

*Date du document : 28/10/2021*

## DÉCISION

CD-21j28-CWaPE-0580

### **SOLDES RAPPORTÉS PAR L'AIEG CONCERNANT L'EXERCICE D'EXPLOITATION 2020**

*Rendue en application des articles 4, § 2, 14°, 7, § 1er, alinéa 2, et 16 du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité, et des articles 104, 120 et 122 de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période 2019-2023*

## Table des matières

1.	BASE LÉGALE.....	5
1.1.	<i>Dispositions législatives applicables pour la détermination des soldes réglementaires relatifs à l'année 2020.....</i>	5
1.2.	<i>Méthodologie tarifaire applicable pour la détermination des soldes réglementaires relatifs à l'année 2020.....</i>	5
1.3.	<i>Dispositions applicables pour la détermination de l'affectation du solde réglementaire relatif à l'année 2020.....</i>	6
2.	HISTORIQUE DE LA PROCÉDURE.....	7
3.	RÉSERVE GÉNÉRALE .....	9
4.	CONTRÔLE DES MONTANTS RAPPORTÉS.....	10
5.	ECART GLOBAL ENTRE REVENU AUTORISÉ BUDGÉTÉ ET RÉEL 2020 .....	12
6.	BONUS/MALUS.....	13
6.1.	<i>Détail du bonus/malus relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables .....</i>	13
6.1.1.	Détail du bonus/malus relatif aux CNC <sub>autres</sub> .....	14
6.1.2.	Détail du bonus/malus relatif aux charges nettes contrôlables OSP (CNF <sub>OSP</sub> et CNV <sub>OSP</sub> ).....	15
6.1.3.	Détail du bonus/malus relatif aux CNI .....	17
6.2.	<i>Détail du bonus/malus relatif aux charges nettes opérationnelles non contrôlables .....</i>	19
6.2.1.	Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat d'électricité destinée à couvrir les pertes en réseau électrique .....	19
6.2.2.	Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre .....	20
6.2.3.	Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat des certificats verts .....	20
6.2.4.	Détail du bonus/malus relatif aux indemnités versées aux fournisseurs en cas de retard de placement des compteurs à budget .....	20
6.3.	<i>Détail du bonus/malus relatif aux projets spécifiques.....</i>	21
7.	RÉSULTAT ANNUEL.....	22
8.	SOLDES RÉGULATOIRES .....	25
8.1.	<i>Détail du solde réglementaire relatif aux produits issus des tarifs périodiques (SR<sub>volume</sub>) .....</i>	25
8.2.	<i>Détail du solde réglementaire relatif aux charges opérationnelles non contrôlables.....</i>	29
8.2.1.	Détail du solde réglementaire relatif aux charges opérationnelles non contrôlables & solde réglementaire relatif aux produits opérationnels non contrôlables (SRC <sub>non contrôlables</sub> et SRP <sub>non contrôlables</sub> ) .....	29
8.2.2.	Détail du solde réglementaire relatif à la charge d'achat d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau électriques (SR <sub>achat pertes</sub> ) .....	30
8.2.3.	Détail du solde réglementaire relatif à la charge d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre (SR <sub>achat clientèle</sub> ).....	31
8.2.4.	Détail du solde réglementaire relatif à la charge d'achat des certificats verts (SR <sub>achat Cv</sub> ) .....	31
8.2.5.	Détail du solde relatif aux indemnités versées aux fournisseurs commerciaux en cas de retard de placement des compteurs à budget (SR <sub>indemnité placement CàB</sub> ).....	31
8.3.	<i>Détail du solde relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables variables relatives aux obligations de service public (SR<sub>volume OSP</sub>) .....</i>	32
8.4.	<i>Détail du solde relatif à la marge bénéficiaire équitable (SR<sub>marge bénéficiaire équitable</sub>) .....</i>	32
8.5.	<i>Détail du solde relatif aux charges nettes variables relatives aux projets spécifiques (SR<sub>projets spécifiques</sub>) .....</i>	37
9.	PROPOSITION D'AFFECTATION DU SOLDE RÉGULATOIRE ET RÉVISION DU TARIF POUR LES SOLDES RÉGULATOIRES .....	38
9.1.	<i>Affectation du solde réglementaire de distribution pour l'exercice d'exploitation 2020 .....</i>	38
9.2.	<i>Solde réglementaire cumulé pour la période 2008-2020 .....</i>	39
9.3.	<i>Révision du tarif pour les soldes réglementaires .....</i>	40
10.	DÉCISION RELATIVE AUX SOLDES 2020.....	46
11.	VOIES DE RECOURS.....	48
12.	ANNEXES .....	49

## Index graphiques

Graphique 1	Ecart global – année 2020 .....	12
Graphique 2	Bonus/malus – année 2020 .....	13
Graphique 3	Bonus/malus relatif aux CNC <sub>autres</sub> – année 2020.....	14
Graphique 4	Bonus/malus relatif aux CNF et CNV OSP – année 2020 .....	17
Graphique 5	Détail du Bonus/malus relatif aux CNI OSP et hors OSP (réseau/hors réseau) – année 2020 .....	18
Graphique 6	Détail du Bonus/malus relatif aux charges d’amortissement hors réseau .....	19
Graphique 7	Réconciliation du résultat tarifaire et comptable – année 2020.....	22
Graphique 8	Composition du résultat tarifaire – année 2020 .....	23
Graphique 9	Résultats comptables par nature – année 2020.....	24
Graphique 10	Solde régulateur – année 2020.....	25
Graphique 11	Détail du solde régulateur relatif aux produits issus des tarifs périodiques.....	26
Graphique 12	Détail du solde régulateur relatif au terme capacitaire .....	27
Graphique 13	Détail du solde régulateur relatif au terme proportionnel .....	27
Graphique 14	volumes de prélèvements budgétés et réels 2020 (hors transit et perte).....	28
Graphique 15	Détail solde régulateur SRC <sub>non contrôlables</sub> & SRP <sub>non contrôlables</sub> – année 2020 .....	29
Graphique 16	Ecart entre les volumes de perte budgétés et réels 2020.....	30
Graphique 17	Détail de l’écart relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables variables relatives aux obligations de service public – année 2020 .....	32
Graphique 18	Evolution de la Base d’Actifs Régulés de l’année 2020 .....	33
Graphique 19	Détail des investissements et interventions tiers - Réseau.....	34
Graphique 20	Détail des investissements – Hors Réseau .....	34
Graphique 21	Réconciliation de la Base d’Actifs Régulés budgétée et réelle au 31/12/2020 .....	36
Graphique 22	Evolution des simulations par client type avant et après adaptation du tarif 2022 pour solde régulateur.....	41
Graphique 23	Evolution des simulations par client type avant et après adaptation du tarif 2023 pour solde régulateur.....	41
Graphique 24	Simulations des coûts de distribution des années 2019 à 2023 pour le client type T- MT (50 GWh – 9.8 MW).....	42
Graphique 25	Simulations des coûts de distribution des années 2019 à 2023 pour LE CLIENT- type MT (2 gwh – 392 kW) .....	43
Graphique 26	Simulations des coûts de distribution des années 2019 à 2023 pour le client-type T- BT (30.000 kwh – 5,9 kW).....	44
Graphique 27	Simulations des coûts de distribution des années 2019 à 2023 pour le client-type BT (1.600 kwh hp – 1.900 KWH HC).....	45

## Index tableaux

Tableau 1	Détail des charges nettes contrôlables OSP .....	16
Tableau 2	Détail du bonus/malus relatif aux CNI.....	18
Tableau 3	Détail de la marge bénéficiaire équitable .....	22
Tableau 4	Résultat, dividendes et payout ratio – année 2020.....	24
Tableau 5	Détail du solde régulateur relatif aux produits issus des tarifs périodiques .....	26
Tableau 6	Evolution RAB budgétée et réelle & impact sur le solde régulateur .....	35
Tableau 7	Proposition d'affectation du solde régulateur – année 2020.....	38
Tableau 8	Affectation des soldes régulateurs – année 2008 à 2020 .....	40
Tableau 9	Impacts tarifaires sur les clients type par niveau de tension .....	40

# **1. BASE LÉGALE**

## **1.1. Dispositions législatives applicables pour la détermination des soldes réglementaires relatifs à l'année 2020**

En vertu de l'article 43, § 2, 14°, du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, la CWaPE est chargée de l'approbation des tarifs des gestionnaires des réseaux de distribution.

Il ressort des articles 4, § 2, 14°, et 7, § 1<sup>er</sup>, alinéa 2, du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité que cette compétence d'approbation des tarifs comprend notamment l'examen des rapports annuels des GRD et des soldes réglementaires en découlant ainsi que leur approbation ou refus d'approbation au moyen de décisions motivées.

L'article 16 du même décret établit, quant à lui, la procédure à suivre pour l'approbation des soldes réglementaires.

## **1.2. Méthodologie tarifaire applicable pour la détermination des soldes réglementaires relatifs à l'année 2020**

En date du 17 juillet 2017, le Comité de direction de la CWaPE a adopté la décision portant sur la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période réglementaire 2019-2023 (ci-après la méthodologie tarifaire 2019-2023), ainsi que les annexes y relatives.

Cette méthodologie tarifaire habilite la CWaPE à contrôler annuellement le calcul des écarts entre le budget et la réalité rapportés par le gestionnaire de réseau de distribution (GRD) concernant l'exercice d'exploitation écoulé (article 104). Ce contrôle est réalisé selon la procédure visée au titre IV, chapitre 2, de la méthodologie tarifaire 2019-2023 (articles 122 et 123) et porte notamment sur le respect des articles 8 (rendu applicable au contrôle *ex post* par l'article 106) et 105 à 119 de la méthodologie qui décrivent les modalités de calcul des différentes catégories d'écarts entre le budget et la réalité :

- 1° L'écart relatif aux produits issus des tarifs périodiques de distribution ;
- 2° L'écart relatif aux charges opérationnelles non contrôlables ;
- 3° L'écart relatif aux produits opérationnels non contrôlables ;
- 4° L'écart relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables ;
- 5° L'écart relatif à la marge bénéficiaire équitable ;
- 6° L'écart relatif aux charges nettes relatives aux projets spécifiques.

A cette fin, le GRD doit soumettre à la CWaPE son rapport tarifaire *ex post* portant sur l'exercice d'exploitation écoulé (année 2020 en l'occurrence), lequel doit comporter le modèle de rapport au format Excel (annexe 7 de la méthodologie tarifaire 2019-2023) ainsi que l'ensemble de ses annexes.

### **1.3. Dispositions applicables pour la détermination de l'affectation du solde régulateur relatif à l'année 2020**

L'article 4, § 2, 14°, du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité, habilite également la CWaPE à déterminer les modalités selon lesquelles les soldes régulateurs approuvés sont, le cas échéant, récupérés ou rendus dans les tarifs.

L'article 120 de la méthodologie tarifaire 2019-2023 précise, à ce sujet, que la période d'affectation du solde régulateur annuel total, à l'exception du solde relatif à la cotisation fédérale, est déterminée par la CWaPE, en concertation avec chaque gestionnaire de réseau de distribution.

L'article 122 de la méthodologie tarifaire 2019-2023 prévoit notamment que le gestionnaire de réseau de distribution soumette à la CWaPE au plus tard le 30 juin de l'année N+1, une demande de révision du tarif pour les soldes régulateurs afin d'y intégrer les soldes régulateurs approuvés par la CWaPE.

## 2. HISTORIQUE DE LA PROCÉDURE

1. En date du 9 janvier 2020, la CWaPE a reçu un rapport du réviseur d'entreprises de l'AIEG concernant l'activation des frais généraux et plus particulièrement le pourcentage de couverture des frais généraux.
2. En date du 21 janvier 2021, la CWaPE a adressé un courrier aux gestionnaires de réseau de distribution relatif
  - D'une part :
    - o À la valeur des paramètres définissant le couloir de prix d'achat d'électricité pour la couverture des pertes,
    - o À la valeur des paramètres définissant le couloir de prix d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution ;
    - o À la valeur des prix minimum et maximum d'achat des certificats verts,
  - D'autre part au modèle de rapport ex post 2020 ainsi qu'au calendrier de contrôle.
3. En date du 29 janvier 2021, la CWaPE a adressé un courriel aux gestionnaires de réseau de distribution faisant suite au courrier envoyé le 21 janvier 2021 et corrigeant les valeurs y contenues pour la valeur des prix minimum et maximum d'achat des certificats verts.
4. En date du 22 juin 2021, la CWaPE a reçu le rapport tarifaire *ex post* de l'AIEG portant sur l'exercice d'exploitation 2020 ainsi les comptes annuels approuvés par l'Assemblée Générale et les comptes annuels de l'année 2020 tels que déposés à la Banque nationale de Belgique.
5. En date du 13 juillet 2021, la CWaPE a reçu du commissaire aux comptes de l'AIEG le rapport relatif « aux investissements et mises hors services ».
6. L'analyse du rapport tarifaire *ex post* visé ci-avant a requis de la part de la CWaPE des informations et explications complémentaires. Conformément à l'article 122 de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité, la CWaPE a adressé cette demande au gestionnaire de réseau en date du 20 août 2021.
7. En date du 25 août 2021, la CWaPE a reçu du commissaire aux comptes de l'AIEG le rapport relatif d'une part « au bilan et au compte de résultat de l'activité régulée » et d'autre part « aux règles d'évaluation et d'activation des frais indirects ».
8. En date du 17 septembre 2021, la CWaPE a reçu d'une part les réponses aux questions complémentaires de la CWaPE, et, d'autre part le rapport tarifaire *ex post* adapté de l'AIEG portant sur l'exercice d'exploitation 2020.
9. En date du 29 septembre 2021, une réunion s'est tenue entre la CWaPE et les représentants de l'AIEG pour discuter du rapport tarifaire adapté *ex post* de l'AIEG portant sur l'exercice d'exploitation 2020 ainsi que les questions complémentaires qui lui avait été adressées en date du 20 août 2021.
10. En date du 14 octobre 2021, la CWaPE a transmis à l'AIEG le compte-rendu de la réunion du 29 septembre 2021 qui s'est tenue entre la CWaPE et les représentants de l'AIEG pour discuter du rapport tarifaire *ex post* de l'AIEG portant sur l'exercice d'exploitation 2020.
11. En date du 15 octobre 2021, l'AIEG a fait part de ses commentaires sur ce compte-rendu.

12. En date du 14 octobre 2021, la CWaPE a reçu la demande de révision du tarif pour les soldes régulatoires.
  
13. Par la présente décision, la CWaPE se prononce, en vertu des articles 4, § 2, 14°, 7, § 1<sup>er</sup>, alinéa 2, et 16 du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité et des articles 104, 120, et 122 de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période 2019-2023, sur le calcul et l'affectation du solde régulateur de l'année 2020 établi sur la base du rapport tarifaire *ex post* déposé le 17 septembre 2021 et sur la demande de révision du tarif pour les soldes régulatoires déposée le 14 octobre 2021 par l'AIEG.

### 3. RÉSERVE GÉNÉRALE

La présente décision relative aux soldes du gestionnaire de réseau de distribution se fonde sur les documents qui ont été mis à disposition de la CWaPE.

S'il devait s'avérer que, ultérieurement, les données reprises dans ces documents nécessitent une adaptation, notamment lors de la validation des plans d'adaptation ou lors de l'élaboration du rapport annuel de la CWaPE relatif aux coûts des obligations de service public pour l'année 2020, la CWaPE se réserve le droit de revoir la présente décision à la lumière des données adaptées.

La CWaPE rappelle par ailleurs que les contrôles qu'elle exerce sur la réalité et le caractère raisonnablement justifié des coûts rapportés par les GRD ne peuvent porter sur la totalité de ces coûts mais sont généralement opérés par sondage, notamment à travers les questions posées et demandes d'informations complémentaires adressées aux GRD sur la base d'éléments ayant attiré l'attention de la CWaPE. La CWaPE n'a donc pas connaissance de l'intégralité des opérations à l'origine des coûts rapportés par les GRD et encore moins de leurs montants et justifications.

Par conséquent, l'absence de remarques sur certains éléments de coûts ou de réduction de coûts du rapport annuel dans la présente décision ne peut être interprétée comme une approbation tacite ou implicite de ces éléments de coûts ou de réduction de coûts pour les années à venir. La CWaPE se réserve le droit, ultérieurement, de soumettre la justification et le caractère raisonnable de ces éléments de coûts ou de réduction de coûts à un examen approfondi et, le cas échéant, de les refuser. La CWaPE est toutefois disposée, sur demande motivée de l'AIEG, à se prononcer de manière spécifique sur des coûts bien précis non abordés dans le cadre du présent contrôle.

## 4. CONTRÔLE DES MONTANTS RAPPORTÉS

Sur la base du rapport tarifaire *ex post* reçu le 17 septembre 2021 et portant sur l'exercice d'exploitation 2020, la CWaPE a contrôlé le calcul des écarts entre le budget et la réalité rapportés par le gestionnaire de réseau de distribution. Ce contrôle a été réalisé conformément à l'article 8, § 2, (rendu applicable au contrôle *ex post* par l'article 106) et aux articles 106 à 117 de la méthodologie tarifaire.

Les éléments de contrôle ont porté notamment sur le caractère raisonnablement justifié des coûts au sens de l'article 8, § 2, de la méthodologie tarifaire (rendu applicable au contrôle *ex post* par l'article 106) conformément aux critères que cette disposition prévoit.

