTAL	3500	3500	5000	5000
2024	Heures du matin	723	639	1033	913
	Heures solaires	962	719	1374	1027
	Heures du soir	878	846	1255	1209
	Heures de nuit	937	1295	1338	1850
	TOTAL	3500	3500	5000	5000
	Heures pleines	1601	1486	2288	2122
	Heures creuses	1899	2014	2712	2877

Les graphiques suivants, réalisés dans le cadre du projet de méthodologie tarifaire 2024-2028, simulent le montant du *gridfee* en 2023 et 2024, selon l'application d'une, de deux ou de quatre plages horaires, pour les profils de consommation détaillés ci-dessus.

GRAPHIQUE 57 SIMULATION GRIDFEE (D+T) 2023 ET 2024 – SLP 3500 ET RLP 3500



GRAPHIQUE 58 SIMULATION GRIDFEE (D+T) 2023 ET 2024 – SLP 5000 ET RLP 5000

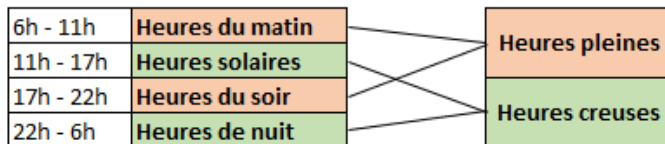


En 2023 et 2024, les clients théoriques SLP 3500, RLP 3500, SLP 5000 et RLP 5000 sont fortement incités à passer du mono-horaire au bi-horaire avec des économies allant de -12% à -18% sur la partie *gridfee* de la facture.

TITRE III. LA FIXATION ET LE CONTRÔLE DES TARIFS DE DISTRIBUTION
 Chapitre 1 – Les tarifs périodiques de distribution
 Section 2 : Les tarifs périodiques de distribution d'électricité

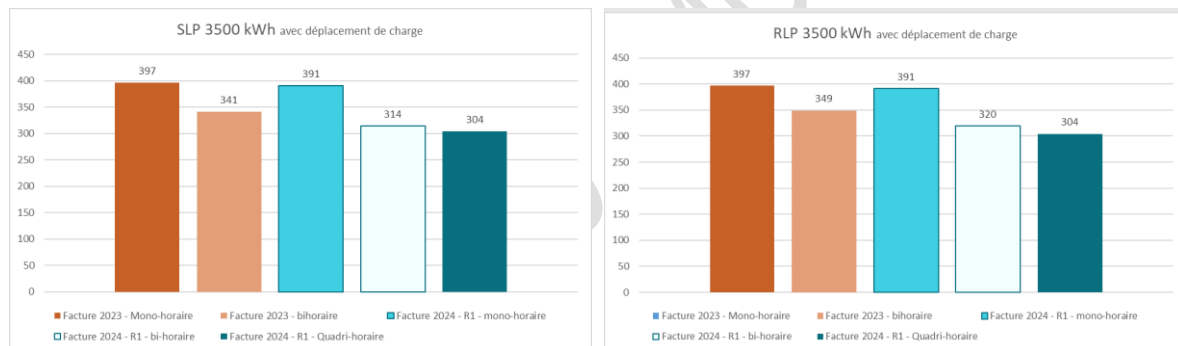
Pour ces client-types, l'incitant à passer de deux à quatre plages horaires en 2024 est assez faible, à profil de consommation inchangé : -1% pour le SLP 3500 et le SLP 5000 et -3% pour le RLP 3500 et le RLP 5000.

Il n'y a effectivement pas d'incitant significatif à opter *a priori* pour une tarification basée sur quatre plages horaires lorsque l'on est en bihoraire puisque la plage horaire des heures pleines et la plage horaire des heures creuses du bihoraire sont respectivement alignées sur les horaires des plages des heures du matin et du soir et sur les horaires des plages des heures solaires et des heures de nuit.

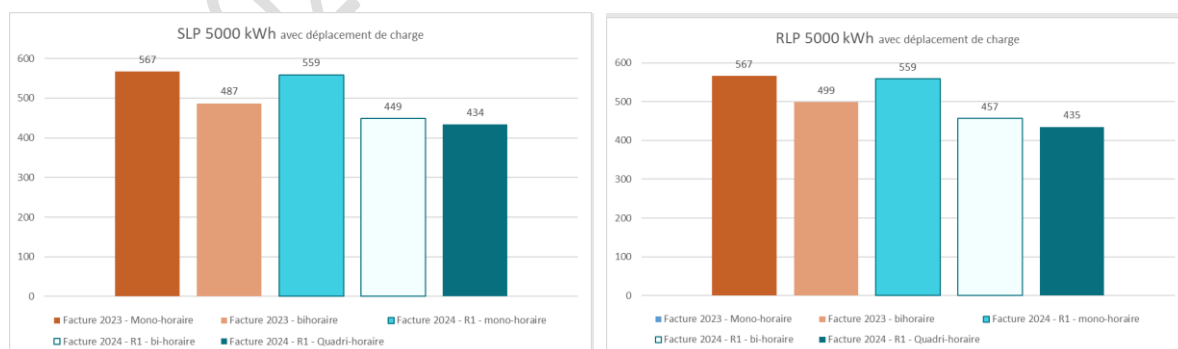


Ce n'est qu'en déplaçant une partie de sa consommation des heures les plus chères vers les heures les moins chères que l'utilisateur pourra trouver avantage à une tarification de réseau basée sur quatre plages horaires. Ci-dessous, la CWaPE a simulé le déplacement de 5% de la consommation annuelle de ces clients fictifs des heures du soir (les plus chères) vers les heures solaires (les moins chères).

GRAPHIQUE 59 SIMULATION GRIDFEE (D+T) 2023 ET 2024 – SLP 3500 ET RLP 3500 – AVEC DÉPLACEMENT DE CHARGE



GRAPHIQUE 60 SIMULATION GRIDFEE (D+T) 2023 ET 2024 – SLP 5000 ET RLP 5000 – AVEC DÉPLACEMENT DE CHARGE



Avec la simulation de ce déplacement de charge des heures du soir vers les heures solaires, l'incitant à passer de deux à quatre plages horaires en 2024 passe de -1% à -3% pour le SLP 3500 et le SLP 5000 et -3% à -5% pour le RLP 3500 et le RLP 5000. L'incitant est plus important que précédemment, mais reste limité.

2.3.2.6. Profils réels

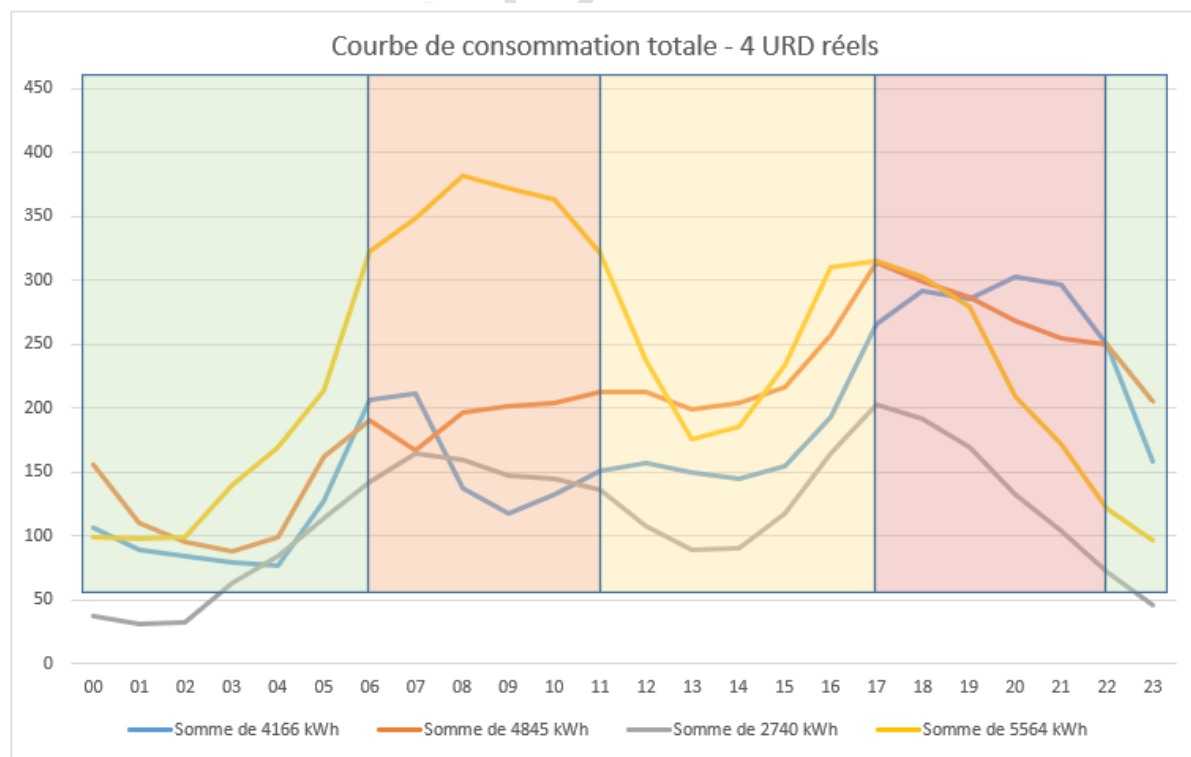
Les simulations suivantes, réalisées dans le cadre du projet de méthodologie tarifaire 2024-2028, sont basées sur des profils réels d'utilisateurs du réseau basse tension. Ces profils ont été communiqués à la CWaPE par RESA et ont été recueillis dans le cadre d'un projet-pilote mené en 2019. Ces clients ont un niveau de consommation électrique standard. Ils ne sont pas équipés de panneaux photovoltaïques et se chauffent à l'aide d'une chaudière fonctionnant au mazout. La répartition des prélèvements de ces quatre profils réels sur les différentes plages horaires est reprise ci-dessous :

TABLEAU 92 RÉPARTITION DES VOLUMES DE CONSOMMATION DES CLIENTS 4166 KWH, 4845 KWH, 2740 KWH ET 5564 KWH SUR LES DIFFÉRENTES PLAGES HORAIRES DE 2023 ET 2024

		4166 kWh	4845 kWh	2740 kWh	5564 kWh
2023	Heures pleines	2113	2141	1508	3179
	Heures creuses	2053	2704	1232	2386
	TOTAL	4166	4845	2740	5564
2024	Heures du matin	805	959	757	1788
	Heures solaires	950	1300	704	1464
	Heures du soir	1441	1422	799	1278
	Heures de nuit	970	1165	480	1034
	TOTAL	4166	4845	2740	5564
	Heures pleines	2246	2380	1556	3066
	Heures creuses	1920	2465	1184	2498

La consommation annuelle totale de ces quatre URD a été modélisée en fonction des heures de la journée. Les quatre plages horaires ont été représentées et permettent de voir au sein de quelles plages horaires se situent les consommations de ces URD.

GRAPHIQUE 61 MODÉLISATION DES VOLUMES DE CONSOMMATION DES CLIENTS RÉELS 4166 KWH, 4845 KWH, 2740 KWH ET 5564 KWH SUR LES 4 PLAGES HORAIRES DE 2024



TITRE III. LA FIXATION ET LE CONTRÔLE DES TARIFS DE DISTRIBUTION
 Chapitre 1 – Les tarifs périodiques de distribution
 Section 2 : Les tarifs périodiques de distribution d'électricité

Les graphiques suivants simulent le montant du *gridfee* en 2023 et 2024, selon l'application d'une, de deux ou de quatre plages horaires, pour les profils de consommation détaillés ci-dessus.

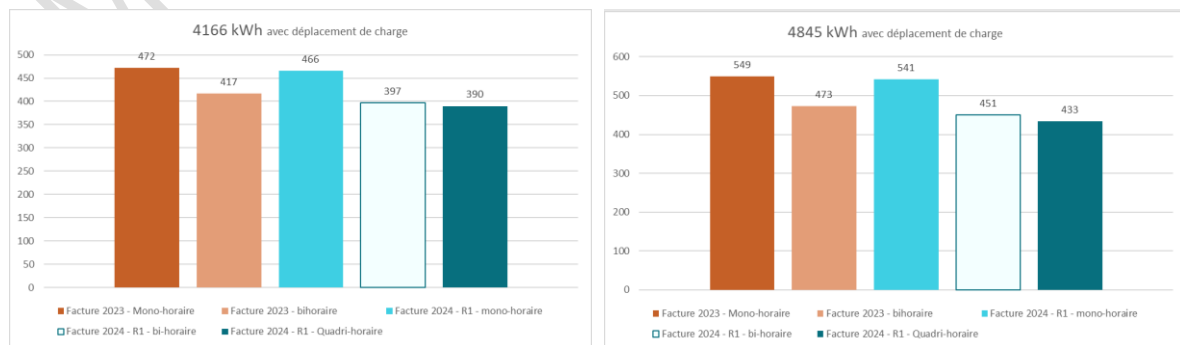
GRAPHIQUE 62 SIMULATIONS GRIDFEE (D+T) 2023 ET 2024 – URD 4166 KWH, 4845 KWH, 2740 KWH ET 5564 KWH

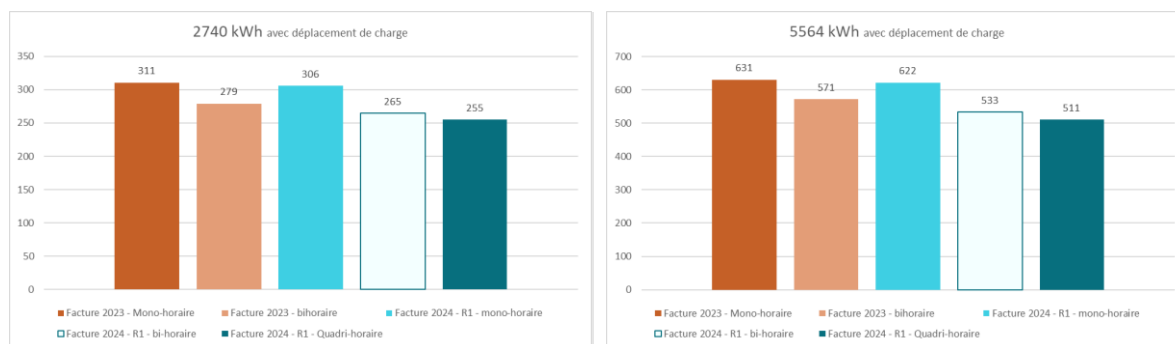


En 2023 et 2024, les URD (réels) consommant 4166 kWh, 4845 kWh, 2740 kWh et 5564 kWh par an sont incités à passer du mono-horaire au bihoraire avec des économies allant de – 9% à – 15% sur la partie *gridfee* de la facture. Pour ces clients, l'incitant à passer de deux plages horaires à quatre plages horaires en 2024 est assez faible (0% pour le 4166 kWh à -3% pour le 5564 kWh), à profil de consommation inchangé.

À nouveau, la CWaPE a simulé le déplacement de 5% de la consommation annuelle de ces clients réels. Pour les URD consommant 4166 kWh, 4845 kWh et 2740 kWh par an, le déplacement de charge a été réalisé des heures du soir (les plus chères) vers les heures solaires (les moins chères). Pour le client consommant 5564 kWh/an, il semble plus probable que ce soit la consommation des heures du matin qui soit déplacée vers les heures solaires.

GRAPHIQUE 63 SIMULATIONS GRIDFEE (D+T) 2023 ET 2024 – URD 4166 KWH, 4845 KWH, 2740 KWH ET 5564 KWH – AVEC DÉPLACEMENT DE CHARGE





Avec la simulation de ce déplacement de charge vers les heures solaires, l'incitant à passer de deux à quatre plages horaires en 2024 augmente de 0% à -2% pour l'URD consommant 4166 kWh/an et de -2% ou -3% à -4% pour les trois autres URD. À nouveau, l'incitant est plus fort que précédemment, mais reste limité.

2.3.2.7. Rechargement véhicule électrique

La CWaPE a simulé des profils de consommation incluant le rechargement de véhicules électriques (VE). À cette fin, la CWaPE a établi quatre profils de recharge de véhicules électriques (VE). Ces profils et leurs hypothèses sous-jacentes sont détaillés ci-dessous :

TABLEAU 93 PROFIL VE1 : RECHARGE LENTE – RETOUR TRAVAIL

Hypothèses VE1		Heures de charge	
Puissance de charge	3,7 kW	lundi	/
1h de charge	3,7 kWh	mardi	18h30 - 00h00
conso voiture	17 kWh/100km	mercredi	18h30 - 21h15
trajet lun-ven	60 km	jeudi	/
trajet WE	30 km	vendredi	18h30 - 00h00
Capacité batterie	40 kWh	samedi	/
Autonomie	235 km	dimanche	13h00 - 15h45
Autonomie kWh	40 kWh		

TABLEAU 94 PROFIL VE2 : RECHARGE SEMI-RAPIDE – RETOUR TRAVAIL TARD ET LONGS TRAJETS

Hypothèses VE2		Heures de charge	
Puissance de charge	7,36 kW	lundi	19h00 - 23h15
1h de charge	7,36 kWh	mardi	20h00 - 00h15
conso voiture	21 kWh/100km	mercredi	18h30 - 22h45
trajet lun-ven	150 km	jeudi	21h00 - 01h15
trajet WE	30 km	vendredi	17h30 - 21h45
Capacité batterie	100 kWh	samedi	/
Autonomie	476 km	dimanche	13h00 - 14h45
Autonomie kWh	100 kWh		

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

Chapitre 1 – Les tarifs périodiques de distribution

Section 2 : Les tarifs périodiques de distribution d'électricité

TABLEAU 95 PROFIL VE3 : RECHARGE LENTE – NUIT ET W-E APRÈS-MIDI

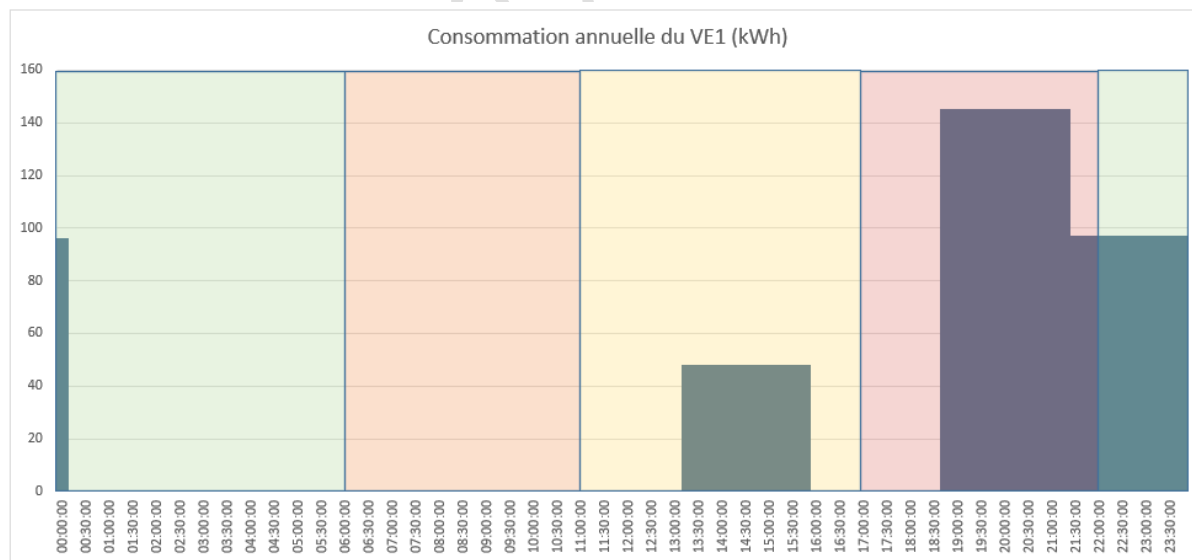
Hypothèses VE3		Heures de charge	
Puissance de charge	3,7 kW	lundi	/
1h de charge	3,7 kWh	mardi	23h00 - 4h30
conso voiture	17 kWh/100km	mercredi	23h00 - 1h45
trajet lun-ven	60 km	jeudi	/
trajet WE	30 km	vendredi	23h00 - 4h30
Capacité batterie	40 kWh	samedi	/
Autonomie	235 km	dimanche	13h00 - 15h45
Autonomie kWh	40 kWh		

TABLEAU 96 PROFIL VE4 : RECHARGE LENTE – TÉLÉTRAVAIL 3J/SEMAINE

Hypothèses VE4		Heures de charge		
Puissance de charge	3,7 kW	lundi	/	télétravail
1h de charge	3,7 kWh	mardi	/	travail
conso voiture	17 kWh/100km	mercredi	12h00 - 15h15	télétravail
trajet travail	60 km	jeudi	/	travail
trajet télétravail	5 km	vendredi	12h00 - 15h00	télétravail
trajet WE	30 km	samedi	/	
Capacité batterie	40 kWh	dimanche	12h00 - 14h45	
Autonomie	235 km			
Autonomie kWh	40 kWh			

Les graphiques suivants présentent les quatre profils de charge de véhicules électriques sur les quatre plages horaires.

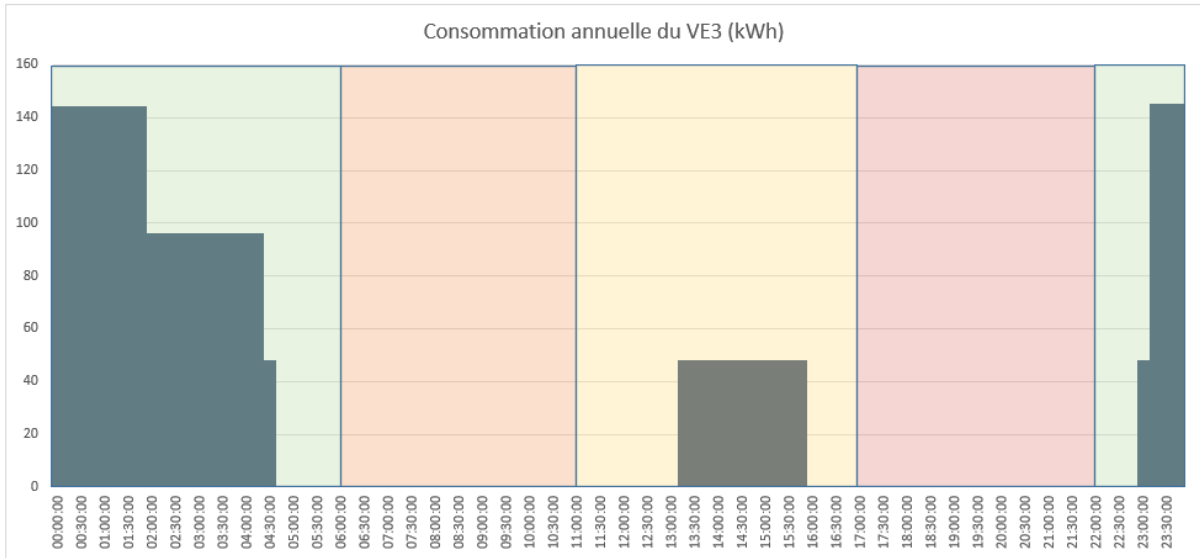
GRAPHIQUE 64 CONSOMMATION ANNUELLE POUR LE RECHARGEMENT DU VE1 AU REGARD DES PLAGES HORAIRES



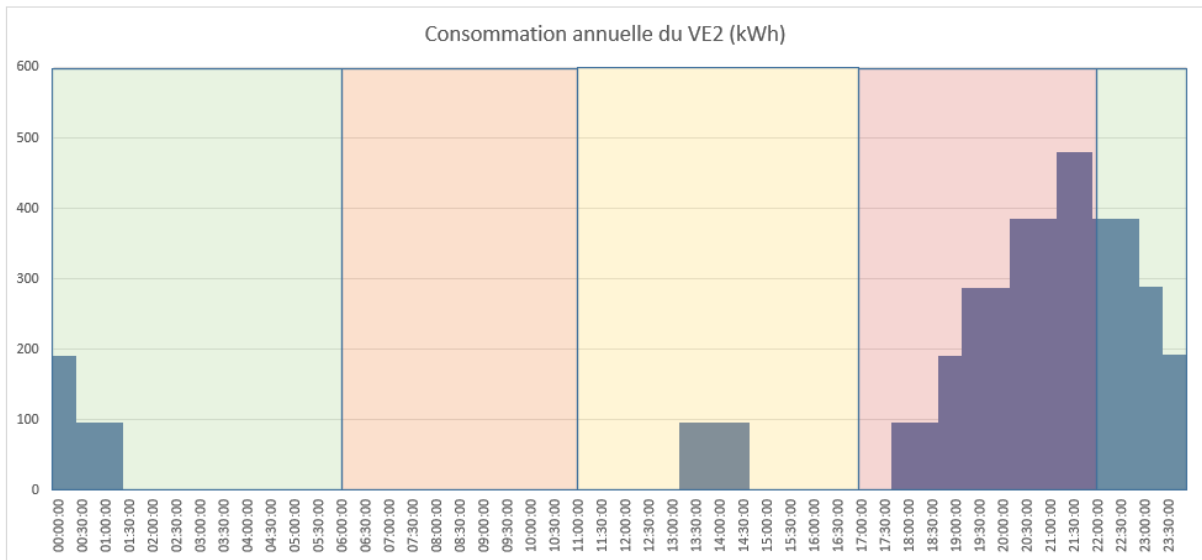
Le rechargement du VE3 consomme le même volume d'électricité (kWh) que le VE1, avec la même puissance de charge, mais dans le cas du VE3, aucune recharge n'est effectuée pendant les heures du soir. En effet, les rechargements du soir (à partir de 18h30) sont postposés dans la plage horaire des heures de nuit (à partir de 23h00).

TITRE III. LA FIXATION ET LE CONTRÔLE DES TARIFS DE DISTRIBUTION
 Chapitre 1 – Les tarifs périodiques de distribution
 Section 2 : Les tarifs périodiques de distribution d'électricité

GRAPHIQUE 65 CONSOMMATION ANNUELLE POUR LE RECHARGEMENT DU VE3 AU REGARD DES PLAGES HORAIRES



GRAPHIQUE 66 CONSOMMATION ANNUELLE POUR LE RECHARGEMENT DU VE2 AU REGARD DES PLAGES HORAIRES



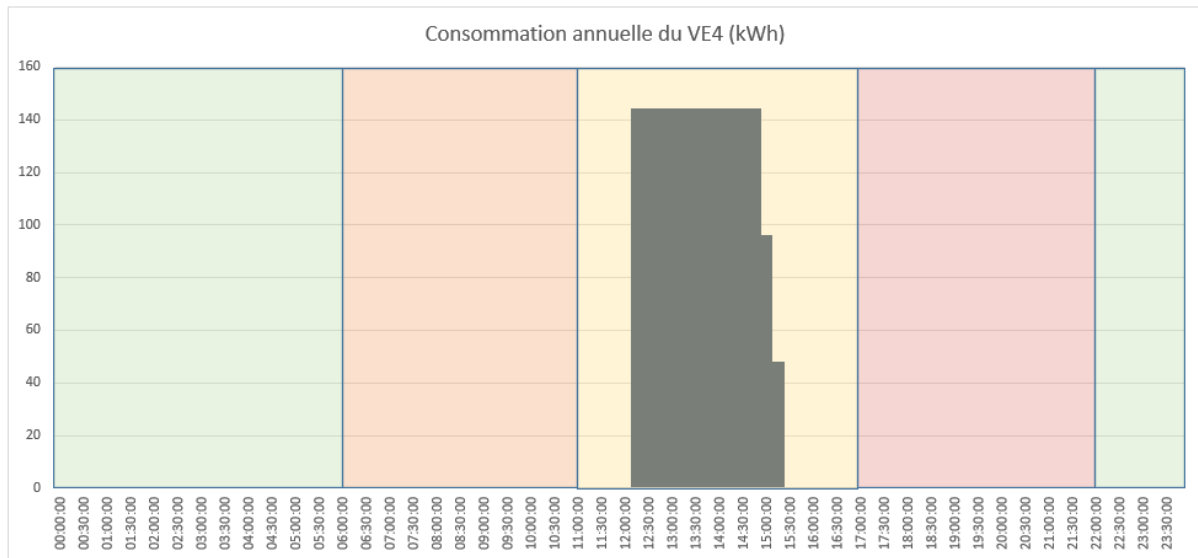
Pour le VE4, la totalité des rechargements du VE sont effectués durant les heures solaires.

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

Chapitre 1 – Les tarifs périodiques de distribution

Section 2 : Les tarifs périodiques de distribution d'électricité

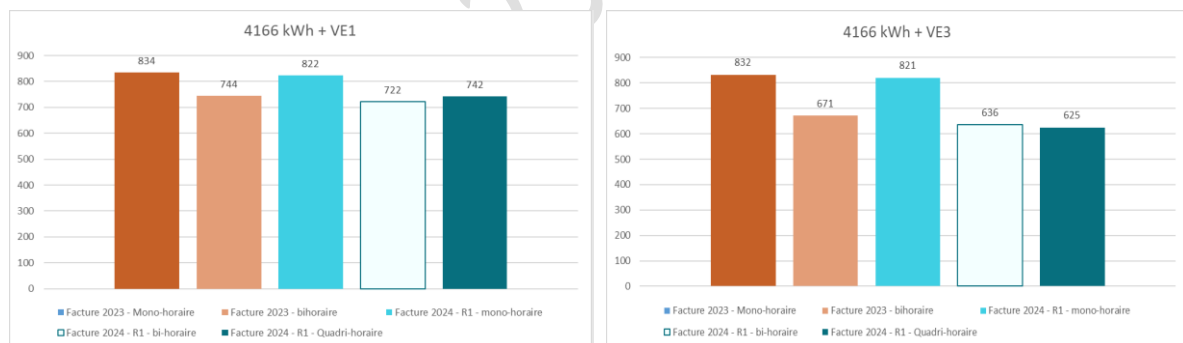
GRAPHIQUE 67 CONSOMMATION ANNUELLE POUR LE RECHARGEMENT DU VE4 AU REGARD DES PLAGES HORAIRES



Ces prélèvements relatifs au rechargement de véhicules électriques doivent être superposés à des profils de consommation réels. Les profils de consommation réels choisis pour ces simulations sont les profils 4166 kWh et 5564 kWh présentés précédemment.

Les graphiques ci-dessous, réalisées dans le cadre du projet de méthodologie tarifaire, simulent les coûts de réseaux 2023 et 2024 du profil de consommation réel 4166 kWh auquel est ajouté, pour chaque simulation, un des quatre profils de charge de véhicules électriques :

GRAPHIQUE 68 SIMULATIONS GRIDFEE (D+T) 2023 ET 2024 – URD 4166 KWH + VE1 ET URD 4166 KWH + VE3



L'URD consommant 4 166 kWh par an et qui recharge, en sus de cette consommation, un véhicule électrique selon le profil de charge VE1, paierait, en 2024, des coûts de réseau de 742€ s'il fait le choix de quatre plages horaires, et de 722€ s'il fait le choix de deux plages horaires. Dans ce cas, le choix de quatre plages ne lui octroie pas *a priori* d'avantage sur ses coûts de réseau.

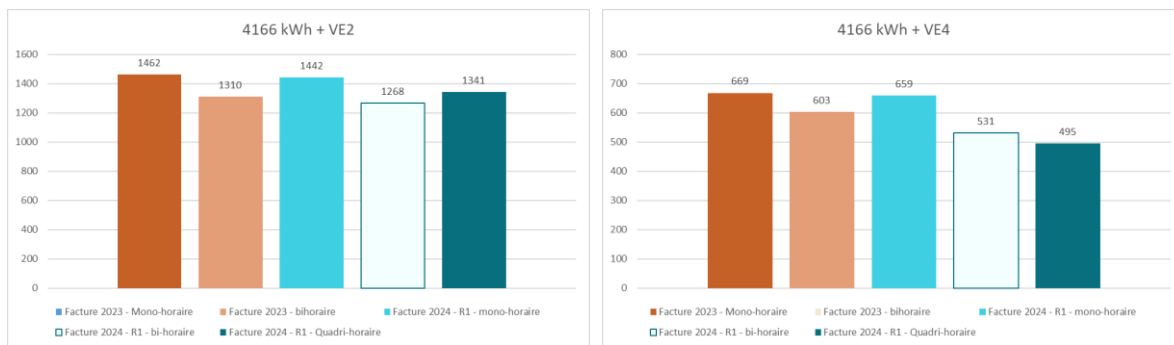
En déplaçant ses rechargements des heures du soir vers les heures de nuit (VE3), l'URD ayant fait le choix de quatre plages horaires économise 117€ (-16%) sur ses coûts de réseau. Si cet URD fait le choix de deux plages horaires, le déplacement des rechargements lui permet d'économiser 86€ (-12%). Dans ce cas, l'URD qui déplace le rechargement de son véhicule électrique des heures du soir vers les heures de nuit a intérêt à choisir une tarification de réseau qui se base sur les quatre plages horaires.

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

Chapitre 1 – Les tarifs périodiques de distribution

Section 2 : Les tarifs périodiques de distribution d'électricité

GRAPHIQUE 69 SIMULATIONS GRIDFEE (D+T) 2023 ET 2024 – URD 4166 KWH + VE2 ET URD 4166 KWH + VE4

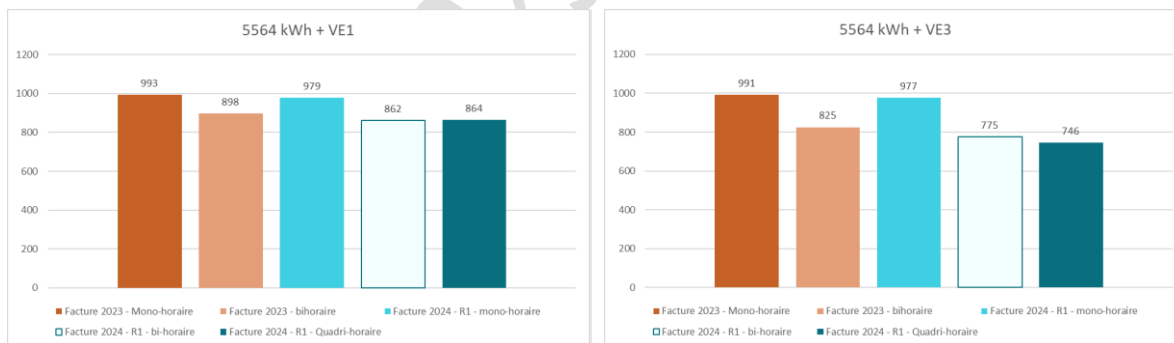


L'URD consommant 4 166 kWh par an et qui recharge, en sus de cette consommation, un véhicule électrique selon le profil de charge VE2, paierait, en 2024, des coûts de réseau de 1 341€ s'il fait le choix de quatre plages horaires, et de 1 268€ s'il fait le choix de deux plages horaires. Dans ce cas, le choix de quatre plages ne lui octroie *a priori* pas d'avantage sur ses coûts de réseau. Il est important de noter que ce **profil de charge VE2 est le plus contraignant pour le réseau de distribution**.

L'URD consommant 4 166 kWh par an et qui recharge, en sus de cette consommation, un véhicule électrique selon le profil de charge VE4, paierait, en 2024, des coûts de réseau de 495€ s'il fait le choix de quatre plages horaires, et de 531€ s'il fait le choix de deux plages horaires. Dans ce cas, le choix de quatre plages est avantageux pour l'utilisateur de réseau. **Le profil de charge VE4 est effectivement le plus favorable pour le réseau** puisque la puissance de charge est de 3,7 kW et que l'ensemble des recharges sont effectuées durant les heures solaires.

Les graphiques ci-dessous sont réalisés sur la base du profil réel 5 564 kWh et des quatre profils de charge de véhicules électriques :

GRAPHIQUE 70 SIMULATIONS GRIDFEE (D+T) 2023 ET 2024 – URD 5564 KWH + VE1 ET URD 4166 KWH + VE3



L'URD consommant 5 564 kWh par an et qui recharge, en sus de cette consommation, un véhicule électrique selon le profil de charge VE1, paierait, en 2024, des coûts de réseau de 864€ s'il fait le choix de quatre plages horaires, et de 862€ s'il fait le choix de deux plages horaires. Dans ce cas, le choix de quatre ou deux plages tarifaires n'a quasiment pas d'impact sur le montant de ses coûts de réseau.

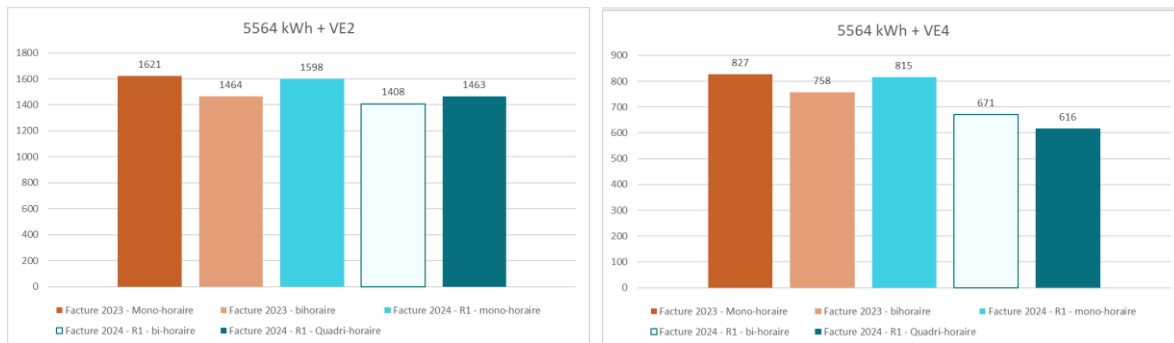
En déplaçant ses rechargements des heures du soir vers les heures de nuit (VE3), l'URD ayant fait le choix de quatre plages horaires économise 117€ (-14%) sur ses coûts de réseau. Si cet URD fait le choix de deux plages horaires, le déplacement des rechargements lui permet d'économiser 86€ (-10%). Dans ce cas, l'URD qui déplace le rechargement de son véhicule électrique des heures du soir vers les heures de nuit a intérêt à choisir une tarification de réseau qui se base sur les quatre plages horaires.

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

Chapitre 1 – Les tarifs périodiques de distribution

Section 2 : Les tarifs périodiques de distribution d'électricité

GRAPHIQUE 71 SIMULATIONS GRIDFEE (D+T) 2023 ET 2024 – URD 5564 KWH + VE2 ET URD 4166 KWH + VE4



L'URD consommant 5 564 kWh par an et qui recharge, en sus de cette consommation, un véhicule électrique selon le profil de charge VE2, paierait, en 2024, des coûts de réseau de 1 463€ s'il fait le choix de quatre plages horaires, et de 1 408€ s'il fait le choix de deux plages horaires. Dans ce cas, le choix de quatre plages ne lui octroie *a priori* pas d'avantage sur ses coûts de réseau. Il est important de noter que ce **profil de charge VE2 est le plus contraignant pour le réseau de distribution**.

L'URD consommant 5 564 kWh par an et qui recharge, en sus de cette consommation, un véhicule électrique selon le profil de charge VE4, paierait, en 2024, des coûts de réseau de 616€ s'il fait le choix de quatre plages horaires, et de 671€ s'il fait le choix de deux plages horaires. Dans ce cas, le choix de quatre plages est avantageux pour l'utilisateur de réseau. **Le profil de charge VE4 est effectivement le plus favorable pour le réseau** puisque la puissance de charge est de 3,7 kW et que l'ensemble des recharges sont effectuées durant les heures solaires.

2.3.2.8. Pompes à chaleur (PAC)

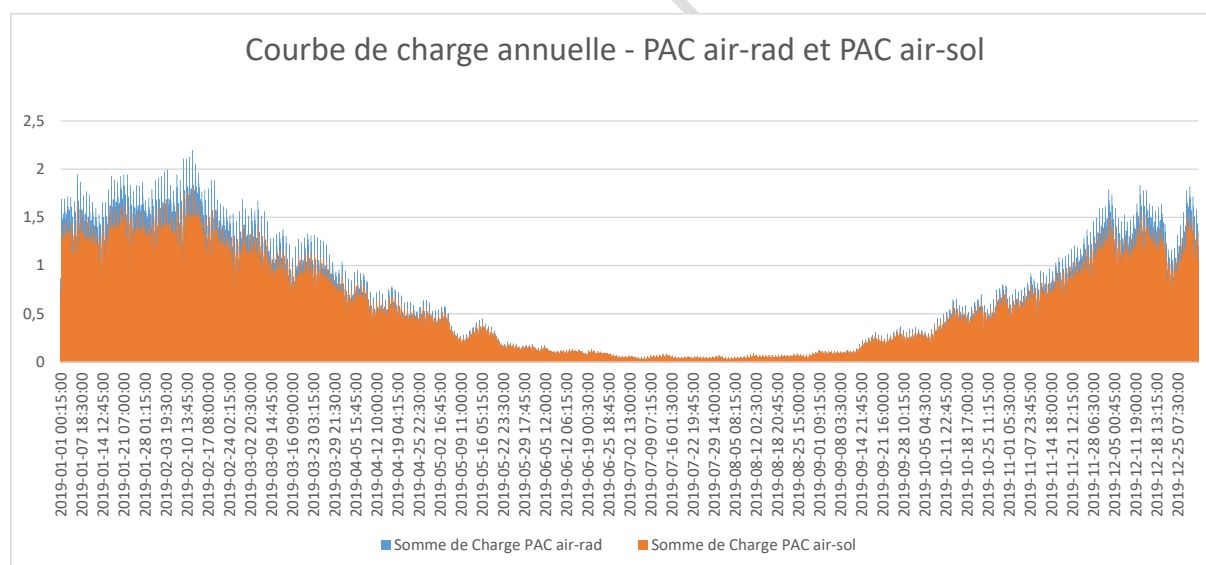
La CWaPE a établi des courbes de charge quart-horaire représentatives du fonctionnement de pompes à chaleur. Ces courbes ont été établies sur la base des séries de données, mises à disposition sur la plateforme OPSD (*Open Platform for power System Modelling*⁹⁸), relatives, d'une part, à la demande de chaleur pour les maisons unifamiliales et pour la production d'eau chaude sanitaire, et, d'autre part, aux valeurs des coefficients de performance (COP) des différents types de pompes à chaleur (air ou sol) combinés avec différents modes de chauffage (radiateur ou sol).

La demande de chaleur annuelle utilisée pour établir ces courbes est de 15 300 kWh, ce qui correspond à une consommation de gaz naturel de 17 000 kWh/an pour une chaudière au gaz dont le rendement moyen serait de 0,9.

Pour ses analyses, la CWaPE a retenu la PAC utilisant l'air comme source de chaleur (plus présente en Région wallonne et plus facile à mettre en œuvre lors de conversion fioul), combinée avec le chauffage par radiateur et par le sol. La consommation annuelle de la PAC air-radiateur est de 4 941 kWh/an et la consommation annuelle de la PAC air-sol est de 4 344 kWh/an.

Les graphiques ci-dessous présentent les courbes de charge (annuelle et journalière moyenne) de ces deux PAC :

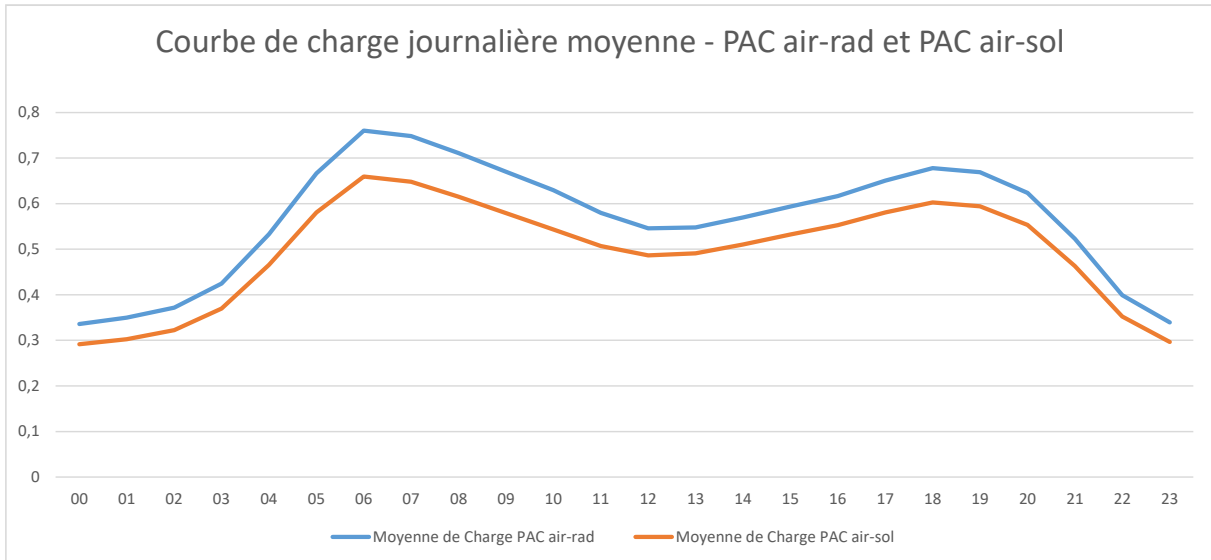
GRAPHIQUE 72 COURBE DE CHARGE ANNUELLE – PAC AIR-RADIATEUR ET PAC AIR-SOL



⁹⁸ Les séries de données sont disponibles gratuitement sur le site Internet <https://open-power-system-data.org/> et sont calculés distinctement pour 28 pays européens de 2008 à 2020 dans une résolution horaire. Les données relatives aux COP sont disponibles pour différentes sources de chaleur - air, sol et eaux souterraines - et différents dissipateurs thermiques - chauffage par le sol, radiateurs et chauffage de l'eau, également dans une résolution horaire.

TITRE III. LA FIXATION ET LE CONTRÔLE DES TARIFS DE DISTRIBUTION
 Chapitre 1 – Les tarifs périodiques de distribution
 Section 2 : Les tarifs périodiques de distribution d'électricité

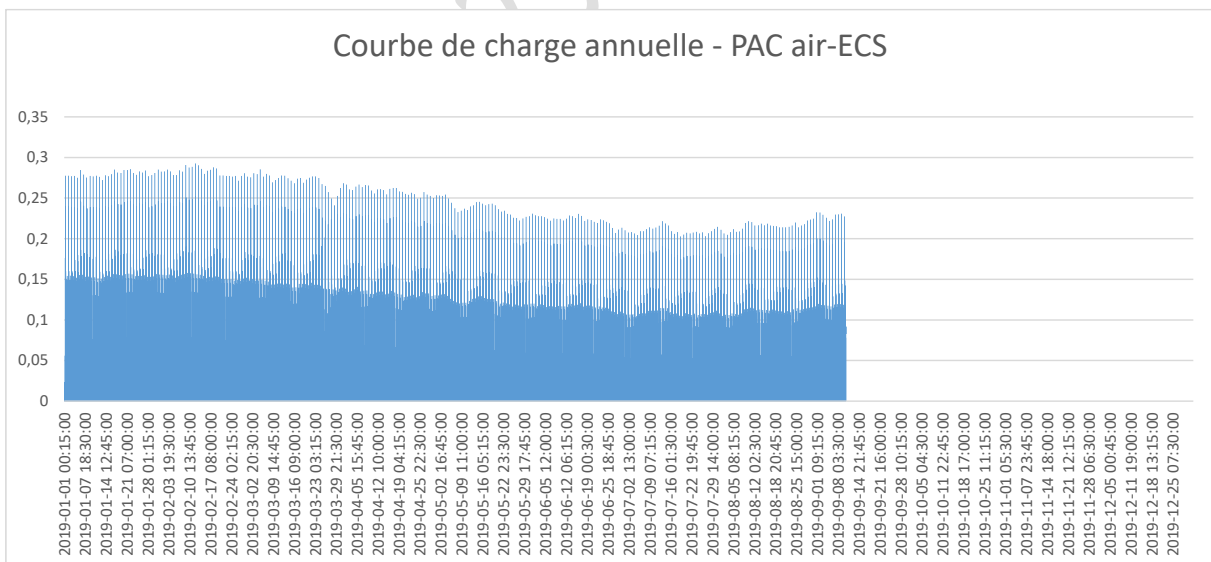
GRAPHIQUE 73 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE – PAC AIR-RADIATEUR ET PAC AIR-SOL



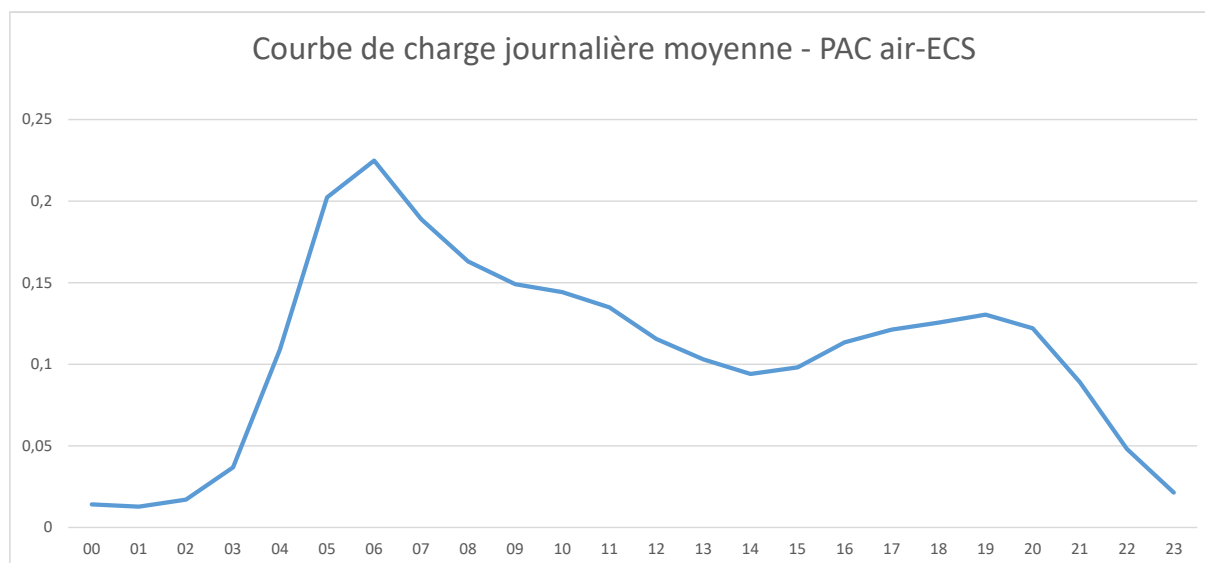
La CWaPE a également établi une courbe de charge représentative du fonctionnement d'une PAC utilisant l'air comme source de chaleur à des fins de production d'eau chaude sanitaire (ECS). La demande de chaleur annuelle utilisée pour établir cette courbe est de 2 500 kWh, ce qui correspond à la consommation annuelle d'un boiler électrique. La consommation annuelle de la PAC pour la production d'ECS est de 941 kWh/an.

Les graphiques ci-dessous présentent la courbe de charge (annuelle et journalière moyenne) de cette PAC air-ECS :

GRAPHIQUE 74 COURBE DE CHARGE ANNUELLE - PAC AIR-ECS



GRAPHIQUE 75 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE - PAC AIR-ECS



Les tableaux ci-dessous affectent la consommation (kWh) annuelle de ces trois PAC aux quatre plages horaires :

TABLEAU 97 RÉPARTITION DES VOLUMES DE CONSOMMATION DES PAC (AIR-RADIATEUR + AIR-SOL + AIR-ECS) SUR LES 4 PLAGES HORAIRES

PAC air-radiateur		PAC air-sol		PAC air-ECS	
Plages horaires	Consommation	Plages horaires	Consommation	Plages horaires	Consommation
Heures du matin	1.284	Heures du matin	1.112	Heures du matin	318
Heures solaires	1.261	Heures solaires	1.124	Heures solaires	240
Heures du soir	1.148	Heures du soir	1.020	Heures du soir	215
Heures de nuit	1.248	Heures de nuit	1.088	Heures de nuit	168
TOTAL	4.941	TOTAL	4.344	TOTAL	941

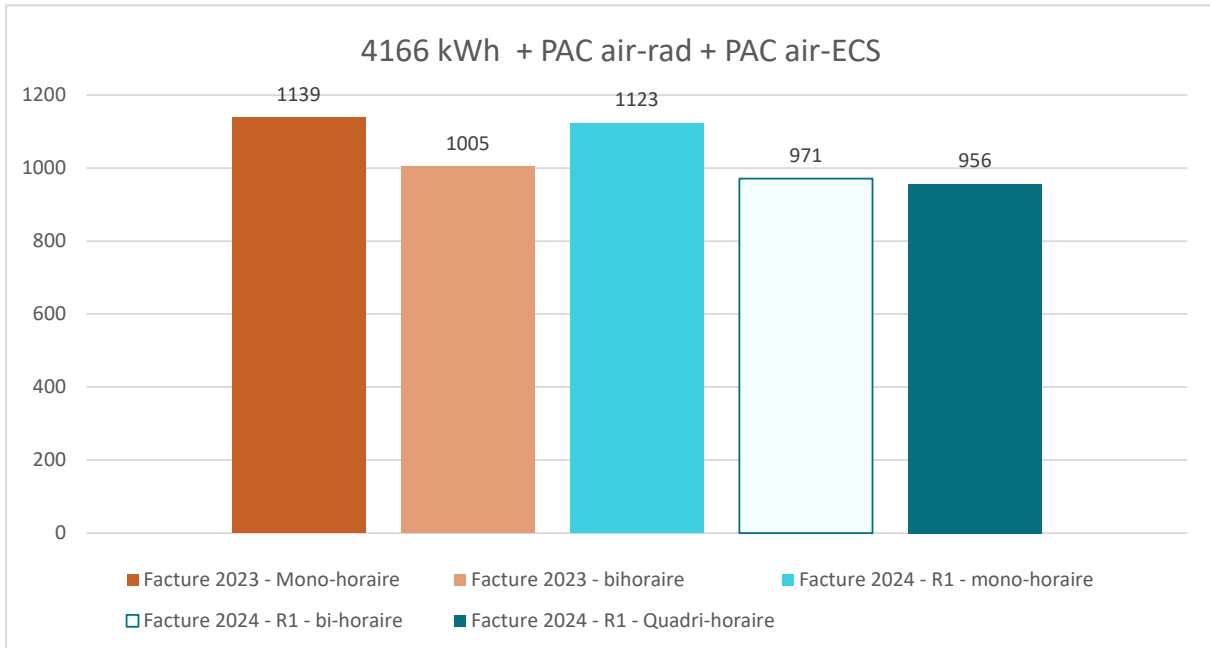
La consommation de ces pompes à chaleur doit être additionnée à une consommation de base représentative des usages électriques traditionnels d'un ménage, sans redondance avec les consommations de la pompe à chaleur. Pour représenter cette consommation de base, la CWaPE a d'abord sélectionné le client réel consommant 4 166 kWh (présenté ci-dessus). La CWaPE a ensuite utilisé le profil de consommation théorique RLP 3500. Les niveaux de consommation annuels de ces deux profils (4 166 kWh et 3 500 kWh) ne semblent pas pouvoir inclure un système de chauffage électrique pour l'habitation ou pour la production d'eau chaude sanitaire.

Les graphiques suivants, établis dans le cadre du projet de méthodologie tarifaire 2024-2028 publié le 31 mai 2022, simulent le montant du *gridfee*⁹⁹ en 2023 et 2024, pour ces deux profils de base (4 166 kWh et RLP 3500), combinés avec les deux types de pompes à chaleurs, lesquelles produisent également l'eau chaude sanitaire :

⁹⁹ *Gridfee* = total des coûts de réseau, c'est-à-dire somme des coûts de distribution et de transport, y inclus les taxes et surcharges, mais hors TVA.

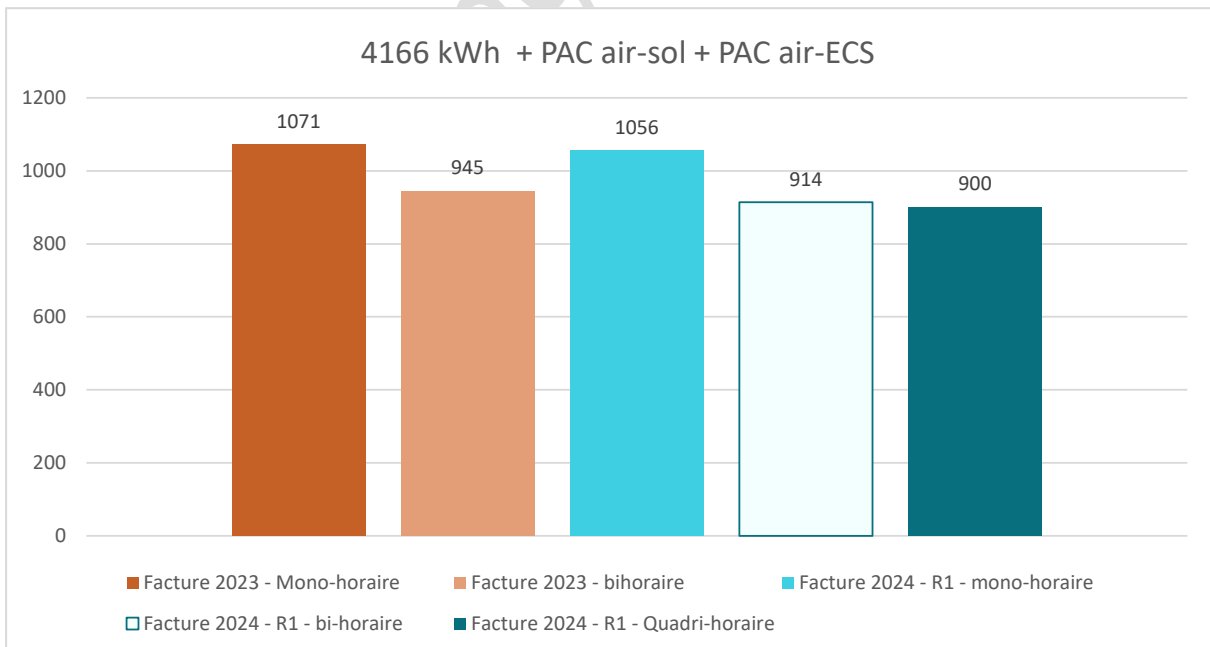
TITRE III. LA FIXATION ET LE CONTRÔLE DES TARIFS DE DISTRIBUTION
 Chapitre 1 – Les tarifs périodiques de distribution
 Section 2 : Les tarifs périodiques de distribution d'électricité

GRAPHIQUE 76 SIMULATIONS GRIDFEE (D+T) 2023 ET 2024 – URD 4166 KWH + PAC AIR-RADIATEUR + ECS



Pour l'URD consommant 4 166 kWh, équipé d'une pompe à chaleur qui alimente un système de chauffage par radiateurs et qui produit l'eau chaude sanitaire, c'est le choix des quatre plages horaires qui est le plus avantageux et qui lui octroie une réduction de 2% par rapport au bi-horaire.

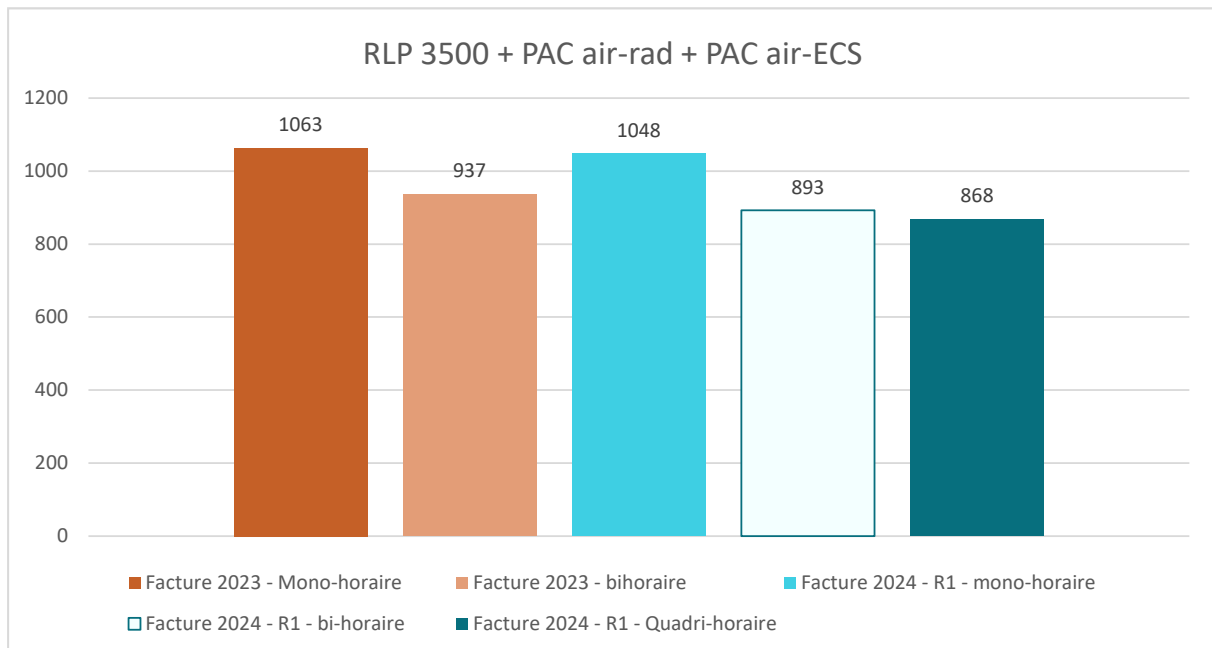
GRAPHIQUE 77 SIMULATIONS GRIDFEE (D+T) 2023 ET 2024 – URD 4166 KWH + PAC AIR-SOL + ECS



Pour l'URD consommant 4 166 kWh, équipé d'une pompe à chaleur qui alimente un système de chauffage par le sol et qui produit l'eau chaude sanitaire, c'est le choix des quatre plages horaires qui est le plus avantageux et qui lui octroie une réduction de 1% par rapport au bi-horaire.