Le GRD transmet chaque année à la CWaPE, au travers de ses rapports tarifaires *ex post*, un bilan et un compte de résultats scindés par catégorie d'activité, ainsi qu'une explication des règles d'imputations des coûts et des produits qui ont été appliquées. Ces exigences sont formulées aux articles 146 à 148 de la méthodologie tarifaire. Les articles 149 à 152 de la méthodologie tarifaire prévoient la rédaction d'une notice méthodologique par le GRD et l'établissement de rapports spécifiques par son Commissaire.

Dans le cadre de ses contrôles, CWaPE a vérifié notamment que les activités exercées au cours de l'année d'exploitation par le gestionnaire de réseau de distribution ont été classées selon leur nature en activité régulée, activité non régulée ou activité 'autre' (hors GRD).

Dans le courant de l'année 2019, suite à une série de recommandations émises par la CWaPE dans son rapport référencé CD-19k25-CWaPE-0069 et applicable à l'AIEG pour sa mise en conformité avec le décret du 11 mai 2018 modifiant le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et le décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz, l'AIEG a entrepris diverses démarches, dont la constitution, sous forme de société coopérative, d'une association intercommunale dénommée « Trans&Wall » par la scission partielle de l'intercommunale AIEG. Le capital de cette société est composé d'actions nominatives réparties en trois classes :

- Les parts B<sub>1</sub> représentatives des participations financières détenues dans le capital de la société SOCOFE ;
- Les parts B<sub>2</sub> représentatives des participations financières détenues dans le capital de la société PUBLI-T ;
- Les parts Z représentatives des participations financières détenues dans le capital de la société Ze-MO.

De ce fait, les immobilisations détenues dans ces immobilisations financières, relevant précédemment des activités non régulées du gestionnaire de réseau de distribution, ne sont plus reprises dans les comptes annuels depuis le 31 décembre 2019.

Comme **activité régulée**, l'AIEG est désignée en tant que gestionnaire de réseau de distribution d'électricité sur le territoire des communes d'Andenne, Gesves, Ohey, Rumes et Viroinval.

Notons également qu'une entité juridique a été créée début 2015 sous la forme d'une SCRL dénommée AREWAL. Cette SCRL a été fondée par les 3 GRD suivants : l'AIEG, l'AIESH et la Régie de Wavre. L'objet de la SCRL est d'assister les GRD qui en sont associés, dans l'accomplissement des missions qui leurs sont dévolues par les décrets, règlements et arrêtés et, en particulier, les obligations de services publics qui leur sont imparties, comme la gestion de l'éclairage public. L'AIEG facture, en tant qu'activité régulée, la location de ses locaux à AREWAL ainsi que les prestations réalisées pour la gestion journalière, comptable et également des différents projets.

A côté des activités régulées citées ci-avant et qui constituent le cœur de son métier, le gestionnaire de réseau de distribution exerce des **activités non régulées** notamment :

- L'AIEG travaille en tant que sous-traitant pour ORES sur le réseau de Namur en vertu d'une convention.
- L'AIEG prend également à sa charge les consommations relatives aux éclairages publics sur les communes où l'AIEG est désignée comme GRD.
- L'AIEG gère les placements de trésorerie avant libéralisation.

L'AIEG ne dispose d'aucun **autre secteur d'activité** (activité 'autre' (hors GRD)).

La CWaPE a également contrôlé que les tableaux rapportés par le gestionnaire de réseau donnent une image fidèle de la situation financière de la société. Ce contrôle s'appuie notamment sur le **rapport spécifique des Commissaires relatif au bilan et au compte de résultats de l'activité régulée** du gestionnaire de réseau. Au travers de ce rapport spécifique, le Commissaire a attesté que : « *A notre avis, les tableaux 11 et 1 du rapport tarifaire ex post donnent une image fidèle de la situation et de la performance financière de l'activité régulée de la SC AIEG au 31 décembre 2020 conformément aux dispositions relatives aux informations financières à produire selon la décision* » et « *A notre avis, les règles d'imputation et de répartition ont été respectées et les règles d'activation sont justifiées (et ne sont pas supérieures aux frais constatés) et elles ont été appliquées de manière constante durant l'exercice sous revue.* ».

Pour l'année 2020, le Commissaire du gestionnaire de réseau a également fourni :

- **Un rapport spécifique relatif aux investissements et mises hors services.**

Bien que le Commissaire constate que : « *L'inventaire technique est géré dans une base de données ACCESS. Nous notons que l'intégration des éléments acquis doit intervenir dans l'inventaire technique suite à l'expropriation. En effet, la SC AIEG n'a pas pu obtenir d'inventaire technique exhaustif, mais a par contre, obtenu un dossier justificatif de la valeur d'expropriation. Dès lors certaines désaffectations ne peuvent pas être enregistrées dans l'inventaire technique mais la SC AIEG est bien en mesure d'effectuer les désaffectations comptables.* »

Le Commissaire conclut : « *Au travers des identifications, des validations, des revues et vérifications effectuées, nous constatons que les mises hors service et les investissements sont effectués conformément aux lignes directrices et à la notice méthodologique tenant compte des remarques reprises ci-dessus.* ».

L'AIEG a pu apporter une réponse à toutes les questions de clarification et de justification posées par la CWaPE, notamment en ce qui concerne les écarts entre les charges et produits budgétisés et réalisés.

## 5. ECART GLOBAL ENTRE REVENU AUTORISÉ BUDGÉTÉ ET RÉEL 2020

Le revenu autorisé budgété pour l'année 2020 et approuvé par la CWaPE en date du 29 mai 2018 s'élevait à 10.018.294 euros compte tenu d'une quote-part des soldes réglementaires des années précédentes de 373.581 euros.

Entretemps, les soldes réglementaires 2017 et 2018 ont fait l'objet de décisions d'approbation par la CWaPE et il a été décidé d'affecter ces soldes dans les tarifs de distribution du gestionnaire de réseau de distribution à concurrence d'une quote-part annuelle de 33,33 % sur les années 2020-2022. Par conséquent, le revenu autorisé budgété pour l'année 2020 mis à jour avec l'affectation des soldes 2017 et 2018 s'élève à 9.701.750 euros.

Le revenu autorisé réel de l'année 2020 s'élève 8.897.686 euros.

L'écart entre le revenu autorisé budgété et réel de l'année 2020 s'élève à 804.064 euros, auquel il faut ajouter l'écart provenant des produits issus des tarifs périodiques de distribution d'un montant de – 716.981 euros. L'écart global entre le revenu autorisé budgété et réel de l'année 2020 s'élève à **87.083 euros** (soit 0,90 % du revenu autorisé budgété) constitué d'une **créance de – 125.881,44 euros** et d'un **bonus de + 212.964,83 euros**.

GRAPHIQUE 1 ECART GLOBAL – ANNÉE 2020

	BUDGET 2020	REALITE 2020	ECART	SOLDE REGULATOIRE	BONUS/MALUS
Charges nettes contrôlables	4.714.132	4.482.785	231.347	18.382	212.965
Charges nettes contrôlables hors OSP	4.138.498	3.917.589	220.910		220.910
Charges nettes contrôlables OSP	575.633	565.196	10.437	18.382	7.945
Charges et produits non-contrôlables	2.862.826	2.361.400	501.425	501.425	-
Hors OSP	2.707.424	2.273.552	433.872	433.872	-
OSP	155.402	87.849	67.554	67.554	-
Charges nettes relatives aux projets spécifiques	-	-	-	-	-
Marge équitable	2.067.755	1.996.463	71.292	71.292	-
Hors OSP	2.065.444	1.994.509	70.935	70.935	
OSP	2.311	1.954	357	357	
Quote-part des soldes réglementaires années précédentes	57.038	57.038	-	-	
Sous-Total	9.701.750	8.897.686	804.064	591.099	212.965
<b>Chiffre d'affaires (signe négatif)</b>					
Chiffre d'affaires - Tarif OSP	- 733.346	- 691.814	- 41.532	- 41.532	
Chiffre d'affaires - Redevance de voirie	- 583.785	- 544.878	- 38.907	- 38.907	
Chiffre d'affaires - Tarif impôt des sociétés	- 638.750	- 596.829	- 41.921	- 41.921	
Chiffre d'affaires - Autres impôts et surcharges	-	-	-	-	
Chiffre d'affaires - Tarif soldes réglementaires	- 57.038	- 54.509	- 2.529	- 2.529	
Chiffre d'affaires - Dépassement forfait d'énergie réactive	- 17.484	- 19.628	- 2.144	- 2.144	
Chiffre d'affaires - Tarif injection	- 16.876	- 18.001	- 1.125	- 1.125	
Chiffre d'affaires - Tarif périodique de distribution	- 7.654.472	- 7.059.112	- 595.360	- 595.360	
Sous-Total	- 9.701.750	- 8.984.770	- 716.981	- 716.981	
<b>TOTAL</b>	<b>0</b>	<b>87.083</b>	<b>87.083</b>	<b>- 125.881</b>	<b>212.965</b>

Cet écart global est détaillé aux points 6 (bonus/malus) et 8 (solde réglementaire) du document.

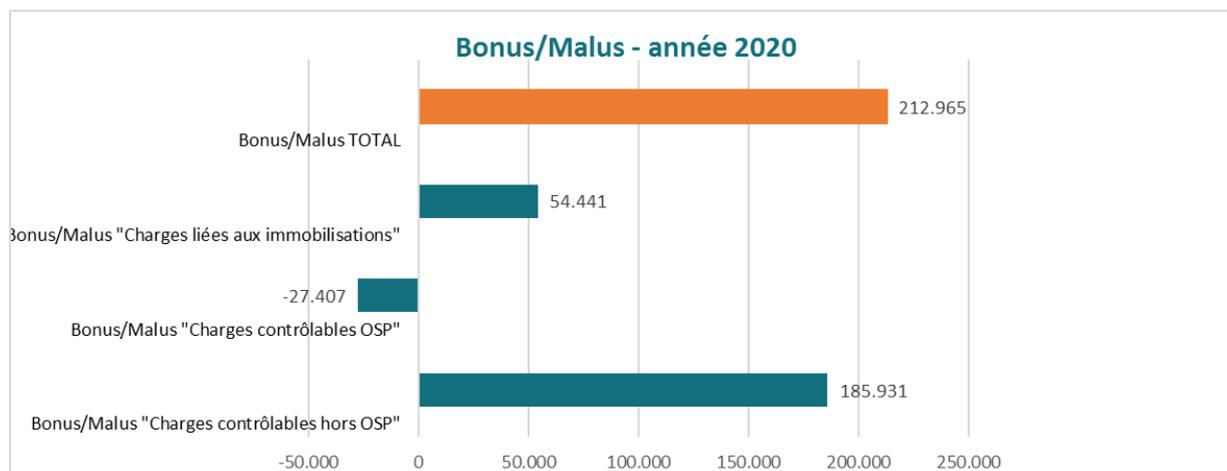
## 6. BONUS/MALUS

Le bonus ou le malus du gestionnaire de réseau de distribution est constitué des éléments suivants :

1. Le bonus/malus relatif aux charges nettes contrôlables hors OSP (article 113 de la méthodologie tarifaire) ;
2. Le bonus/malus relatif aux charges nettes contrôlables OSP (article 113 de la méthodologie tarifaire). En ce qui concerne les charges nettes variables relatives aux OSP, seul l'effet coût est pris en considération (article 114, §3 de la méthodologie tarifaire) ;
3. Le bonus/malus relatif aux charges nettes liées aux immobilisations (article 113 de la méthodologie tarifaire) ;
4. Le bonus/malus relatif à la charge d'achat d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau électriques (article 107 de la méthodologie tarifaire) ;
5. Le bonus/malus relatif à la charge d'achat d'électricité destinée à l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau (article 108 de la méthodologie tarifaire) ;
6. Le bonus/malus relatif à la charge d'achat des certificats verts (article 110 de la méthodologie tarifaire) ;
7. Le bonus/malus relatif aux indemnités versées aux fournisseurs commerciaux en cas de retard de placement des compteurs à budget (article 111 de la méthodologie tarifaire) ;
8. Le bonus/malus relatif aux charges nettes fixes ainsi que l'effet coût des charges nettes variables relatives aux projets spécifiques (articles 116 et 117 de la méthodologie tarifaire).

Le « bonus » ou le « malus » total fait partie du résultat comptable, il vient donc augmenter ou diminuer le bénéfice annuel du gestionnaire de réseau.

GRAPHIQUE 2 BONUS/MALUS – ANNÉE 2020



### 6.1. Détail du bonus/malus relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables

Les charges nettes opérationnelles contrôlables sont définies selon la formule suivante :

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

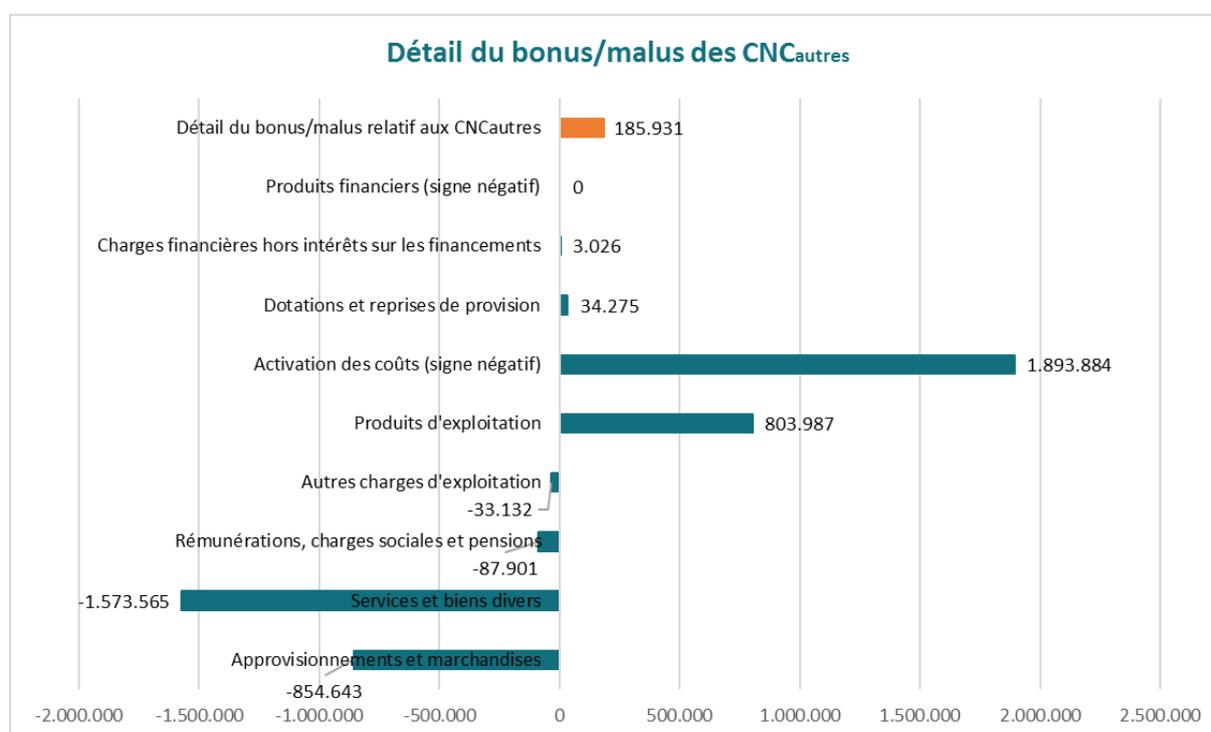
Avec :

- $CNC_{autres}$  = 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).

### 6.1.1. Détail du bonus/malus relatif aux $CNC_{autres}$

Au 31 décembre 2020, les charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes relatives aux obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations s'élevaient à 2.343.709 euros contre un montant budgété de 2.529.640 euros, soit un **bonus de 185.931 euros** (87,31 % du bonus 2020 de l'AIEG).

GRAPHIQUE 3 BONUS/MALUS RELATIF AUX  $CNC_{AUTRES}$  – ANNÉE 2020



Pour rappel, les coûts contrôlables budgétés à partir de 2020 représentent une trajectoire basée sur les coûts contrôlables budgétés 2019 augmentés de l'indexation (+ 1,575 %) et diminués d'un facteur d'efficacité (- 1,5 %) le cas échéant. Outre cette explication générale de l'écart 2020, ce bonus provient notamment :

- 1° Des **approvisionnements et marchandises** en hausse de + 854.643 euros par rapport aux montants budgétés, notamment suite à une forte augmentation de la production immobilisée (voir ci-dessous) ;
- 2° Des **services et biens divers** en très nette augmentation (+ 1.573.565 euros) par rapport aux montants budgétés suite notamment à :
  1. Une **hausse marquée des frais informatiques** (+ 938.389 euros soit 59,63 % de la hausse des services et biens divers). D'une part, l'AIEG a fait le choix, dans l'intérêt de

ses utilisateurs de réseau de ne plus comptabiliser en investissement que les investissements limités au montant total qui avait été budgété et autorisé par la CWaPE, d'autre part, les coûts engendrés par la clearing house ATRIAS continue de représenter une lourde charge pour l'AIEG (85 % des frais informatiques).

L'approche de limiter les investissements et de prendre en charge les coûts ATRIAS est le reflet des choix qui ont toujours guidé la direction de l'AIEG de trouver un équilibre entre proposer le tarif de distribution le plus juste à l'utilisateur de réseau final, et, d'autre part, rémunérer de façon adéquate l'actionnaire.