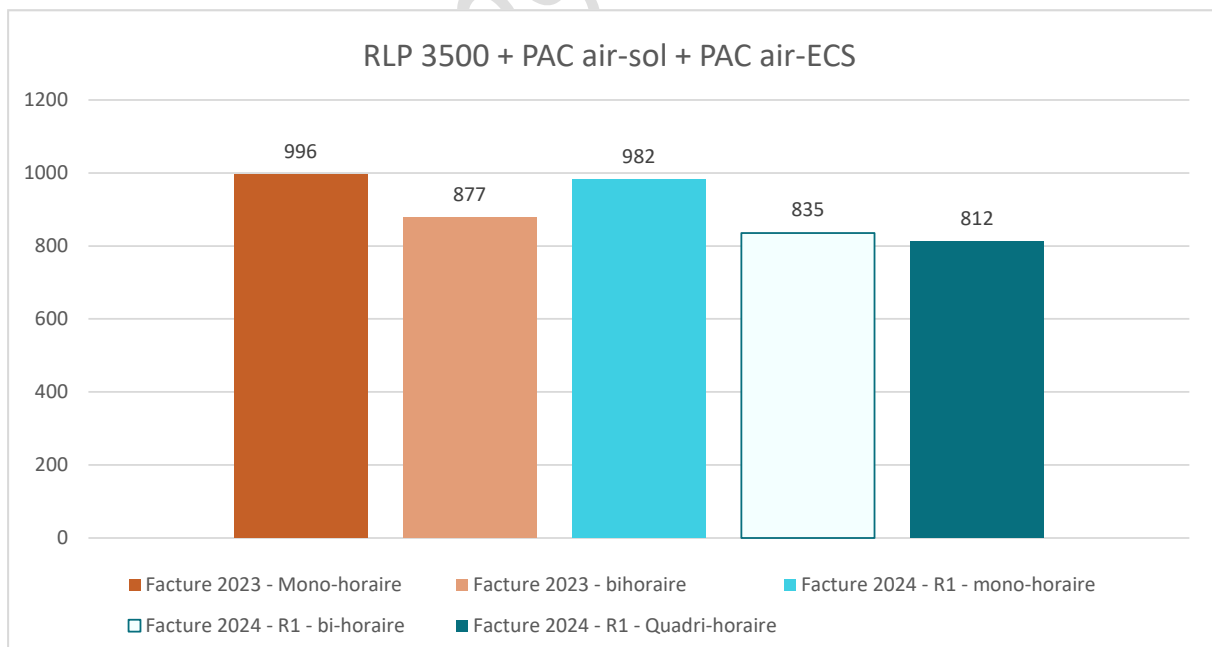
TITRE III. LA FIXATION ET LE CONTRÔLE DES TARIFS DE DISTRIBUTION
 Chapitre 1 – Les tarifs périodiques de distribution
 Section 2 : Les tarifs périodiques de distribution d'électricité

GRAPHIQUE 78 SIMULATIONS GRIDFEE (D+T) 2023 ET 2024 – URD RLP 3500 + PAC AIR-RADIATEUR + ECS



Pour l'URD consommant 3 500 kWh (dont le profil de charge, pour cette consommation, correspond au RLP moyen pondéré des GRD wallons pour l'année 2022), équipé d'une pompe à chaleur qui alimente un système de chauffage par radiateurs et qui produit l'eau chaude sanitaire, c'est le choix des quatre plages horaires qui est le plus avantageux et qui lui octroie une réduction de 3% par rapport au bi-horaire.

GRAPHIQUE 79 SIMULATIONS GRIDFEE (D+T) 2023 ET 2024 – URD RLP 3500 + PAC AIR-SOL + ECS



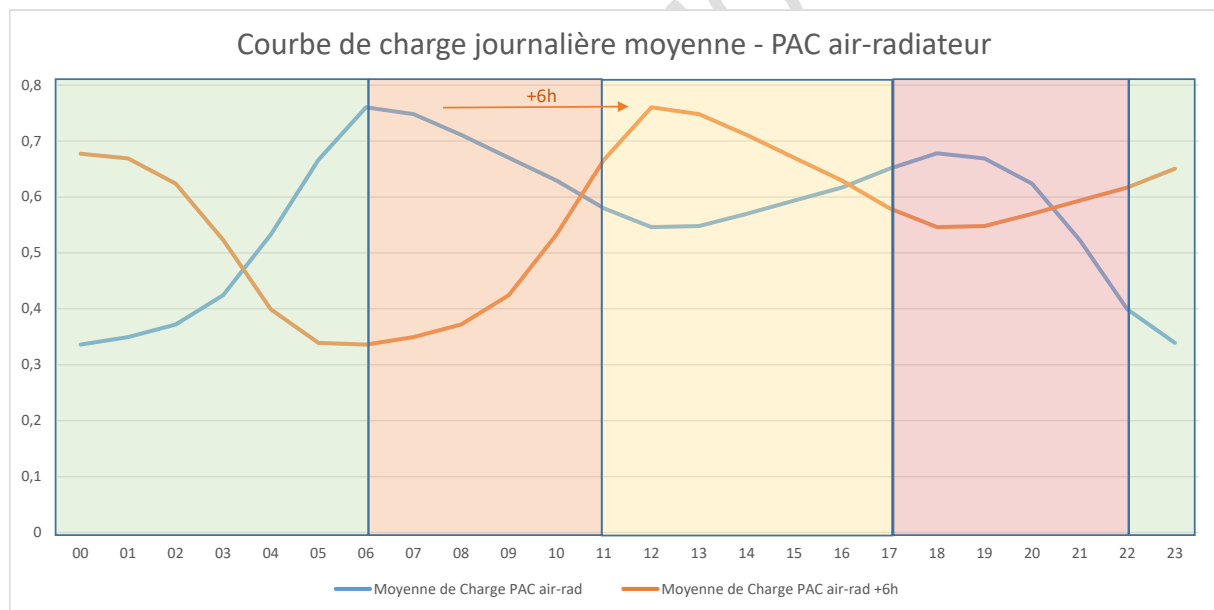
Pour l'URD consommant 3 500 kWh (dont le profil de charge, pour cette consommation, correspond au RLP moyen pondéré des GRD wallons pour l'année 2022), équipé d'une pompe à chaleur qui alimente un système de chauffage par le sol et qui produit l'eau chaude sanitaire, c'est encore le choix des quatre plages horaires qui est le plus avantageux et qui lui octroie une réduction de 3% par rapport au bi-horaire.

La CWaPE a simulé le déplacement des charges de la PAC afin de mesurer l'impact de ce changement sur les coûts de réseau de l'URD. L'analyse des courbes de charge journalières moyennes des PAC montre qu'une première pointe est réalisée vers 6h du matin et qu'une seconde pointe, moins importante, est réalisée vers 19h. La courbe de charge journalière moyenne de la PAC représentant le chauffage de l'habitation est plus lisse que celle représentant la production d'ECS.

La CWaPE suggère un déplacement des consommations par simple décalage de 6h afin que la pointe du matin soit réalisée durant les heures solaires (6h => 12h) et que la pointe du soir soit réalisée durant la nuit (19h => 1h). Ce déplacement est un exemple théorique simple réalisé pour les besoins de la simulation. Chaque URD équipé d'une PAC évaluera ses possibilités de déplacement de charge en fonction de ses besoins de chaleur et d'eau chaude sanitaire ainsi que de l'inertie thermique de ses équipements.

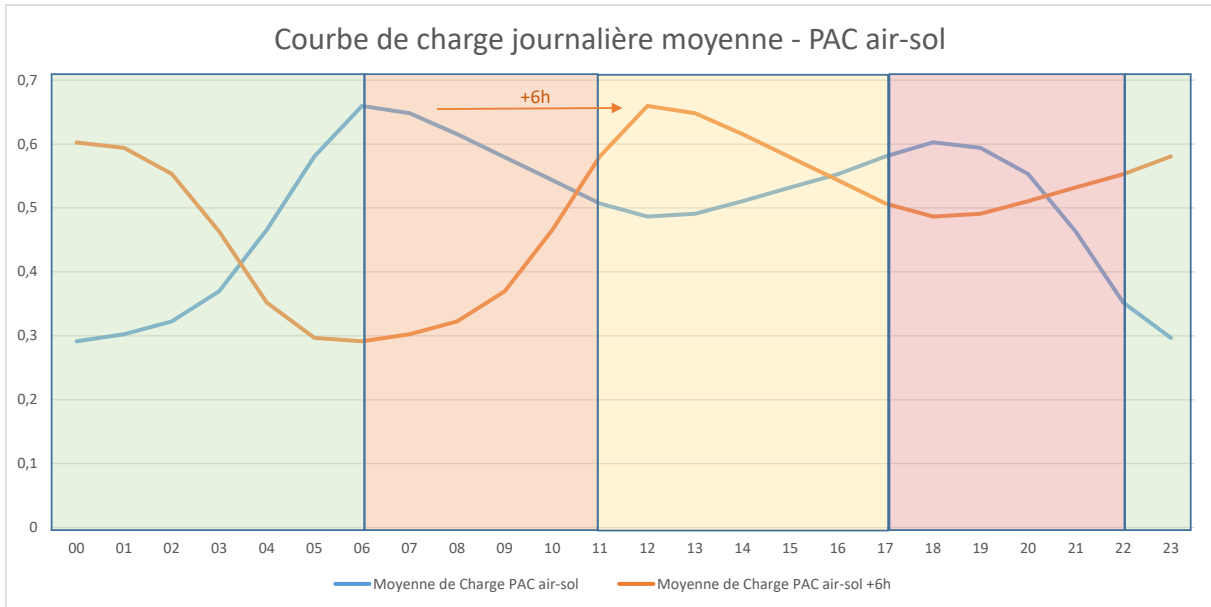
Les graphiques ci-dessous illustrent ce déplacement de charge :

GRAPHIQUE 80 SIMULATION DÉPLACEMENT DE CHARGE 6H PAC AIR-RADIATEUR

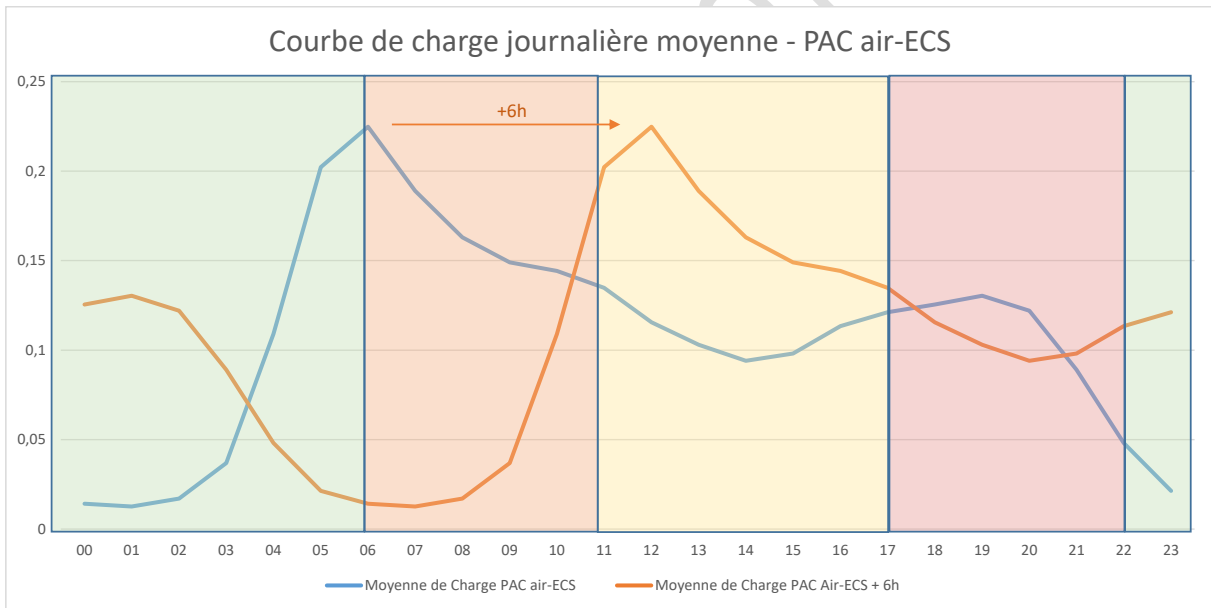


TITRE III. LA FIXATION ET LE CONTRÔLE DES TARIFS DE DISTRIBUTION
 Chapitre 1 – Les tarifs périodiques de distribution
 Section 2 : Les tarifs périodiques de distribution d'électricité

GRAPHIQUE 81 SIMULATION DÉPLACEMENT DE CHARGE 6H PAC AIR-SOL



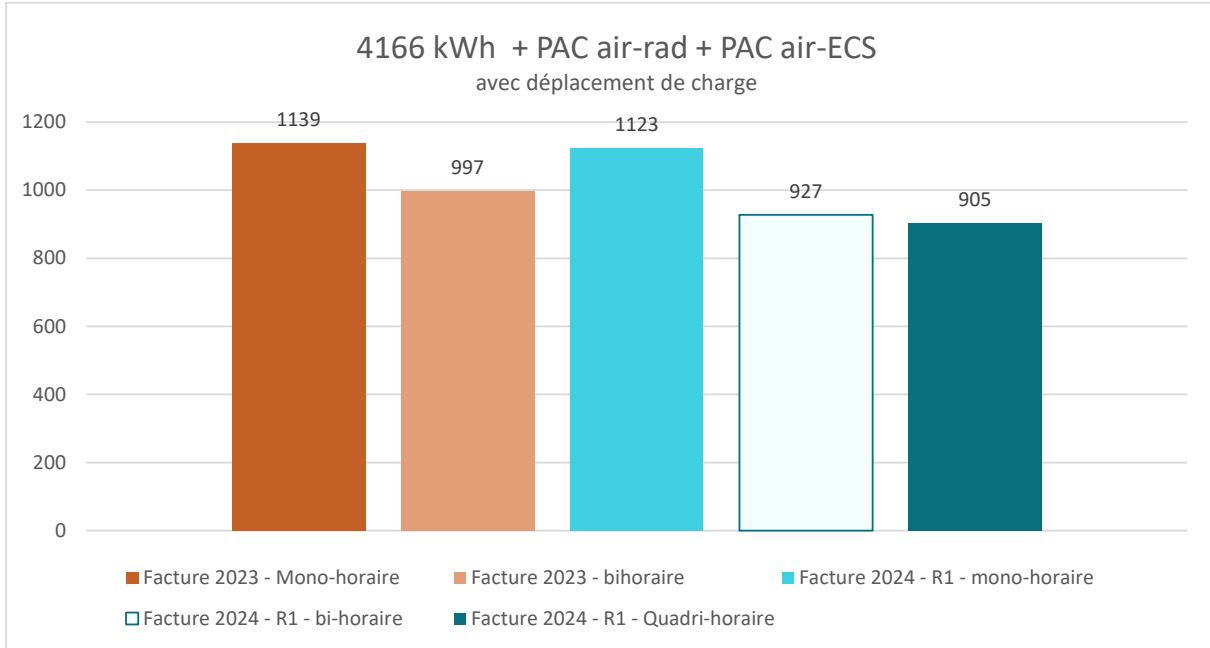
GRAPHIQUE 82 SIMULATION DÉPLACEMENT DE CHARGE 6H PAC AIR-ECS



TITRE III. LA FIXATION ET LE CONTRÔLE DES TARIFS DE DISTRIBUTION
 Chapitre 1 – Les tarifs périodiques de distribution
 Section 2 : Les tarifs périodiques de distribution d'électricité

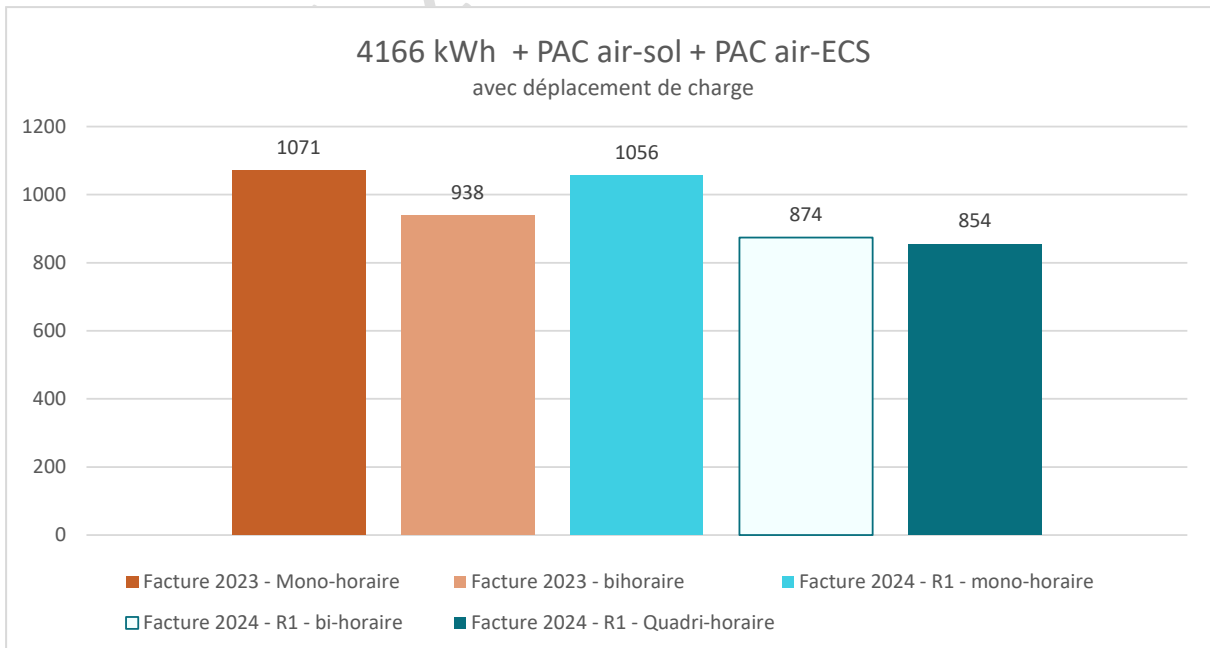
Les graphiques suivants simulent le montant du *gridfee* pour ces deux URD tenant compte du déplacement de charge lié au décalage des heures de fonctionnement des PAC :

GRAPHIQUE 83 SIMULATIONS GRIDFEE (D+T) 2023 ET 2024 – URD 4166 KWH + PAC AIR-RADIATEUR + ECS – AVEC DÉPLACEMENT DE CHARGE (+6H)



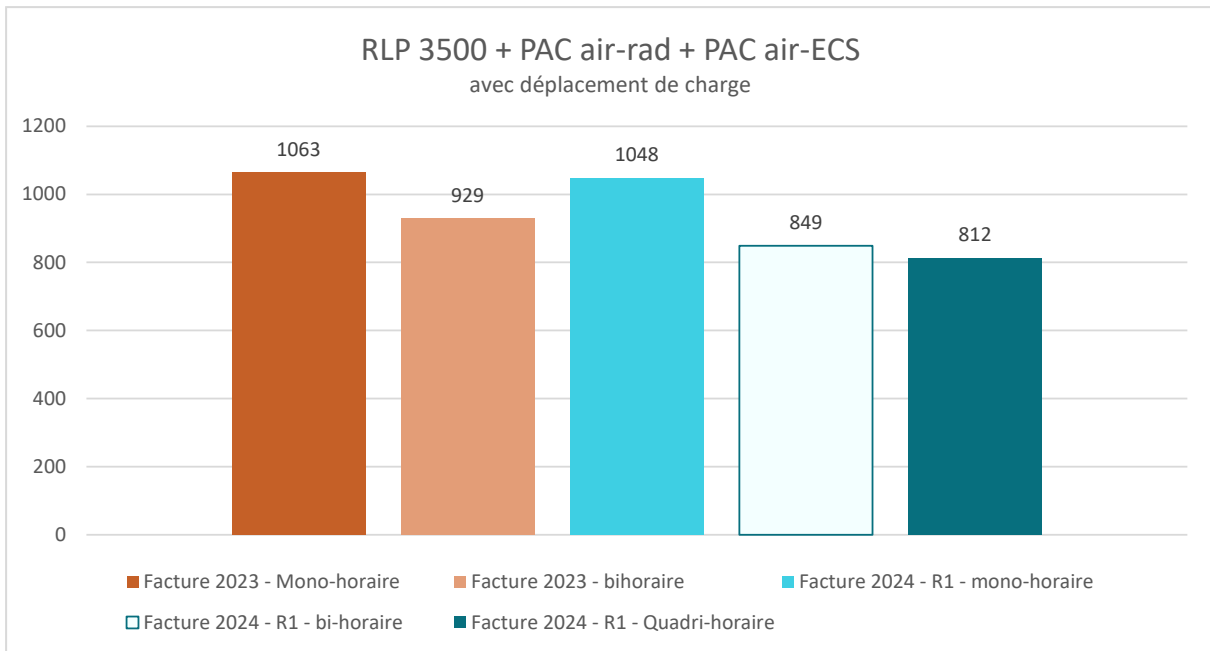
La reprogrammation de la PAC, en décalant simplement ses heures de fonctionnement de 6h, procure toujours à l'URD une diminution des coûts de réseau de 2% par rapport au bi-horaire. Si l'on compare l'effet combiné du déplacement de charge et du passage aux quatre plages horaires, la réduction de coûts de réseau est alors de 7% (956€ => 905€).

GRAPHIQUE 84 SIMULATIONS GRIDFEE (D+T) 2023 ET 2024 – URD 4166 KWH + PAC AIR-SOL + PAC air-ECS – AVEC DÉPLACEMENT DE CHARGE (+6H)



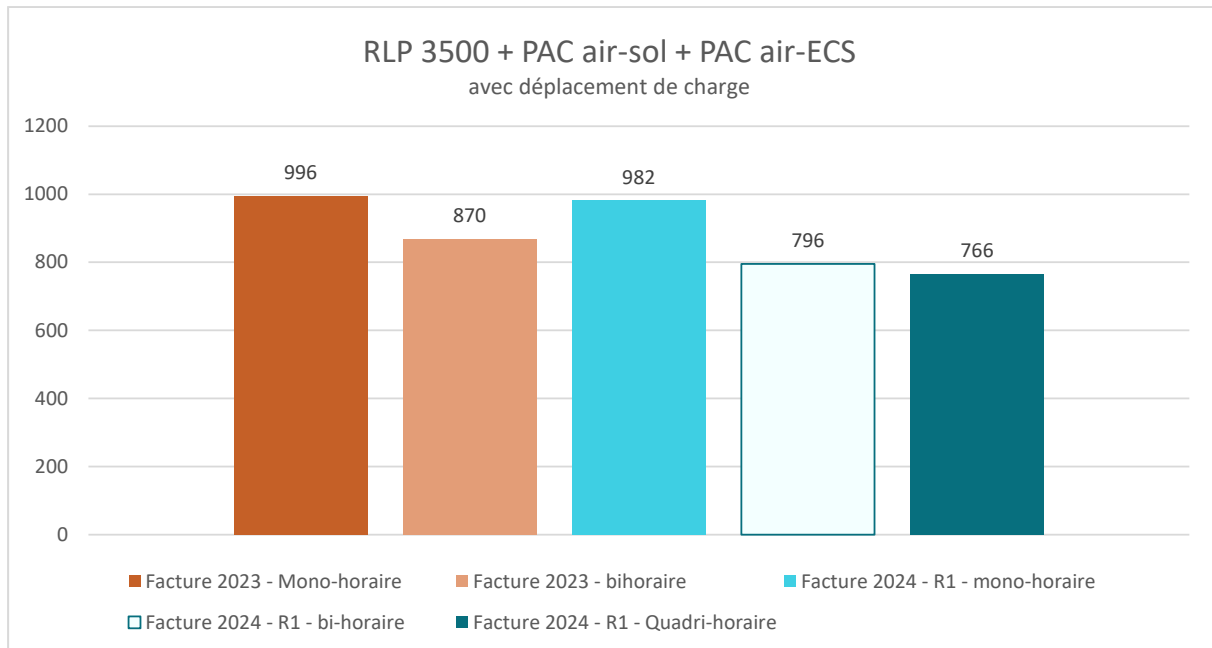
Le constat est identique en ce qui concerne le chauffage par le sol. La reprogrammation de la PAC, en décalant simplement ses heures de fonctionnement de 6h, procure toujours à l'URD une diminution des coûts de réseau de 2% par rapport au bi-horaire. Si l'on compare l'effet combiné du déplacement de charge et du passage aux quatre plages horaires, la réduction de coûts de réseau est alors de 7% (900€ => 854€).

GRAPHIQUE 85 SIMULATIONS GRIDFEE (D+T) 2023 ET 2024 – URD RLP 3500 + PAC AIR-RADIATEUR + ECS – AVEC DÉPLACEMENT DE CHARGE (+6H)



Pour l'URD théorique dont le profil de consommation de base est celui du RLP 3500, la reprogrammation de la PAC, en décalant simplement ses heures de fonctionnement de 6h, procure à l'URD une diminution des coûts de réseau de 3% par rapport au bi-horaire. Si l'on compare l'effet combiné du déplacement de charge et du passage aux quatre plages horaires, la réduction de coûts de réseau est alors de 9% (893€ => 812€).

GRAPHIQUE 86 SIMULATIONS GRIDFEE (D+T) 2023 ET 2024 – URD RLP 3500 + PAC AIR-SOL + ECS – AVEC DÉPLACEMENT DE CHARGE (+6H)



Le constat est similaire en ce qui concerne le chauffage par le sol. La reprogrammation de la PAC, en décalant simplement ses heures de fonctionnement de 6h, procure toujours à l'URD une diminution des coûts de réseau de 4% par rapport au bi-horaire. Si l'on compare l'effet combiné du déplacement de charge et du passage aux quatre plages horaires, la réduction de coûts de réseau est alors de 8% (835€ => 766€).

Les déplacements de charge simulés ci-dessus ne requièrent que peu d'effort de la part des URD. En effet, il s'agit ici d'un simple décalage de 6h du fonctionnement de la PAC. Ce décalage peut être réalisé en adaptant la programmation de la PAC, qui est une opération à réaliser une seule fois. Une reconfiguration plus élaborée de fonctionnement de la PAC pourrait évidemment être réalisée afin d'augmenter les économies de l'URD sur ses coûts de réseau, ou pour tenir compte d'autres besoins de l'URD.

De même, le changement d'une tarification bihoraire vers une tarification quadri-horaire est une démarche administrative envers le GRD qui requiert peu d'effort de la part de l'URD. Ces deux opérations combinées peuvent amener des économies de l'ordre de 7% à 9% sur les coûts de réseau.

2.3.3. Tarification incitative en basse tension

Dans le projet de méthodologie tarifaire du 31 mai 2022, la CWaPE proposait une tarification incitative permettant :

- le choix de quatre plages horaires pour les URD équipés d'un compteur communicant ;
- le choix de quatre plages horaires avec le tarif pour les heures solaires à 0 et l'application d'un terme capacitaire pour les pointes supérieures à 10 kW durant la période hivernale, pour les URD équipés d'un compteur communicant ayant fait le choix du régime de comptage R3.

Dans le cadre de la concertation, et de la consultation publique, ORES et RESA ne se sont pas montrés favorables à une tarification nulle des coûts de réseau durant les heures solaires pour 3 raisons. Tout d'abord, l'incitant serait trop fort durant les mois d'hiver où la production solaire est limitée. Ensuite, un tarif nul pourrait favoriser des scénarios d'optimisation financière ayant des effets indésirables sur les réseaux (charges et décharges rapides). Enfin, les deux GRD pensent qu'un tarif à zéro donne un message trompeur au grand public et cette gratuité est en fin de compte payée par les autres URD. L'AIEG propose quant à elle d'augmenter un peu le tarif des heures solaires et suggère 0,25€/kWh ou 0,50€/kWh. CANOPEA a émis quelques réserves quant à la fixation à 0€/kWh du tarif durant les heures solaires, craignant que certains URD ne concentrent l'ensemble de leurs consommations sur ce créneau horaire, éventuellement à l'aide de batteries domestiques, et ne participent dès lors plus au financement du réseau. EDORA est également critique au sujet du tarif des heures solaires fixé à 0 €/kWh en régime R3 car cela réduirait l'incitant à investir dans sa propre installation PV.

L'intention de la CWaPE est de donner un incitant fort à consommer durant cette plage horaire, dès lors que le client a opté pour une tarification impliquant un terme capacitaire durant les heures du soir de la période hivernale. Cette mesure sera réévaluée dans le cadre des analyses complémentaires qui seront menées par la CWaPE en vue de préciser les règles de détermination des tarifs pour les années 2026-2029. En ce qui concerne le risque de non-contribution aux frais de réseau pour les URD équipés de batteries domestiques, la CWaPE précise que les tarifs pour les obligations de service public, pour les surcharges et pour les soldes régulatoires seront bien applicables quelle que soit l'heure à laquelle l'énergie est consommée, aussi bien pour les tarifs de distribution que de transport. Il n'y a donc pas de gratuité totale des prélèvements réalisés durant les heures solaires. Ensuite, la CWaPE considère que les prix actuellement encore élevés de ces batteries rendent ce scénario peu probable. Il n'est pas impossible que certains URD parviennent à ne consommer que durant les heures les moins chères ou, comme cela est parfois évoqué, se déconnectent du réseau de distribution, mais la faisabilité et la rentabilité économique d'un tel modèle restent à démontrer.

De son côté, le RWaDE craint que si une partie des URD arrive à bénéficier des incitants pour réduire ses coûts, cela ait un impact à la hausse sur les coûts du réseau pour toute la population. La CWaPE comprend les inquiétudes formulées et rappelle que la tarification incitative est une option supplémentaire qui s'ouvre aux URD à partir de 2026. Les régimes mono et bihoraire restent disponibles et le choix d'une tarification de réseau monohoraire, bihoraire ou incitative est au libre choix de l'URD, qu'il soit prosumer ou non. Ce choix peut être réalisé conformément aux dispositions de l'article V.19, § 3, du RTDE. Par ailleurs, la tarification incitative doit permettre aux URD qui en ont la possibilité de déplacer leurs usages des plages les plus chères (le matin et le soir), vers les plages les moins chères (début d'après-midi et la nuit). L'allègement de certaines charges durant les périodes de forte sollicitation des réseaux doit permettre d'accueillir de nouveaux usages (tels que les PAC et les VE) en minimisant les besoins de renforcement des réseaux.

Si le renforcement des réseaux s'avère nécessaire, ne fût-ce que localement, les coûts de ces renforcements seront répercutés dans la facture de l'ensemble des URD, et ce, quels que soient les

prélèvements ou injections à l'origine de ces renforcements. La CWaPE est donc convaincue qu'il faut donner l'opportunité aux URD qui en ont la possibilité de déplacer leurs charges en dehors des périodes de plus forte sollicitation des réseaux, et de préférence lorsque les énergies renouvelables sont disponibles. Ces déplacements de charges doivent permettre aux URD qui les réalisent de réduire leur facture énergétique, mais ils contribueront également à réduire, ou plus probablement à ne pas augmenter, les coûts de distribution et de transport pour l'ensemble des URD, en ce compris ceux qui n'auront pas pu ou pas voulu adapter leur comportement de consommation.

Les nouveaux usages électriques, qui font planer la menace de problèmes de congestion et de surtension sur nos réseaux, vont également amener des volumes de consommation supplémentaires. À revenu autorisé inchangé, les GRD auront donc probablement plus de kWh sur lesquels répartir leurs coûts. L'objectif de stabilité tarifaire pour les usages traditionnels (3500 kWh/an) évoqué ci-dessus semble par conséquent réaliste, même si un avantage est octroyé à ceux qui participent activement au déplacement des charges sur les réseaux.

En ce qui concerne la création d'un terme capacitaire pour les URD raccordés au réseau de distribution basse tension et dont la puissance de raccordement au réseau est inférieure ou égale à 56 kVA, la CWaPE constate un nombre important de réactions, aussi bien positives que négatives. CANOPEA estime que ce terme complexifie le tarif et fait disparaître l'incitation URE. Energie commune appuie le design du terme capacitaire, qui ne concernera pas les petits consommateurs et incite les plus gros à une utilisation « raisonnable » du réseau, sans pour autant empêcher, ni désinciter aux usages nécessaires à la transition énergétique, tels que l'électrification des véhicules ou le placement d'une pompe à chaleur. En outre, le fait de calculer la valeur sur la moyenne des pointes de prélèvement et non la puissance du raccordement, permet d'inciter à une utilisation rationnelle de l'énergie. Selon Energie commune, la création du tarif R3 est une excellente chose et ce tarif devrait être rendu le plus attractif possible. Pour la FEBEG, le terme capacitaire n'est pas nécessaire, les tensions tarifaires devraient suffire à encourager les comportements vertueux. De plus, la FEBEG considère que la durée sur laquelle s'applique ce tarif capacitaire (5h) et le coût important risque de décourager les investissements dans les pompes à chaleur (car il faudrait couper la pompe à chaleur durant 5h d'affilée) et décourager l'électrification des usages en général. En outre, la FEBEG pense que ce tarif capacitaire assez onéreux (entre 0.25 et 0.5€/kW pour la distribution et le transport) risque de décourager le choix des URD pour un régime R3, par peur de l'inconnu ou des mauvaises surprises sur leur facture, mais également aussi fortement impacter certains types de PME qui n'ont pas suffisamment de flexibilité, comme l'HoReCa. À cet égard, la FEBEG pense qu'il serait utile d'avoir une estimation de la taille de marché des clients potentiellement concernés par ce terme tarifaire ainsi qu'une vue évolutive de ce public cible. Enfin, selon la Febeg, cette composante capacitaire complexifie la compréhension des tarifs pour les clients finals en basse tension, ce qui semble aller à l'encontre des bonnes pratiques en matière de tarification concernant la simplicité et la lisibilité des tarifs. Une telle composante capacitaire pourrait être prévue dans un deuxième temps, si la CWaPE ou les GRD constatent que les tensions tarifaires, après éventuellement avoir été augmentées, ne devaient pas permettre de déplacer suffisamment de charges en dehors de ces heures du soir. En ce qui concerne les gestionnaires de réseau ORES et RESA, ils craignent que l'application du terme capacitaire pendant certaines heures seulement ne crée des problèmes sur les réseaux aux heures où ce tarif ne s'applique pas, typiquement à 22h à la fin de la période tarifaire de pointe et lors du basculement vers les heures de nuit. ORES et RESA proposent dès lors d'appliquer le terme capacitaire à l'ensemble des URD de la basse tension et ce, durant toute l'année, 24h/24h. Pour les clients équipés de compteurs communicants en régime R1, la remontée des données quart-heure vers les GRD (reconstitution hors compteur des plages tarifaires) permettrait de suivre la même approche que pour les clients en régime R3. Il n'y aurait dès lors plus de raison de les distinguer pour l'application du terme capacitaire. Pour les clients équipés de compteurs électromécaniques, ORES et RESA proposent de baser le terme capacitaire sur la puissance installée au-delà de 11,5 kVA (au lieu des 10kVA proposés dans le projet

de méthodologie) ou sur une fonction de transfert entre énergie et puissance construite sur la base de profil standard calibrée pour ce type de client. Dans cette configuration, les URD équipés d'un compteur communicant (R1 ou R3) auraient l'avantage d'une gestion plus active de leur pointe. Pour ces derniers, le terme capacitaire serait facturé sur la puissance réellement mesurée au lieu de la puissance installée ou déduite.

Globalement, ORES et RESA souhaitent que les aspects relatifs à la définition des plages horaires, aux tensions tarifaires et au terme capacitaire soient laissés ouverts dans la méthodologie tarifaire de manière à laisser plus de latitude quant au calibrage des tarifs. Les deux GRD ont par ailleurs rédigé quelques suggestions de reformulation des articles 70, 73, 75 et 76 du projet de méthodologie tarifaire, en cohérence avec les remarques formulées précédemment.

Plus spécifiquement, RESA demande que la tarification applicable aux URD équipés de compteurs AMR soit clarifiée.

A la lecture de ces remarques, la CWaPE reste convaincue que la création d'un terme capacitaire applicable durant la période tarifaire de pointe pour les URD dont la puissance du raccordement au réseau basse tension est inférieure ou égale à 56kVA est un outil tout à fait pertinent pour inciter ces URD à une utilisation plus rationnelle du réseau. Ce terme capacitaire permet en effet de cibler par une tarification spécifique les consommations qui génèrent la pointe critique sur les réseaux, sans entraver la flexibilité. Ces consommations, importantes et synchrones, surviennent habituellement en soirée durant les mois d'hiver, ce qui correspond à la période tarifaire de pointe telle que définie dans le projet de la présente méthodologie tarifaire. En contrepartie de cette tarification plus sévère des consommations les plus impactantes, le terme proportionnel doit accorder un avantage aux utilisateurs ayant opté pour cette tarification en leur proposant un plus grand nombre de plages horaires et des tarifs avantageux, à tout le moins durant les périodes où les réseaux de distribution sont moins sollicités ou lorsque la production renouvelable est importante. Néanmoins, la CWaPE comprend les inquiétudes formulées par ORES et RESA portant sur la fixation correcte des tensions tarifaires et la mise en œuvre d'un terme capacitaire. Les différentes options tarifaires doivent être cohérentes et l'impact de la nouvelle structure sur la facture des URD de la basse tension doit être maîtrisé. La CWaPE décide donc de répondre favorablement à la demande d'ORES et RESA et laisse les options relatives à l'application d'un terme capacitaire ouvertes dans la méthodologie tarifaire. Les lignes directrices qui seront rédigées en 2024 adresseront ces questions.

L'introduction de la notion de capacité complexifie la présentation des tarifs de distribution. C'est pourquoi la CWaPE a prévu d'approuver les tarifs applicables aux années 2026 à 2029 au plus tard le 30 juin 2025. Cela laissera donc une période de 6 mois pour réaliser une communication claire et pédagogique à l'attention des utilisateurs de réseau afin que ces derniers comprennent au mieux comment ils devront adapter leurs comportements de consommation. Il est par ailleurs attendu de la part des GRD de mettre à disposition des URD équipés de compteurs communicants une plateforme de suivi de leurs consommations. Ces plateformes devront également permettre un suivi des pointes réalisées durant la période tarifaire de pointe.

Le choix d'une tarification incitative, combinant un terme capacitaire et un terme proportionnel à plus de deux plages horaires, est possible pour tous les URD de la basse tension dont la puissance de raccordement au réseau est inférieure ou égale à 56 kVA et qui sont équipés d'un compteur électronique permettant de transmettre des données de comptage par 1/4h au gestionnaire de réseau¹⁰⁰. Il s'agit donc bien d'un choix de l'URD. La CWaPE ne s'attend pas à ce que des URD n'ayant

¹⁰⁰ Il s'agit des compteurs communicants dont la fonction de communication est activée et des compteur dits AMR ou télé-MMR.

aucune ou peu de possibilités de déplacer leurs consommations réalisées durant les heures du soir optent pour la tarification incitative, en particulier si ces URD réalisent fréquemment durant ces mêmes heures des pointes supérieures à 10 kW (ou autre seuil fixé, par exemple 11,5 kW).

En réponse aux remarques d'ORES et de RESA qui plaident pour une non-distinction des régimes de comptage R1 et R3 en termes d'applicabilité des tarifs de réseau, la CWaPE retire la possibilité pour un URD équipé d'un compteur électronique en régime de comptage R1 d'opter pour plus de deux plages horaires sans qu'aucun terme capacitaire ne lui soit applicable. Ainsi, un URD équipé d'un compteur électronique (communicant, AMR ou T-MMR) aura le choix entre une tarification de réseau traditionnelle mono- ou bi-horaire et, à condition d'avoir activé la fonction communicante de son compteur, une tarification de réseau incitative composée d'un terme capacitaire et d'un terme proportionnel à plus de deux plages horaires.

Le choix de cette tarification incitative peut se faire sans pour autant opter pour le régime de comptage R3. Le choix du régime de comptage R3, et par conséquent le choix de communiquer ses données de comptage quart-horaire vers le marché, reste indépendant du choix relatif à la tarification des coûts de réseau.

De manière plus générale, la FEBEG regrette le rapport défavorable entre les coûts de mise en œuvre et l'attractivité de la nouvelle structure tarifaire proposée par la CWaPE. Selon la FEBEG, peu de clients voudront opter pour cette tarification incitative, en raison, d'une part, du déploiement encore trop limité à ce jour des compteurs communicants en Région wallonne et, d'autre part, des faibles gains potentiels pour les clients qui passeraient de 2 à 4 plages horaires. La FEBEG s'interroge également sur la possibilité technique qu'ont les compteurs communicants actuellement placés de fonctionner avec 4 plages horaires. Dans son annexe 16, RESA explique effectivement que les compteurs communicants du premier marché, acquis au travers du marché de Fluvius, ont des plages horaires préprogrammées et qu'il n'est pas possible d'introduire d'autres plages horaires dans ces compteurs. La possibilité que le fournisseur de compteurs puisse développer un *firmware* permettant de modifier les plages horaires de ces compteurs à distance est en cours d'analyse. Il n'est aujourd'hui pas certain que cette possibilité existe, et si elle existe, son coût et son délai de mise en œuvre ne sont pas encore connus (le million d'euros a été évoqué par ORES).

Comme le met en évidence Énergie commune, la mise en œuvre de la tarification incitative est conditionnée au déploiement des compteurs communicants.

Le report à 2026 de l'entrée en vigueur de la tarification incitative doit permettre aux gestionnaires de réseau de lever toutes les contraintes techniques liées à sa mise en œuvre. Par ailleurs, les analyses complémentaires qui seront réalisées par la CWaPE devront permettre aux GRD de calibrer au mieux leurs tarifs de manière à octroyer aux URD qui s'inscriront dans une démarche de gestion active de leur consommation un avantage suffisant (élasticité-prix de la demande) sur la partie coûts de réseau de leur facture énergétique.

2.3.4. Terme prosumer

La contribution équitable des *prosumers* (consommateurs-producteurs qui utilisent le réseau de distribution et qui disposent d'une installation de production d'électricité décentralisée – la plupart du temps photovoltaïque - dont la puissance nette développable est inférieure ou égale à 10 kVA) est maintenue pour la période régulatoire 2025-2029 (article 81).

Comme pour la période régulatoire 2019-2023, la CWaPE vise la contribution des *prosumers* aux frais d'utilisation du réseau et ce, conformément à l'article 4, § 2, 6°, du décret tarifaire, qui prévoit que :

« [...] la méthodologie tarifaire veille à la contribution transparente et équitable des clients finals, pour ce qui concerne l'utilisation du réseau, aux frais d'utilisation de ce dernier ainsi qu'aux taxes, surcharges et autres frais régulés ».

Pour rappel, cette volonté d'assurer une contribution équitable et transparente de l'ensemble des clients finals pour l'utilisation du réseau s'explique par le fait que l'on observait, depuis plusieurs années¹⁰¹, une multiplication des consommateurs-producteurs (*prosumers*) qui bénéficiaient de la compensation (dont le compteur tourne à l'envers), ce qui entraînait une diminution des kWh contributifs aux coûts du réseau de distribution d'électricité. Cette diminution de la contribution n'étant pas accompagnée d'une diminution des coûts de réseau (le réseau n'étant pas moins sollicité pour autant), celle-ci conduisait automatiquement à un renchérissement des tarifs de distribution pour les consommateurs ne possédant pas d'unité de production décentralisée.

Afin de garantir que la contribution des *prosumers* aux frais d'utilisation du réseau soit équitable par rapport aux autres utilisateurs du réseau basse tension, la méthodologie tarifaire 2019-2023 imposait aux gestionnaires de réseau d'établir le tarif capacitaire applicable aux *prosumers* de manière à ce qu'il génère, sur une base annuelle, un coût similaire, dans le chef du *prosumer*, aux coûts qui seraient générés si les tarifs de prélèvement d'électricité sur le réseau de distribution et les tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport, applicables aux URD de la basse tension, étaient appliqués aux volumes prélevés du réseau, correspondant, par hypothèse, aux volumes produits par l'installation de production et non autoconsommés simultanément par le *prosumer*. Bon nombre de *prosumers* n'étant pas encore équipés de compteurs permettant de mesurer séparément le prélèvement de l'injection (et par conséquent les prélèvements réels d'énergie active brute sur le réseau), la CWaPE partait en effet du principe que les installations de production étaient calibrées pour couvrir les besoins du *prosumer* en consommation et que le *prosumer* prélevait donc sur le réseau l'équivalent des volumes d'électricité qu'il produisait mais qu'il n'autoconsommait pas simultanément.

Pour les mêmes motifs liés à l'absence - la plupart du temps - de compteurs enregistrant séparément le prélèvement de l'injection sur le réseau, la CWaPE avait en outre opté pour la fixation d'un pourcentage d'autoconsommation (sur une base quart-horaire) forfaitaire de 37,76%, identique pour chaque *prosumer*, et d'une production forfaitaire annuelle de 910 kWh par kWe installé.

Toujours dans un souci d'une contribution la plus équitable possible, afin de ne pas léser le *prosumer* dont le profil s'écarterait des paramètres forfaitaires proposés par la CWaPE (pourcentage d'autoconsommation de 37,76% et production annuelle de 910 kWh par kWe), il était toutefois, dans le même temps, prévu que les *prosumers* pouvaient, pour autant qu'ils disposent d'un compteur permettant d'enregistrer leurs prélèvements réels d'énergie active brute sur le réseau, ne pas être soumis à ce tarif de prélèvement capacitaire. Dans ce cas, la tarification de réseau (distribution et transport) du *prosumer* était identique à celle des autres utilisateurs de réseau (raccordés au même niveau de tension). Le *prosumer* disposait ainsi, le cas échéant, de la possibilité d'obtenir une tarification mieux calibrée par rapport à son niveau d'autoconsommation réel et à la production électrique réelle de son installation, en faisant installer un compteur permettant d'enregistrer les prélèvements réels d'énergie active brute sur le réseau (compteur communicant ou compteur double flux).

Cette tarification de réseau basée sur les prélèvements bruts était laissée au libre choix du *prosumer*. Ainsi, un *prosumer* déjà équipé d'un compteur mesurant séparément le prélèvement de l'injection se voyait appliquer, par défaut, le tarif *prosumer* capacitaire, basé sur des paramètres établis de manière

¹⁰¹ Avant l'entrée en vigueur du tarif *prosumer*, le 1^{er} janvier 2020, qui n'a finalement été facturé qu'à partir du mois d'octobre 2020.

forfaitaire par la CWaPE. S'il souhaitait basculer vers une tarification sur la base de ses prélèvements bruts, il devait manifester ce souhait de manière explicite auprès de son GRD. Dans le même temps, dans un objectif d'incitation de l'ensemble des *prosumers* à élever leur pourcentage d'autoconsommation au-delà de 37,76 %, la CWaPE prévoyait une garantie, pour les *prosumers* qui auraient opté pour une tarification de réseau basée sur les prélèvements bruts, de ne pas payer un montant plus élevé, globalement pour la distribution et le transport, que celui qu'ils auraient payé en cas d'application du tarif capacitaire spécifique aux *prosumers*, combiné aux tarifs de distribution et de transport basés sur leurs prélèvements nets. Cette garantie permettait ainsi d'encourager les *prosumers* à opter pour une tarification de réseau basée sur les prélèvements bruts (qui incitent à l'autoconsommation simultanée), en évitant à ceux-ci le risque de payer plus qu'avec le tarif capacitaire et les prélèvements nets, dans l'hypothèse où leur autoconsommation serait finalement inférieure à 37,76 %.

Pour la période réglementaire 2025-2029, étant donné le plan de déploiement des compteurs communicants chez les *prosumers* mené conformément au décret électricité, la CWaPE inverse la logique et prévoit désormais que, par défaut, les tarifs de prélèvement sur le réseau de distribution, à l'exception du tarif *prosumer*, et les tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport sont appliqués aux prélèvements bruts du *prosumer*. Dans le cas où la facturation de ces coûts de réseau (distribution + transport) sur la base des prélèvements nets et du tarif *prosumer* appliqué à la puissance nette développable de l'installation de production serait plus avantageuse, alors c'est cette tarification (prélèvements nets + tarif *prosumer*) qui est facturée au *prosumer*. La facturation des coûts de réseau sur la base des prélèvements bruts du *prosumer* est donc plafonnée au montant de la facturation des coûts de réseau sur la base des prélèvements nets du *prosumer* et de l'application du tarif *prosumer*. Dans les faits, cette logique était déjà appliquée par les GRD durant la période réglementaire 2019-2023 et conduit au même résultat que le mécanisme de « maximum à facturer » qui était en vigueur pour 2019-2023.

Les principes tarifaires définis par la CWaPE pour la période réglementaire 2019-2023 et rappelés ci-dessus sont maintenus inchangés dans les situations suivantes :

- si le *prosumer* dispose d'un compteur électromécanique double flux ou d'un compteur communicant, la facturation sur la base des prélèvements bruts est plafonnée à la facturation des coûts de réseau sur la base des prélèvements nets et du tarif *prosumer* ;
- si le *prosumer* dispose d'un compteur qui ne permet pas de mesurer séparément le prélèvement et l'injection, le tarif *prosumer* s'applique ainsi que les tarifs de prélèvement sur le réseau de distribution et les tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport, dont les termes proportionnels sont, le cas échéant, appliqués aux prélèvements nets résiduels du *prosumer*.

En ce qui concerne le *prosumer* équipé d'un compteur communicant et ayant fait le choix du régime de comptage R3 auprès de son gestionnaire de réseau, la CWaPE avait initialement proposé que le système de plafonnement décrit ci-dessus ne s'applique pas.

Dans le cadre de la consultation publique, CANOPEA estime que la tarification incitative (4 plages horaires et terme capacitaire) serait trop peu attractive pour les *prosumers*, en particulier en raison de la non-application du système de plafonnement sur les coûts de distribution et de transport calculé sur la base des prélèvements bruts. Au contraire, ORES et RESA demandent que ce plafond ne s'applique pas dès lors que le client en régime R1 a opté pour la commercialisation de sa production, ainsi que pour toutes les nouvelles installations de production (Pend \leq 10kVA) mises en service à partir du 1^{er} janvier 2024.

Bien qu'elle estime toujours que le choix d'une tarification incitative des coûts de réseau s'inscrit dans une démarche de gestion active des consommations qui pourrait être perçue comme incompatible avec le système de plafonnement prévu pour les *prosumers*, la CWaPE accepte de lever tout frein au choix de cette tarification incitative par les *prosumers* et d'appliquer également le mécanisme de plafonnement aux *prosumers* qui choisissent la tarification incitative. La structure tarifaire, ainsi que les modalités d'établissement et d'application de cette tarification incitative qui entrera en vigueur le 1^{er} janvier 2026, seront déterminées dans des lignes directrices par la CWaPE. Ces lignes directrices préciseront, au besoin, les modalités d'application du système de plafonnement pour les *prosumers* qui auront opté pour la tarification incitative.

À la suite de l'adoption du décret du 1^{er} octobre 2020 relatif à la fin de la compensation entre les quantités d'électricité prélevées et injectées sur le réseau et à l'octroi de primes pour promouvoir l'utilisation rationnelle de l'énergie et la production d'électricité au moyen de sources d'énergie renouvelable¹⁰² et de l'article 46 du décret du 5 mai 2022 modifiant l'article 35, § 1^{er}, alinéa 3, du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité¹⁰³, la CWaPE constate que les arguments qui justifient l'application d'un tarif capacitaire aux *prosumers* perdent de leur pertinence pour les futurs *prosumers* disposant d'une installation de production dont la mise en service sera postérieure au 31 décembre 2023. L'ensemble de ces *prosumers* disposeront en effet d'un compteur communicant permettant de mesurer séparément le prélèvement de l'injection (article 35, § 1^{er}, alinéa 3, du décret électricité) et ceux-ci seront naturellement incités à maximiser leur autoconsommation en raison de la fin de la compensation prévue par le décret du 1^{er} octobre 2020.

La CWaPE relève en outre, sur la base des échanges qui ont lieu notamment dans le cadre de l'établissement de la méthodologie tarifaire 2024, que l'application du mécanisme de plafonnement aux *prosumers* qui ne bénéficieront plus de la compensation sur la partie « coûts de l'énergie » de la facture d'électricité (en raison de l'adoption du décret du 1^{er} octobre 2020 précité) créerait des difficultés en termes de développements informatiques propres à la Région wallonne mais également au niveau du respect de la réglementation en matière de traitement des données à caractère personnel.

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

Les hypothèses de détermination du tarif *prosumer* ont été revues par la CWaPE, par rapport à la méthodologie tarifaire 2019-2023, au niveau du pourcentage d'autoconsommation et au niveau du nombre de kWh produits annuellement par kWe installé : le pourcentage d'autoconsommation est dorénavant fixé à **40,26%** et la production annuelle est fixée à **1 000 kWh** par kWe.

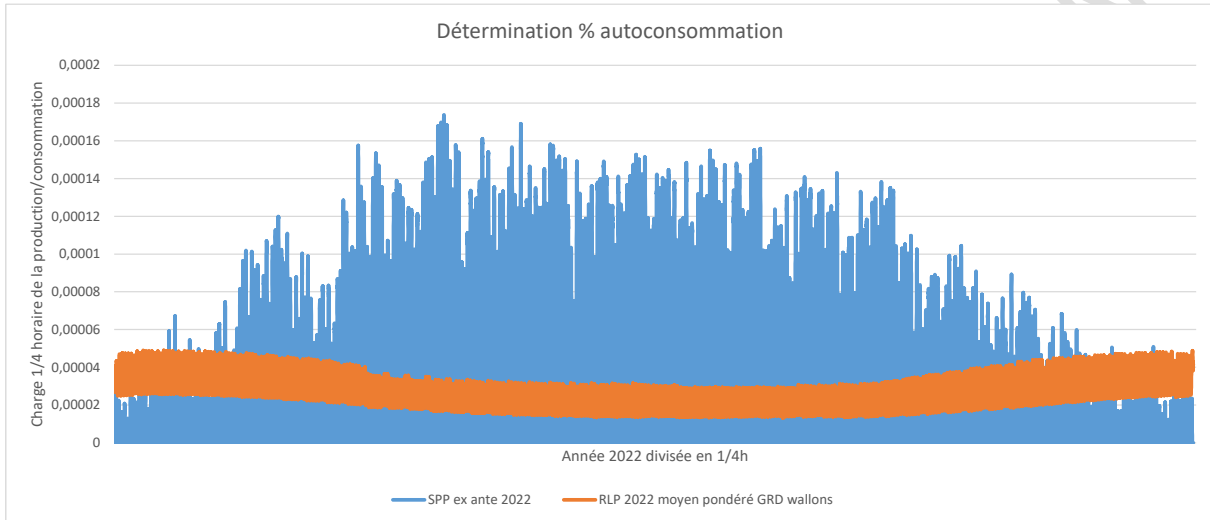
¹⁰² Dont l'article 2 prévoit que « La compensation entre les quantités d'électricité prélevées et injectées sur le réseau prend fin le 31 décembre 2023.

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

¹⁰³ « À partir du 1er janvier 2024, l'installation et l'activation de la fonction communicante d'un compteur communicant a lieu systématiquement lorsque l'utilisateur du réseau acquiert une nouvelle installation de production d'électricité d'une puissance égale ou inférieure à dix KVA, à moins que cela soit techniquement impossible ou non économiquement raisonnable ou en cas de refus conformément au paragraphe 3 ».

Le pourcentage d'autoconsommation des *prosumers*, établi à **40,26%**, a été calculé par la CWaPE en croisant la courbe de production photovoltaïque SPP *ex ante* de l'année 2022¹⁰⁴ avec la moyenne pondérée par les volumes budgétés des Real Load Profiles (RLP) normalisés des GRD wallons pour l'année 2022. Les zones où ces deux courbes se superposent représentent statistiquement les périodes d'autoconsommation quart-horaire des *prosumers*. Ce calcul se base sur l'hypothèse que, sur une base annuelle, l'installation du *prosumer* produit exactement l'énergie qu'il consomme.

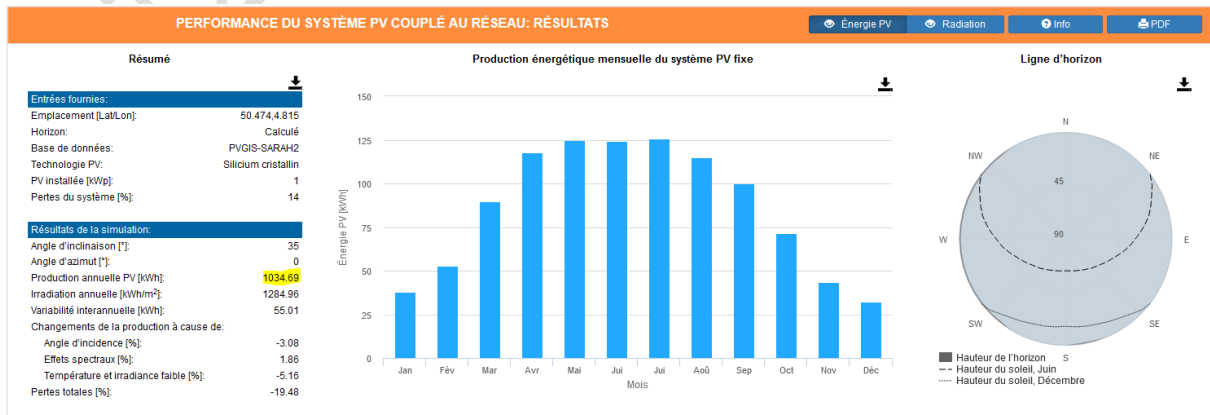
GRAPHIQUE 87 AUTOCONSUMMATION DES PROSUMERS SUR BASE DU PROFIL DE PRODUCTION SPP ET DES COURBES DE CHARGE RLP



La CWaPE précise que la notion d'autoconsommation doit s'entendre sur l'ensemble des phases du raccordement. Si un *prosumer* possède un raccordement triphasé au réseau de distribution, les tarifs de réseau s'appliquent aux prélèvements bruts, déterminés par ¼ d'heure et totalisant les flux sur les trois phases.

La production annuelle de 1 kWe passe de 910 kWh (période réglementaire 2019-2023) à 1 000 kWh (période réglementaire 2025-2029). Cette augmentation de production est justifiée par les valeurs de production photovoltaïques obtenues grâce au modèle de rendement énergétique PVGIS¹⁰⁵, logiciel développé et actualisé par la Commission européenne.

GRAPHIQUE 88 EXEMPLE POUR NAMUR



¹⁰⁴ Le profil de production synthétique *ex ante* permet d'évaluer la production attendue d'une installation PV.

¹⁰⁵ https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/fr/

Source : https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/fr/ pour l'adresse Route de Louvain-la-Neuve, 4 à 5001 Namur

Par ailleurs, le SPW Territoire, Logement, Patrimoine, Énergie a soumis à consultation les valeurs de référence relatives aux nouveaux régimes d'octroi de certificats verts. Pour cette consultation, la valeur de 1 100 heures par an est proposée pour la durée d'utilisation des nouvelles unités de production photovoltaïques.

Enfin, comme c'était déjà le cas pour la période régulatoire 2019-2023, le tarif *prosumer* ne s'applique pas au client protégé régional ou fédéral qui bénéficie du tarif social.

2.4. Tarification incitative en dehors de la basse tension (articles 76 à 91)

Pour les tarifs applicables aux utilisateurs de réseau raccordés aux niveaux de tension T-MT, MT, T-BT ou BT de catégorie 1), les dispositions sont en grande partie identiques à celles de la méthodologie tarifaire 2019-2023. Les paragraphes suivants explicitent les choix.

2.4.1. Unité tarifée

En ce qui concerne l'unité tarifée du terme capacitaire mensuel (article 80 de la présente méthodologie tarifaire), la CWaPE avait proposé de s'écarter de la tarification de la onzième pointe, solution mise en œuvre depuis 2021, pour prendre en compte la moyenne des dix premières pointes. Elle a finalement préféré maintenir la tarification de la onzième pointe.

Au cours de la consultation, des avis divergents sont apparus, certains prônant de se rapprocher au plus près des tarifs d'ELIA¹⁰⁶, et donc maintenir la onzième pointe, d'autres plaidant pour la pointe maximale (première pointe), d'autres enfin la moyenne des dix premières pointes. La onzième pointe présente l'inconvénient de ne pas tenir compte des dix valeurs les plus élevées alors même que le réseau a bien dû les absorber, mais l'avantage pour l'URD de tolérer une erreur au cours de dix quarts d'heure sur les 2 880 quarts d'heure d'un mois, comme ELIA le fait. La moyenne atténue l'écart entre les URD dont la pointe tarifée est effectivement la onzième pointe et ceux dont la pointe est, pour raisons techniques, calculée et dont l'unité tarifée est la pointe la plus élevée du mois. La pointe maximale constitue le tarif le plus réactif et était nettement préféré par les gestionnaires de réseau.

En consultation, le reproche a aussi été entendu que les tarifs en dehors de la basse tension n'étaient pas assez incitatifs. Lors de la concertation avec les GRD, la CWaPE a proposé de tarifier trois pointes, mensuellement, annuellement et « hivernalement » afin d'introduire un désincitant ciblé sur les heures critiques hivernales. Les gestionnaires de réseau ont refusé cette approche en raison de sa complexité et du coût d'implémentation de trois tarifs.

Pour éviter des coûts de mise en œuvre élevés au regard d'avantages incertains, la CWaPE a préféré maintenir la tarification de la onzième pointe.

¹⁰⁶ Voir aussi à ce sujet « Éléments déterminants des évolutions envisagées dans la proposition tarifaire 2024-2027 » publié par Elia dans le cadre de la consultation publique ouverte du 14 février au 20 mars 2023 relative à la proposition d'Elia concernant les éléments déterminants des évolutions envisagées dans la proposition tarifaire pour la période 2024-2027, dans le respect de la méthodologie tarifaire 2024-2027 adoptée par la CREG le 30 juin 2022, https://www.elia.be/fr/consultations-publiques/20230213_key-elements-of-foreseen-evolutions-included-in-the-tariff-proposal-2024-2027

Enfin, la reformulation de cet article a permis de lever toute ambiguïté sur les valeurs à utiliser lorsque les mesures de puissance ne sont pas disponibles.

2.4.2. Durée de l'historique pour la pointe annuelle

Le terme capacitaire annuel est tarifé sur une pointe désormais calculée sur douze mois glissants (article 80 de la présente méthodologie tarifaire). Au cours de la consultation, des répondants ont émis le souhait d'un rapprochement des méthodologie tarifaires entre régulateurs belges. Afin d'y répondre, d'atténuer l'effet d'une pointe du passé et de renforcer l'impact tarifaire de la pointe du mois, la pointe historique calculée sur onze mois est abandonnée au profit de la pointe annuelle calculée sur douze mois glissants incluant le mois de facturation, comme dans les méthodologies en vigueur de la CREG, de la VREG et de BRUGEL.

2.4.3. Unité tarifée de la pointe annuelle

Pour déterminer l'unité tarifée du terme capacitaire annuel, la méthodologie reprend la plus haute des pointes mensuelles tarifées au cours des douze derniers mois, ce qui revient à dire la plus haute des onzièmes pointes de chaque mois sur une année roulante. Au cours de la consultation, des GRD ont plaidé pour que la pointe maximale soit tarifée mensuellement et que la moyenne de ces pointes mensuelles soit tarifée annuellement. Dans la continuité de la méthodologie précédente, par cohérence, simplicité et lisibilité tarifaire, la CWaPE maintient la présente méthodologie tarifaire la plus haute des pointes mensuelles comme pointe historique.