2. Un écart significatif pour les **coûts relatifs aux entrepreneurs et sous-traitants** (+ 732.369 euros, soit 46,54 % de la hausse des services et biens divers). A ce niveau, la CWaPE constate que les coûts des entrepreneurs et sous-traitants sont relativement stables par rapport à l'exercice d'exploitation 2018 et 2019. L'écart s'explique donc par le fait que dans le budget 2019, l'AIEG avait d'une part 'trop' transféré sur le niveau de tension Haute Tension au détriment de la Basse Tension, et, d'autre part sous-estimé le budget total des sous-traitants. Le budget était basé sur une production immobilisée légèrement sous-estimée et multipliée par un ratio estimé sur base des proportions des sous-traitants réels 2015 et 2016 également inférieurs. Le budget 2020 étant basé sur la trajectoire 2019, nous retrouvons ces écarts.

3° Une très forte augmentation des **produits d'exploitation** (+ 803.987 euros) provenant :

1. De montants budgétés pour 2020 qui ne tenaient pas compte des produits divers tels que :
  - Des produits de refacturation suite à la clôture d'un chantier (251.609 euros) ;
  - Des récupérations diverses telles que des créances irrécouvrables ou des frais administratifs divers (64.538 euros) ;
  - La facture adressée à RESA pour les pertes du passé suite à la correction des erreurs de comptage au niveau de la cabine Bois d'Orjou entre RESA et l'AIEG provenant d'un mauvais réglage d'un TP sur le départ de RESA (328.509 euros).
2. De la sous-estimation des factures (recettes budgétées) pour les prestations AREWAL (+ 62.839 euros) ;
3. De la surestimation des recettes issues des tarifs non périodiques budgétés (ventes études préalables) (- 39.012 euros).

4° L'**activation des coûts** (+ 1.893.884 euros) constitue un produit en hausse et augmente donc les bonus de l'AIEG. L'analyse parallèle des approvisionnements et marchandises, des coûts relatifs aux entrepreneurs/sous-traitants et des frais activés aboutit pour 2020 à un 'produit' net de 306.872 euros.

### 6.1.2. **Détail du bonus/malus relatif aux charges nettes contrôlables OSP (CNF<sub>OSP</sub> et CNV<sub>OSP</sub>)**

Au 31 décembre 2020, les charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public s'élèvent à 565.196 euros contre un montant budgété de 575.633 euros. Comme précisé dans la méthodologie tarifaire :

- 1° La totalité de l'écart relatif aux charges nettes fixes relatives aux obligations de service public constitue un bonus/malus<sup>1</sup> (en l'occurrence un **malus de - 24.832 euros** pour l'AIEG, soit - 11,66 % du bonus) ;

---

<sup>1</sup> Article 113 de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2019-2023

- 2° L'écart relatif aux charges nettes variables relatives aux obligations de service public est défini à l'article 114 de la méthodologie tarifaire. Cet écart distingue d'une part l'**effet coût** et, d'autre part, l'**effet volume** et constitue soit un bonus/malus, soit une dette/créance<sup>2</sup>. Au 31 décembre 2020, un **malus de 2.574 euros** a été rapporté (– 1,21 % du bonus) ;
- 3° L'écart relatif aux charges nettes liées aux immobilisations, y inclus les immobilisations propres aux obligations de service public<sup>3</sup>, constitue un bonus/malus (en l'occurrence un **bonus de 54.441 euros** (25,56 % du bonus), dont 19.462 euros concerne les obligations de service public (9.14 % du bonus)). Cet écart est détaillé au point 6.1.3 ci-dessous.

TABLEAU 1 DÉTAIL DES CHARGES NETTES CONTRÔLABLES OSP

	BUDGET 2020	REALITE 2020	Ecart	SOLDE REGULATOIRE	BONUS/MALUS
Charges nettes contrôlables OSP	575.633	565.196	10.437	18.382	- 7.945
Charges nettes fixes à l'exclusion des charges d'amortissement	204.059	228.892	- 24.832		- 24.832
Charges nettes variables à l'exclusion des charges d'amortissement	289.156	273.348	15.808	18.382	- 2.574
Charges d'amortissement	82.418	62.956	19.462		19.462

Globalement, l'écart relatif aux charges nettes relatives aux obligations de service public hors charges nettes liées aux immobilisations à charge de l'AIEG est un **malus de 27.407 euros** (– 12,87 % du malus).

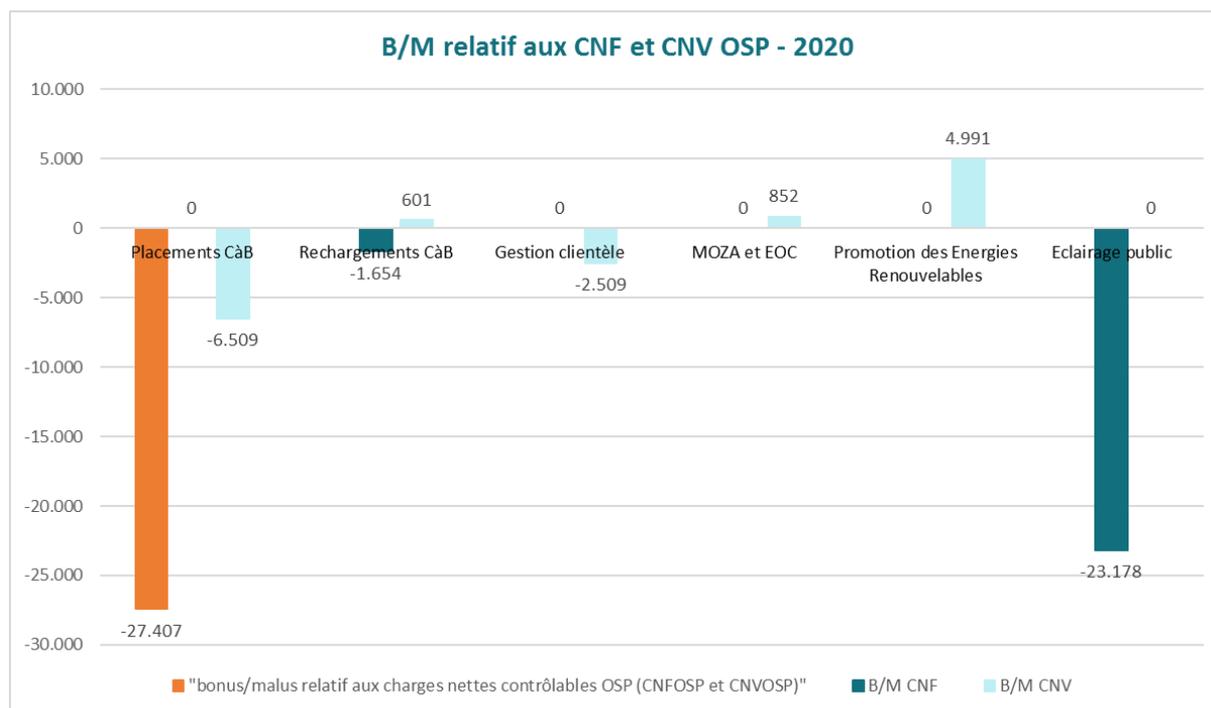
Les écarts s'expliquent notamment par la mécanique introduite par la méthodologie tarifaire, à savoir, pour les années 2020 à 2023 les charges nettes fixes relatives aux obligations de service public<sup>4</sup> et la charge nette unitaire (CNU) prévisionnelle<sup>5</sup> sont déterminées en multipliant les budgets 2019 par  $[1 + (IS - X)]$ .

<sup>2</sup> Voir point 8 ci-dessous.

<sup>3</sup> Ibidem 2.

<sup>4</sup> Article 44bis, § 2, de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2019-2023.

<sup>5</sup> Article 47 de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2019-2023.



Ce malus s'explique majoritairement (90,61 %) par les charges nettes fixes relatives aux obligations de service public, et, plus particulièrement par une **augmentation du coût de remplacement des armatures vapeurs mercure HP** (+ 25.989 euros). Cette augmentation s'explique principalement par le fait que suite à la crise sanitaire, durant l'exercice 2020, la plupart des agents ont été affectés à l'entretien et au remplacement de l'éclairage public pendant la période de confinement.

Les charges nettes variables relatives aux obligations de service public représentent 9,39 % du malus relatif aux charges nettes contrôlables OSP. Ce malus provient :

- D'une **augmentation du coût unitaire relatif au nombre de demandes de placement de compteurs à budget** introduites auprès de l'AIEG (+ 25,55 %) suite à la très forte diminution du nombre de demandes introduites (- 42,63 %) par rapport du nombre de demandes budgétées. Dans le cadre de la crise sanitaire, le Gouvernement wallon a pris diverses mesures en mars 2020 pour les ménages équipés d'un compteur à budget actif sur le branchement, telles que l'octroi de primes, la suspension de coupures en cas de non-rechargement jusqu'au 30 juin 2020. L'application de ces mesures a modifié temporairement le fonctionnement et les procédures marché. Le gel des processus a induit une diminution des demandes de placement de CAB.
- Partiellement compensée par une **diminution du coût unitaire relatif au nombre de dossiers « qualiwatt » et « solwatt »** introduits auprès de l'AIEG (- 8,86 %) suite à l'augmentation du nombre de dossiers introduits (+ 14,08 %) par rapport du nombre de dossiers budgétés.

### 6.1.3. Détail du bonus/malus relatif aux CNI

L'écart relatif aux charges nettes liées aux immobilisations, y inclus les immobilisations propres aux obligations de service public, constitue un **bonus de 54.441 euros** (25,56 % du bonus total).

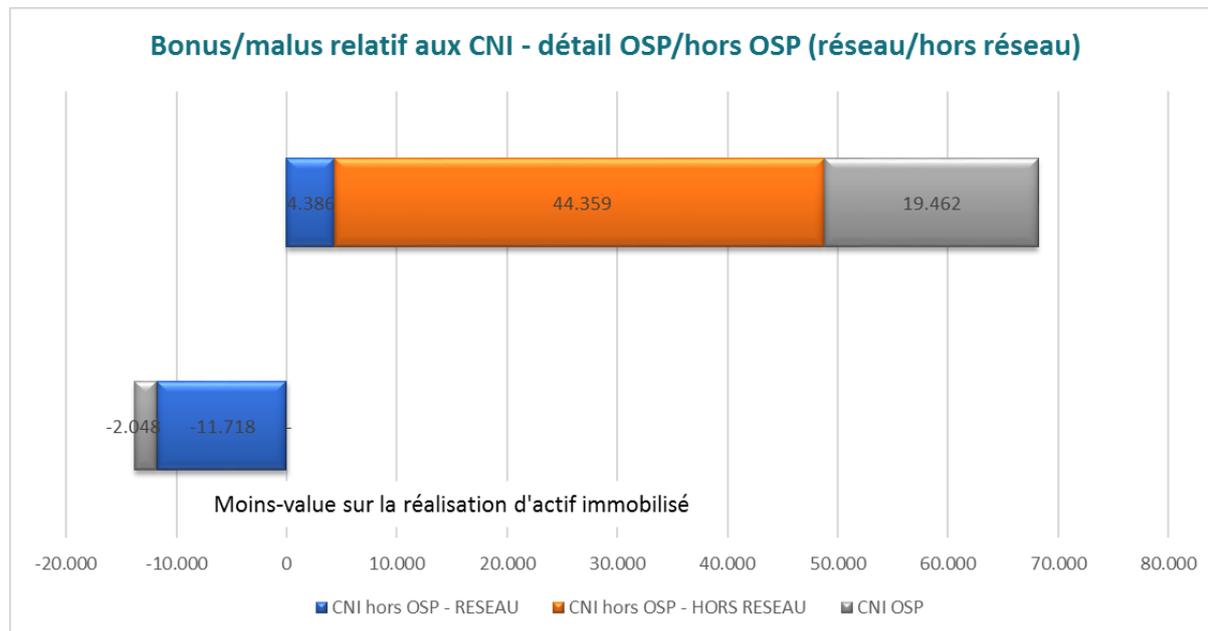
TABLEAU 2 DÉTAIL DU BONUS/MALUS RELATIF AUX CNI

	BUDGET 2020	REALITE 2020	ECART
Charges d'amortissement des actifs régulés	1.456.226	1.409.060	47.166
Charges d'amortissement/désaffectations relatives aux plus-values iRAB et indexation historique	101.845	100.265	1.579
Subsides en capital portés en compte de résultats (signe négatif)	0	0	0
Dotations et reprises de réduction de valeurs sur les actifs régulés	0	0	0
Plus-value sur la réalisation des actifs régulés (signe négatif)	0	0	0
Moins-values sur la réalisation des actifs régulés	50.788	64.554	-13.766
<b>Charges nettes liées aux immobilisations hors OSP</b>	<b>1.608.858</b>	<b>1.573.879</b>	<b>34.979</b>
Gestion des compteurs à budget	80.496	61.366	19.131
Gestion des rechargements des compteurs à budget	0	0	0
Gestion de la clientèle	1.922	1.590	331
Déménagements problématiques (MOZA) et fins de contrats (EOC)	0	0	0
Charges nettes liées à la promotion des énergies renouvelables	0	0	0
Eclairage public	0	0	0
<b>Charges nettes liées aux immobilisations OSP</b>	<b>82.418</b>	<b>62.956</b>	<b>19.462</b>
<b>Bonus/Malus relatif aux CNI</b>	<b>1.691.276</b>	<b>1.636.835</b>	<b>54.441</b>

Ce bonus est constitué des écarts relatifs :

- Aux moins-values sur la réalisation d'actifs immobilisés (- 13.766 euros, soit - 25,29 % du bonus lié aux CNI) ;
- Aux charges d'amortissements (66.628 euros soit 122,39 % du bonus liés aux CNI) ; et
- Aux charges d'amortissement/désaffectations relatives aux plus-values iRAB (1.579 euros, soit 2,90 % du bonus lié aux CNI) normalement constantes, mais dont les budgets 2020-2023 constituent une indexation du budget 2019<sup>6</sup>.

GRAPHIQUE 5 DÉTAIL DU BONUS/MALUS RELATIF AUX CNI OSP ET HORS OSP (RÉSEAU/HORS RÉSEAU) – ANNÉE 2020



Comme on peut également le constater, 65,04 % du bonus liés aux charges d'amortissements provient d'un écart relatif aux amortissements des actifs immobilisés ne relevant pas des OSP et hors réseau (44.359 euros).

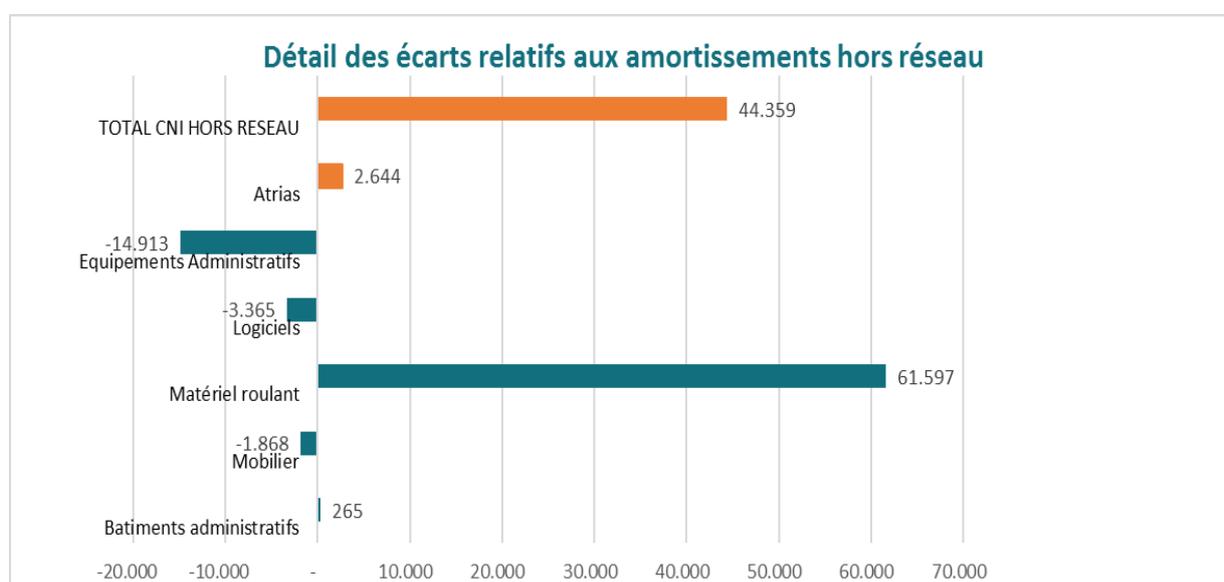
<sup>6</sup> Article 48, § 2, de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2019-2023.

Ce bonus provient majoritairement d'un écart sur le **matériel roulant** suite aux investissements 2017 et 2018 budgétés largement supérieurs aux réalisés (70.689 euros) partiellement compensé par des investissements de matériel roulant réalisés en 2020 et non budgétés :

- Budget 2017 : 193.701 euros d'investissement et 38.740 euros d'amortissement alors qu'aucun investissement n'a été réalisé en 2017 ;
- Budget 2018 : 208.830 euros d'investissement et 41.766 euros d'amortissement alors que les investissements réels ont été de 55.887 euros, soit 11.177 euros d'amortissement ;
- Investissements réels 2020 : 150.015 euros, soit 13.715 euros d'amortissement non budgétés qui viennent réduire le bonus.

Pour rappel, la proposition de revenu autorisé a été remise à la CWaPE le 22 mai 2018 et l'AIEG ne disposait par conséquent pas des données réelles 2017 et 2018.

GRAPHIQUE 6 DÉTAIL DU BONUS/MALUS RELATIF AUX CHARGES D'AMORTISSEMENT HORS RÉSEAU



## 6.2. Détail du bonus/malus relatif aux charges nettes opérationnelles non contrôlables

### 6.2.1. Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat d'électricité destinée à couvrir les pertes en réseau électrique

L'écart relatif à la charge d'achat d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau électriques est défini à l'article 107, § 2, de la méthodologie tarifaire. Cet écart est intégralement ou partiellement à charge des utilisateurs de réseau (solde régulateur) en fonction du prix d'achat réel d'électricité pour la couverture des pertes en réseau électriques du gestionnaire de réseau de distribution.

Le prix d'achat réel d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau électriques de l'année 2020 étant situé à l'intérieur du couloir de prix autorisé, il n'y a **pas de bonus ou de malus**. L'écart est intégralement à charge des utilisateurs de réseau.

### 6.2.2. Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre

L'écart relatif à la charge d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre est défini à l'article 108, § 2, de la méthodologie tarifaire. Cet écart est intégralement ou partiellement à charge des utilisateurs de réseau en fonction du niveau du prix d'achat réel d'électricité payé par le gestionnaire de réseau de distribution.

Le prix d'achat réel d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre en 2020 étant situé à l'intérieur du couloir de prix autorisé, il n'y a **pas de bonus ou de malus**. L'écart est intégralement à charge des utilisateurs de réseau.

### 6.2.3. Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat des certificats verts

L'écart relatif aux charges d'achat des certificats est défini à l'article 110, § 2, de la méthodologie tarifaire. Cet écart est intégralement ou partiellement à charge des utilisateurs de réseau en fonction du niveau du prix d'achat réel des certificats verts.

Le prix d'achat réel des certificats verts de l'année 2020 étant situé à l'intérieur du couloir de prix autorisé, il n'y a **pas de bonus ou de malus** lié à l'effet coût. L'écart est intégralement à charge des utilisateurs de réseau.

### 6.2.4. Détail du bonus/malus relatif aux indemnités versées aux fournisseurs en cas de retard de placement des compteurs à budget

L'écart relatif aux indemnités versées aux fournisseurs commerciaux en cas de retard de placement des compteurs à budget est défini à l'article 111, §§ 3 et 4, de la méthodologie tarifaire.

Il est à noter que conformément aux nouvelles dispositions de l' Arrêté du Gouvernement wallon du 19 juillet 2018 modifiant l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché de l'électricité, modifiant l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché du gaz et l'arrêté du Gouvernement wallon du 17 juillet 2003 relatif à la commission locale d'avis de coupure, l'entrée en vigueur de l'intervention forfaitaire doit se faire de manière concomitante avec le MIG6 soit au cours de l'année 2021 probablement.

En 2020, le GRD n'a dès lors versé **aucune indemnité** aux fournisseurs pour retard de placement des compteurs à budget.

### 6.3. Détail du bonus/malus relatif aux projets spécifiques

Pour rappel, dans sa décision référencée CD-18e29-CWaPE-0192 relative à la proposition tarifaire du gestionnaire de réseau de distribution AIEG, la CWaPE et l'AIEG avaient convenu d'un commun accord, de ne pas budgéter de charges nettes relatives au projet spécifique pour le déploiement des compteurs communicants, le business case de l'AIEG nécessitant de la part de ce dernier d'être précisé et affiné.

Dans le courant de l'exercice 2020, l'AIEG n'a pas engagé de frais pour le déploiement des compteurs communicants. Il n'y a donc **pas d'écart** relatif aux projets spécifiques.

Dans le courant de l'exercice 2020, l'AIEG au travers de la plateforme d'achat AREWAL a lancé les appels d'offre pour les compteurs communicants.

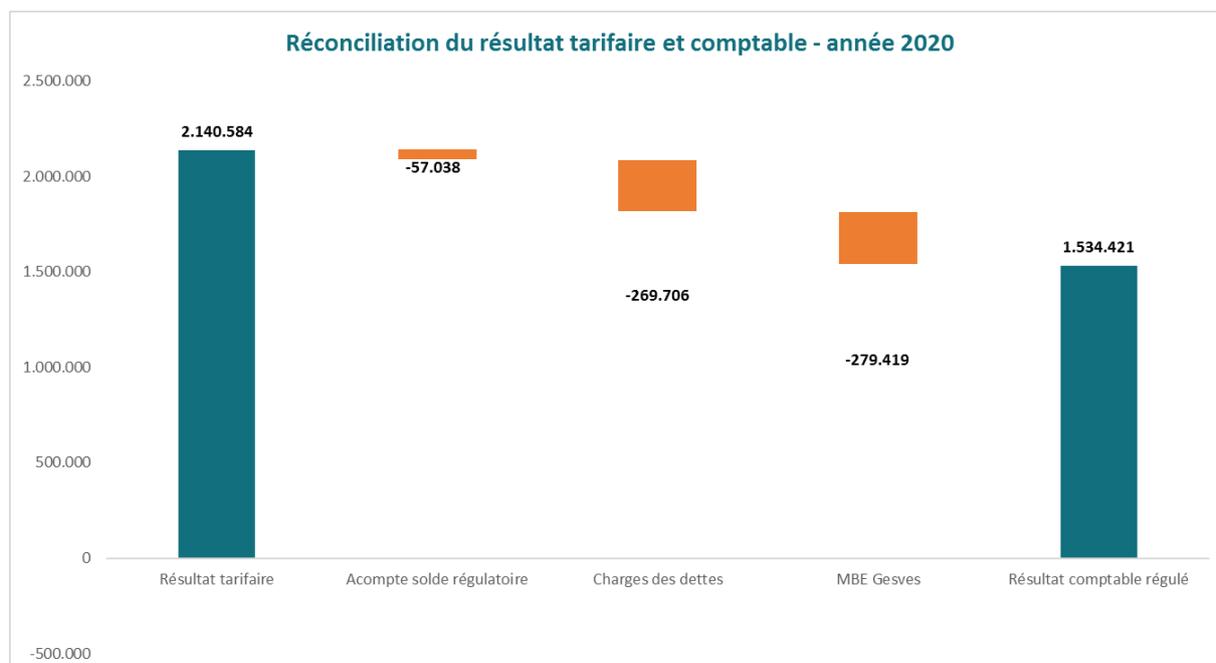
L'AIEG participe également aux diverses réunions organisées notamment sur les fonctionnalités techniques requises.

En mars 2021, un plan financier de déploiement des compteurs communicants a été transmis par AREWAL (au nom de l'AIEG, AIESH et REW) à la CWaPE. En octobre 2021, une demande de budgets spécifiques a été introduite par l'AIEG auprès de la CWaPE. Les analyses relatives à la décision d'octroyer des budgets complémentaires pour le déploiement des compteurs communicants sont en cours et n'ont pas d'impact sur les écarts 2020.

## 7. RÉSULTAT ANNUEL

Pour l'année 2020, le résultat tarifaire, c'est-à-dire la différence entre les produits et les charges déterminés selon la méthodologie tarifaire 2019-2023, s'élève à **2.140.584 euros**. Le résultat comptable, calculé pour l'activité régulée du gestionnaire de réseau s'élève, quant à lui, à **1.534.421 euros**. L'écart entre ces deux montants est ventilé dans le graphique ci-dessous.

GRAPHIQUE 7 RÉCONCILIATION DU RÉSULTAT TARIFAIRE ET COMPTABLE – ANNÉE 2020



Le résultat tarifaire de l'année 2020 est composé de la **marge bénéficiaire équitable** et du **bonus ou malus** du gestionnaire de réseau.

La marge bénéficiaire équitable constitue l'indemnisation du capital investi dans la base d'actifs régulés par le gestionnaire de réseau. Elle s'élève globalement à **1.996.463 euros** au 31 décembre 2020, à savoir :

TABLEAU 3 DÉTAIL DE LA MARGE BÉNÉFICIAIRE ÉQUITABLE

Année 2020	
Coûts des fonds propres	1.107.182
Coût des dettes	609.862
MBE Gesves	279.419
<b>Marge bénéficiaire équitable</b>	<b>1.996.463</b>

Pour rappel, en vertu d'un protocole d'accord signé en date du 31 janvier 2005, la commune de Gesves, IDEG et Electrabel se sont engagées à apporter en usage à AIEG qui a accepté, les installations de distribution d'électricité de la commune de Gesves dont elles sont propriétaires. AIEG s'est engagé à apporter en usage à IDEG, qui a accepté, les installations de distribution d'électricité de Namur dont AIEG est propriétaire (Flawinne, Marche-les-Dames, Saint-Marc et Vedrin). Selon les termes de cet accord, les GRD s'engagent respectivement à payer les frais réels correspondants dûment justifiés. Par conséquent, l'AIEG comptabilise depuis toujours comme activité non-régulée la gestion du réseau de

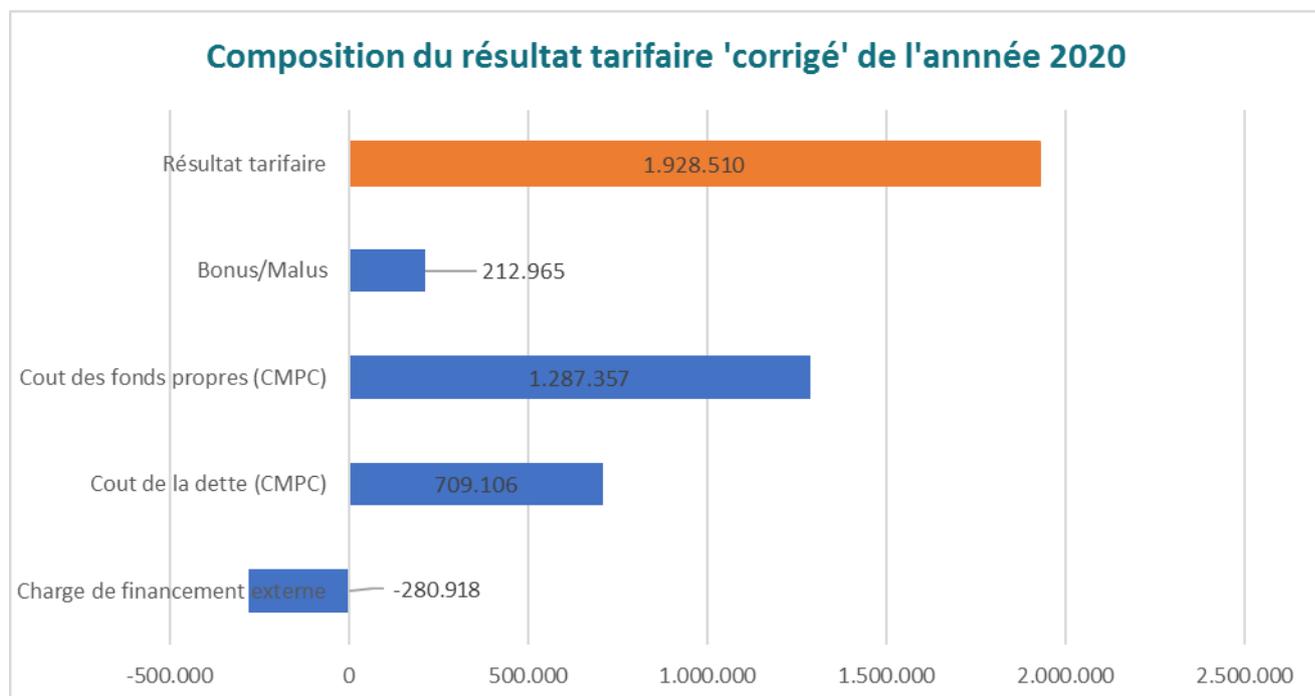
‘Namur’ pour compte d’ORES dont les frais (incluant une rémunération équivalente aux amortissements et aux dividendes) sont facturés à ORES. En contrepartie, l’AIEG ajoute à ses coûts, les frais supportés par ORES et facturés (rémunération équivalente aux amortissements et aux dividendes incluse) pour la gestion du réseau de Gesves. L’AIEG répartit le montant global facturé par ORES selon une clé de répartition similaire à ses propres activités, impliquant notamment l’ajout d’une marge bénéficiaire équitable pour le réseau de Gesves à concurrence de **279.419 euros** pour l’exercice d’exploitation 2020.

Le capital investi est constitué tant des fonds propres que des financements externes du gestionnaire de réseau de distribution. Pour l’année 2020, les financements externes (principalement des emprunts bancaires ou obligataires) ont coûté **280.918 euros** au gestionnaire de réseau.

Il reste, par conséquent, un montant de **1.715.545 euros** pour la rémunération des fonds propres de l’activité régulée.

Le montant moyen des fonds propres régulés de l’année 2020 est de 33.385.062 euros. On peut en déduire que le taux de rendement des fonds propres du gestionnaire de réseau pour l’année 2020 est de **5,14 %**, selon les règles de la méthodologie tarifaire 2019-2023 et en déduisant les charges financières réelles de l’année à la marge bénéficiaire équitable. Ce taux de rendement peut augmenter si le gestionnaire de réseau a généré un bonus sur la partie contrôlable de son activité, ou au contraire, diminuer, s’il s’agit d’un malus. Dans le cas présent, le gestionnaire de réseau a généré un bonus de 212.965 euros, ce qui porte le taux de rendement réel des fonds propres régulés à **5,78 %**.

GRAPHIQUE 8 COMPOSITION DU RÉSULTAT TARIFAIRE – ANNÉE 2020



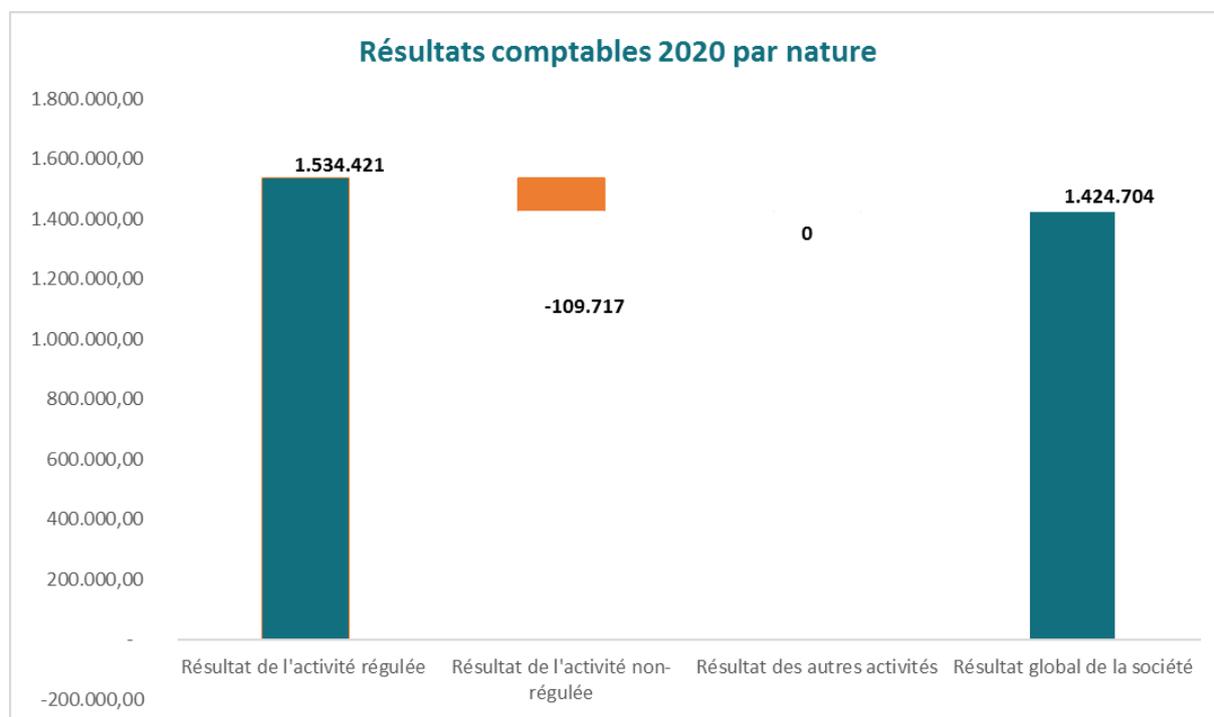
Les **activités non-régulées** du gestionnaire de réseau ont généré une perte de – 109.717 euros.

L’AIEG ne dispose d’aucun **autre secteur d’activité** (activité ‘autre’ (hors GRD)). Il n’y a donc pas de résultat y relatif.

Le **résultat global** de la société s’élève à **1.424.704 euros**.

Le graphique ci-dessous illustre ces différents résultats.

GRAPHIQUE 9 RÉSULTATS COMPTABLES PAR NATURE – ANNÉE 2020



Le bénéfice global de l'année 2020, augmenté d'un montant de 7.109 euros prélevé sur les réserves immunisées et de 168.400 euros de transfert aux réserves immunisées, a permis au gestionnaire de réseau de verser des dividendes pour un montant **global de 806.206 euros**. Le *payout ratio* s'élève par conséquent à **50,38 %**.