2.4.4. Pondération de la pointe annuelle par rapport à la pointe mensuelle

Dans le terme capacitaire, les parts du tarif capacitaire de pointe historique et de pointe mensuelle étaient de 75% pour 25%. Le confinement et les difficultés de la pandémie ont montré qu'une pointe historique malencontreuse pesait lourdement (trois fois plus que la pointe du mois) et pendant longtemps (11 mois) sur les factures des entreprises, y compris quand l'activité était réduite. Voulant en tirer les leçons, il paraît préférable de tempérer nettement l'impact de la pointe historique, d'éviter le risque de disproportion et de renforcer la pointe mensuelle en tant que signal relativement rapide d'un comportement à décourager. Aussi, les proportions respectives de la pointe historique et de la pointe mensuelle sont ramenées à 1 pour 2 respectivement.

2.4.5. Activation par le GRD de la flexibilité

En cas d'activation par le GRD, la capacité demandée est déduite de la pointe facturée de façon à faciliter l'offre à la flexibilité aux GRD. Cette valorisation de la flexibilité avait aussi été demandée au cours de la consultation. Par contre, la CWaPE a écarté le principe de déduire la capacité demandée par le gestionnaire de réseau de transport, car il revient à mutualiser les pertes et privatiser les profits : le GRD supporterait les coûts de cette activation exogène tandis que l'URD serait rémunéré pour ce service.

2.4.6. Nombre de plages tarifaires

Par ailleurs, la CWaPE refuse de prévoir un nombre trop élevé de plages tarifaires, ou même un tarif dynamique, aux motifs que cela rendrait illisible l'incitant tarifaire, que la calibration des tarifs par le GRD serait beaucoup plus aléatoire et que l'application d'un petit nombre de plages tarifaires n'empêche pas le fournisseur d'appliquer un tarif pour la commodité qui soit basé sur d'autres plages, plus souples ou plus nombreuses, pouvant même aller jusqu'à une tarification au quart d'heure (tarif dynamique). Avant de pouvoir imaginer des changements si radicaux, une tarification qui collerait avec

des offres commerciales mériterait des tests grandeur nature à travers des projets-pilotes. Aussi, le nombre possible de plages horaires est maintenu à deux (article 84 de la présente méthodologie tarifaire).

2.4.7. Fixation des horaires des plages

Parce que le profil de consommation de ces URD est radicalement différent de celui des URD résidentiels ainsi que l'illustrent les graphiques 38 et 43 (cabines BT avec profils de consommation d'entreprises), le GRD conserve la liberté de fixer les plages horaires pertinentes par niveau de tension.

2.4.8. Tensions tarifaires pour renforcer le caractère incitatif des tarifs

En vue de rendre la tarification plus incitative et de répondre une fois encore à l'exigence de tarification incitative du décret rappelée lors de la consultation, la CWaPE impose aux GRD d'introduire un différentiel tarifaire entre heures pleines et heures creuses pour tous les niveaux de tension.

L'examen des tensions tarifaires des tarifs 2023 montre une plage de variation entre 1,00 et plus de 2,50 selon les GRD et les niveaux de tension.

TABLEAU 98 TENSIONS TARIFAIRES HEURES PLEINES ET CREUSES EN 2023 EN CAS DE MESURE DE POINTE

GRD	TMT	MT	TBT	BT	Moyenne
AIEG	1,20	1,20	1,09	1,27	1,19
AIESH	1,43	1,43	1,43	-	1,43
ORES ASSETS	1,00	1,39	1,49	1,00	1,22
RESA	2,50	2,50	2,50	2,52	2,51
REW	-	1,40	1,40	1,40	1,40
Moyenne	1,53	1,58	1,58	1,55	1,56

Afin de laisser les gestionnaires de réseau proposer des tarifs incitatifs les plus adaptés aux URD de leur territoire, la CWaPE les laisse libres d'appliquer les tensions tarifaires par niveau de tension qu'ils souhaitent pourvu qu'elles soient supérieures à 1,00 (article 84 de la présente méthodologie tarifaire).

2.4.9. Dégressivité des pointes

La présente méthodologie tarifaire reconnaît l'application d'une dégressivité appliquée par au moins un GRD, mais prévoit que l'effet de celle-ci diminue progressivement de façon à disparaître au 1er janvier 2030. L'objectif est de mettre un terme à la différence de traitement entre URD selon le GRD auquel ils sont raccordés (article 80 de la présente méthodologie tarifaire).

2.5. Tarif pour les obligations de service public (article 89)

Les règles relatives à la détermination du tarif pour les obligations de service public qui sont d'application pour la période régulatoire 2019-2023 sont maintenues pour la période régulatoire 2025-2029.

2.6. Tarif pour les surcharges (article 90)

Les règles relatives à la détermination des tarifs pour les surcharges qui sont d'application pour la période régulatoire 2019-2023 sont maintenues pour la période régulatoire 2025-2029.

2.7. Tarif pour les soldes régulateurs (article 91)

Les règles relatives à la détermination du tarif pour les soldes régulateurs qui sont d'application pour la période régulatoire 2019-2023 sont maintenues pour la période régulatoire 2025-2029.

2.8. Tarif pour dépassement du forfait d'énergie réactive

Ces dispositions ne figurent plus dans les tarifs de distribution et sont commentées dans la partie relative aux tarifs de refacturation du transport.

3. Tarifs d'injection

Peu de changements de philosophie sont apportés en matière de tarifs d'injection, par rapport à la méthodologie 2019-2023. Néanmoins, quelques ajustements sont nécessaires pour tenir compte de l'évolution du cadre légal, notamment en matière de capacité d'injection et de stockage.

Comme pour la période en cours, il est proposé de ne pas appliquer de tarif d'injection pour les installations de production de puissance nette développable inférieure à 10 kVA raccordées en basse tension.

Les installations de toute taille dont il est certain qu'elles n'injecteront jamais sur le réseau, car la production est « autoconsommée » par l'URD, ne sont pas non plus soumises au tarif d'injection. Celui-ci étant capacitair, il eut été injustifié de l'appliquer à des unités de production qui ne peuvent jamais injecter sur le réseau. L'absence de possibilité d'injection est garantie par un appareillage (relais) de type « anti-retour », conformément à l'article III.22 du RTDE.

Enfin, les installations de stockage sont également exonérées du tarif d'injection. En cas de connexion combinée, sur le même point d'accès, d'une installation de production et d'une installation de stockage, cette exonération ne vise toutefois que la capacité additionnelle de l'installation de stockage, afin de ne pas créer de discrimination injustifiée, pour ce qui concerne l'installation de production, avec d'autres installations de production non couplées à une installation de stockage, c'est-à-dire l'immense majorité des cas. La CWaPE rappelle toutefois que, pour ce qui concerne les critères techniques de raccordement, les installations de stockage restent assimilées à des installations de production, au sens de la prescription technique Synergrid C10/11 (article III.22 du RTDE).

Ce choix d'exonérer les installations de stockage peut s'expliquer par un raisonnement en deux temps :

1. l'électricité injectée par une installation de stockage couplée directement au réseau, c'est-à-dire seule sur son point d'accès, n'est pas une production d'électricité nouvelle, mais une restitution, à un moment différent et de potentielle « pénurie », de l'électricité potentiellement « excédentaire » à un autre moment, qu'elle aura stockée temporairement. L'installation de stockage représente une capacité de soutien au réseau et peut donc offrir des services de flexibilité à celui-ci. Le tarif d'injection étant lié à une mise à disposition d'un service, puisqu'il est capacitair, n'incite pas à injecter à un moment donné plutôt qu'à un autre. Vu cette absence de caractère incitatif et la nécessité d'accroître la flexibilité du réseau, il est légitime de ne pas l'appliquer. En cela, la CWaPE reste également conforme à la volonté du législateur (voir l'article 4, § 2, 25°, du décret tarifaire, qui transpose la directive 2019/944 (article 15, (4), b)), prévoyant l'absence de double redevance pour l'électricité stockée : aucun tarif d'injection proportionnel ne vise l'injection de l'électricité qui a déjà été soumise préalablement au tarif proportionnel de prélèvement en transitant en sens contraire par le même point de raccordement ;

2. la dérogation au tarif d'injection est étendue à toutes les installations de stockage, et cela s'explique par la nécessité de ne pas créer de discrimination entre les différentes configurations possible pour le raccordement de celles-ci. Derrière un même point d'accès d'un URD, une installation de stockage peut en effet être seule (raccordement direct), couplée avec une charge (ex. : batteries sur un site industriel), couplée avec une installation de production (ex. : batterie sur un parc éolien), ou encore couplée avec les deux simultanément (ex. : batteries sur un site industriel équipé de panneaux photovoltaïques). L'ensemble de ces installations de stockage peut apporter des services importants au réseau (services auxiliaires de réglage de fréquence, gestion des congestions...). Même si elles peuvent également être utilisées à des fins d'optimisation des prix d'achat-vente sur le marché, ainsi qu'à des fins de lissage du profil d'un URD, il ne peut être fait de distinction entre les différents usages. D'une part, ces autres usages peuvent également constituer indirectement un apport utile au réseau. D'autre part, le tarif étant capacitaire, aucune répartition n'est possible entre les différentes utilisations dans le temps, même si elles avaient pu être anticipées pour l'application du tarif.

Concernant les installations de production d'une puissance supérieure à 10 kVA, celles-ci sont soumises à un tarif d'injection composé d'un terme fixe et d'un terme capacitaire. Aucune distinction entre technologies de production n'est opérée dans un souci de neutralité technologique. Il n'est pas non plus fait de distinction selon la date de mise en service : toutes les installations sont soumises au nouveau tarif. De la sorte, il n'y a pas non plus d'avantage concurrentiel, qui aurait pu être perçu comme une forme de soutien indirect, entre installations mises en service antérieurement à l'entrée en vigueur de la présente méthodologie tarifaire et nouvelles installations qui se raccorderaient en cours de période régulatoire.

Comme pour la période 2019-2023, il est proposé de faire la distinction, pour la prise en compte de la capacité soumise au tarif, entre la capacité permanente et la capacité flexible, au sens de *l'arrêté du Gouvernement wallon du 10 novembre 2016 relatif à l'analyse coût-bénéfice et aux modalités de calcul et de mise en œuvre de la compensation financière*. Ce choix avait été motivé par le fait que le GRD peut, en cas de congestion, contraindre une installation de production à moduler à la baisse son injection sur le réseau. Cette modulation fait l'objet d'une compensation financière pour la perte des revenus, lorsqu'il s'agit de capacité permanente, mais n'est pas rémunérée lorsqu'il s'agit de capacité flexible. Il est donc légitime de ne pas pénaliser doublement le détenteur de capacité flexible, à hauteur de celle-ci, puisque cette capacité est entièrement et gratuitement mise à disposition du GRD.

La CWaPE est consciente que ce régime est amené à sensiblement évoluer, à la suite de la récente adoption du décret du 5 mai 2022 modifiant le décret électricité. On se dirige vers la mise à disposition d'énergie modulée, sans compensation jusqu'à un certain seuil au-delà duquel celle-ci s'applique. Ces dispositions du décret nécessitent toutefois l'adoption d'arrêtés d'exécution, qui devront déterminer notamment la manière dont il faudra désormais considérer la capacité octroyée (notion de capacité flexible au prorata de l'énergie non compensée vs volume annuel ?), ou encore la manière dont les contrats en cours seront considérés. La CWaPE tient compte du cadre légal et réglementaire actuellement en vigueur, d'où la référence à l'AGW du 10 novembre 2016. Les modifications ultérieures de cet AGW seront prises en compte et la méthodologie tarifaire pourra être adaptée, le cas échéant.

Enfin, comme pour la période tarifaire régulatoire 2019-2023, il est demandé aux gestionnaires de réseaux de calibrer leurs tarifs en les comparant aux régions et pays limitrophes, de façon à ne pas créer de distorsion de concurrence qui pourrait décourager l'investissement en Région wallonne. Le tableau des valeurs de référence pour la comparaison a été mis à jour.

4. Spécificités du stockage

Dans le cas particulier d'un raccordement dédié à une installation de stockage, la CWaPE considère, à l'instar de la Commission européenne¹⁰⁷, que le prélèvement réalisé ne constitue pas une consommation finale puisque l'énergie stockée sera ultérieurement réinjectée et sera donc consommée « finalement » ailleurs. Si lors du premier prélèvement en vue du stockage, puis du second pour la consommation finale, les tarifs pour obligations de service public et pour les surcharges étaient collectés, la même consommation d'électricité, c'est-à-dire le même fait générateur, aurait donné lieu deux fois à la même imposition. Or, le décret tarifaire exclut explicitement une « double redevance » (décret tarifaire, article 4, § 2, 25°) sur l'électricité prélevée par une installation de stockage. Le fait générateur des tarifs pour obligations de service public et pour les surcharges est l'électricité prélevée en vue de la consommation finale, ce qui n'est pas le cas lors du prélèvement en vue du stockage. Il ne peut donc y avoir de tarifs pour obligations de service public et pour les surcharges qui soient collectés lors d'un stockage dédié.

Au contraire du cas précédent, le fait générateur des tarifs pour usage du réseau est le prélèvement réalisé suite à la sollicitation du réseau électrique. Or, l'électricité stockée, puis consommée ailleurs, transite bien deux fois par le réseau de distribution en cas de stockage dédié. Il y a donc bien deux faits générateurs distincts pour la tarification de l'usage du réseau. Aucune exonération n'est donc accordée sur la partie usage du réseau des tarifs de distribution, ni sur les tarifs pour soldes régulateurs considérés comme accessoires au tarif pour usage du réseau.

En toute logique, les pertes de rendement du stockage constituent bien une consommation finale sur laquelle les tarifs pour obligation de service public et pour les surcharges sont dus. Pour calculer cette consommation finale, la CWaPE se base sur l'énergie nette, c'est-à-dire sur l'énergie prélevée de laquelle est déduite l'énergie injectée. La fonction inhérente au stockage de conservation de l'énergie dans le temps rend la réalisation de ce calcul dans un intervalle quart-horaire caduque. Il convient au contraire d'allonger au maximum l'intervalle de temps considéré pour lisser les effets de prélèvements et d'injections ponctuels. Aussi, la CWaPE a choisi de prendre en considération une période de *netting* à douze mois.

Dans le cas d'un raccordement d'une installation de stockage mais qui ne serait pas dédié à une installation de stockage, les différentes situations se ramènent à deux cas de figure. Lorsque l'installation de stockage et un consommateur se trouvent derrière le même raccordement, tous les prélèvements constituent des consommations finales, soit immédiates, soit différées grâce à l'installation de stockage. Il n'y a donc pas lieu de prévoir des dispositions tarifaires spécifiques. Lorsque l'installation de stockage et un générateur se trouvent derrière le même raccordement, la consommation (nécessaire au fonctionnement des dispositifs) est faite à partir de l'installation de stockage ou du réseau ; lorsqu'il n'y a un prélèvement, il n'y a pas non plus de raison d'appliquer un tarif spécifique. Lorsque les trois dispositifs se trouvent derrière le même raccordement, la situation revient au premier ou au second cas, voire l'un et l'autre au cours du même quart d'heure.

Enfin, le stockage d'électricité a été défini afin de cibler exclusivement le stockage d'électricité par ces dérogations tarifaires. De plus, les éléments de motivation relatifs aux tarifs d'injection sont repris dans la section relative aux tarifs d'injection. Pour mémoire, les tarifs non-périodiques restent également dus.

¹⁰⁷ European Commission. Directorate General for Energy., et al. Study on Energy Storage. Publications Office, 2023. DOI.org (CSL JSON), <https://data.europa.eu/doi/10.2833/333409>, pp 135-136.

5. Spécificités du partage d'énergie au sein d'un bâtiment

5.1. Introduction

La tarification retenue pour le partage d'énergie au sein d'un même bâtiment consiste en une réduction de 80% sur les tarifs du terme proportionnel des tarifs de distribution et de refacturation du transport. Le terme capacitaire reste d'application sur la pointe individuelle. Il n'y a aucune réduction ou adaptations relatives au terme fixe et aux tarifs pour obligations de service public et pour les surcharges.

L'analyse ci-dessous explicite le raisonnement suivi pour aboutir à ces dispositions relatives au partage d'énergie au sein d'un bâtiment. Elle abordera, dans l'ordre, la pertinence d'un tarif spécifique au partage d'énergie, puis l'analyse de différentes pistes tarifaires envisageables avant de conclure. Le partage d'énergie au sein d'une communauté d'énergie renouvelable, au sein d'une communauté d'énergie citoyenne, et l'échange d'énergie de pair à pair feront l'objet de la section suivante.

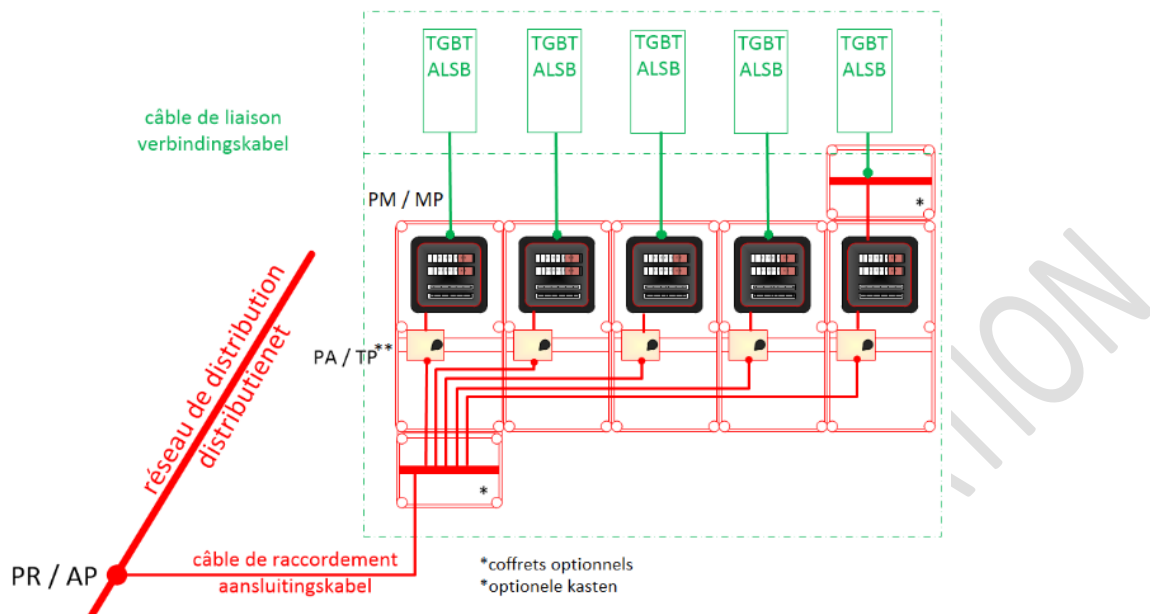
Dans cette analyse, les développements sont applicables autant aux tarifs de distribution qu'aux tarifs de refacturation du transport, tant pour les termes capacitaires que pour les termes proportionnels. L'analyse a été réalisée pour des bâtiments raccordés en BT ou à des niveaux de tension supérieurs (pour TBT, MT et TMT). Elle est aussi applicable lorsqu'il existe des utilisateurs sur plusieurs niveaux de tension au sein d'un même bâtiment.

5.2. Pertinence d'un tarif spécifique

Les tarifs de distribution et de refacturation du transport sont applicables à tous les utilisateurs du réseau de distribution. L'article 4, § 2, 23°, du décret tarifaire prévoit que la méthodologie contribue au développement du partage au sein d'un même bâtiment. En l'occurrence, un tarif spécifique est ce qui permet le mieux de répondre à cet objectif de développement à la fois car la dimension physique du réseau au sein d'un bâtiment extrêmement réduite, souvent de l'ordre d'une dizaine de centimètres, que les pertes en ligne sont négligeables, que la production partageable reste fortement circonscrite par le périmètre du bâtiment et que la nécessité d'un dispositif technique (transformateur,...) entre les installations de production et de consommation concernées est faible.

À titre illustratif, les schémas standards de raccordement au réseau de distribution d'électricité relatifs aux immeubles à appartements figurant dans les prescriptions techniques C1/117 de Synergrid, montre la courte longueur du câble de liaison, élément du réseau, représenté par des traits gras horizontaux. L'ajout d'une installation photovoltaïque n'en changerait pas ou pas beaucoup la longueur, ni l'absence de besoin d'un transformateur.

GRAPHIQUE 89 PLUSIEURS URD BT (IMMEUBLE À APPARTEMENTS)



Toutefois, l'usage du réseau de distribution, ou des services du gestionnaire de réseau, en cas de partage d'énergie au sein d'un même bâtiment, n'est pas nul. En effet, il a en commun avec l'URD classique, les services techniques du GRD comme la surveillance de la tension et de la fréquence, ou le dépannage. Par contre, il diffère de l'autoconsommation individuelle, qui n'a pas de tarif spécifique, par sa temporalité : dans le cas de l'autoconsommation individuelle, la consommation de la production est comptabilisée de manière instantanée¹⁰⁸ et le surplus est injectée sur le réseau, alors que dans le partage d'énergie, la consommation est comptabilisée sur une base quart horaire sans résidu de production, toute la production étant répartie entre les participants à l'opération de partage par quart d'heure. L'électricité partagée transite par le réseau, nécessitant une infrastructure réseau robuste et dimensionnée pour tenir compte des prélèvements et injections de tous les URD, même si elle est de longueur courte, contrairement à l'électricité autoproduite et autoconsommée qui lorsqu'elle est consommée en instantanée ne transite jamais par le réseau. Enfin, parce que le législateur a maintenu chaque URD dans ses devoirs et obligations sans structure juridique intermédiaire et que le partage au sein d'un même bâtiment implique une utilisation du réseau pour permettre le partage entre participants, il amène également pour le partage au sein d'un même bâtiment chez le gestionnaire de réseau de distribution des charges administratives (création, modification, retrait) et informatiques (application des clés de répartition et communication vers les acteurs) supplémentaires qui justifient le maintien d'une forme de tarifs réseaux.

En conséquence, au vu de la longueur très courte du réseau et de la nécessité de permettre le déploiement d'installations de production sur des habitations collectives, il paraît justifié de prévoir un tarif spécifique au partage d'énergie au sein d'un bâtiment. À ce stade, il importe d'insister sur le fait qu'un tarif spécifique signifie des tarifs plus adaptés à la situation particulière du partage d'énergie au sein d'un même bâtiment. Si pour certaines prestations, le tarif pourrait se voir réduit par rapport à sa hauteur normale, il est tout à fait possible que, malgré des investissements potentiellement réduits, certaines prestations plus conséquentes puissent justifier un renchérissement de postes tarifaires.

¹⁰⁸ Le régime de la compensation accordé aux *prosumers* dérogeait à ce principe en effectuant la compensation sur base annuelle. Il ne sera plus accordé à partir du 1^{er} janvier 2024 aux nouveaux *prosumers*.

Enfin, d'autres scénarios tarifaires restent imaginables. Ils pourront toujours être testés dans le cadre de projets-pilotes.

5.3. Pistes tarifaires

5.3.1. Analyse d'un ajustement du terme capacitaire

Vu qu'un des enjeux des réseaux du futur est de maîtriser au mieux les pointes afin de limiter les investissements, il ne paraît pas judicieux d'accorder de réduction sur les tarifs capacitaires.

La CWaPE relève que l'utilisateur du réseau au sein d'une communauté d'énergie ou d'un partage au sein d'un même bâtiment maintient son raccordement au réseau et un service réseau similaire à celui d'un autre URD. La CWaPE reste donc favorable au maintien des tarifs capacitaires sans adaptation et d'application générale, ainsi qu'à l'application de ces tarifs à la pointe mesurée de chacun des occupants, sous réserve qu'ils soient effectivement soumis à un tarif avec mesure de pointe.

5.3.2. Analyse d'une réduction du terme proportionnel

La CWaPE a analysé différentes manières d'appliquer une réduction du terme proportionnel afin de déterminer celle qui serait la plus pertinente sur base d'une grille SWOT¹⁰⁹.

5.3.2.1. Mise à zéro du terme proportionnel

Les avantages identifiés d'une exonération du tarif proportionnel sont :

- la simplicité apparente ;

Les opportunités identifiées sont :

- favorise l'investissement en production locale (photovoltaïque) ;
- apporte plus d'équité, à la fois entre occupants d'appartement, qui ne pouvaient pas disposer d'installation de production, et occupants de maisons individuelles qui le pouvaient.

Les inconvénients identifiés sont :

- pour un budget donné, les montants non perçus sont récupérés auprès des non participants. Or, la gratuité impose une charge relativement plus lourde aux non participants ;
- discrimination potentielle pour des services rendus mais non tarifés : réglage fréquence, back-up, comptage, ...

Les risques identifiés sont :

- création de bulle ;
- renforce l'utopie que le réseau n'apporte pas de valeur ajoutée ;
- rend difficile une éventuelle correction ultérieure du tarif à la hausse (puisque gratuit).

¹⁰⁹ Strengths, Weaknesses, Opportunities and Risks

5.3.2.2. Réduction faible du terme proportionnel

La présente méthodologie tarifaire prévoit l'introduction de plages horaires nouvelles. Dès lors qu'il est envisagé de rendre la plage en heures solaires beaucoup plus attractive que les autres, par exemple par un tarif nul, le partage d'énergie, également incitatif mais dans un espace limité, aboutirait à l'octroi d'avantages moindres qu'aujourd'hui puisque les heures les plus productives seraient également les moins tarifées. Ce fait nouveau réduit la portée de tout avantage tarifaire accordé, doit être pris en compte dans la calibration de cette réduction et en justifie une plus forte pour maintenir l'attractivité du partage d'énergie au sein du même bâtiment.

L'avantage tarifaire prodigué doit être suffisamment substantiel pour effectivement constituer un avantage sensible faute de quoi le jeu n'en vaudrait pas la chandelle. De plus, une réduction tarifaire trop faible ajouterait une complexité administrative et technique sans réelle valeur ajoutée. Pour toutes ces raisons, cette option est écartée.

5.3.2.3. Réduction forte du tarif proportionnel

Les avantages identifiés d'une réduction forte du tarif proportionnel sont :

- l'absence de discrimination puisque les services rendus (réglage de la fréquence, back-up, comptage, dépannage, ...) restent tarifés ;
- le maintien de la possibilité d'ajuster le tarif à la hausse comme à la baisse sur base du retour d'expérience, ce qui réduit le risque d'une bulle spéculative ;
- le maintien de la possibilité de moduler le tarif selon le *time of use* pour inciter encore d'une autre façon à des modifications de comportement.

Les opportunités identifiées sont :

- favorise l'investissement en production locale (photovoltaïque) ;
- apporte plus d'équité, à la fois entre occupants d'appartement, qui ne pouvaient pas disposer d'installation de production, et occupants de maisons individuelles qui le pouvaient.

Les inconvénients identifiés sont :

- peu intuitif, moins facile à appréhender ;
- pour un budget donné, les montants non perçus sont récupérés auprès des non participants, mais la contribution minimale et le mécanisme de révision permettent une répercussion allégée.

Aucun risque inhérent à ce mécanisme n'a été identifié.

La directive RED II¹¹⁰ énonce en son article 21, § 4, que :

« [...] Les États membres peuvent faire une distinction entre les autoconsommateurs d'énergies renouvelables agissant de manière individuelle et ceux agissant de manière collective. Toute différenciation de la sorte est proportionnée et dûment justifiée ».

La CWaPE relève que pour la part d'énergie autoconsommée simultanément, l'autoconsommateur agissant de manière individuelle est exonéré des tarifs du terme proportionnel lequel reflète l'usage du réseau.

A contrario, comme relevé *supra*, le partage au sein d'un même bâtiment implique pour chaque électron partagé un transit par le réseau – certes de très courte distance. De même, il existe bien une charge administrative supplémentaire (comptage spécifique) pour le gestionnaire de réseau, laquelle n'existe pas pour l'autoconsommateur agissant de manière individuelle.

Ces différences justifient le maintien de tarifs sur les tarifs du terme proportionnel¹¹¹. Néanmoins, la CWaPE est d'avis que vu la courte distance sur le réseau et la faible utilisation en résulte, ainsi que la nécessité de soutenir le modèle pour permettre l'accès à l'autoconsommation pour les personnes installées dans des bâtiments collectifs, il y a lieu de prévoir une réduction forte, à savoir de 80% des

¹¹⁰ Directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj>

¹¹¹ Pour mémoire, les questions des tarifs spécifiques pour le terme capacitaire et pour le terme fixe sont examinées respectivement dans la rubrique précédente et dans la suivante.

tarifs proportionnels pour l'utilisation du réseau. Ceci sera également de nature à encourager une modification des comportements pour ce segment d'utilisateurs.

5.3.2.4. Conclusion pour la tarification du terme proportionnel

Sur la base des analyses ci-dessus, la réduction forte du terme proportionnel au partage d'énergie au sein d'un bâtiment est préférée pour toutes les formules tarifaires, car elle présente moins de risques et plus d'avantages, en particulier la continuité de la tarification d'un service rendu, la facilité d'ajustement et la possible modulation selon le time of use.

5.3.3. Analyse d'un terme périodique fixe spécifique

Comme le partage implique des charges administratives et de gestion supplémentaires à celles pour des URD ordinaires pour le gestionnaire de réseau (celui-ci doit mesurer la production à partager, calculer les parts de chacun et enfin, déduire la production partagée), il serait justifié d'instaurer un terme fixe spécifique plus élevé que le terme fixe normal. Cela est d'autant plus logique que, à la grande différence d'un *prosumer* dont le prélèvement est effectivement diminué de sa production, le partage d'énergie au sein d'un bâtiment utilise le réseau à la fois pour le prélèvement, physiquement inchangé, que pour le partage lui-même. Il pourrait être établi sur base forfaitaire par URD, plutôt que par bâtiment ou au prorata de la puissance totale des raccordements.

Néanmoins parce que par ses effets, il émousse le caractère incitatif des termes périodiques proportionnels ou capacitaires, un terme périodique fixe n'a de sens qu'à la condition de présenter lui-même d'autres avantages.

En termes d'avantages, il permet d'un côté à l'URD qui se joint à une opération de partage de connaître exactement l'ampleur du risque qu'il prend et d'un autre il permet au gestionnaire de réseau de réduire son risque budgétaire en bénéficiant d'une rentrée fixe qui pourrait compenser, même partiellement, l'octroi d'un avantage sur les autres termes périodiques. Aussi, cela répartirait les coûts supplémentaires du GRD sur une période plus courte et s'insérerait dans la mécanique récurrente des tarifs périodiques.

Pour demeurer intéressant, ce terme fixe périodique devrait rester modéré car une tarification trop élevée rendrait la tarification du partage d'énergie moins incitative. Il devrait aussi rester appliqué par URD plutôt que globalement aux bâtiments avec partage afin d'éviter des dissensions entre occupants en cas de vacance d'un appartement ou de non-participation d'un occupant.

La présence possible d'utilisateurs de niveaux de tension différents au sein d'un même bâtiment plaide aussi pour une tarification forfaitaire au travers d'un terme périodique fixe fonction du niveau de tension.

A contrario, en termes d'inconvénients, il existe au moins deux arguments pour s'abstenir de prévoir un tarif périodique fixe : le caractère incitatif des tarifs et l'équité avec les communautés d'énergie.

Premièrement, conformément aux obligations qui lui incombent et à sa politique régulatoire, la CWaPE préfère minimiser les tarifs fixes et renforcer les signaux tarifaires incitant à consommer aux moments favorables pour le réseau, c'est-à-dire la collectivité, en vue de réduire les investissements et ce, dans l'intérêt général. Cette orientation est d'ailleurs conforme avec le décret tarifaire qui impose un caractère incitatif aux tarifs.