TABLEAU 4 RÉSULTAT, DIVIDENDES ET PAYOUT RATIO – ANNÉE 2020

Année 2020	Sans B1 et rétribution réseau	Parts B1 & rétribution réseau inclus
Résultat de l'activité régulée	1.534.421	
Résultat de l'activité non-régulée	- 109.717	
Résultat des autres activités	-	
<b>Résultat global de la société</b>	<b>1.424.704</b>	
<b>Prélèvements sur les réserves</b>	<b>7.109</b>	
<b>Transfert aux réserves immunisées</b>	<b>168.400</b>	
<b>Dividendes versés</b>	<b>440.066</b>	<b>806.206</b>
<b>Payout ratio</b>	<b>27,50%</b>	<b>50,38%</b>

Les chiffres relatifs au résultat global de la société, à l'affectation de ce résultat et au *payout ratio* sont renseignés à titre informatif. La CWaPE ne contrôle ni ne valide ces chiffres portant sur l'ensemble des activités du gestionnaire de réseau. La mission de contrôle de la CWaPE se limite au périmètre des activités régulées. La CWaPE communique ces montants dans un souci de transparence et d'information la plus complète possible.

## 8. SOLDES RÉGULATOIRES

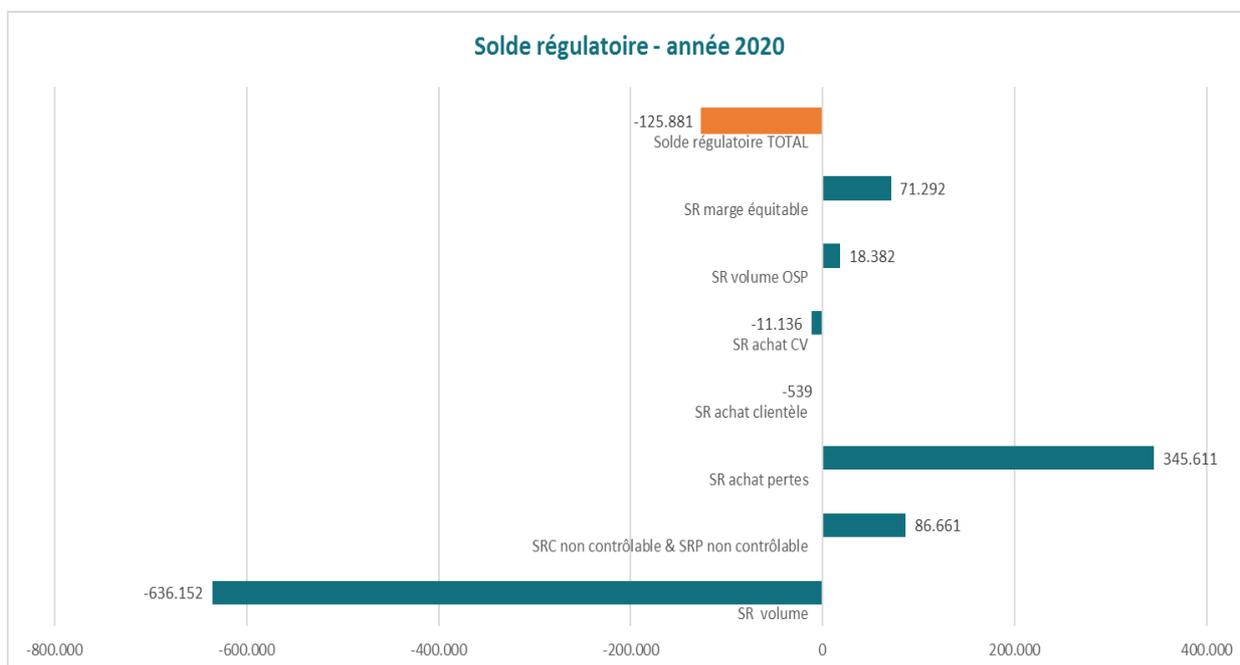
L'article 118 de la méthodologie tarifaire 2019-2023 détermine, pour chaque année de la période régulatoire, le solde régulatoire annuel total de distribution électricité selon la formule suivante :

$$\begin{aligned} SR_{total\ électricité} &= SR_{volume} + SRC_{non\ contrôlables} + SR_{achat\ pertes} + SR_{achat\ clientèle} \\ &+ SR_{achat\ CV} + SR_{indemnité\ placement\ C\grave{a}\ B} + SRP_{non\ contrôlables} \\ &+ SR_{volume\ OSP} + SR_{marge\ équitable} + SR_{projets\ spécifiques} \end{aligned}$$

Chacun des soldes régulatoires composant le solde régulatoire total est détaillé aux points 8.1 à 8.5 de la présente décision.

Le **solde régulatoire annuel total de – 125.881,44 euros** est un actif régulatoire (créance tarifaire) à l'égard des utilisateurs de réseau dans leur ensemble.

GRAPHIQUE 10 SOLDE RÉGULATOIRE – ANNÉE 2020



### 8.1. Détail du solde régulatoire relatif aux produits issus des tarifs périodiques (SR<sub>volume</sub>)

Le solde régulatoire relatif aux **produits issus des tarifs périodiques** de distribution (**SR<sub>volume</sub>**) est défini à l'article 105 de la méthodologie tarifaire 2019-2023 et est constitué des éléments suivants :

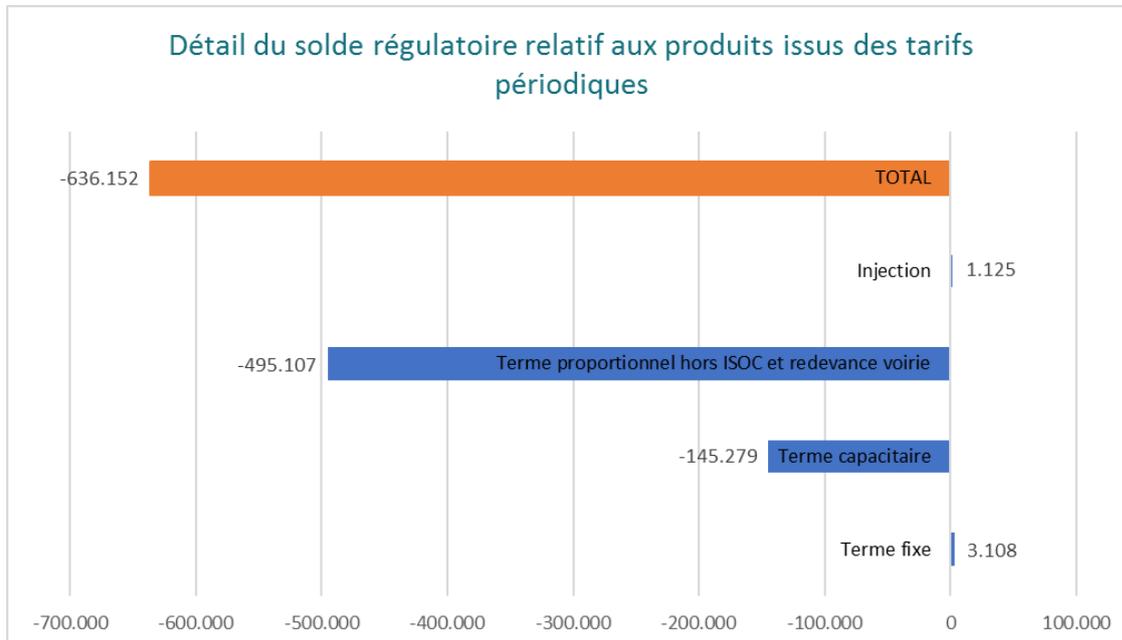
**TABEAU 5 DÉTAIL DU SOLDE RÉGULATOIRE RELATIF AUX PRODUITS ISSUS DES TARIFS PÉRIODIQUES**

Chiffre d'affaires (signe négatif)	BUDGET	REALITE	ECART	SOLDE REGULATOIRE
Chiffre d'affaires - Tarif OSP	-733.346	-691.814	-41.532	-41.532
Chiffre d'affaires - Redevance de voirie	-583.785	-544.878	-38.907	-38.907
Chiffre d'affaires - Tarif impôt des sociétés	-638.750	-596.829	-41.921	-41.921
Chiffre d'affaires - Autres impôts et surcharges	0	0	0	0
Chiffre d'affaires - Tarif soldes régulatoires	-57.038	-54.509	-2.529	-2.529
Chiffre d'affaires - Dépassement forfait d'énergie réactive	-17.484	-19.628	2.144	2.144
Chiffre d'affaires - Tarif injection	-16.876	-18.001	1.125	1.125
Chiffre d'affaires - Tarif périodique de distribution	-7.654.472	-7.059.112	-595.360	-595.360
<b>TOTAL SR<sub>volume</sub></b>	<b>-9.701.750</b>	<b>-8.984.770</b>	<b>-716.981</b>	<b>-716.981</b>
<b>TOTAL SR<sub>volume</sub> - sans Redevance voirie, ni impôts des sociétés</b>	<b>-8.479.216</b>	<b>-7.843.064</b>	<b>-636.152</b>	<b>-636.152</b>

Le solde relatif aux produits issus des tarifs périodiques, à l'exception des soldes relatifs aux produits issus des tarifs de « redevance de voirie » et « d'impôt sur les sociétés » traités avec le solde relatif aux charges non-contrôlables correspondant (voir point 8.2.1 ci-dessous), s'élève à **- 636.152 euros**, soit une diminution de l'ordre de 7,50 % par rapport aux montants budgétés.

Cette forte diminution s'explique majoritairement par une **baisse des recettes provenant du terme capacitaire** (- 145.279 euros, soit 22,84 % du solde) et par une **diminution des recettes provenant du terme proportionnel** (- 495.107 euros, soit 77,83 % du solde).

**GRAPHIQUE 11 DÉTAIL DU SOLDE RÉGULATOIRE RELATIF AUX PRODUITS ISSUS DES TARIFS PÉRIODIQUES**

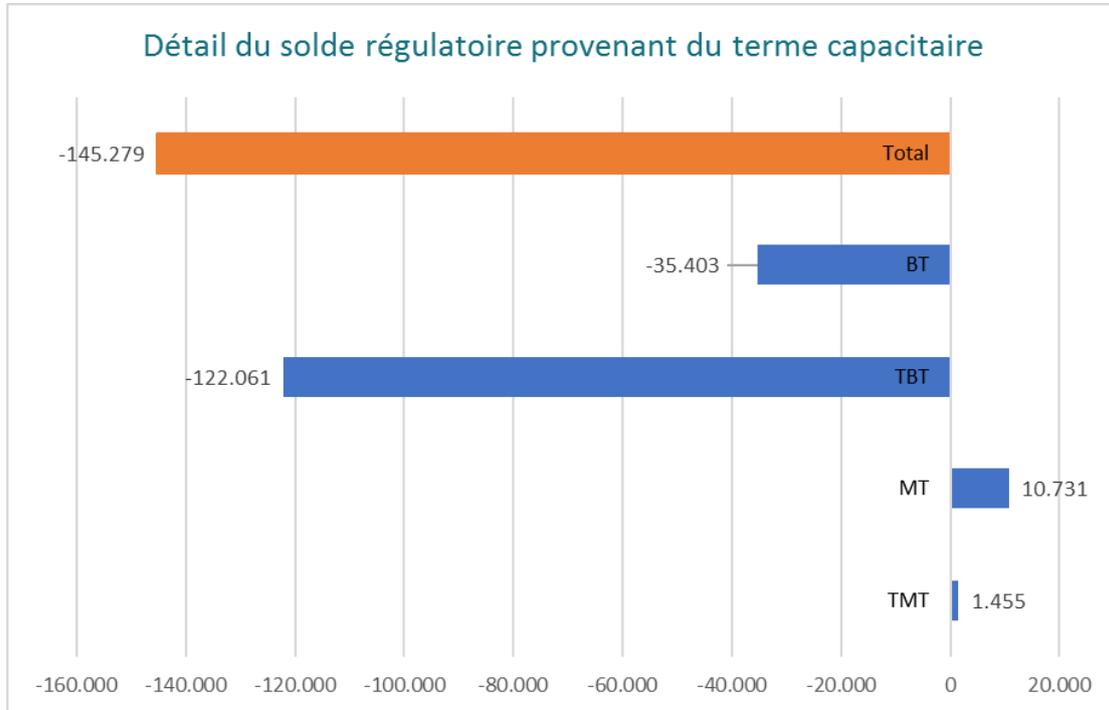


La forte diminution des recettes capacitaires (- 145.279 euros) s'explique par :

- D'une part la **diminution des recettes capacitaires du niveau T-BT suite à la révision à la baisse des tarifs T-BT en 2019** non répercuté dans le revenu autorisé 2019-2023 (voir décision CD-19f06-CWaPE-0323 du 6 juin 2019) : - 122.061 euros (soit 84,02 % du solde capacitaire) ;

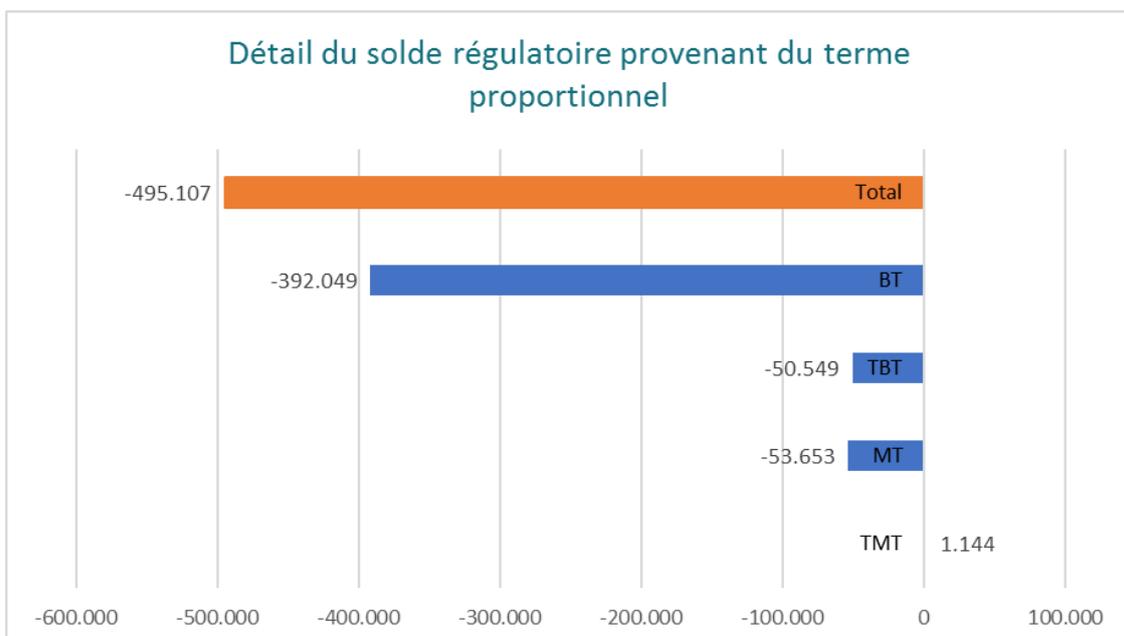
- D'autre part par la légère **surestimation des recettes capacitaires budgétées sur le niveau BT** pour le tarif prosumer basé sur la puissance nette développable de l'installation de ce dernier :
  - 30.766 euros (soit 24,37 % du solde capacitaire)

GRAPHIQUE 12 DÉTAIL DU SOLDE RÉGULATOIRE RELATIF AU TERME CAPACITAIRE



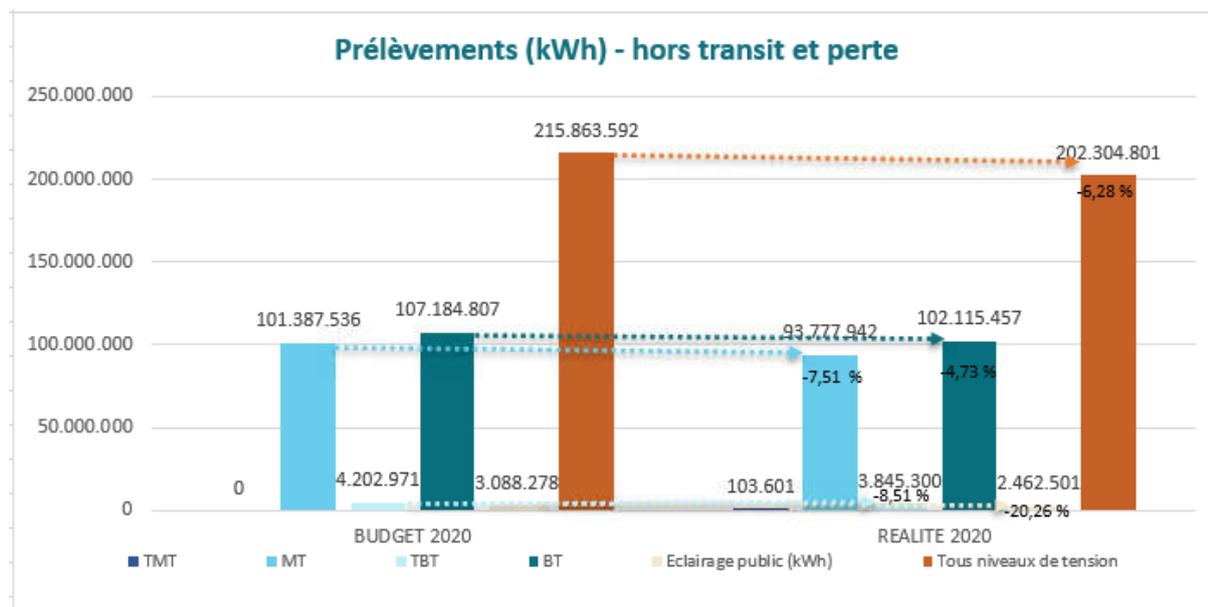
La forte diminution des recettes proportionnelles (- 495.107 euros) provient, quant à elle, majoritairement de la baisse des recettes du niveau BT (- 392.049 euros, soit 79,18 %), du niveau T-BT (- 50.549 euros, soit 10,21 %) et du niveau MT (- 53.653 euros, soit 10.84 %). Cette diminution s'explique pour les niveaux MT et BT par une **baisse des volumes prélevés** (cf. ci-dessous).

GRAPHIQUE 13 DÉTAIL DU SOLDE RÉGULATOIRE RELATIF AU TERME PROPORTIONNEL



Le graphique ci-dessous montre la variation des volumes de prélèvement (hors transit et pertes) budgétés et réels de l'année 2020, par niveau de tension.

GRAPHIQUE 14 VOLUMES DE PRÉLÈVEMENTS BUDGÉTÉS ET RÉELS 2020 (HORS TRANSIT ET PERTE)



Les principales variations entre les volumes de prélèvement budgétés et les volumes de prélèvement réels pour l'exercice 2020 proviennent de :

- **Pour le niveau de tension T-MT** : Pour rappel, dans le cadre de la proposition tarifaire 2019-2023, l'AIEG n'avait pas rapporté de volume de prélèvement sur ce niveau de tension. En effet, aucun client n'y était raccordé. Toutefois, comme indiqué lors de la détermination des tarifs 2019-2023, depuis la mise en service des 6 éoliennes de Gesves<sup>7</sup>, une très faible consommation apparaît sur ce niveau de tension.
- **Pour le niveau de tension MT** : Les volumes de prélèvement avaient été estimés sur base des volumes réellement prélevés en 2016. La diminution des prélèvements MT (- 7,51 %) s'explique par la crise sanitaire de la COVID impliquant la diminution des activités, voire la mise à l'arrêt, d'un bon nombre d'entreprises.
- **Pour le niveau de tension T-BT** : Les volumes de prélèvement avaient été estimés sur base des volumes réellement prélevés en 2016. La diminution des prélèvements T-BT (- 8,51 %) s'explique par la crise sanitaire de la COVID impliquant la diminution des activités, voire la mise à l'arrêt, d'un bon nombre d'entreprises.
- **Pour le niveau de tension BT** : Les volumes de prélèvement avaient été estimés sur base des volumes réellement prélevés en 2016. La CWaPE note une diminution entre les volumes de prélèvement budgétés de la sorte et les volumes réellement prélevés en 2020 (- 4,73 %). Cette baisse de consommation, en ligne avec les constats faits par la FEBEG<sup>8</sup>, s'explique notamment par des gains en efficacité (appareils plus performants et moins énergivores, isolation...) et la crise sanitaire de la COVID 19.

<sup>7</sup> Le parc éolien Windvision de Gesves (« Les Géantes du Samson ») est composé de 6 éoliennes Siemens d'une puissance nominale de 3.2 MW. Ce parc est situé sur les communes de Gesves (3 éoliennes) et Ohey (3 éoliennes).

<sup>8</sup> [https://www.febeg.be/sites/default/files/febeg\\_infographics\\_2020\\_web\\_fr.pdf](https://www.febeg.be/sites/default/files/febeg_infographics_2020_web_fr.pdf)

- **Pour l'éclairage public** : Le volume relatif à l'éclairage public précédemment attribué au niveau BT a été revu et est depuis 2017 rattaché au niveau Trans BT. Les volumes de prélèvement avaient été estimés sur base des volumes réellement prélevés en 2016. La diminution des volumes prélevés (- 20,26 %) s'explique par le remplacement des points lumineux par une nouvelle technologie LED couplée à du dimming et une vitesse de remplacement accélérée par la crise sanitaire de la COVID [voir point 6.1.2 ci-dessus].

## 8.2. Détail du solde régulateur relatif aux charges opérationnelles non contrôlables

### 8.2.1. Détail du solde régulateur relatif aux charges opérationnelles non-contrôlables & solde régulateur relatif aux produits opérationnels non-contrôlables (SRC non contrôlables et SRP non contrôlables)

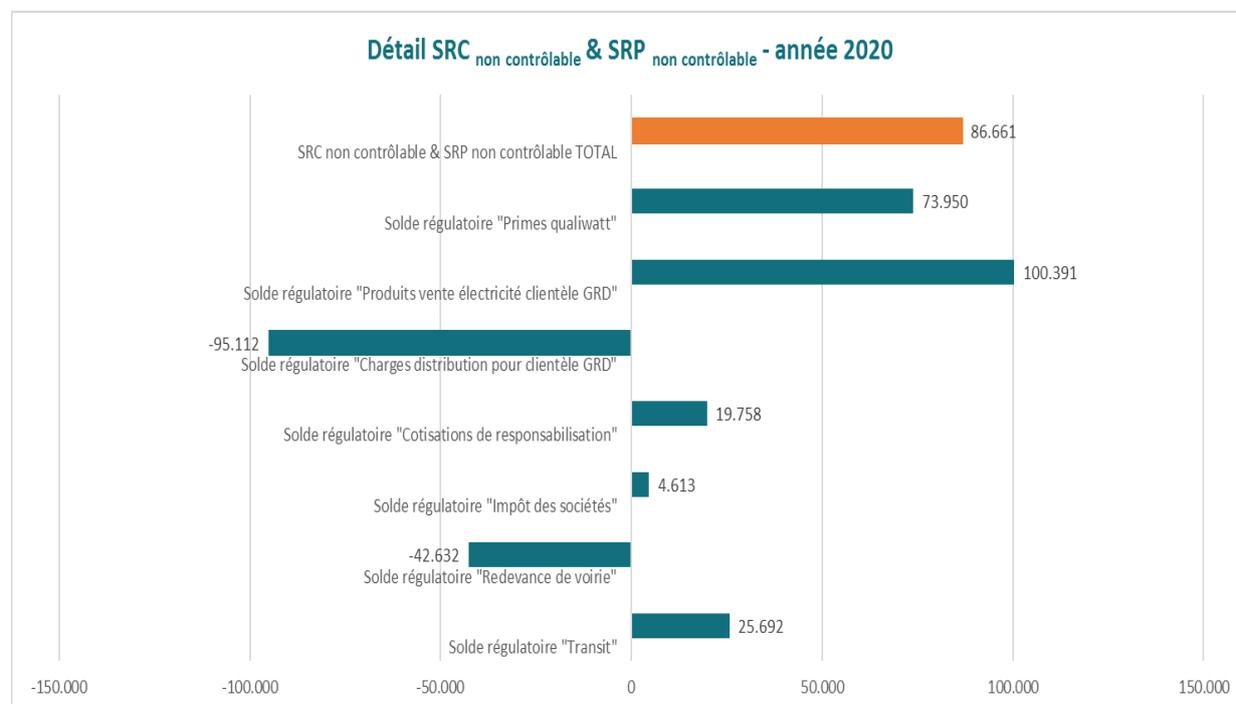
Le solde régulateur relatif aux **charges opérationnelles non-contrôlables (SRC<sub>non-contrôlables</sub>)**, à l'exception des soldes relatifs à l'achat d'électricité destinée à la couverture des pertes et à l'alimentation de la clientèle propre, aux achats de certificats verts et aux indemnités de retard de placement de compteur à budget (CàB), est défini à l'article 106 de la méthodologie tarifaire.

Le solde régulateur relatif aux **produits opérationnels non-contrôlables (SRP<sub>non-contrôlables</sub>)** est défini à l'article 112 de la méthodologie tarifaire.

Le solde relatif aux charges opérationnelles non-contrôlables et aux produits opérationnels non-contrôlables s'élève à **+ 86.661 euros** pour l'année 2020.

Le graphique ci-dessous détaille le SRC<sub>non-contrôlables</sub> et le SRP<sub>non-contrôlables</sub> :

GRAPHIQUE 15 DÉTAIL SOLDE RÉGULATOIRE SRC NON CONTRÔLABLES & SRP NON CONTRÔLABLES – ANNÉE 2020



## 8.2.2. Détail du solde régulateur relatif à la charge d'achat d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau électriques (SR<sub>achat pertes</sub>)

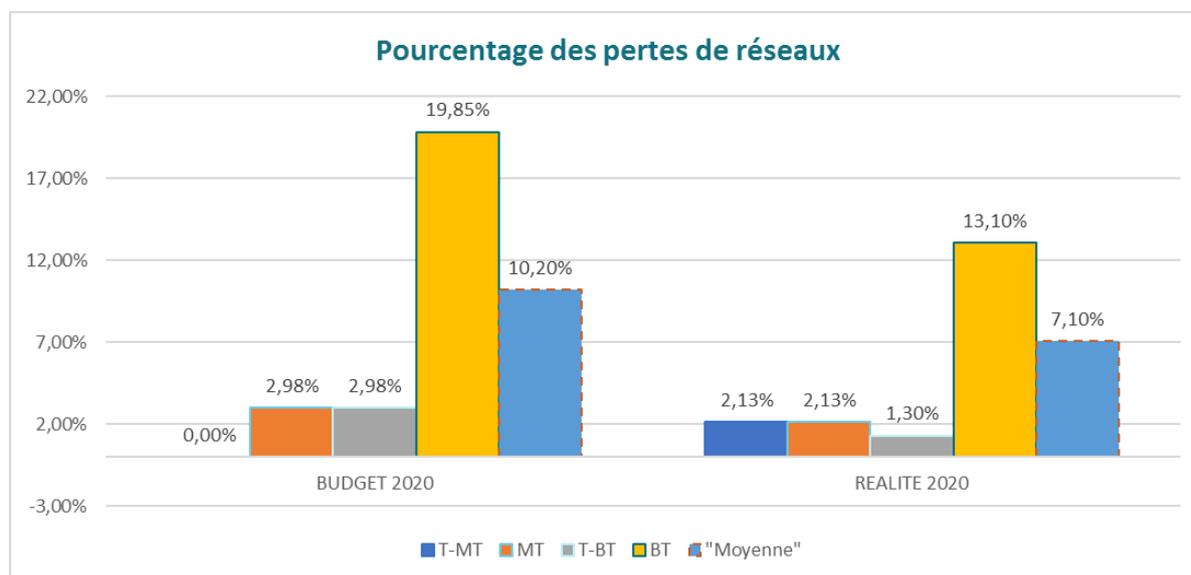
L'écart relatif à la **charge d'achat d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau électriques (SR<sub>achat pertes</sub>)** est défini à l'article 107, § 2, de la méthodologie tarifaire. Cet écart est intégralement ou partiellement à charge des utilisateurs de réseau (solde régulateur) en fonction du prix d'achat réel d'électricité pour la couverture des pertes en réseau électriques du gestionnaire de réseau de distribution.

Le prix d'achat réel d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau électriques de l'année 2020 étant situé à l'intérieur du couloir de prix autorisé, l'écart est intégralement à charge des utilisateurs de réseau et s'élève à **345.611 euros**.

Cet écart s'explique par la combinaison :

- D'une part, d'une **diminution du prix unitaire moyen d'achat d'électricité** (– 3,13 %). L'AIEG rappelle que le marché des pertes est un marché conjoint au niveau d'AREWAL et qu'il a été validé pour une période de 3 ans.
- D'autre part, d'une **très forte diminution des volumes de pertes** (– 28,01%) par rapport aux volumes budgétés. Ces derniers ne tenaient effectivement pas compte du mauvais réglage d'un TP sur le départ RESA, l'AIEG était surfacturé pour les volumes d'énergie prélevés sur les deux départs de la cabine Bois d'Orjou. Les volumes AIEG étaient donc largement surestimés. Le graphique suivant montre l'écart entre les volumes de pertes budgétés et réels de l'année 2020, par niveau de tension.

GRAPHIQUE 16 ECART ENTRE LES VOLUMES DE PERTE BUDGÉTÉS ET RÉELS 2020



Les pertes en réseau représentent en moyenne 7,10 % de l'électricité totale distribuée sur le réseau (transit et éclairage public inclus). Les pertes relatives au niveau BT représentent 86,52 % des volumes de pertes en 2020.

Sur la base des volumes de prélèvements réel 2020, les pourcentages de perte par niveau de tension sont estimés à 2,13 % des volumes prélevés pour le niveau T-MT et MT et à 1,30 % pour le niveau T- BT. Les pertes estimées pour le niveau BT sont déduites de l'écart entre les volumes estimés fournis par le réseau et les volumes estimés appelés sur l'infeed déduction faite des pertes attribuées aux autres niveaux.

### 8.2.3. Détail du solde régulateur relatif à la charge d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre (SR<sub>achat clientèle</sub>)

L'écart relatif à la **charge d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre (SR<sub>achat clientèle</sub>)** est défini à l'article 108, § 2, de la méthodologie tarifaire. Cet écart est intégralement ou partiellement à charge des utilisateurs de réseau en fonction du niveau du prix d'achat réel d'électricité payé par le gestionnaire de réseau de distribution.

Le prix d'achat réel d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre en 2020 étant situé à l'intérieur du couloir de prix autorisé, il n'y a pas de bonus ou de malus. L'écart est intégralement à charge des utilisateurs de réseau et s'élève à – **539 euros**.

### 8.2.4. Détail du solde régulateur relatif à la charge d'achat des certificats verts (SR<sub>achat cv</sub>)

L'écart relatif aux **charges d'achat des certificats (SR<sub>achat cv</sub>)** est défini à l'article 110, § 2, de la méthodologie tarifaire. Cet écart est intégralement ou partiellement à charge des utilisateurs de réseau en fonction du niveau du prix d'achat réel des certificats verts.

Le prix d'achat réel des certificats verts de l'année 2020 étant situé à l'intérieur du couloir de prix autorisé, il n'y a pas de bonus ou de malus lié à l'effet coût. L'écart est intégralement à charge des utilisateurs de réseau et s'élève à – **11.136 euros**.

Cet écart s'explique par la combinaison :

- D'une part, d'une **très légère augmentation du prix moyen d'achat des certificats verts**, et
- D'autre part, d'une nette **diminution du nombre de certificats verts**.

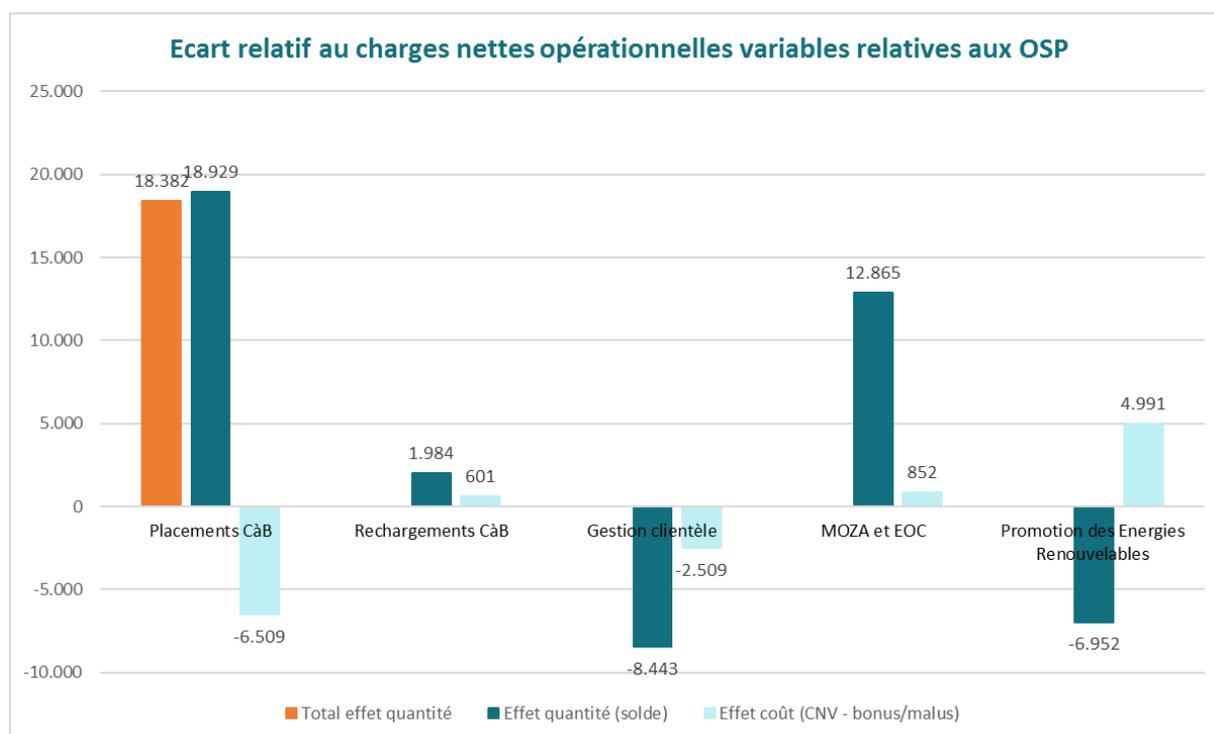
### 8.2.5. Détail du solde relatif aux indemnités versées aux fournisseurs commerciaux en cas de retard de placement des compteurs à budget (SR<sub>indemnité placement C&B</sub>)

Comme stipulé au point 6.2.4 ci-dessus, l'entrée en vigueur de l'intervention forfaitaire doit se faire de manière concomitante avec le MIG6. Par conséquent, aucun écart n'est rapporté au titre **d'indemnités versées aux fournisseurs en cas de retard de placement des compteurs à budget (SR<sub>indemnité placement C&B</sub>)** pour l'année 2020.