Deuxièmement, il résulte des processus et services sous-jacents une logique à tarifier de la même façon le partage d'énergie au sein d'une communauté d'énergie et le partage d'énergie puisque les services rendus par les GRD aux participants desdites opérations de partage sont similaires. De la même

manière que la réduction sur le terme proportionnel ne peut trouver à s'appliquer aux communautés d'énergie comme cela sera expliqué ci-dessous, un tarif fixe spécifique n'est pas justifié. Pour ces raisons, la CWaPE rejette l'idée d'un terme périodique fixe majoré dans le cas du partage d'énergie au sein d'un bâtiment appliquée de façon généralisée.

5.3.4. Surcharges et obligations de service public

Dans le cas du partage, la consommation finale de l'utilisateur de réseau prise dans son ensemble reste inchangée et transite par le réseau qu'elle résulte ou non du partage. S'il a été argué qu'une réduction tarifaire de l'usage du réseau (réduction des tarifs du terme proportionnel) se justifiait pour le partage au sein d'un même bâtiment, puisque cet usage du réseau pouvait être considéré comme moindre, il n'en va pas de même avec les services publics financés par les obligations du même nom.

Les besoins de la collectivité financés par les surcharges ne dépendent pas de l'usage du réseau et sont répercutés à travers les surcharges sur l'ensemble des utilisateurs du réseau. Retirer de leur base de financement une certaine quantité de kilowattheures sur lesquels s'appliquent ces tarifs spécifiques rendrait inévitablement plus chers les kilowattheures toujours soumis puisque les besoins collectifs restent inchangés, et de facto réduirait la base de prélèvement desdites surcharges.

La CWaPE estime que les réductions tarifaires développées ci-dessus répondent à la double exigence de l'article 4, § 2, 23°, du décret tarifaire de contribuer au développement des activités de partage d'énergie et d'assurer l'équilibre entre la solidarité des coûts et des contributions d'une part et les surcharges et autres frais régulés d'autre part. Dès lors, la CWaPE est d'avis que les tarifs pour les surcharges et obligations de services public doivent rester dus par l'ensemble des utilisateurs du réseau.

Pour le surplus, la CWaPE rappelle que le stockage est soumis à un autre régime (cf. [supra](#)) pour la partie d'énergie ne répondant pas à la qualification de consommation finale.

5.3.5. Analyse d'une tarification non-périodique spécifique

Dans son projet initial de méthodologie tarifaire, la CWaPE avait choisi d'interdire tout tarif non-périodique spécifique au partage d'énergie au sein d'un même bâtiment, sans non plus permettre de tarifs périodiques spécifiques. Vu que les dispositifs tarifaires constituent un tout, l'introduction de tarifs périodiques spécifiques implique de se poser ou non la question du maintien de cette interdiction et de sa pertinence.

Les tarifs non-périodiques couvrent typiquement des besoins ponctuels liés au raccordement, à la mise en route d'un service ou à des événements propres à un point de raccordement comme un changement de compteur. Le démarrage d'un partage d'énergie au sein d'un bâtiment, notamment avec la charge administrative supplémentaire pour le gestionnaire de réseau, pourrait suffire à justifier d'un tarif non-périodique. Toutefois, le propre d'un immeuble avec plusieurs occupants est que chacun va naturellement pouvoir cesser son occupation du bâtiment à des moments différents. Un tarif unique ne reflèterait pas correctement ces situations. Si un tarif non-périodique appliqué à chaque modification des habitants de l'immeuble pourrait avoir du sens sur le plan des principes de tels tarifs risqueraient de décourager les nouveaux occupants d'adhérer au partage devant des coûts uniques probablement élevés puisqu'ils devraient couvrir la charge administrative du GRD pendant toute la durée d'occupation. L'attractivité financière du partage en serait réduite d'autant. Un dernier élément en défaveur de la mise en place d'un tarif non-périodique, même ponctuel et limité, découle de la cohérence par rapport au régime tarifaire applicable aux communautés d'énergie lequel prévoit l'interdiction de la mise en place d'un tarif non-périodique spécifique (voir §6 ci-dessous).

Parce que les faits générateurs d'un éventuel tarif non périodique spécifique restent très limités, que le partage d'énergie au sein d'un bâtiment est appelé à se généraliser, qu'il convient d'éviter de faire porter toute la charge de nouveaux développements informatiques sur les premiers utilisateurs et en vue de contribuer au développement des activités de partage au sein d'un bâtiment, qu'il convient de traiter en cohérence les participants à une opération de partage que cela soit au sein d'un même bâtiment ou au sein d'une communauté d'énergie, la CWaPE maintient l'interdiction de tarifs non périodiques spécifiques pour les années 2025 à 2029.

5.4. Conclusions sur le partage d'énergie au sein d'un bâtiment

La tarification spécifique pour l'énergie partagée au sein d'un bâtiment, constituée d'une réduction de 80% sur les termes proportionnels des tarifs de distribution et de refacturation du transport, constitue un avantage tarifaire certain reflétant forfaitairement une utilisation réduite du réseau. Le grand avantage de cette option réside en son caractère purement incitatif : l'URD gagnera dès lors qu'il consommera pendant le même quart d'heure que l'énergie est produite. Le but d'accorder un avantage tarifaire uniquement en cas de modification du comportement semble ainsi atteignable.

5.5. Mise en œuvre

Pour ce qui concerne la mise en œuvre, vu qu'une activité de partage d'énergie ne commence pas nécessairement le 1er jour du mois, la recommandation serait d'appliquer les dispositions spécifiques à la répartition des volumes dans le cas du partage par mois complet au travers de modalités tarifaires ou contractuelles, tant en démarrage d'un partage qu'en sortie et à défaut d'autres dispositions légales ou réglementaires.

6. Spécificités des communautés d'énergie et du pair à pair

6.1. Analyse pour les communautés d'énergie

S'il a en commun avec l'URD classique des services techniques du GRD comme la surveillance de la tension et de la fréquence, ou le dépannage, le partage d'énergie au sein d'une communauté d'énergie est résolu de façon quart horaire, comme dans le cas du partage au sein d'un même bâtiment. De plus, l'électricité partagée transite toujours par le réseau, nécessitant une infrastructure robuste et dimensionnée pour tenir compte des prélèvements et injections.

Si la directive RED II tend à assimiler autoconsommateurs agissant individuellement et autoconsommateurs agissant collectivement, elle permet néanmoins aux États membres de traiter ceux-ci de manière différenciée pour autant que cela soit justifié et proportionnel. À cet égard, il convient de relever que le partage au sein de la communauté d'énergie répond à d'autres spécificités, lesquelles justifient un traitement différencié par rapport au partage au sein d'un même bâtiment.

Tout d'abord, le partage d'énergie au sein d'une communauté utilise pleinement le réseau et, à la différence du partage au sein d'un même bâtiment, potentiellement sur de longs parcours à travers la Wallonie. Ces infrastructures réseaux sont donc beaucoup plus susceptibles d'être parcourues par des flux d'électricité destinés à ou provenant d'URD ne participant pas à la communauté, une fois encore au contraire de ce qui se passe au sein d'un même bâtiment.

Si le partage au sein d'un même bâtiment permet, par nature, à des personnes qui n'ont pas de moyens de production, d'y avoir accès plus facilement, la participation à une communauté d'énergie ne répond

pas à cette seule exigence dans la mesure où elle pourrait poursuivre d'autres objectifs, et ce toujours au moyen d'un usage important du réseau.

Ensuite, en guise d'analyse coûts-bénéfices, plusieurs projets-pilotes ont testé ou testent encore le partage d'énergie au sein d'une communauté d'énergie renouvelable ou citoyenne. Les résultats de ces pilotes ne montrent généralement aucun impact favorable sur le réseau susceptible de justifier une réduction tarifaire ou alors sous conditions tellement strictes que cela en devient improbable et surtout non généralisable. Dans les meilleurs des cas, une réduction de la pointe de l'ordre de 1% a été observée sans toutefois pouvoir être attribuée à l'effet de l'action de la communauté. Vu qu'à ce stade, aucun avantage significatif pour le réseau n'a pu être décelé, ce qui aurait pu justifier un avantage tarifaire, la CWaPE considère qu'appliquer une réduction du terme proportionnel n'est pas justifié pour les opérations de partage au sein d'une communautés d'énergie.

Par contre, comme la charge, en particulier administrative, pour le gestionnaire de réseau s'accroît, une majoration du terme fixe pourrait se comprendre, mais, de façon similaire au partage au sein d'un même bâtiment, elle rendrait la tarification moins incitative et risquerait même de compromettre la viabilité des plus petites communautés d'énergie.

L'application de tarifs capacitaires basés sur la pointe communautaire plutôt que sur la pointe individuelle pourrait aussi avoir du sens dans de rares cas pertinents pour le réseau, comme lorsque plusieurs utilisateurs situés à proximité les uns des autres et sur une portion étroite de réseau arrivent, à certains moments, par une gestion coordonnée de la consommation et de la production, à déplacer leur pointe pour éviter une congestion. Cela n'est toutefois pas généralisable, d'autant plus que les sollicitations du réseau restent inchangées.

Pour ces raisons, la CWaPE maintient l'application des tarifs périodiques de distribution et de transport inchangés pour le partage d'électricité au sein d'une communauté d'énergie, et ne majore pas le terme fixe.

Enfin, en l'absence d'autre disposition tarifaire spécifique et malgré la réalité des services supplémentaires rendus par les GRD aux participants aux communautés d'énergie, en vue de promouvoir le développement du partage d'énergie et la mise en œuvre des communautés d'énergie conformément à la directive RED II et à l'article 4 du décret tarifaire, la CWaPE reste d'avis qu'il ne faut pas appliquer des tarifs non-périodiques spécifiques aux communautés d'énergie.

La CWaPE prévoit d'organiser des appels à projets-pilotes sur la base de propositions tarifaires connues en vue de mesurer des modifications de comportement utiles à la collectivité, en particulier, mais pas uniquement, dans une communauté d'énergie. Les pistes à explorer pourraient par exemple concerner le partage au sein d'une communauté d'énergie dont les participants sont raccordés derrière une même cabine, par exemple sur la base de ce qui est proposé pour le partage au sein d'un même bâtiment ou sur la base d'un facteur d'ajustement (appliqué à la pointe commune, ce facteur d'ajustement diminuerait la partie capacitaire de la facture pour les participants qui réduiraient collectivement leur impact sur le réseau grâce à des modifications coordonnées de leur comportement, conserverait la facture inchangée en l'absence de changement de comportement et la renchérirait en cas de détérioration du profil).

6.2. Analyse pour le pair-à-pair

Les tarifs de distribution et de refacturation du transport sont maintenus car les échanges de pair-à-pair constituent conceptuellement une forme réduite à l'extrême de communauté d'énergie dans laquelle les participants, certes liés par des contrats de nature différente, sollicitent le réseau de façon identique à une communauté, sans non plus d'exigence de proximité. En d'autres mots, leurs besoins

de réseau seront, pour autant qu'on puisse le deviner à ce stade de la mise en œuvre, inchangés par rapport à un utilisateur de réseau « classique ». Si cela venait à évoluer notamment lors de la mise en œuvre de ce concept en Région wallonne, la CWaPE se réserve la possibilité de recourir à une révision de la méthodologie tarifaire sur ce point.

Comme pour les communautés d'énergie et pour les mêmes raisons, l'absence de tarifs périodiques spécifiques et l'interdiction de tarifs non-périodiques spécifiques est maintenue pour les échanges de pair-à-pair.

SECTION 3 : LES TARIFS PÉRIODIQUES DE DISTRIBUTION DE GAZ

Contrairement aux tarifs de distribution d'électricité BT qui ont fait l'objet d'une révision en profondeur par la CWaPE, les tarifs périodiques de distribution de gaz et leur structure n'ont pas fait l'objet d'une telle révision.

D'une part, le gaz pouvant être stocké directement dans les conduites haute et moyenne pression, l'instantanéité entre l'offre et la demande n'est pas une préoccupation. Il n'y a donc pas de nécessité d'inciter les utilisateurs du réseau à réaliser leurs prélèvements de gaz à certains moments de la journée plutôt qu'à d'autres.

D'autre part, si le besoin en gaz restera important en Région wallonne en tant que vecteur énergétique de transition, il n'y a toutefois pas d'attente ou de risque de voir la pointe du réseau augmenter significativement comme en électricité¹¹².

Par rapport à la méthodologie tarifaire 2019-2023, la CWaPE propose toutefois les modifications suivantes :

- le gaz porté est ajouté dans la grille tarifaire (en tant que supplément) afin de tenir compte de ces projets en 2025-2029, projets qui consistent à alimenter une zone blanche en gaz, via un réseau de distribution de gaz, non directement connecté au réseau de transport. Le gaz - gaz naturel comprimé (CNG) ou gaz naturel liquéfié (GNL) - est acheminé dans ces zones par camion afin d'alimenter le réseau de distribution. Un projet de ce type pour alimenter une commune est en développement chez un GRD (article 100, § 4 de la présente méthodologie tarifaire) ;
- au niveau de l'injection de gaz, le projet de méthodologie tarifaire proposait d'instaurer une dégressivité du tarif d'utilisation du réseau, en fonction des volumes injectés, cela afin de ne pas pénaliser les grandes installations de production et tenir compte des économies d'échelles faites par le GRD. Lors de la concertation, les GRD ORES et RESA ont toutefois estimé que cette proposition de la CWaPE était impossible à mettre en œuvre. Ils proposent à la place d'instaurer un tarif fixe mensuel. Cette proposition n'est pas acceptable par la CWaPE car elle ferait supporter aux petits producteurs des coûts excessifs. Par ailleurs, un tarif fixe serait particulièrement pénalisant si la production devait être temporairement suspendue ou

¹¹² Toutefois, si le nombre de projets d'injection de gaz devait se développer fortement, cette affirmation ne serait plus entièrement correcte, pour la période estivale. La CWaPE, à l'heure de la rédaction de ce document, ne dispose pas d'éléments allant dans le sens d'un développement fort des projets d'injection.

réduite, la totalité des coûts d'injection devant être supportés par le producteur. La CWaPE propose dès lors de ne pas modifier la structure des tarifs d'injection de gaz par rapport à la méthodologie précédente et de maintenir le principe d'un tarif proportionnel aux volumes de gaz injectés sur le réseau de distribution associé à un plafonnement à hauteur de 50 000€/année civile.

Deux éléments sont également à noter :

- les tarifs couvrent désormais l'injection de tous les gaz compatibles, et plus seulement les gaz issus de sources d'énergie renouvelables (gaz SER). La CWaPE juge opportun de rappeler que l'article 29^{ter} de l'AGW du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché du gaz vise uniquement les producteurs de gaz SER. La CWaPE invite par conséquent les GRD à prévoir un tarif non-périodique pour l'installation d'une cabine d'injection de gaz qui soit applicable aux producteurs de gaz non-SER ;
- même s'il n'a pu être activé lors de la période régulatoire 2019-2023 faute de projet concret et de visibilité suffisante sur les perspectives technologiques, la CWaPE propose de maintenir la possibilité pour les GRD d'introduire un tarif pour la gestion du rebours. Celui-ci est applicable aux installations qui injectent des volumes supérieurs à la capacité du réseau, et pour lesquels le GRD peut mettre en place une solution de rebours vers un réseau de pression supérieure en vue d'accroître la capacité d'absorption.

La CWaPE veillera dans l'élaboration du revenu autorisé des GRD wallons à ce que le tarif de distribution de gaz soit maintenu à un niveau raisonnable.

La CWaPE continuera à suivre et à encourager – lorsque cela se révèle économiquement justifié et apporte une plus-value sociétale ou environnementale - les projets-pilotes potentiels relatifs au gaz. Un design tarifaire spécifique et adapté pourra être développé, au cas par cas, par type de projet ou de service.

CHAPITRE 2 – LES TARIFS NON-PÉRIODIQUES DE DISTRIBUTION

S'agissant des tarifs non-périodiques de distribution, la CWaPE confirme l'harmonisation et l'uniformisation entamée depuis 2019, renforce ce dispositif et le met à jour. Les éventuelles modifications par rapport à la méthodologie tarifaire 2019-2023 sont exposées ci-dessous.

SECTION 1 : GÉNÉRALITÉS

Cette section traite des articles 110 à 116.

1. Portée des tarifs non-périodiques

En vertu du décret, les tarifs non-périodiques concernent les prestations régulées des gestionnaires de réseau, tous les utilisateurs de réseau y sont soumis et aucune dérogation n'est possible. Aucun changement n'a été apporté sur ces points (articles 110 et 111 de la présente méthodologie tarifaire).

2. Description des tarifs non-périodiques

Dans une logique d'harmonisation entre GRD au niveau des tarifs non-périodiques, le projet de méthodologie tarifaire proposait une structure identique de description des prestations tarifées (article 112 de la présente méthodologie tarifaire).

À la suite de la consultation, la CWaPE a confirmé ce choix et a ajouté la précision qu'un prix dans les tarifs peut être exprimé en euros ou par simple renvoi à un, ou évidemment, plusieurs autres tarifs.

3. Justification des tarifs non-périodiques proposés

Afin de permettre un contrôle plus fin, en particulier par une meilleure compréhension par le régulateur de la façon dont le tarif a été construit, la présente méthodologie tarifaire précise que les GRD reprennent dans leur proposition tarifaire les détails des hypothèses, des raisonnements et des calculs ayant abouti à la fixation des tarifs non-périodiques (article 113 de la présente méthodologie tarifaire).

4. Critères d'application des tarifs non-périodiques

La présente méthodologie tarifaire (article 114) conserve les critères d'application des tarifs non-périodiques qui peuvent donner lieu à tarification, prévus dans la méthodologie tarifaire 2019-2023, tout en les reformulant légèrement par souci de lisibilité.

Pour donner suite à une remarque formulée dans le cadre de la consultation, l'affectation (injection ou prélèvement) a été retirée des critères généraux applicables à tous les tarifs non-périodiques, mais conservée comme critère spécifique possible pour les études, comme dans la méthodologie tarifaire 2019-2023. Cette modification n'aurait en effet pas été pertinente pour la plupart des cas. Par ailleurs, toujours pour les tarifs d'études, il n'a pas été donné suite à une autre suggestion issue de la consultation consistant à tenir exclusivement compte de la puissance ajoutée pour déterminer le tarif. En effet, la nécessité technique d'une étude plus poussée dépend d'abord de la puissance totale, alors qu'un ajout marginal de puissance ne nécessite pas toujours une étude plus poussée, certainement tant qu'il maintient l'installation dans une certaine plage. De plus, la présente méthodologie a déjà été amendée par rapport à la situation en vigueur en 2019-2023 en précisant que le tarif tient compte à la fois de la puissance ajoutée et de la puissance totale.

En outre, les tarifs relatifs à la pose et à la fourniture de câble doivent permettre d'établir des devis suffisamment précis pour être compris par les URD. Pour les grands chantiers, en particulier des chantiers éoliens, il est en effet arrivé que la concision de l'étude détaillée (qui contient l'offre de prix) ne permette de saisir qu'imparfaitement les défis techniques du projet et empêche la formulation d'alternatives constructives par l'URD, ce qui pourrait limiter l'attractivité par rapport aux régions voisines.

5. Indexation

La présente méthodologie tarifaire (article 115) rappelle les modalités d'indexation afin d'éviter des différences dans les tarifs malgré l'uniformisation, dans l'éventualité de pratiques subtilement diverses.

6. Rétroactivité

La présente méthodologie tarifaire (article 116) rappelle que les tarifs ne peuvent être appliqués de façon rétroactive.

SECTION 2 : HARMONISATION ET UNIFORMISATION

Cette section traite des articles 117 à 119 de la présente méthodologie tarifaire.

1. Harmonisation et uniformisation dès 2025 (articles 117 et 118)

Le principal changement apporté aux tarifs non-périodiques concerne la mise en œuvre de l'harmonisation (mêmes prestations) et de l'uniformisation (mêmes prix) des tarifs non-périodiques entre gestionnaires de réseau en Wallonie (article 117, § 2, de la présente méthodologie tarifaire). Cette modification s'inscrit dans la continuité de l'article 95 de la méthodologie 2019-2023, qui prévoyait en effet explicitement qu'au cours de la période régulatoire 2019-2023, les gestionnaires de réseaux de distribution devaient mettre tout en œuvre pour harmoniser et uniformiser au mieux leurs tarifs non-périodiques de distribution à l'échéance du 1^{er} janvier 2024. La méthodologie tarifaire pour l'année 2024 a prolongé ce délai de mise en œuvre. La présente méthodologie confirme l'harmonisation et l'uniformisation annoncée par la méthodologie 2019-2023.

Les tarifs non-périodiques visés par l'harmonisation et l'uniformisation **depuis 2019** étaient ceux les plus fréquemment facturés, soit ceux couverts par les thématiques suivantes :

- 1° les tarifs pour les raccordements basse tension en zone d'habitat ;
- 2° les tarifs pour les raccordements d'immeubles à appartements ;
- 3° les tarifs pour les raccordements de lotissements ;
- 4° les actes de comptage ;
- 5° les coupures ;
- 6° les études de détail et d'orientation.

Au vu du feedback donné par les GRD sur l'avancement des travaux d'harmonisation et d'uniformisation, la CWaPE confirme cette liste initiale, tout en l'adaptant aux réalités du moment. Ainsi, la CWaPE considère justifié d'imposer des conditions tarifaires identiques à travers la Wallonie aux raccordements de station CNG. En effet, le tarif de raccordement en gaz dépend de la consommation prévue. Sans harmonisation, une nouvelle station CNG pourrait non seulement se voir appliquer une catégorie de consommation différente selon le GRD, mais encore être soumise à un tarif

plus élevé, faute d'historique, qu'une station existante (peu importe le GRD). L'uniformisation assure un *level playing field* et évite ainsi une distorsion de concurrence entre stations-services. Les raccordements de stations CNG sont donc aussi ajoutés à la liste des tarifs non-périodiques harmonisés et uniformisés.

Les bornes de rechargement figuraient dans le projet initial mais en ont été retirées. Les répondants à la consultation ont à juste titre fait remarquer que « ce type de prestation est à considérer comme un raccordement "classique" (aucune nécessité de procéder à une distinction tarifaire) ».

Par cohérence, la CWaPE a remplacé le lotissement par les notions équivalentes mais plus précises du CoDT.

L'harmonisation et l'uniformisation des raccordements électriques en zone d'habitat est élargie à toutes les zones similaires. En effet, au contraire de l'extension et du renforcement qui entraînent des coûts spécifiques et, en particulier lorsqu'ils sont en dehors d'un hypercentre ou d'un centre urbain, fort différents, les actes techniques en vue de réaliser un raccordement sont identiques en zone résidentielle ou en dehors de celle-ci. Les tarifs des GRD ne les distinguent d'ailleurs pas. Enfin, par analogie avec les raccordements en électricité et pour le même motif de coûts similaires pour prestations identiques, les raccordements en gaz en basse pression devraient également être harmonisés et uniformisés.

L'harmonisation et l'uniformisation sont également imposées pour tout nouveau tarif qui serait introduit en cours de période régulatoire (article 117, § 3, de la présente méthodologie tarifaire), tout en laissant au gestionnaire de réseau qui en ferait la demande de motiver la raison pour laquelle ce nouveau tarif ne devrait pas être harmonisé et uniformisé.

Afin de faciliter les exercices d'harmonisation et une lecture transversale des tarifs, le projet impose une harmonisation des catégories (titres) de tarifs non-périodiques (article 117, § 1^{er}, de la présente méthodologie tarifaire). Celles-ci pourraient, par exemple, se découper comme suit :

- en gaz, les catégories principales seraient les études, les raccordements, les cabines et postes de détente ou d'injection, l'extension et le renforcement (y compris la viabilisation). Celles-ci pourraient être subdivisées en forfaits, suppléments hors forfaits et prestations diverses. Ces dernières regrouperaient les tarifs divers relatifs, le cas échéant, aux frais de dossier, au branchement, au comptage, à la mise en service (y compris ouverture, fermeture, coupure, et rétablissement), aux prestations administratives et aux obligations de service public ;
- en électricité, les catégories principales seraient les études, les raccordements aux réseaux en BT, en TBT, en MT et en TMT, l'extension et le renforcement (y compris la viabilisation). Celles-ci pourraient être subdivisées en forfaits, suppléments hors forfaits et prestations diverses. Ces dernières regrouperaient les tarifs divers relatifs, le cas échéant, aux frais de dossier, au branchement (y compris les manœuvres), au comptage (y compris les renforcements, les déplacements, les contrôles, les situations temporaires), à la mise en service (y compris ouverture, fermeture, coupure, et rétablissement), aux matériels et accessoires, aux prestations administratives et aux obligations de service public.

L'harmonisation et l'uniformisation n'impliquent toutefois pas que l'ensemble des GRD soient obligés de proposer des prestations particulières qu'ils ne souhaiteraient peut-être pas (encore) proposer, dès lors que l'un d'entre eux le ferait (article 118, §1^{er}, de la présente méthodologie tarifaire. En revanche, il oblige le GRD qui serait disposé ou prêt à proposer ces nouvelles prestations à reprendre le tarif déjà approuvé. Dans un souci de simplification administrative, une nouvelle demande d'approbation par la

CWaPE ne serait pas nécessaire dans cette hypothèse. Une simple notification à la CWaPE serait suffisante (article 118, § 2, du même texte).

2. Poursuite de l'harmonisation et de l'uniformisation à fin 2029 (article 119)

Au cours de la consultation, les GRD ont demandé à poursuivre l'harmonisation et l'uniformisation de leurs tarifs non-périodiques, à tout le moins pour les prestations non encore visées par l'article 119 de la présente méthodologie tarifaire et pour les tarifs représentant « au minimum 70% des recettes annuelles du GRD (hors trans-HT, prestations diverses et déplacements d'installations) ». La méthodologie tarifaire maintient donc l'obligation de moyens de réaliser l'harmonisation et l'uniformisation des autres tarifs non-périodiques (non visés ci-dessus) en vue de la méthodologie tarifaire suivante (celle débutant en 2030). En effet, l'harmonisation permet d'obtenir des tarifs dont la compréhension par les URD est facilitée, notamment pour les raccordements, tandis que l'uniformisation fait disparaître toute discrimination entre les URD raccordés sur des réseaux de distribution différents. Afin d'accompagner l'harmonisation et l'uniformisation, le projet impose, comme précédemment, une planification et prescrit une concertation régulière.

Plutôt que de répondre aux demandes de précision chiffrée (70%), c'est-à-dire d'obligation de résultats, et à la suggestion de l'AIESH « d'allier aussi bien la notion de fréquence que de montants », la CWaPE a préféré rester plus souple dans la formulation des exigences en listant des thématiques à harmoniser en priorité parce que les tarifs qu'elles recouvrent sont fréquemment utilisées (par exemple les installations temporaires), sont localement importantes (comme la viabilisation non résidentielle, y compris dans les niveaux au-delà de la basse tension) ou paraissent a priori plus simples à harmoniser (comme les prestations administratives).

Afin de faciliter le suivi par le régulateur des travaux d'harmonisation et, le cas échéant, d'uniformisation, la méthodologie impose une planification et un reporting régulier (article 119, §§ 2 et 3)

SECTION 3 : PRESTATIONS PARTICULIÈRES

Cette section traite des articles 120 et 121 de la présente méthodologie tarifaire.

À l'article 120, la CWaPE identifie un certain nombre de prestations pour lesquelles les GRD ne peuvent appliquer de tarifs non-périodiques. Il s'agit des prestations suivantes :

- le premier changement dans l'année du régime de comptage de R1 vers R3 ou vice-versa et l'activation du port de sortie client (« P1 ») du compteur communicant.

Afin d'inciter à l'usage de toutes les fonctionnalités du compteur communicant dans le cadre de la transition énergétique sans pénaliser ceux qui changeraient d'avis, la présente méthodologie tarifaire impose la prise en charge par les GRD du premier changement dans l'année du régime de comptage (R1 vers R3 ou l'inverse). Pour la même raison, le même traitement est appliqué à l'activation du port client permettant d'accéder aux données du compteur communicant (souvent appelé port « P1 »).

Au cours de la consultation, il est apparu qu'un doute pouvait subsister quant à l'application de ce tarif en cas de switch de fournisseur. Afin de maintenir un *level playing field* entre fournisseurs, la CWaPE confirme que seul le premier changement de l'année est concerné, que ce soit à l'occasion d'un switch de fournisseur ou non ;

- la consultation a aussi mis en évidence le cas du changement de régime de comptage suite à un déménagement. Afin de permettre à l'URD de conserver les bénéfices du choix de son fournisseur et, partant, du type de contrat, la CWaPE a ajouté un second cas de non-application des tarifs non-périodiques pour changement de régime de comptage R1 vers R3 ou R3 vers R1, soit celui qui intervient suite à un déménagement. L'année où intervient un déménagement, un point de fourniture pourrait donc se voir appliquer deux changements de régime non tarifés, mais pour deux URD différents ;
- les renforcements et les extensions de réseau de distribution électrique réalisés en zone résidentielle et rendus nécessaires en vue de raccorder les installations d'un URD en basse tension situées dans cette zone.

La notion de zone résidentielle est définie dans la méthodologie tarifaire en faisant référence aux différentes zones d'habitat identifiées dans le Code du Développement territorial : zone d'habitat, zone d'habitat à caractère rural, zone d'habitat vert, zone d'extension d'habitat, zone d'extension d'habitat à caractère rural ou zone d'aménagement communal concerté (qui vient remplacer, sans les supprimer, les zones d'extension d'habitat) dont le schéma d'orientation local prévoit l'affectation résidentielle, telles que visées dans le Code du développement territorial.

La gratuité pour ces prestations est déjà actuellement prévue par l'article III.49 du RTDE qui cite explicitement la zone d'habitat, la zone d'habitat à caractère rural et la zone d'extension d'habitat et est aussi applicable avec la méthodologie tarifaire 2024. La présente méthodologie tarifaire élargit toutefois cette gratuité à une nouvelle zone urbanistique, la zone d'habitat vert, qui a été ajoutée dans le Code du développement territorial. Tout comme la zone d'habitat et de la zone d'habitat à caractère rural, la zone d'habitat vert est en effet destinée principalement à la résidence. Le projet ne prévoit donc aucune différenciation entre URD de ces trois zones.

Plusieurs exceptions à cette gratuité sont toutefois prévues :

- la première existe déjà actuellement en vertu de l'article III.49 du RTDE et concerne les installations qui sont situées sur un bien visé par un permis d'urbanisation ou un permis d'urbanisme de constructions groupées au sens du Code du Développement territorial. Celle-ci est justifiée par le fait que le GRD n'a pas raisonnablement pu prendre en compte, dans son dimensionnement initial du réseau, les charges supplémentaires que génèrent ces nouveaux logements situés sur un terrain qui n'était à l'origine pas subdivisé (verticalement¹¹³) ;
- la deuxième exception a été introduite pour l'exercice 2024.

¹¹³ Par subdivision verticale, il faut entendre un découpage d'une parcelle en plusieurs lots. Au contraire, une subdivision horizontale consiste en une superposition d'appartements les uns au-dessus des autres sur un même terrain.

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

- la troisième exception, également en vigueur depuis l'exercice 2024, concerne les raccordements d'installations techniques (signaux de signalisation, panneaux publicitaires, radars, antennes GSM, ...). La nature même de ces installations exclut un usage résidentiel alors que cette même nature peut nécessiter des extensions coûteuses que le GRD n'est pas en mesure d'imaginer vu la variété des usages. Toutefois, la CWaPE reconnaît avoir formulé de façon trop restrictive cet article : la dérogation à l'exonération au tarif d'extension et de renforcement en zone résidentielle ne doit pas seulement s'appliquer aux installations sans comptage.

La CWaPE avait choisi de répondre, au travers cet article de la méthodologie, à la demande de GRD, déposée le 14 février 2022, listant les installations techniques pour lesquelles il convenait selon eux de déroger à l'article III.49, § 1^{er}, du RTDE¹¹⁴. Au vu des particularités de ces installations techniques, spécifiques par nature, et de leur localisation parfois à grande distance du réseau existant, il se justifiait en effet de les exclure de la mutualisation prévue en zone d'habitat et de les soumettre à une tarification tenant compte de leurs particularités.

¹¹⁴ Art. III.49. § 1er. Les renforcements et/ou extensions des réseaux de distribution situés en zone d'habitat, d'habitat à caractère rural ou d'extension d'habitat qui sont rendus nécessaires pour le raccordement des installations d'un URD sont à charge du GRD.

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

§ 2. Par dérogation au paragraphe premier, les renforcements et/ou extensions des réseaux de distribution rendus nécessaires pour le raccordement des installations situées sur un bien visé par un permis d'urbanisation ou un permis d'urbanisme de constructions groupées (au sens du CoDT) sont toujours à la charge du demandeur.

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

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

- Armoires maraîchères
- Mobilier urbain
- Abribus
- Panneaux publicitaires
- Panneaux d'indication ou de signalisation
- Feux de signalisation
- Bornes d'accès amovibles et barrières d'accès
- Containers de triage de déchets
- Bâtiments sans occupation, avec équipement technique dans le but d'assurer une fonction purement technique (par exemple, station de pompage)
- Armoires/cabines/bâtiments d'équipement de télécommunication
- Appareils de mesures et capteurs (par exemple, station météo, station de mesure de pollution de l'air, ...)
- Parcmètres
- Radars
- Caméras de surveillance
- Sirènes d'alarme
- Clôtures électrifiées
- Autres installations d'éclairage hors éclairage public communal OSP et non OSP (par exemple, l'éclairage Public du SPW et coffrets pour illuminations)

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

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

- les prestations spécifiques (paramétrisation du comptage spécifique au partage, gestion des participants, ...) aux opérations de partage d'énergie d'une communauté d'énergie ou au sein d'un même bâtiment.

Afin de contribuer au développement des communautés d'énergie et des activités de partage au sein d'un même bâtiment tout en assurant l'équilibre entre la solidarité de la couverture des coûts globaux des réseaux ainsi que de la contribution aux taxes, surcharges et autres frais régulés et l'intérêt de participer à une telle opération de partage (article 4, § 2, 23°, du décret tarifaire), la CWaPE exclut l'application de tarifs non-périodiques supplémentaires spécifiques aux communautés d'énergie ou au partage au sein d'un même bâtiment, pourtant rendue possible par l'article 4, § 2, 26°, du décret tarifaire. Pour lever toute ambiguïté sur le sujet, les tarifs requis pour l'installation d'un compteur

communicant sont applicables, comme pour tout autre URD, puisque seuls des tarifs non-périodiques spécifiques sont visés par cette disposition.

À noter que la CWaPE ne prévoit, en revanche, pas de tarif périodique spécifique pour ces communautés et activités dans la mesure où leur impact sur le réseau est le même que tout autre URD. Toute installation électrique raccordée au réseau bénéficie en effet des services du réseau (stabilisation de la tension, réglage de la fréquence, ...) du simple fait de son raccordement et le flux d'énergie partagée continue de transiter par le réseau. De plus, les résultats des projets-pilotes terminés ou en cours restent peu convaincants : il n'a pas été établi qu'une coordination de la consommation d'énergie par plusieurs URD agissant de concert impacte favorablement et de façon systémique la gestion des réseaux ou les besoins en investissements.

- Le raccordement standard en gaz défini par l'article 32, 3°, c), du décret gaz. Cet alinéa confirme la disposition applicable depuis 2002. Elle permet à toute personne chez qui le réseau de gaz naturel passe à proximité d'effectuer un choix techniquement neutre entre énergies fossiles, habituellement entre un chauffage au mazout ou au gaz naturel, ce dernier étant préférable comme énergie de transition par ses émissions moindres.
- Au vu notamment de la vulnérabilité des ménages concernés par les procédures de défaut de paiement et des difficultés signalées par les gestionnaires de réseaux de distribution pour récupérer les montants facturés lors du placement d'un compteur à budget dans le passé, la CWaPE a repris dans la méthodologie tarifaire pour l'année 2024 les dispositions initialement prévues dans les arrêtés du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public, respectivement dans le marché de l'électricité et dans le marché du gaz, et les a élargies au cas nouveau des clients mis en demeure ou auxquels le défaut de paiement vient d'être notifié. Pour ces clients finaux, la procédure réglementaire leur permet en effet de demander l'activation du prépaiement, ce qui, en tant qu'acte délibéré, constitue normalement un motif de tarification. Une telle tarification ne se justifie toutefois pas en l'espèce dès lors que les clients concernés sont justement en situation de vulnérabilité et seront par défaut éligibles deux semaines plus tard à la gratuité. La CWaPE prolonge ces mesures dans la présente méthodologie tarifaire pour les mêmes motifs.

L'article 121 de la présente méthodologie tarifaire précise l'articulation des principes entre les tarifs non périodiques et les tarifs périodiques spécifiques au CNG prévus par l'article 93 afin d'éviter toute ambiguïté.

CHAPITRE 3 – RÉVISION DES TARIFS PÉRIODIQUES ET NON-PÉRIODIQUES

Ce chapitre comprend l'article 122. Les règles relatives à la révision des tarifs pendant la période régulatoire d'application dans la période régulatoire 2019-2023 sont d'application dans la période régulatoire 2025-2029.

Il est toutefois désormais prévu que les tarifs périodiques et non-périodiques peuvent également être révisés en vue de rectifier des erreurs matérielles identifiées dans les grilles tarifaires.

En cours de période régulatoire, la CWaPE peut s'appuyer sur les résultats de projets-pilotes pour adapter le tarif en concertation avec les gestionnaires de réseau de distribution. Afin de susciter plus

de créativité au niveau tarifaire, la CWaPE envisage d’ouvrir un programme de projets-pilotes sous forme d’appel à projets-pilotes.

CHAPITRE 4 – LES PROCÉDURES D’APPROBATION DES TARIFS

Ce chapitre contient trois sections : la première est relative aux tarifs périodiques électricité et a trait aux articles 123 à 128 de la présente méthodologie tarifaire, la deuxième est relative aux tarifs périodiques gaz organisés à ses articles 129 à 132 et la dernière traite de l’approbation des tarifs non-périodiques repris à ses articles 133 et 134.

Conformément à l’article 7, § 2, du décret tarifaire, la CWaPE a tenu des concertations avec les GRD afin de parvenir à un accord concernant la procédure d’approbation des tarifs périodiques et non-périodiques. Le 23 février 2022, l’ensemble des GRD ont marqué leur accord formel quant à la proposition transmise par la CWaPE le 24 janvier 2022.

Mis à part les dates qui ont été adaptées et le nombre de dossiers « papier » à déposer qui est passé de trois à un dans un souci de simplification administrative, les étapes de la procédure d’approbation des tarifs périodiques et non-périodiques n’ont pas été modifiées par rapport à la méthodologie tarifaire 2019-2023.

CHAPITRE 5 – LES TARIFS PROVISOIRES

Ce chapitre a trait aux articles 135 et 136 de la présente méthodologie tarifaire. Les règles relatives à la fixation des tarifs provisoires d’application dans la période régulatoire 2019-2023 sont d’application dans la période régulatoire 2025-2029.

CHAPITRE 6 – LE CONTRÔLE DES TARIFS

Ce chapitre a trait à l’article 137 de la présente méthodologie tarifaire. Les règles relatives au contrôle des tarifs d’application dans la période régulatoire 2019-2023 sont d’application dans la période régulatoire 2025-2029.

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

CHAPITRE 1 – LE TRAITEMENT DES ÉCARTS ENTRE LE BUDGET ET LA RÉALITÉ

Les articles 138 à 172 de la présente méthodologie tarifaire déterminent les règles applicables lorsque des écarts sont constatés entre le budget du GRD fixé *ex ante* en début de période régulatoire et les coûts réels du GRD constatés *ex post*.

SECTION 1 : LES CATÉGORIES D'ÉCART

L'article 138 de la présente méthodologie tarifaire identifie plusieurs catégories d'écarts entre le budget et la réalité, devant être calculés et rapportés annuellement par les GRD.

Ces catégories d'écart restent identiques à celles d'application dans la période régulatoire 2019-2023.

Une nouvelle catégorie d'écart est en outre introduite pour le terme « qualité ». La majoration/minoration du revenu autorisé des GRD en cas d'atteinte/non atteinte de l'objectif annuel déterminé est ainsi considérée comme un écart entre le budget (0 euro dans ce cas-ci) et la réalité. En ce qui concerne le montant de l'incitant financier réel pour la qualité des services, la CWaPE renvoie au Titre II – Chapitre 1 – Section 4, ci-dessus.

Deux autres catégories sont également ajoutées :

- la prise en compte de l'indexation *ex-post* avec le recalcul des budgets *ex-ante* en conséquence ; et
- l'ajout de la possibilité pour les GRD de choisir de restituer aux URD l'éventuel *bonus* réalisé (voir article 147 de la présente méthodologie tarifaire).

Les règles relatives au traitement de ces différentes catégories d'écart (articles 140 à 166 de la présente méthodologie tarifaire) restent également en grande partie identiques à celles applicables lors de la période régulatoire 2019-2023. Il est ainsi toujours prévu que :

1. L'écart entre les produits budgétés et les produits réels perçus par le gestionnaire de réseau via l'application des tarifs périodiques de distribution constitue soit une dette tarifaire (passif régulatoire) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget inférieur à réalité), soit une créance tarifaire (actif régulatoire) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget supérieur à réalité) (article 140 de la présente méthodologie tarifaire). Celui-ci étant la conséquence de l'écart entre les volumes prévisionnels d'énergie distribués sur le réseau du gestionnaire de réseau, repris dans le budget approuvé de ce dernier, et les volumes réels d'énergie distribués sur le réseau, il est justifié que cet écart ne soit pas supporté par le GRD ;

2. L'écart entre les charges opérationnelles non contrôlables budgétées et les charges opérationnelles non contrôlables réelles (raisonnables) supportées par le gestionnaire de réseau constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget supérieur à réalité), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget inférieur à réalité) (article 141 de la présente méthodologie tarifaire) ; à l'exception des cas particuliers visés aux articles 142 à 145 de la présente méthodologie tarifaire et détaillés ci-dessous :
- a. les charges d'achat d'électricité pour la couverture des pertes en réseau électriques (article 142 de la présente méthodologie tarifaire) ;
 - b. les charges d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre (article 143 du même texte) ;
 - c. les charges d'achat de gaz pour l'alimentation de la clientèle propre (article 144 du même texte) ;
 - d. les charges d'achat des certificats verts (article 145 du même texte) ;

Pour ces quatre catégories de charges relatives aux achats d'énergie et de certificats verts, la hauteur du passif ou de l'actif régulateur en cas d'écart entre la charge prévisionnelle, reprise dans le revenu autorisé budgété *ex ante* du gestionnaire de réseau, et la charge réelle d'achat d'électricité, de gaz ou de certificats verts, est déterminée en fonction de la position du prix d'achat réel par rapport à des couloirs de prix dont le minimum et le maximum sont fixés *ex post* selon les formules déterminées dans la méthodologie tarifaire et dans son annexe 11, destinée exclusivement aux GRD. La totalité de l'écart constitue ainsi un actif/passif régulateur lorsque le prix d'achat réel reste dans le couloir de prix tandis que, lorsque le prix d'achat réel se trouve en dehors de ce couloir de prix, l'écart constitue pour partie un *bonus/malus* (selon que le prix d'achat réel est supérieur ou inférieur au couloir de prix) et pour partie un actif/passif régulateur (selon que le budget est inférieur ou supérieur aux coûts réels).

L'objectif de la fixation du couloir de prix est d'inciter le GRD à acheter l'électricité et le gaz pour la compensation des pertes et pour la fourniture à sa clientèle propre, de même que les certificats verts, au prix du marché.

Les modifications suivantes ont toutefois été apportées :

- Lors de la réunion de concertation du 17 janvier 2023, relative notamment aux couloirs de prix pour l'achat d'électricité et de gaz pour l'alimentation de la clientèle propre et la couverture des pertes en réseau, les GRD ont formulé de vives inquiétudes quant aux conditions contractuelles offertes par les fournisseurs d'énergie, notamment en ce qui concerne les clauses liées aux écarts de volumes (Take or Pay). À la suite de cette réunion, la CWaPE a reçu de la part de certains GRD des informations lui permettant d'évaluer plus concrètement ces évolutions. Suite à l'analyse de ces documents¹¹⁵, la CWaPE a décidé d'inclure dans les formules de détermination des valeurs min et max des couloirs de prix pour l'achat d'électricité et de gaz, une quote-part basée sur les valeurs des cotations spot de l'année de livraison. Cette quote-part permet de prendre en considération l'application de clauses de Take or Pay qui impliquent qu'une partie des volumes réellement fournis soit facturée au prix spot et non au prix du contrat. La volatilité des marchés d'électricité et du gaz constatée ces dernières années a mené à une plus grande généralisation de ces clauses dans les contrats de fourniture proposés par les fournisseurs commerciaux.

¹¹⁵ Ces documents sont jugés confidentiels par les gestionnaires de réseaux qui les ont transmis et ne sont donc pas annexés à la motivation de la méthodologie 2025-2029.

Le volume qui est soumis aux prix spot est le volume qui constitue l'écart, à la hausse ou à la baisse, entre le volume réel fourni et le volume contractuel. La prise en compte d'une quote-part de cotations spot dans la détermination du prix de référence reflète le risque associé à la facturation (ou au crédit) d'une partie des volumes à un prix potentiellement différent de celui fixé pour les volumes contractés. Pour définir la quote-part des prix de référence qui sera basée sur les cotations spot, la CWaPE s'est basée sur ces deux éléments :

- La CWaPE considère que les volumes OSP (fourniture à la clientèle propre du GRD) sont plus incertains que les volumes pour la couverture des pertes en réseau ;
- La CWaPE considère que le risque d'écart substantiel entre les valeurs des cotations spot et les valeurs des cotations prises en compte pour définir le prix contractuel est plus important pour l'électricité que pour le gaz. Les contrats d'achat d'électricité sont généralement basés sur des cotations à long ou moyen terme tandis que les contrats d'achat de gaz sont généralement basés sur des cotations à plus court terme. La CWaPE base elle-même ses couloirs de prix pour les achats d'électricité sur les cotations Cal des deux années qui précèdent l'année de livraison tandis que pour les achats de gaz, ce sont les cotations « month-ahead » qui sont utilisées, c'est-à-dire des cotations quotidiennes publiées pendant le mois qui précèdent le mois de livraison.

Sur cette base, la CWaPE intègre à hauteur de 10% les cotations spot de l'année de livraison dans la formule d'établissement des valeurs minimum et maximum du couloir de prix applicable pour les achats d'électricité pour la couverture des pertes en réseau. La CWaPE intègre également à hauteur de 10% les cotations spot de l'année de livraison dans la formule d'établissement des valeurs minimum et maximum du couloir de prix applicable pour les achats de gaz pour l'alimentation de la clientèle propre. Finalement, la CWaPE intègre à hauteur de 25% les cotations spot de l'année de livraison dans la formule d'établissement des valeurs minimum et maximum du couloir de prix applicable pour les achats d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre.

- Depuis l'été 2021, la volatilité s'est fortement accrue sur le marché de l'électricité et du gaz. En électricité, les formules de détermination des couloirs de prix se basent sur les cotations de clôture journalières CAL de l'indice ENDEX des deux années qui précèdent la période de livraison. Le choix de cette référence incite les gestionnaires de réseau à anticiper la conclusion de leurs contrats d'achat d'électricité et à répartir sur les cotations de deux années la fixation de leur prix d'achat. Si le GRD établit son prix d'achat d'électricité auprès de son fournisseur commercial sur cette même référence, le risque qu'il sorte du couloir de prix est faible¹¹⁶. Si au contraire il opte pour une autre référence que la moyenne des cotations de clôture journalières CAL de l'indice ENDEX des deux années qui précèdent la période de livraison, la volatilité du marché augmente le risque que le prix contractuel soit situé en dehors du couloir de prix. En gaz, cette problématique est moins présente puisque les formules de détermination des prix reprises dans les contrats d'achat de gaz des fournisseurs se basent généralement sur des cotations dont la temporalité est identique ou proche de celle utilisée pour le couloir de prix. Afin de

¹¹⁶ Ce risque dépend également des valeurs des autres paramètres de la formule de prix du fournisseur, tels que le mark-up et le coefficient multiplicateur, ainsi que des montants facturés ou crédités en application des clauses de take or pay.

prendre en compte les remarques des gestionnaires de réseau à ce sujet, la CWaPE fait évoluer la formule de détermination des valeurs minimum et maximum des couloirs de prix applicables aux achats d'électricité. La CWaPE propose de faire varier la largeur des couloirs de prix pour l'achat d'électricité en fonction de la variabilité des cotations. Plus le marché est volatil, plus le couloir est large, et inversement. Dans la perspective d'une période régulatoire portant sur 5 années, ce mécanisme a l'avantage de s'adapter aux fluctuations à la hausse et à la baisse du marché. Dans les formules définissant les couloirs de prix d'achat d'électricité pour la couverture des pertes en réseau et pour l'alimentation de la clientèle propre, la valeur de 20%, qui fixait l'étendue du couloir autour des valeurs représentant le min et le max du marché, et remplacée par le paramètre « k » correspondant au coefficient de variation calculé sur les cotations Cal Power BE Endex des deux années précédant l'année de livraison. Ce coefficient de variation est calculé en divisant l'écart-type de la série de données par la moyenne. La largeur du couloir de prix s'adaptera ainsi en fonction de la volatilité des cotations.

- Dans le cadre de la concertation sur la méthodologie tarifaire 2024, RESA a demandé que la saisonnalité des volumes de consommation de gaz soit prise en considération pour pondérer la moyenne des valeurs mensuelles des cotations. Comme elle l'a fait pour 2024, la CWaPE juge cette proposition pertinente et pondère les valeurs mensuelles des indices TTF_{101} et $Spot_{TTF}$ des poids suivants pour le calcul des moyennes pondérées :

Mois	Poids
Janvier	18%
février	15%
Mars	13%
Avril	7%
Mai	4%
Juin	2%
Juillet	2%
Août	2%
Septembre	3%
Octobre	7%
Novembre	12%
Décembre	16%

- En ce qui concerne les charges d'achat de gaz pour l'alimentation de la clientèle propre, la CWaPE a décidé de remplacer la référence au *Hub101* par une référence à l'indice *TTF101* dont les valeurs de cotation (exprimée en €/MWh) sont plus transparentes et plus accessibles. En réponse à la concertation, le gestionnaire de réseau ORES a souligné l'importance de l'écart qui existe actuellement entre la cotation *TTF101* et le niveau de l'indice *Hub101*. Cet écart inhabituel s'explique par des flux de gaz plus importants d'ouest en est, lesquels résultent du conflit russo-ukrainien. Toutefois, lors de la réunion de concertation du 17 janvier 2023, les GRD ont avancé la volonté des fournisseurs de vouloir désormais baser leurs contrats de fourniture sur l'indice *TTF*. A la suite de cette réunion, la CWaPE a reçu de la part des GRD gaz des informations lui permettant d'évaluer plus concrètement les conditions contractuelles souhaitées par les fournisseurs de gaz. Suite à l'analyse de ces documents confidentiels, la CWaPE a décidé de maintenir la proposition faite dans le projet de méthodologie tarifaire et de baser le couloir de prix pour l'achat de gaz sur les cotations de l'indice *TTF₁₀₁*.
- Les valeurs des paramètres a à j, reprises à l'annexe 11 confidentielle, ont été modifiées.

Les demandes de modifications suivantes n'ont pas été prises en compte dans la présente méthodologie tarifaire :

- En ce qui concerne les charges d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre et la couverture des pertes en réseau, l'AIESH et ORES plaident pour la suppression du couloir de prix, le recours au marché public étant une garantie suffisante selon eux de l'obtention du meilleur prix. Ces GRD voudraient que ces charges soient considérées comme totalement non contrôlables.
 - Le recours à une procédure de mise en concurrence transparente et non-discriminatoire pour l'achat d'énergie est une imposition légale à laquelle doivent se soumettre les gestionnaires de réseau. Pour la CWaPE, cette procédure ne garantit toutefois pas que les gestionnaires de réseau achètent leur énergie au meilleur prix, ou à tout le moins, dans une fourchette de prix raisonnable suffisamment proche des valeurs de marché. La procédure de mise en concurrence permet uniquement que le gestionnaire de réseau choisisse la meilleure offre répondant aux critères du cahier des charges parmi celles reçues.
 - L'AIESH a signé son contrat d'achat d'énergie pour l'alimentation de sa clientèle et la couverture de ses pertes, au terme d'une procédure de mise en concurrence, le 24 décembre 2022, soit 7 jours calendrier seulement avant le début de la période de fourniture. Le timing choisi par l'AIESH pour l'organisation de la mise en concurrence et la conclusion tardive du contrat qui en a résulté est, selon la CWaPE, l'illustration d'une stratégie d'achat très risquée. Le couloir d'achat a pour objectif d'inciter les GRD à acheter leur énergie au prix du marché et par conséquent, de protéger les URD contre des stratégies d'achat risquées pouvant conduire à leur faire supporter au travers des tarifs de distribution, des prix d'achat de l'énergie trop élevé par rapport à ce qui pourrait être obtenu par un gestionnaire de réseau prudent et diligent agissant en bon père de famille. La CWaPE souhaite donc maintenir le principe du couloir de prix d'achat.
 -
 -
 - Le cas particulier relatif aux indemnités versées aux fournisseurs commerciaux en cas de retard de placement des compteurs à budget, prévu dans la méthodologie tarifaire 2019-2023, n'a en revanche pas été repris dans la présente méthodologie tarifaire 2025-2029, ces indemnités étant désormais traitées comme contrôlables (voir Titre II - Chapitre 1 - Section 2 ci-dessus).
3. L'écart entre les produits opérationnels non contrôlables budgétés et les produits opérationnels non contrôlables réels (raisonnables) perçus par le gestionnaire de réseau constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget inférieur à réalité), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget supérieur à réalité) (article 146). Ce traitement est la conséquence logique du caractère non-contrôlable de ces produits.
4. L'écart entre les charges nettes opérationnelles contrôlables budgétées et les charges nettes opérationnelles contrôlables réelles constitue un *bonus* (si le budget est supérieur à réalité) ou un *malus* (si le budget est inférieur à réalité) et fait partie du résultat comptable du gestionnaire

de réseau (article 147). Ce traitement est la conséquence logique du caractère contrôlable de ces charges nettes.

5. Afin d'offrir la possibilité au GRD qui réaliserait un bonus d'en faire bénéficier les URD via une diminution des tarifs, il est désormais explicitement prévu que le GRD dispose de la possibilité de le convertir (totalement ou partiellement) en solde régulateur à restituer aux URD.
6. Les cas particuliers relatifs aux charges nettes variables relatives aux obligations de service public ont en revanche été supprimés, suite à la suppression de la distinction entre charges variables et charges fixes évoquées dans le Titre II, Chapitre 2, Section 1, 1.2.1.2 (cf. supra).
7. L'écart entre la marge bénéficiaire équitable budgétée et la marge bénéficiaire équitable réelle constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget supérieur à réalité), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget inférieur à réalité) (article 148 de la présente méthodologie tarifaire).

SECTION 2 : DÉTERMINATION ET AFFECTATION DU SOLDE RÉGULATEUR TOTAL ANNUEL

Les règles relatives à la détermination et à l'affectation du solde régulateur total annuel prévues dans la méthodologie tarifaire sont en grande partie identiques à celles d'application lors de la période régulateur 2019-2023.

Les modifications apportées concernent uniquement la formule de détermination du solde régulateur annuel total et sont la conséquence :

- du passage des indemnités versées aux fournisseurs commerciaux en cas de retard de placement des compteurs à budget, dans la catégorie des coûts contrôlables ;
- de la création du régime du terme « qualité » ;
- de la prise en compte de l'indexation *ex-post* avec le recalcul des budgets *ex-ante* en conséquence ;
- et de l'ajout de la possibilité pour les GRD de choisir de restituer aux URD l'éventuel *bonus* réalisé (voir article 147 de la présente méthodologie tarifaire).

CHAPITRE 2 – LA PROCÉDURE DE CONTRÔLE DES ÉCARTS ENTRE LE BUDGET ET LA RÉALITÉ ET LA RÉVISION DU TARIF POUR LES SOLDES RÉGULATEURS

Lors des contrôles *ex post* menés au cours des dernières années, la CWaPE et les GRD ont fréquemment dérogé de commun accord au calendrier prévu par la méthodologie tarifaire et ce principalement car le délai entre l'envoi des réponses aux questions et l'adoption de la décision d'approbation ou de refus du calcul des soldes régulateurs était trop court.

En effet, la CWaPE constate que, de façon récurrente, il est nécessaire d'adresser aux GRD une deuxième, voire une troisième, série de questions après la réception des réponses à la première série car certains éléments doivent encore être clarifiés. Aussi, la CWaPE a décidé d'allonger le délai entre la remise des questions (1^{ère} série) et l'adoption de la décision d'approbation ou de refus du calcul des soldes de façon à permettre un jeu d'échange complémentaire de questions/réponses entre le régulateur et les GRD avant l'adoption de la décision.

La CWaPE a, par ailleurs, allongé le délai de réponse des GRD aux questions complémentaires adressées le 31 août de chaque année.

La procédure prévue dans la présente méthodologie tarifaire prévoit ainsi que la décision d'approbation ou de refus du calcul des écarts entre le budget et la réalité relatifs à l'exercice d'exploitation écoulé et de la révision du tarif pour les soldes régulateurs soit adoptée le 30 novembre de l'année N+1, soit un mois avant l'entrée en vigueur des nouveaux tarifs pour les soldes régulateurs.

TITRE IV. LE CALCUL ET LE CONTRÔLE DES ÉCARTS ENTRE LE BUDGET ET LA RÉALITÉ
Chapitre 2 – La procédure de contrôle des écarts entre le budget et la réalité et la révision du tarif
pour les soldes régulateurs

Section 2 : Détermination et affectation du solde régulateur total annuel

En cas de refus du calcul des écarts entre le budget et la réalité ou de la révision du tarif pour les soldes régulateurs, le gestionnaire du réseau introduit un rapport tarifaire *ex post* adapté ou une demande de révision du tarif pour les soldes régulateurs adaptée pour le 31 décembre de l'année N+1.

La CWaPE adopte une décision d'approbation ou de refus du calcul adapté des écarts entre le budget et la réalité relatifs à l'exercice d'exploitation précédent ou de la révision du tarif pour les soldes régulateurs adaptée avant le 20 février de l'année N+2. Dans ce cas, les nouveaux tarifs pour les soldes régulateurs entreront en vigueur le 1^{er} mars de l'année N+2.

Par souci de simplification administrative, le nombre d'exemplaires du rapport tarifaire et des réponses aux questions à remettre par le GRD à la CWaPE passe de trois à un.

TITRE V. LA FIXATION DES TARIFS DE REFACTURATION DU TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

Le titre V de la présente méthodologie tarifaire organise la manière selon laquelle les coûts d'utilisation du réseau de transport (local) d'électricité payés par les GRD au gestionnaire de réseau de transport et de transport local d'électricité sont répercutés sur les utilisateurs du réseau de distribution.

Il est ainsi prévu que cette répercussion doit se faire au travers de tarifs spécifiques (tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport d'électricité), péréqués conformément à l'article 4, § 2, 21°, du décret tarifaire, qui dispose que :

« 21° Le gestionnaire de réseau de distribution répercute et adapte, dès la modification de ses tarifs par le régulateur compétent, les coûts d'utilisation du réseau de transport d'électricité. »

Les tarifs pour la refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport sont péréqués pour l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution raccordés directement à un réseau de transport géré par le même gestionnaire de réseau de transport ou gestionnaire de réseau de transport local.

Par dérogation à l'alinéa précédent, les tarifs pour la refacturation des coûts des obligations de service public et des surcharges relatives aux tarifs de transport, sont péréqués sur l'ensemble de la Région wallonne.

La CWaPE approuve et contrôle ces coûts, refacturés via des tarifs spécifiques, conformément à la procédure décrite à l'article 15, § 4. Cette règle n'est pas applicable si une législation particulière impose leur facturation directement par un autre organisme que le gestionnaire de réseau de distribution ».

Le terme « péréquater » est défini de la manière suivante à l'article 3, § 3, de la présente méthodologie tarifaire :

« fixer un tarif ou une grille tarifaire identique pour l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution, accompagnée d'un mécanisme de compensation multilatéral entre gestionnaires de réseau de distribution assurant la neutralité financière pour chaque gestionnaire de réseau de distribution entre les recettes issues de ces tarifs et les coûts que ces derniers reflètent ».

Les chapitres 1 et 2 de ce titre portent sur la détermination et l'approbation des tarifs de refacturation du transport d'électricité, tandis que les chapitres 3 et 4 ont pour objet le traitement des soldes régulateurs découlant de l'application de ces tarifs.

CHAPITRE 1 – LES TARIFS DE REFACTURATION DU TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

SECTION 1 : GÉNÉRALITÉS

1. Les charges d'utilisation du réseau de transport d'électricité

Les articles 173 et 174 du projet de la présente méthodologie tarifaire définissent les charges d'utilisation du réseau de transport, à la fois dans leur nature et dans leur temporalité, de façon similaire à ce qui est réalisé en distribution.

Ces dispositions sont identiques à la méthodologie tarifaire 2019-2023 et n'appellent pas de commentaire particulier.

2. Péréquation tarifaire

Les articles 175 et 176 de la présente méthodologie tarifaire rappellent le principe de la péréquation tarifaire des tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport d'électricité, prévue par le décret tarifaire, et chargent les GRD d'organiser entre eux le mécanisme permettant d'assurer la neutralité financière entre les charges et les recettes liées au transport pour tous les GRD actifs en Région wallonne.

Deux modifications sont apportées par rapport à la méthodologie tarifaire 2019-2023.

Premièrement, dans un souci de simplification administrative, il est désormais prévu que les GRD mandatent l'un d'entre eux ou une autre entité pour les représenter dans le cadre de la procédure d'approbation des tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport d'électricité, ce qui permettra l'introduction d'une seule grille tarifaire commune à l'ensemble des GRD et la simplification des échanges relatifs à celle-ci.

Au cours de la mise en œuvre de la péréquation depuis 2019, les GRD n'ont pas utilisé la possibilité de créer un organe administratif, mais se sont répartis, ensemble ou à tour de rôle, les missions de ce nouvel organe. Par précaution au vu du recul encore faible sur la procédure, la présente méthodologie tarifaire conserve la possibilité de recourir à un organe administratif distinct des GRD, mais a simplifié les procédures entourant son fonctionnement.

Deuxièmement, la présente méthodologie tarifaire conserve l'ajout des charges administratives inhérentes à l'organisation du mécanisme de péréquation aux charges nettes d'utilisation du réseau de transport, tout en plafonnant à 125 000 € le montant global alloué à l'ensemble des GRD. Au cours de la consultation, il est en effet ressorti que la coordination de la péréquation nécessitait des opérations spécifiques : « *le GRD mandaté, en plus des obligations liées à chaque GRD, doit réaliser le suivi du respect des délais des différentes étapes, la récolte et la consolidation des informations, la vérification de l'exactitude et de la cohérence des informations transmises, le calcul des soldes et du tarif de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport, la gestion des facturations et du compte bancaire, la répartition du solde entre GRD, le partage d'information régulière et transparente*

après des autres GRD et la révision de la bonne application des processus ». Toutefois, la mise en route réussie de la péréquation ne permet plus de justifier autant de charges administratives. Suivant en cela les suggestions collectées lors de la consultation, la CWaPE a choisi de diminuer le plafond des charges autorisées de moitié.