### 8.3. Détail du solde relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables variables relatives aux obligations de service public (SR<sub>volume OSP</sub>)

L'écart relatif aux **charges nettes opérationnelles contrôlables variables relatives aux obligations de service public (SR<sub>volume OSP</sub>)** est défini à l'article 114, §§ 1 et 2, de la méthodologie tarifaire. Cet écart distingue, d'une part, l'**effet coût** constituant un bonus (cf. point 6.1.2 ci-dessus) et, d'autre part, l'**effet quantité** pour un montant de **18.382 euros constituant une dette** tarifaire envers les utilisateurs de réseau.

GRAPHIQUE 17 DÉTAIL DE L'ÉCART RELATIF AUX CHARGES NETTES OPÉRATIONNELLES CONTRÔLABLES VARIABLES RELATIVES AUX OBLIGATIONS DE SERVICE PUBLIC – ANNÉE 2020



Dans le cadre de la crise sanitaire, le Gouvernement wallon a pris diverses mesures en mars 2020 pour les ménages équipés d'un compteur à budget actif sur le branchement, telles que l'octroi de primes, la suspension de coupures en cas de non-rechargement jusqu'au 30 juin 2020. L'application de ces mesures a modifié temporairement le fonctionnement et les procédures marché. Le gel des processus a induit une diminution des demandes de placement de CAB.

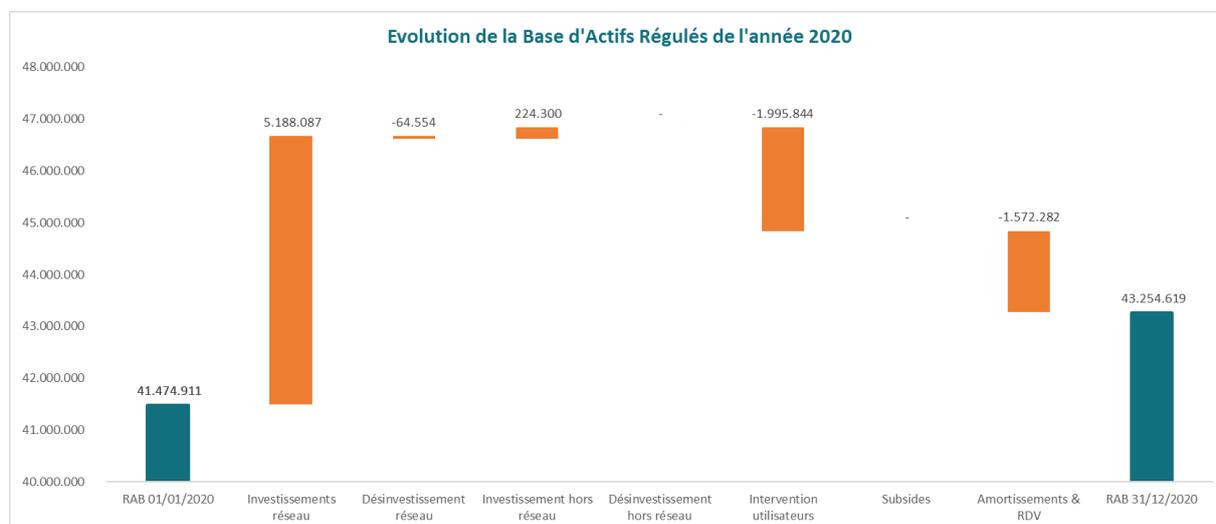
### 8.4. Détail du solde relatif à la marge bénéficiaire équitable (SR<sub>marge bénéficiaire équitable</sub>)

Sur la base des données rapportées, le gestionnaire de réseau de distribution a valorisé l'actif régulé au 01.01.2020 à **41.474.911 euros** et au 31.12.2020 à **43.254.619 euros**.

La valeur de la Base d'Actifs Régulés (Regulated Asset Base ou RAB) a été calculée par le gestionnaire de réseau conformément à la méthodologie tarifaire. La valeur moyenne de la RAB réelle de l'année 2020, calculée conformément à l'article 24 de la méthodologie, s'élève à **42.364.765 euros**. La valeur moyenne de la RAB budgétée pour l'année 2020, s'élevait, quant à elle, à **44.123.757 euros**.

Le graphique ci-dessous reprend l'évolution de l'actif régulé au regard des dispositions visées à l'article 26 de la méthodologie tarifaire 2019-2023.

GRAPHIQUE 18 EVOLUTION DE LA BASE D'ACTIFS RÉGULÉS DE L'ANNÉE 2020



Les investissements réseau de l'année 2020 ont été réconciliés au plan d'adaptation 2022-2026. Lors de cette réconciliation la CWaPE a constaté un écart de + 1.063.055 euros composé des éléments suivants :

- Les bâtiments techniques pour un montant de + 98.055 euros non pas été rapportés dans les investissements réels du plan d'adaptation 2022-2026 ;
- Une différence non significative sur les montants rapportés pour le comptage – 383 euros dans le plan d'adaptation ;
- A la demande de la CWaPE, deux éléments initialement rapportés par l'AIEG dans son plan d'adaptation ont été retirés de ce dernier bien que faisant partie des actifs régulés de l'AIEG :
  - o Eclairage public : un investissement relatif à la gestion du flux lumineux (hors luminaires) ou dimming pour un montant de + 453.358 euros. En effet, techniquement parlant, l'éclairage public n'est pas considéré comme un élément du réseau de distribution d'électricité ;
  - o Le champ photovoltaïque connecté au poste d'Orjou pour un montant de + 512.358 euros, qui est une activité de production autorisée par la CWaPE au sens de l'art. 8 du décret électricité<sup>9</sup>, mais qui n'est pas considéré techniquement comme un élément du réseau de distribution d'électricité.

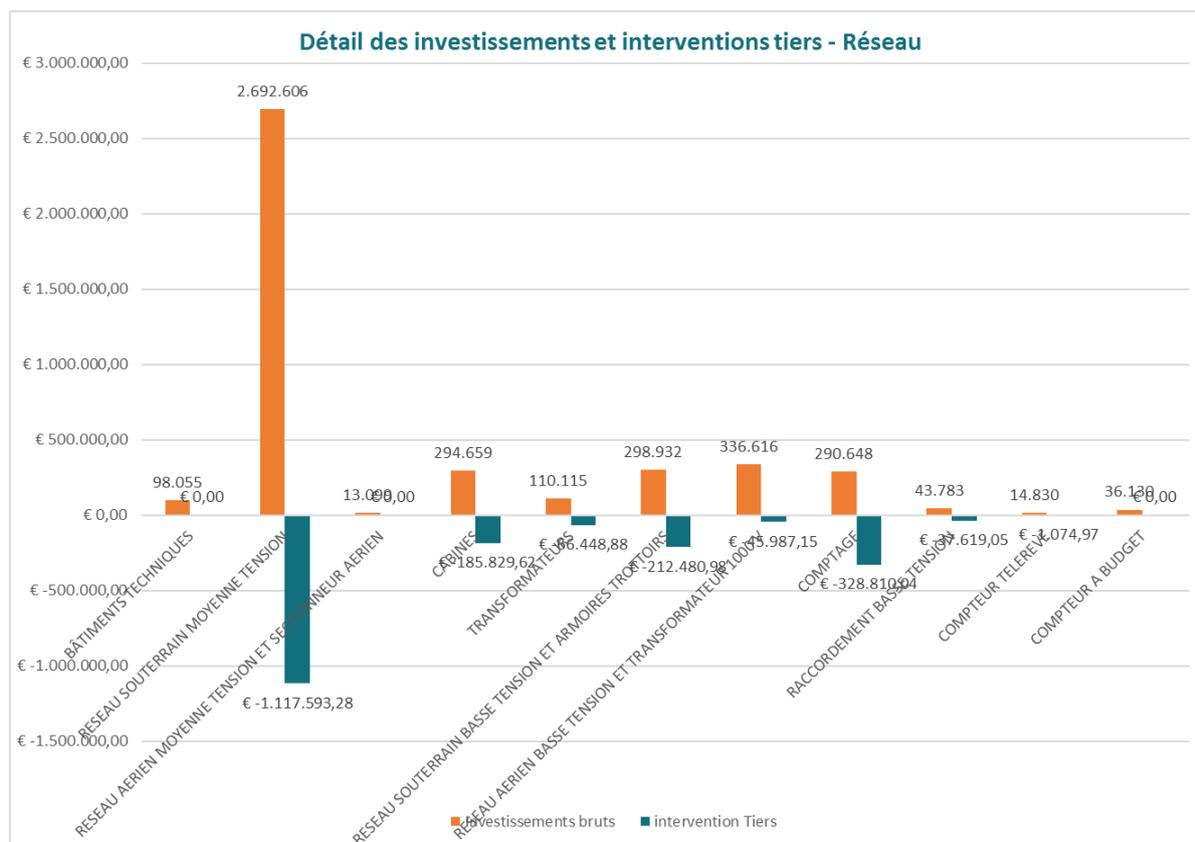
Les investissements réseau bruts réalisés sont largement supérieurs aux investissements bruts budgétés (+ **2.663.214 euros**), dont 965.383 euros proviennent des investissements dimming et champ photovoltaïque non budgétés (cf. ci-dessus) et 1.400.590 euros d'investissements suite à la clôture du dossier BEP.

Ces investissements, ainsi que les interventions tiers<sup>10</sup> y afférentes, sont répartis selon le graphique ci-dessous.

<sup>9</sup> Courrier du 17 mai 2019 référencé STIL2019372/CWaPE/Direction juridique/SKEI/ATHO/stil/769.

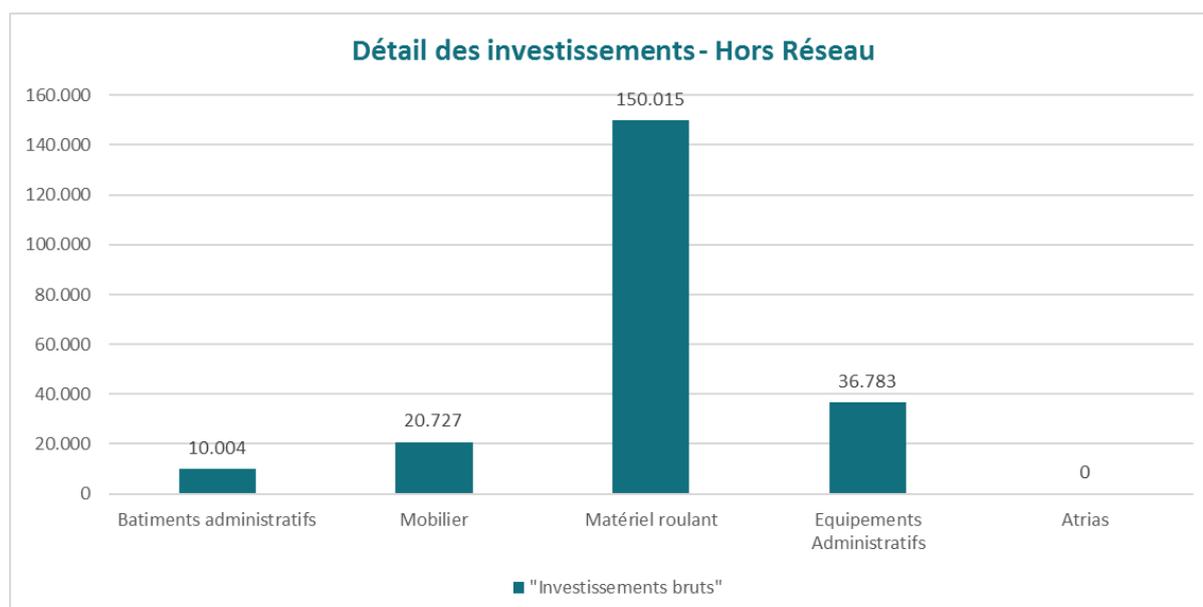
<sup>10</sup> Il peut y avoir un décalage entre l'intervention tiers et l'investissement expliquant que les interventions tiers sont supérieurs aux investissements.

GRAPHIQUE 19 DÉTAIL DES INVESTISSEMENTS ET INTERVENTIONS TIERS - RÉSEAU



Les investissements **hors réseau** concernent majoritairement du matériel roulant (150.015 euros, soit 68,96 % des investissements hors réseau) et sont répartis selon le graphique suivant :

GRAPHIQUE 20 DÉTAIL DES INVESTISSEMENTS – HORS RÉSEAU



Le pourcentage de rendement autorisé calculé conformément à l'article 31 de la méthodologie tarifaire 2019-2023 est fixé *ex ante* pour la période 2019 à 2023, et n'est pas revu *ex post*. Ce taux de 4,053 % a été correctement appliqué à la base d'actifs régulés par le gestionnaire de réseau de distribution. Le montant de la marge bénéficiaire équitable s'élève à 1.717.044 euros pour l'année 2020 auquel il faut ajouter un montant de 279.419 euros au titre de marge bénéficiaire équitable pour le réseau de Gesves, soit une marge bénéficiaire équitable totale de 1.996.463 euros (cf. point 7 ci-dessus).

Le solde régulateur relatif à la marge bénéficiaire équitable est défini à l'article 115 de la méthodologie tarifaire. Pour l'année 2020, il s'élève à **71.292 euros** et constitue une **dette tarifaire** à l'égard des utilisateurs du réseau.

TABLEAU 6 EVOLUTION RAB BUDGÉTÉE ET RÉELLE & IMPACT SUR LE SOLDE RÉGULATEUR

	RAB moyenne budgétée - 2020	RAB moyenne réelle - 2020	ECART BUDGET 2020 - REALITE 2020
Base d'actifs régulés	44.123.757	42.364.765	-1.758.992
MBE hors Gesves	1.788.336	1.717.044	71.292
Gesves	279.419	279.419	0
<b>MBE Totale</b>	<b>2.067.755</b>	<b>1.996.463</b>	

Solde régulateur

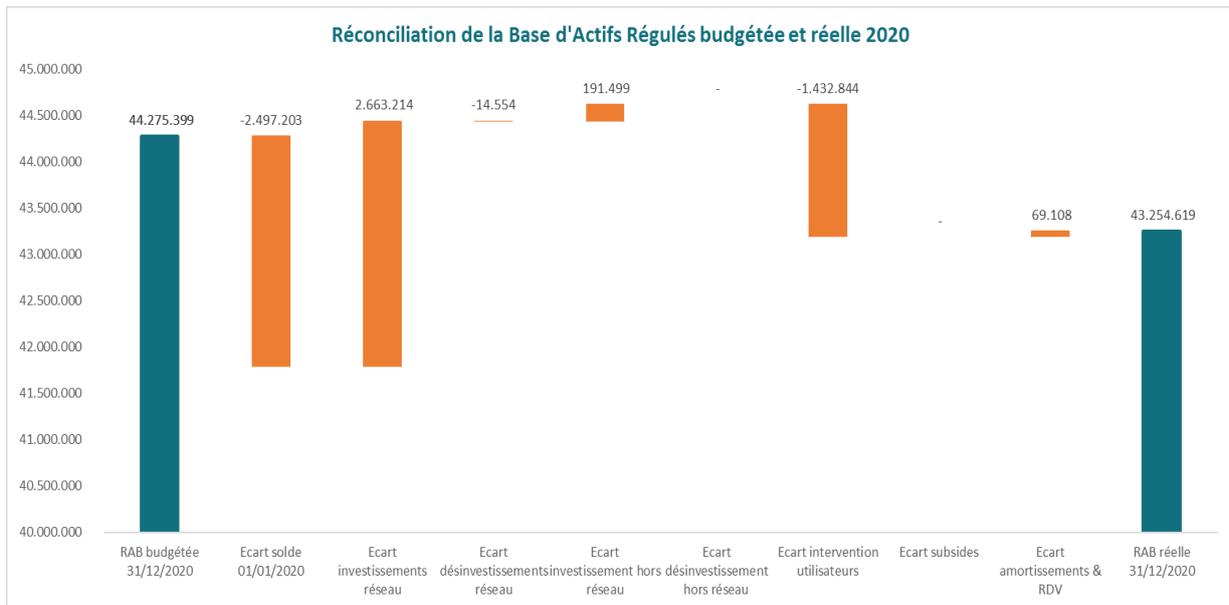
Le solde régulateur relatif à la marge bénéficiaire équitable s'explique exclusivement par la **variation de la base d'actifs régulés** budgétée par rapport à la base d'actifs régulés réelle. Cette variation est due d'une part à un **décalage entre les montants pris en considération pour l'établissement du budget 2020** (à savoir, pour rappel, le budget 2019 indexé) **et les montants réellement rapportés pour les exercices 2016, 2017 et 2018** et d'autre part aux investissements réels 2020 largement supérieurs aux investissements budgétés. Pour rappel, la valeur initiale de la base d'actifs régulés est déterminée sur base de la valeur nette comptable au 31 décembre 2015 à laquelle est ajoutée la valeur d'acquisition des investissements « réseau » et « hors réseau » des années 2016, 2017 et 2018<sup>11</sup>. La proposition de revenu autorisé 2019-2023 ayant été déposée début 2018<sup>12</sup>, par conséquent, la base d'actifs régulés a été budgétée pour l'AIEG au départ d'estimations pour les mouvements 2017 et 2018.