3. Niveaux de tension

Les articles 177 et 178 de la présente méthodologie tarifaire reprennent les segments de niveaux de tension et des catégories de basse tension appliqués pour les tarifs de distribution.

4. Dispositions diverses

Les articles 179 à 181 de la présente méthodologie tarifaire reprennent des précisions relatives aux tarifs de refacturation du transport qui n'avaient pas trouvé place ailleurs, comme le format de la grille tarifaire et le traitement des consommations forfaitaires. Dans un but de concision et de meilleure lisibilité, l'intitulé des « tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport d'électricité » a été renommé en « tarifs de refacturation du transport »

SECTION 2 : LES TARIFS DE REFACTURATION DU TRANSPORT

Cette section a trait aux articles 182 à 194 de la présente méthodologie tarifaire relatifs aux tarifs de refacturation du transport.

1. Introduction

Les principes relatifs aux tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport d'électricité prévus dans la présente méthodologie tarifaire sont similaires à ceux de la méthodologie tarifaire 2019-2023. Ils conservent la distinction entre les niveaux de tension, caractérisés par des effets d'échelle et des investissements forts différents, et les tarifs pour la gestion et l'infrastructure du réseau, les tarifs pour les obligations de service public et les surcharges et le tarif pour les soldes régulateurs de transport. Toutefois, le tarif pour dépassement d'énergie réactive est venu compléter ce tableau.

Un parallélisme a en outre été assuré par rapport aux modifications apportées aux tarifs périodiques de distribution afin d'assurer la cohérence entre les deux types de tarifs et pour les mêmes raisons (répartition entre la pointe annuelle et la pointe mensuelle, plages horaires identiques pour la BT...). L'introduction de plages horaires identiques permet aussi de conserver la cohérence globale des tarifs de réseau et permet de renforcer le signal tarifaire. *A contrario*, il serait complexe de disposer de plages différentes entre tarifs de distribution et de transport

Toutefois, pour ce qui concerne la dégressivité de la pointe, la CWaPE est d'avis qu'il convient de laisser aux GRD le choix d'appliquer ou non un facteur de dégressivité et de déterminer la manière dont il s'applique (avec la péréquation), même si elle préférerait voir disparaître ce facteur de distorsion

tarifaire. En effet, plusieurs différences avec la distribution justifient une approche distincte. Premièrement, il n'y a pas de risque de potentielle discrimination entre URD de GRD différents puisque, grâce à la péréquation, tous les utilisateurs de réseau de distribution de Wallonie peuvent en bénéficier aux mêmes conditions. Deuxièmement, le poids conséquent de la refacturation du transport dans la partie réseau de la facture finale plaide pour une approche mesurée et graduelle. Troisièmement, les simulations tarifaires sur des clients-types indiquent que les tarifs de transport sont plus capacitaires, c'est-à-dire que la pointe y pèse plus qu'en distribution, ce que confirme l'analyse de données réelles des factures de *gridfee* illustrées par le tableau ci-dessous reprenant la proportion capacitaire de la partie réseau de la facture en distribution et en transport pour un échantillon représentatif de plus de 14 000 utilisateurs de réseau hors installations de secours en 2021. Dans ce tableau, l'exception de la TMT confirme l'impact important du facteur de dégressivité pour cette catégorie pour laquelle il joue de façon substantielle. *In fine*, la CWaPE tient à éviter un choc tarifaire pour les bénéficiaires actuels de la dégressivité.

TABLEAU 99 CAPACITAIRE DE LA PARTIE RÉSEAU DE LA FACTURE ET FACTEUR DE DÉGRESSIVITÉ EN 2021 POUR PLUS DE 14 000 URD HORS INSTALLATIONS DE SECOURS

	TMT	MT	TBT
Poids du transport dans le <i>gridfee</i>	85%	65%	53%
Part du capacitaire dans la distribution (estimée sans dégressivité)	94%	75%	71%
Part du capacitaire dans le transport (estimée sans dégressivité)	76%	81%	84%
Facteur de dégressivité médian	0,57	0,94	0,97
Part du capacitaire dans la distribution (réelle, avec dégressivité)	77%	66%	69%
Part du capacitaire dans le transport (réelle, avec dégressivité)	46%	75%	82%
Réduction médiane par dégressivité en distribution	9 174 €	217 €	65 €
Réduction médiane par dégressivité en transport	52 877 €	227 €	46 €

2. Tarifs pour dépassement d'énergie réactive

Ce sujet est traité par l'article 194 de la présente méthodologie tarifaire.

2.1. Introduction

Avant la consultation, l'article traitant du dépassement d'énergie réactive avait été adapté dans sa forme afin de renvoyer explicitement aux dispositions de l'article IV.20 du RTDE qui indique comment est déterminée la quantité forfaitaire d'énergie réactive, mais les règles relatives à la détermination du tarif pour dépassement du forfait d'énergie réactive étaient restées inchangées par rapport à la période réglementaire 2019-2023. À la suite de la concertation, ces règles ont évolué comme exposé dans les rubriques 6.2, 6.4 à 6.6 ci-dessus.

Pour mémoire, la capacité d'un circuit électrique, déterminée par sa puissance, est la somme vectorielle de la puissance active et de la puissance réactive. La puissance active est la seule des deux qui puisse être utilisée comme « force motrice ». De son côté, la puissance réactive apparaît dans tout système ayant des composants réactifs. Pour une puissance apparente donnée, une forte puissance réactive diminue la puissance active. Or, le coût d'un réseau électrique dépend de sa puissance apparente. Il est, par conséquent, indispensable et judicieux de minimiser cette puissance réactive,

improductive et couteuse, et idéalement le plus près possible de là où elle apparaît. Enfin, la puissance réactive peut être soit inductive, soit capacitive.

2.2. Transfert au tarif de transport

La tarification du dépassement d'énergie réactive est déplacée des tarifs de distribution aux tarifs de refacturation du transport à la suite de la concertation afin d'appliquer partout en Wallonie un tarif identique parce que les gestionnaires de réseau sont soumis par ELIA aux mêmes tarifs de dépassement d'énergie réactive.

La puissance réactive est source de problèmes tant en distribution qu'en transport. ORES demande de retirer le tarif des tarifs de distribution et de le transférer au tarif de transport. Au niveau tarifaire, il est primordial d'envoyer un signal à l'URD à propos de son énergie réactive. Du moment que ce tarif est appliqué, le positionnement de ce tarif dans une grille tarifaire ou une autre est accessoire.

Dans des conditions identiques, l'URD soumis au tarif pour énergie réactive paiera exactement la même chose que le tarif soit en distribution, en transport ou même distinct. De plus, la relative faiblesse des montants en jeu, tant par rapport à la distribution qu'au transport (moins de 3% en 2021), ne bouleverse pas la proportion entre tarifs de refacturation du transport et tarifs de distribution. D'ailleurs, la diminution d'un côté sera compensée en moyenne par une augmentation identique de l'autre côté, même si cet effet ne sera pas strictement nul pour tous les utilisateurs de réseau.

Du point de vue global, le tarif pour énergie réactive a un objectif identique au tarif pour prélèvement d'énergie réactive complémentaire réclamé par le gestionnaire de réseau de transport aux GRD. Le montant correspondant à ce tarif (~9,3 M€ en 2021) est d'ailleurs repris dans les montants des charges péréquées des tarifs de refacturation de transport. En conséquence, il serait logique que les revenus prodigués par le tarif pour énergie réactive trouvent leur place au sein des recettes péréquées des tarifs de refacturation du transport. En toute logique, il faudrait donc que le tarif pour énergie réactive soit aussi péréquaté.

La CWaPE y voit comme autre intérêt l'application d'un tarif identique en Wallonie grâce à la péréquation des tarifs de refacturation du transport, tout comme le tarif ELIA est le même pour tous. En concertation, les GRD, dont certains s'étaient déjà déclarés favorables à l'idée, ne se sont pas opposés à cette position.

La CWaPE choisit donc de retirer le tarif pour énergie réactive des tarifs de distribution pour l'inclure désormais dans les tarifs de refacturation du transport.

2.3. Le problème de l'énergie réactive

La pénétration croissante des sources d'énergie renouvelables dans les réseaux de distribution crée de nombreux défis pour les gestionnaires de réseaux. Parmi ces défis figurent les flux de puissance bidirectionnels (transport vers distribution et vice-versa), modifiant la consommation réactive bien connue des réseaux de distribution. D'ailleurs, les réseaux de distribution agissent de plus en plus comme des charges capacitatives vis-à-vis du réseau de transport.

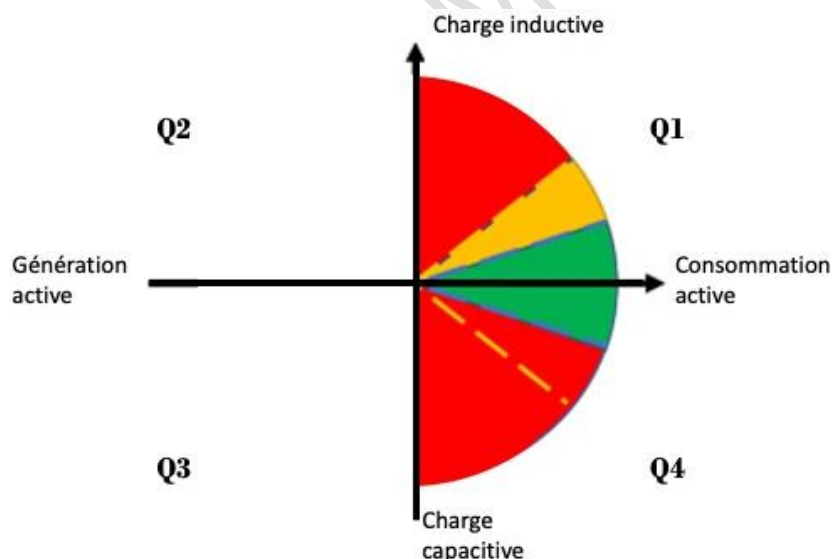
La CWaPE reconnaît que les deux types d'énergie réactive, la capacitive et l'inductive, sont traités de façon identique dans les tarifs alors que l'énergie capacitive est majoritaire et pose plus de soucis dans

le réseau. Diverses dispositions réglementaires¹¹⁷ imposent aux producteurs le placement d'électronique de puissance qui permet de réduire, voire de corriger, l'énergie réactive. Sans incitant tarifaire, il n'est pas certain que ces dispositifs soient pleinement utilisés.

En lieu et place d'un seul tarif proportionnel au dépassement, ORES propose un tarif de pénalité quart-horaire en cas de dépassement faible (tarif jaune) et un tarif distinct du premier en cas de dépassement fort (tarif rouge). L'URD qui augmente légèrement la proportion d'énergie réactive dans le système serait moins pénalisé que celui qui l'augmente vigoureusement. De la sorte, les utilisateurs de réseau responsables de la dégradation de l'énergie contribueraient davantage et seraient découragés de générer de la puissance réactive.

En pratique, un premier tarif proportionnel (tarif jaune) serait applicable en-dessous d'un seuil d'énergie réactive et le second tarif proportionnel (tarif rouge), supérieur au premier, serait applicable au-dessus de ce seuil. Pour tenir compte de leur impact différent sur le réseau, le seuil serait différent pour l'énergie inductive et pour l'énergie capacitive. Des modalités d'application de ces tarifs définiraient les zones et conditions d'application de ces tarifs. Le graphique ci-dessous illustre les différentes zones tarifaires d'énergie réactive.

GRAPHIQUE 90 ILLUSTRATION DES ZONES TARIFAIRES D'ÉNERGIE RÉACTIVE PROPOSÉES



Le tarif pour énergie réactive deviendrait applicable pour chaque quart d'heure lorsque, pour le 1/4h considéré, l'absorption ou la fourniture de puissance réactive dépasse un seuil de la puissance active en absorption ou en injection. Avec des quadrants numérotés dans le sens anti-horlogique, les seuils exprimés en facteur de puissance (tangente ϕ) seraient :

- Premier quadrant (prélèvement inductif)

¹¹⁷ Les Codes de réseau traitant des conditions pour le raccordement au réseau d'électricité ont été adoptés en avril et en août 2016 au niveau européen, notamment avec le Règlement (UE) n°2016/631 de la Commission du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité (code de réseau RfG) et le Règlement (UE) n°2016/1388 de la Commission du 17 août 2016 établissant un code de réseau sur le raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation (code de réseau DCC). Le cas échéant, ils ont été traduits dans divers textes contraignants, comme le règlement technique fédéral, les exigences d'application générale des gestionnaires de réseau ou des décisions de la CWaPE.

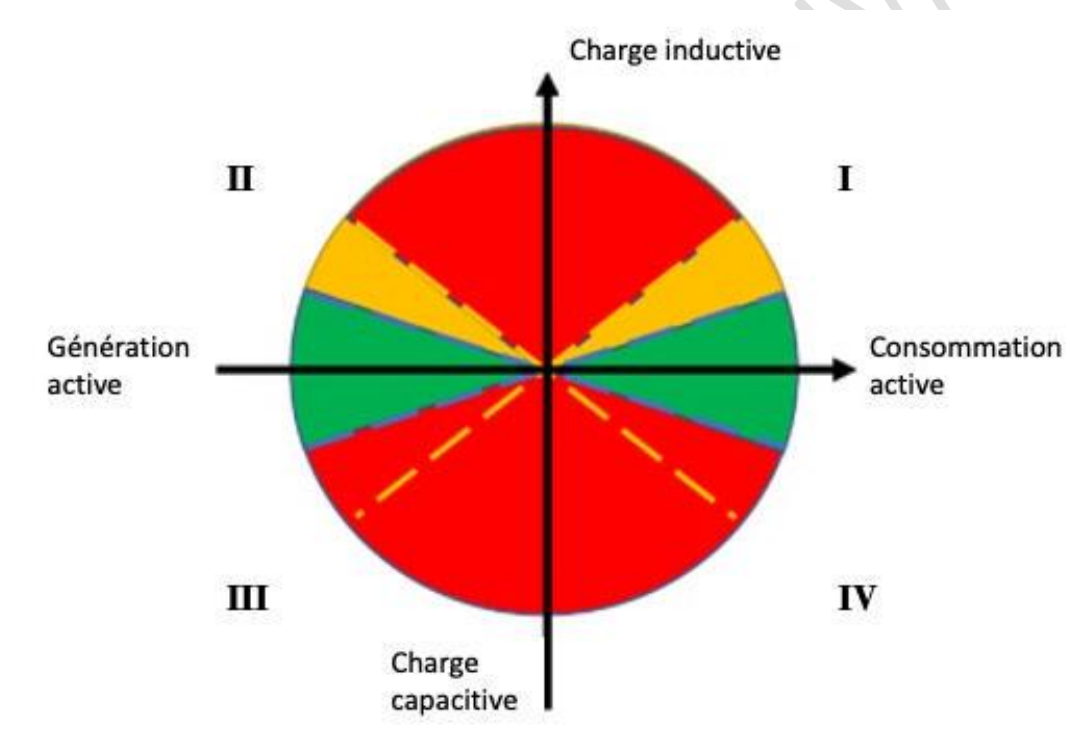
- Zone orange : $0,95 > \tan \phi \geq 0,80$ (ratio de 33% à 75%)
- Zone rouge : $0,80 > \tan \phi$ (ratio supérieur à 75%)
- Quatrième quadrant (prélèvement capacitif)
 - Zone rouge : $0,95 > \tan \phi$ (ratio supérieur à 33%)

2.4. L'extension du tarif pour énergie réactive à la situation d'injection

De plus, l'énergie réactive est tarifée uniquement lors du prélèvement alors qu'elle est également observée lors de l'injection, ce qui paraît inéquitable et est contraire à l'usage en bon père de famille de la ressource partagée qu'est le réseau.

Idéalement, le tarif serait applicable en injection comme en prélèvement puisque l'énergie réactive peut survenir dans les deux cas et impacte de la même façon la puissance apparente du réseau.

GRAPHIQUE 91 ILLUSTRATION DES ZONES TARIFAIRES D'ÉNERGIE RÉACTIVE IDÉALES



Le tarif pour énergie réactive deviendrait applicable pour chaque quart d'heure lorsque, pour le 1/4h considéré, l'absorption ou la fourniture de puissance réactive dépasse un seuil de la puissance active en absorption ou en injection. Avec des quadrants numérotés dans le sens anti-horlogique, les seuils exprimés en facteur de puissance (tangente ϕ) seraient :

- Premier quadrant (prélèvement inductif)
 - Zone orange : $0,95 > \tan \phi \geq 0,80$ (ratio de 33% à 75%)
 - Zone rouge : $0,80 > \tan \phi$ (ratio supérieur à 75%)
- Deuxième quadrant (injection inductive)
 - Zone orange : $0,95 > \tan \phi \geq 0,80$ (ratio de 33% à 75%)

- Zone rouge : $0,80 > \tan \phi$ (ratio supérieur à 75%)
- Troisième quadrant (injection capacitive)
 - Zone rouge : $0,95 > \tan \phi$ (ratio supérieur à 33%)
- Quatrième quadrant (prélèvement capacitif)
 - Zone rouge : $0,95 > \tan \phi$ (ratio supérieur à 33%)

ORES suggère que la tension tarifaire entre la zone jaune et la zone rouge soit de 1,5 (rouge = 1,5 jaune).

2.5. Non extension à tous les AMR en BT

ORES a proposé d'étendre ce tarif à tous les clients BT dotés d'un compteur de type AMR. Quoique la CWaPE soit consciente que tout utilisateur de réseau est susceptible de générer une énergie réactive, elle soutient qu'un dispositif de comptage soit choisi pour des raisons techniques et non pour des motifs tarifaires. De plus, il existe une variabilité des dispositifs de comptage, en particulier en BT, qui compliquerait la tarification pour une faible valeur ajoutée dans la situation actuelle. Aussi, la CWaPE maintient l'application du tarif pour énergie réactive aux niveaux de tension TMT, MT et TBT pendant cette période tarifaire.

2.6. Conclusions

La CWaPE partage les constats des GRD, en particulier sur les effets délétères croissants de l'énergie réactive et sur l'avantage d'un tarif à deux niveaux permettant de cibler plus finement les comportements problématiques. Elle fait donc sienne la proposition de tarifier le dépassement d'énergie réactive avec deux zones électriques (jaune et rouge dans les schémas) en situation de prélèvement. Toutefois, la CWaPE est d'avis que la mise en œuvre de ce tarif doit être graduelle afin de permettre aux URD d'adapter leurs pratiques ou, le cas échéant, leur installation. Elle souhaite relever le plafond de la tension tarifaire de 10 points de pourcentage supplémentaire à chaque exercice de la période régulatoire pour aboutir au différentiel souhaité. Lors de la concertation en mars 2023, la CWaPE a obtenu l'assentiment de tous les GRD sur la proposition et sur les valeurs des paramètres ($\tan \phi$) retenus comme seuils.

Pour l'extension du tarif pour énergie réactive à l'injection, la CWaPE partage aussi le constat que l'énergie réactive nécessite d'être maîtrisée, y compris en cas de génération, notamment parce que les excès d'énergie réactive nuisent à la capacité du réseau d'absorber d'autres unités de production et accroissent par-là les investissements de renforcement à réaliser dans le réseau. De même, l'accroissement attendu des installations de stockage susceptibles de réinjecter sur le réseau produira les mêmes effets qu'une installation de production. Dans un principe de « pollueur-payeur » et en vue d'une plus grande équité avec les autres URD, la CWaPE est également d'avis qu'étendre le tarif d'énergie réactive à la situation d'injection serait pertinent. Toutefois, le décret tarifaire, au travers de l'article 4, § 2, 16°, exige - tout comme la CWaPE au travers des articles de la méthodologie tarifaire relatifs à l'injection - d'être attentif à la compétitivité des unités de production en vue d'assurer la sécurité d'approvisionnement. En vue d'autoriser l'extension de ce tarif à l'injection, la CWaPE demande aux GRD de réaliser une étude comparative avec les régions voisines, de réaliser une concertation avec les acteurs, notamment pour confirmer les limites de la zone verte, et de calibrer ces tarifs pour maintenir la compétitivité. De plus, elle considère aussi comme indispensable de maintenir des tarifs dissuasifs pour l'énergie réactive en cas de prélèvement et maintient la péréquation tarifaire comme pour les autres tarifs de refacturation du transport.

3. Spécificités tarifaires dans le cas du stockage

Ce sujet est traité dans les articles 185, § 6, 192, § 5 et 193, § 4, de la présente méthodologie tarifaire.

La CWaPE constate que les raccordements dédiés à des installations de stockage sont destinés à fournir des services auxiliaires aux gestionnaires de réseau, et en particulier au gestionnaire du réseau de transport (local). Ces services de flexibilité deviennent indispensables au bon fonctionnement du réseau, notamment avec la décentralisation des productions. Or, les installations de stockage raccordées sur le réseau de transport et dont la mise en service initiale intervient après le 1^{er} juillet 2018 sont exonérées des tarifs de transport. Pour inciter aux raccordements en distribution également d'installations de stockage a priori utiles au système électrique, la CWaPE préfère appliquer une disposition similaire en exonérant, du tarif pour la gestion et le développement de l'infrastructure repris dans les tarifs de refacturation de transport, ces raccordements dédiés aux installations de stockage. Toutefois, la condition de date, et en particulier les dispositions supplémentaires prévues par la CREG dans la méthodologie tarifaire pour accorder l'exonération aux installations de stockage postérieures à cette date (Voir art. 4, § 9, au sein du Chapitre 5.2¹¹⁸), ne paraît pas indispensable dans la mesure où la CWaPE n'a pas connaissance de l'existence d'installations de stockage raccordées au réseau de distribution et dans la mesure où l'intensification de l'électrification augmente les puissances, ce qui conduit les utilisateurs à se raccorder au réseau de transport plutôt qu'au réseau de distribution. Par corollaire, le tarif pour les soldes régulateurs de transport est également exonéré.

En ce qui concerne les tarifs pour obligations de service public et pour les surcharges repris parmi les tarifs de refacturation du transport, il est évident que le raisonnement tenu pour les tarifs de distribution est ici aussi applicable : aucune double redevance ne peut être appliquée à l'électricité stockée puisqu'elle est destinée à être réinjectée et consommée ailleurs. Les raccordements dédiés à une installation de stockage sont donc exonérés de ces tarifs.

En ce qui concerne les tarifs pour énergie réactive, le raisonnement ayant conduit à l'exonération ne peut être poursuivi. En effet, au contraire des autres tarifs de refacturation du transport basés sur l'énergie active, c'est-à-dire en quelque sorte sur le service énergétique attendu de l'énergie prélevée, les tarifs pour dépassement de l'énergie réactive servent à décourager la survenance d'un phénomène nuisible pour le système électrique. En effet, cette énergie réactive diminue la capacité de transmission de puissance active du réseau. Comme l'équipement électrique d'un utilisateur de réseau induit de l'énergie réactive, il importe d'attirer l'attention de l'utilisateur de réseau qui causerait une énergie réactive excessive, au détriment de la collectivité. Les tarifs pour énergie réactive jouent ce rôle. En conséquence, il serait contraire au bon fonctionnement du réseau d'exonérer les raccordements dédiés aux installations de stockage de ces tarifs. Ces tarifs sont donc maintenus.

4. Spécificités tarifaires dans le cas du partage d'énergie

Le présent point est traité à l'article 186, § 1^{er}, alinéa 2, de la présente méthodologie tarifaire.

Les raisonnements tenus pour les tarifs de distribution à propos du partage d'énergie au sein d'un bâtiment, des communautés d'énergie et des échanges en pair-à-pair sont valables en tous points pour les tarifs de refacturation du transport, à l'exception du terme fixe, inexistant en transport. Ils trouvent donc à s'appliquer *mutatis mutandis*.

¹¹⁸ <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Decisions/Z1109-10FR.pdf>

CHAPITRE 2 – LA PROCÉDURE D'APPROBATION DES TARIFS DE REFACTURATION DU TRANSPORT

Les articles 195 à 197 de la présente méthodologie tarifaire déterminent la procédure d'approbation des tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport. Celle-ci est adaptée par rapport à la méthodologie tarifaire 2019-2023 :

1. à la suite de l'expérience acquise depuis 2019, ce n'est plus la CWaPE mais le GRD mandaté ou l'entité mandatée par les GRD qui collecte les données nécessaires pour la détermination des tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport (charges budgétées, volumes de prélèvement, volumes d'injection, volumes d'*infeed*, % pertes, etc.) auprès de l'ensemble des GRD d'électricité actifs en Région wallonne ;
2. les dates d'application des tarifs sont ramenées du 1^{er} janvier au 31 décembre, vu la disparition de la cotisation fédérale dont la fixation tardive avait par le passé causé des difficultés de mise en œuvre du tarif de refacturation de transport dans les délais prescrits. Par conséquent, les délais de remise de la proposition tarifaire et de la décision ont été anticipés ;
3. l'anticipation des délais a tenu compte de la période de fin d'année souvent chargée pour allonger le délai de mise en œuvre des tarifs par les fournisseurs (1 mois au lieu de 10 jours). Elle a aussi rallongé le délai de contrôle et de décision de la CWaPE afin de faciliter le contrôle. Le délai de collecte de données reste seulement avancé de deux mois par suppression des étapes intermédiaires prévues dans la méthodologie 2019-2023 ;
4. à la suite de la concertation et à la demande d'un gestionnaire de réseau ayant exercé le rôle d'entité mandatée, la possibilité d'un calendrier alternatif d'approbation des tarifs a été introduite sous condition qu'il soit arrêté de commun accord entre la CWaPE et les GRD (ou l'entité mandatée). Cette faculté accordera plus de souplesse dans le traitement administratif de part et d'autre. Par souci de transparence et afin d'impacter au minimum les fournisseurs, une obligation d'information est imposée en cas de calendrier alternatif. Afin d'éviter toute ambiguïté dans la procédure, il est explicitement prévu que les délais normaux restent d'application par défaut en absence de calendrier alternatif.

CHAPITRE 3 – LE TRAITEMENT DES ÉCARTS ENTRE LES CHARGES ET LES RECETTES RÉELLES

Les articles 198 et 199 de la présente méthodologie tarifaire détaillent la manière dont le solde global relatif au transport doit être établi. Ce solde est égal à la différence, sur une base annuelle, entre les charges réelles et les produits réels relatifs au transport pour les GRD dans leur ensemble. Les charges réelles reprennent l'ensemble des montants facturés par ELIA et RTE aux GRD, y inclus les coûts générés, pour les GRD, par les tarifs OSP et surcharges d'ELIA. Les recettes réelles reprennent l'ensemble des recettes issues des tarifs pour refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport, y inclus les recettes générées par les tarifs OSP et surcharges des GRD. Inchangé par rapport à la méthodologie tarifaire précédente, le calcul des écarts sur la base des charges et produits réels conserve tout son sens avec seulement deux fournisseurs de prestations de transport.

Ce solde régulateur global constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si charges inférieures à recettes), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si charges supérieures à recettes).

En ce qui concerne les soldes régulateurs individuels propres à chaque GRD (à savoir, l'écart, sur une base annuelle, entre les charges réelles individuelles et les recettes réelles individuelles relatives au transport comptabilisées par chaque GRD), ceux-ci font l'objet des articles 200 et 201 de la présente méthodologie tarifaire. Ces soldes régulateurs individuels font l'objet de compensations entre GRD conformément à des accords conclus entre ces derniers. Le calcul des écarts sur la base des charges et produits réels facilite les compensations entre GRD, corollaire de la péréquation.

CHAPITRE 4 – LA PROCÉDURE D'APPROBATION DU SOLDE RÉGULATEUR GLOBAL DE TRANSPORT

Les articles 203 et 203 déterminent la procédure d'approbation du solde régulateur global de transport. Celle-ci est restée inchangée par rapport à la méthodologie tarifaire 2019-2023, sauf pour l'adaptation des dates d'application du tarif pour solde régulateur afin de concorder avec les nouvelles dates d'application des autres tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport.

De plus, suite à la concertation et à la demande d'un gestionnaire de réseau ayant exercé le rôle d'entité mandatée, la possibilité d'un calendrier alternatif d'approbation des soldes régulateurs de transport a été introduite sous condition qu'il soit arrêté de commun accord entre la CWaPE et les GRD (ou l'entité mandatée). Cette faculté accordera plus de souplesse dans le traitement du dossier de part et d'autre. Afin d'éviter toute ambiguïté dans la procédure, il est explicitement prévu que les délais normaux restent d'application par défaut en absence de calendrier alternatif.

TITRE VI. LES RÈGLES RÉGULATOIRES ET DE PUBLICITÉ

CHAPITRE 1 – LES RÈGLES RÉGULATOIRES ET LES RAPPORTS DES COMMISSAIRES

SECTION 1 : LES RÈGLES RÉGULATOIRES (ART. 204 À 206)

Les règles régulatrices d'application dans la période régulatrice 2019-2023 restent inchangées. Ces dispositions n'appellent pas de commentaire particulier.

SECTION 2 : L'ABSENCE DE SUBSIDIATION CROISÉE ET LA TENUE D'UNE COMPTABILITÉ SÉPARÉE (ART. 207 À 209)

Les règles relatives à l'absence de subsidiation croisée et la tenue d'une comptabilité séparée d'application dans la période régulatrice 2019-2023 demeurent applicables. Ces dispositions n'appellent pas de commentaire particulier.

SECTION 3 : LES RAPPORTS DES COMMISSAIRES (ART. 210 À 213)

Les règles relatives aux rapports des commissaires d'application dans la période régulatrice 2019-2023 restent inchangées. Ces dispositions n'appellent pas de commentaire particulier.

CHAPITRE 2 – LA PUBLICITÉ DES ACTES DE PORTÉES INDIVIDUELLE OU COLLECTIVE DE LA CWaPE

Ce chapitre traite des articles 214 à 216 de la présente méthodologie tarifaire. Les règles relatives à la publicité des actes de portées individuelle ou collective de la CWaPE d'application dans la période régulatrice 2019-2023 restent inchangées. Ces dispositions n'appellent pas de commentaire particulier.

ANNEXES

- **Annexe A** : Étude des évolutions macro-économiques des secteurs de la distribution d'électricité et de gaz – rapport final actualisé du 4 mai 2022 réalisé par Schwartz and Co – version non confidentielle
- **Annexe B** : Calcul des coûts additionnels prévisionnels des GRD wallons sur la période 2025-2029 relatifs à l'extension du réseau électrique et gaz et à l'évolution de la pointe sur le réseau électrique – rapport final du 31 mars 2023 réalisé par Schwartz and Co – version non confidentielle
- **Annexe C** : Étude de l'efficacité des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel en Région wallonne pour la période régulatoire 2024-2028 – rapport final du 12 novembre 2020 réalisé par Schwartz and Co
- **Annexe D** : Mesure effective de l'efficacité des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel en Région wallonne sur la base des données 2019,2020,2021 et 2022 – rapport final du 27 avril 2023 réalisé par Schwartz and Co
- **Annexe E** : Rapport de consultation sur le projet de méthodologie tarifaire 2024-2028 de la CWaPE – partie efficacité – rapport du 4 octobre 2022 réalisé par Schwartz and Co
- **Annexe F** : Cost of Debt methodologies, May 2023 – rapport réalisé par CEPA