Le graphique ci-dessous reprend l'évolution de l'actif régulé entre les valeurs budgétés pour l'année 2020 et celles réalisées.

<sup>11</sup> Article 25 de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période 2019-2023.

<sup>12</sup> Article 56 de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période 2019-2023.

**GRAPHIQUE 21 RÉCONCILIATION DE LA BASE D'ACTIFS RÉGULÉS BUDGÉTÉE ET RÉELLE AU 31/12/2020**



## 8.5. **Détail du solde relatif aux charges nettes variables relatives aux projets spécifiques (SR projets spécifiques)**

Pour rappel, dans sa décision référencée CD-18e29-CWaPE-0192 relative à la proposition tarifaire du gestionnaire de réseau de distribution AIEG, la CWaPE et l'AIEG avaient convenu, d'un commun accord, de ne pas budgéter de charges nettes relatives au projet spécifique pour le déploiement des compteurs communicants, le business case de l'AIEG nécessitant de la part de ce dernier d'être précisé et affiné.

Dans le courant de l'exercice 2020, l'AIEG n'a pas engagé de frais pour le déploiement des compteurs communicants. Il n'y a donc pas de solde relatif aux projets spécifiques.

Dans le courant de l'exercice 2020, l'AIEG au travers de la plateforme d'achat AREWAL a lancé les appels d'offre pour les compteurs communicants.

L'AIEG participe également aux diverses réunions organisées notamment sur les fonctionnalités techniques requises.

En mars 2021, un plan financier de déploiement des compteurs communicants a été transmis par AREWAL (au nom de l'AIEG, AIESH et REW) à la CWaPE. En octobre 2021, une demande de budgets spécifiques a été introduite par l'AIEG auprès de la CWaPE. Les analyses relatives à la décision d'octroyer des budgets complémentaires pour le déploiement des compteurs communicants sont en cours et n'ont pas d'impact sur les écarts 2020.

## 9. PROPOSITION D’AFFECTATION DU SOLDE RÉGULATOIRE ET RÉVISION DU TARIF POUR LES SOLDES RÉGULATOIRES

### 9.1. Affectation du solde régulateur de distribution pour l’exercice d’exploitation 2020

Conformément à l’article 120 de la méthodologie tarifaire, la période d’affectation du solde régulateur de l’année 2020 est déterminée par la CWaPE, en concertation avec le gestionnaire de réseau de distribution.

Pour rappel, les soldes jusqu’en 2018 de l’AIEG devraient être complètement apurés au 31/12/2022. Le solde 2019 a, quant à lui, été répercuté totalement sur le tarif pour solde régulateur 2021.

En ce qui concerne le solde 2020, à savoir une **créance de 125.881,44 euros**, l’AIEG et la CWaPE conviennent de la répercuter **50/50 sur le tarif pour solde régulateur 2022 et sur le tarif pour solde régulateur 2023**, en effet :

- D’une part, le solde 2020 est moyennement élevé et n’impactera donc pas significativement le tarif de distribution, surtout réparti sur deux années favorisant de la sorte la stabilité des tarifs ;
- D’autre part, suite à la crise sanitaire COVID (diminution des volumes fournis), il semble prudent d’anticiper un solde plus conséquent pour 2021 (créance), d’où l’intérêt d’apurer le solde 2020 au plus vite pour éviter qu’il ne vienne se cumuler à cette créance probable ;
- Une nouvelle période régulateur est attendue à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2024 et il paraît plus judicieux d’affecter les soldes dans la période tarifaire existante pour faciliter leur traitement pour la prochaine période régulateur.

Sur la base de ces règles, la CWaPE décide d’affecter le solde régulateur de distribution pour l’exercice d’exploitation 2020 dans les tarifs de distribution du gestionnaire de réseau de distribution à concurrence de 50% en 2022 et 50% en 2023. Sur la base de cette affectation, le solde régulateur de l’année 2020 sera entièrement apuré le 31 décembre 2023.

TABLEAU 7 PROPOSITION D’AFFECTATION DU SOLDE RÉGULATOIRE – ANNÉE 2020

Proposition d'affectation		
Année d'affectation	2021	-
	2022	- 62.940,72
	2023	- 62.940,72
	2024	-
	2025	-
	2026	-
	2027	-
	2028	-
	2029	-
Solde régulateur année N non affecté		125.881,44

## 9.2. Solde régulateur cumulé pour la période 2008-2020

Sur base des décisions adoptées par le régulateur fédéral (la CREG) relatives aux soldes régulateurs des années 2008 et 2009, des soldes rapportés par le gestionnaire de réseau de distribution pour les années 2010 à 2014 et des soldes régulateurs approuvés par la CWaPE pour les années 2015 à 2020, le solde régulateur de distribution cumulé des années 2008 à 2020 et le solde régulateur de transport cumulé des années 2008 à 2018 (hors cotisation fédérale en 2018) s'élève à – 2.855.962 euros. Il constitue une créance tarifaire à l'égard des utilisateurs du réseau.

Ce solde régulateur cumulé a déjà été partiellement affecté sous forme d'acompte, et sous réserve d'approbation, dans les tarifs de distribution des années 2015 à 2021 :

- Conformément aux dispositions visées à l'article 34, § 2, de la méthodologie tarifaire transitoire 2015-2016, le gestionnaire de réseau de distribution a pu **affecter aux tarifs de distribution des années 2015 et 2016 un acompte régulateur correspondant à 10 % du montant estimé du solde régulateur des années 2008 à 2013** ;
- Conformément aux dispositions visées à l'article 34, § 2, de la méthodologie tarifaire transitoire 2017, prolongée pour l'année 2018, le gestionnaire de réseau de distribution a pu **affecter aux tarifs de distribution des années 2017 et 2018 un acompte régulateur correspondant à 20 % du montant estimé du solde régulateur des années 2008 à 2014** ;
- Conformément aux dispositions de l'article 52, § 3, de la méthodologie tarifaire 2019-2023, le gestionnaire de réseau de distribution a pu **affecter aux tarifs de distribution des années 2019 à 2022 un acompte régulateur lui permettant d'apurer le solde régulateur des années 2008 à 2014**, soit 25 % du montant estimé du solde régulateur 2008-2014 après déduction des acomptes 2015 à 2018 ;
- Conformément aux décisions d'**affectation** de la CWaPE relatives aux soldes régulateurs 2015, 2016, 2017, 2018 et 2019, le gestionnaire de réseau de distribution a pu affecter :
  - Aux tarifs de distribution des années 2019 à 2020 le solde régulateur (distribution et transport) de l'année 2015 à concurrence d'une quote-part annuelle de 25 % ;
  - Aux tarifs de distribution des années 2019 à 2022 le solde régulateur (distribution et transport) de l'année 2016 à concurrence d'une quote-part annuelle de 25 % ;
  - Aux tarifs de distribution des années 2020 à 2022 le solde régulateur (distribution et transport) de l'année 2017 à concurrence d'une quote-part annuelle de 33,33 % ;
  - Aux tarifs de distribution des années 2020 à 2022 le solde régulateur (distribution et transport (hors cotisation fédérale)) de l'année 2018 à concurrence d'une quote-part annuelle de 33,33 % ;
  - Aux tarifs de distribution de l'année 2021 le solde régulateur (distribution) de l'année 2019 à concurrence d'une quote-part annuelle de 100 %.

Sur la base des acomptes et des affectations exposés ci-dessus, un montant de – 182.920 euros des soldes régulateurs cumulés de distribution 2008-2020 et de transport 2008-2018 (hors cotisation fédérale en 2018) reste encore à affecter aux futurs tarifs de distribution. Il constitue une créance tarifaire à l'égard des utilisateurs du réseau. Ces soldes régulateurs seront entièrement apurés pour le 31 décembre 2023.

Le tableau ci-dessous reprend pour chaque année à partir de 2008 le montant du solde régulateur ainsi que son affectation.

TABLEAU 8 AFFECTATION DES SOLDES RÉGULATOIRES – ANNÉE 2008 À 2020

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Total solde régulateur</b>	- 23.091	- 142.160	- 544.527	- 445.318	- 878.123	- 647.553	- 448.708	- 1.925.046	1.446.029	240.572	709.057	-71.214	- 125.881
<b>Montant déjà affectés dans les tarifs de distribution</b>													
2008													
2009	-												
2010	-	-											
2011	-	-	-										
2012	-	-	-	-									
2013	-	-	-	-	-								
2014	-	-	-	-	-	-							
2015	- 10.587	- 44.645	- 57.441	- 40.071	- 102.712	- 112.523	99.902						
2016	- 10.587	- 44.645	- 57.441	- 40.071	- 102.712	- 112.523	-						
2017	- 21.175	- 89.290	- 114.882	- 80.142	- 205.423	- 225.046	- 192.523	189.425					
2018	- 21.175	- 89.290	- 114.882	- 80.142	- 205.423	- 225.046	- 192.523	189.425	-				
2019	7.948	22.319	- 61.689	- 59.398	- 86.418	- 16.060	- 60.530	- 481.261	361.507	-			
2020	7.948	22.319	- 61.689	- 59.398	- 86.418	- 16.060	- 60.530	- 481.261	361.507	80.191	236.352		
2021	7.948	22.319	- 61.689	- 59.398	- 86.418	- 16.060	- 60.530	- 481.261	361.507	80.191	236.352	-71.214	
2022	7.948	22.319	- 61.689	- 59.398	- 86.418	- 16.060	- 60.530	- 481.261	361.507	80.191	236.352	-	- 62.941
2023													- 62.941
<b>Solde régulateur non affecté au 31/12/2020</b>	8.640	36.433	46.876	32.701	83.819	91.826	78.556	- 378.850	0	-	-	-	- 125.881

### 9.3. Révision du tarif pour les soldes régulatoires

La révision du tarif pour les soldes régulatoires, est réalisée conformément à l'article 122 de la méthodologie tarifaire. Les nouvelles grilles tarifaires relatives au prélèvement d'électricité sur le réseau de distribution pour les années 2022 et 2023 sont reprises à l'annexe I de la présente décision.

L'affectation de 50% du solde de l'année 2020 dans les tarifs de l'année 2022 et 2023 impacte globalement à la hausse les tarifs de distribution en 2022 et en 2023. Le tarif pour solde régulateur augmente effectivement de 0,0000729 €/kWh pour le niveau T-MT et de 0,0002916 €/kWh pour les autres niveaux de tension par rapport aux derniers tarifs approuvés. Pour rappel, les soldes 2008 à 2019 étant totalement apurés au 31 décembre 2022, le tarif pour solde régulateur 2023 est initialement à zéro.

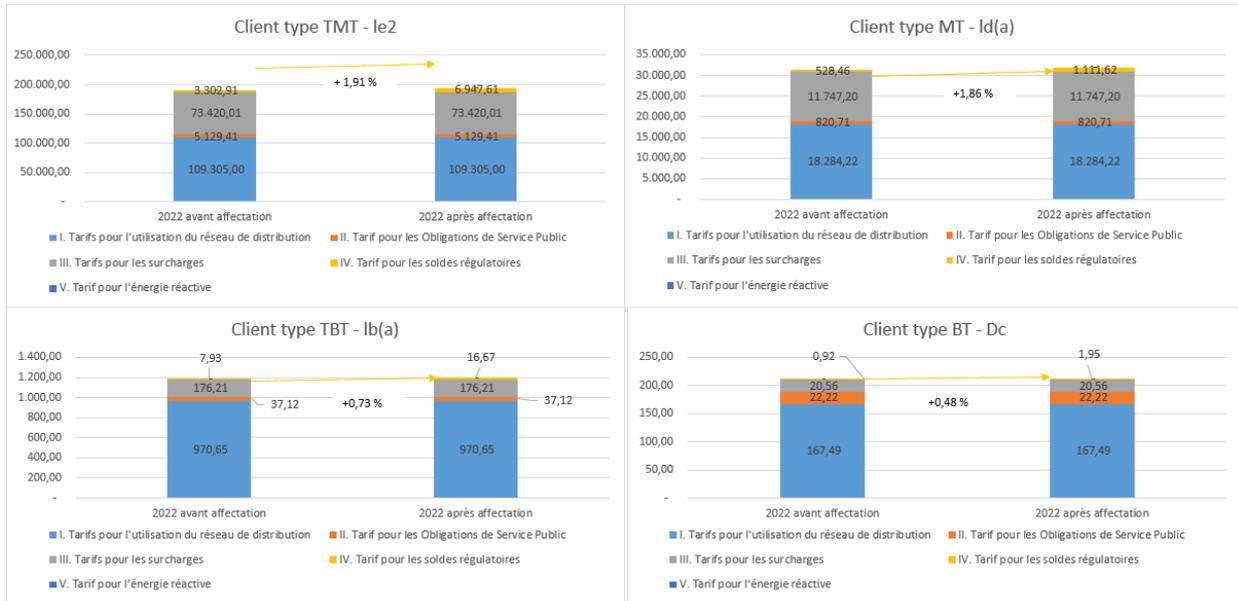
Les augmentations relatives aux clients-type varient par conséquent entre + 1,91 % et + 0,49 % en fonction du niveau de tension et en fonction de l'année analysée.

TABLEAU 9 IMPACTS TARIFAIRES SUR LES CLIENTS TYPE PAR NIVEAU DE TENSION

Année	Client type par niveau de tension			
	T-MT : le2'	MT : E5	T-BT : E1	BT : Dc
<b>Montant total estimé pour 2022</b>				
Avant affectation du solde 2020	191.157,32	31.380,59	1.191,90	211,19
Avant affectation du solde 2020	194.802,03	31.963,74	1.200,65	212,21
<i>Variation en EUR</i>	<i>3.644,70</i>	<i>583,15</i>	<i>8,75</i>	<i>1,02</i>
<i>Variation en %</i>	<i>1,91%</i>	<i>1,86%</i>	<i>0,73%</i>	<i>0,48%</i>
<b>Montant total estimé pour 2023</b>				
Avant affectation du solde 2020	200.187,93	32.826,10	1.197,12	208,23
Avant affectation du solde 2020	203.832,63	33.409,25	1.205,86	209,25
<i>Variation en EUR</i>	<i>3.644,70</i>	<i>583,15</i>	<i>8,75</i>	<i>1,02</i>
<i>Variation en %</i>	<i>1,82%</i>	<i>1,78%</i>	<i>0,73%</i>	<i>0,49%</i>

Les graphiques ci-dessous illustrent les augmentations des simulations par client-type sur base des tarifs 2022 et 2023 avant affectation du solde 2020 et de ces tarifs après affectation du solde 2020.

**GRAPHIQUE 22 EVOLUTION DES SIMULATIONS PAR CLIENT TYPE AVANT ET APRÈS ADAPTATION DU TARIF 2022 POUR SOLDE RÉGULATOIRE**

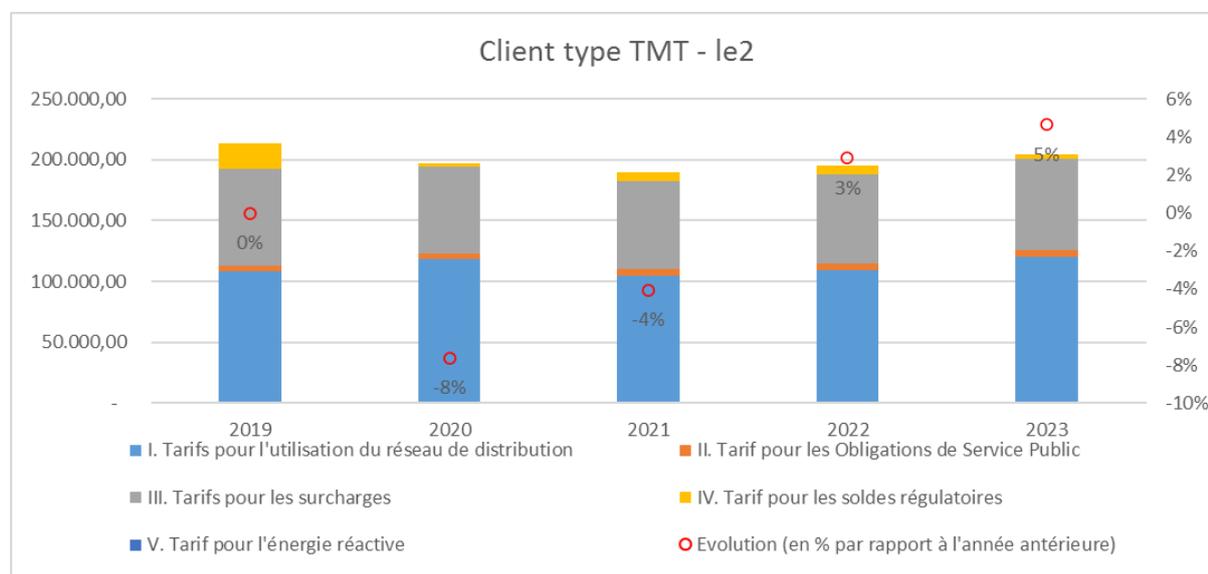


**GRAPHIQUE 23 EVOLUTION DES SIMULATIONS PAR CLIENT TYPE AVANT ET APRÈS ADAPTATION DU TARIF 2023 POUR SOLDE RÉGULATOIRE**



Sur la base des nouvelles grilles tarifaires 2022 et 2023, les graphiques ci-dessous montrent l'évolution des coûts de distribution (prélèvement) entre 2019 (inchangé) et 2023 pour un client-type de chaque niveau de tension.

GRAPHIQUE 24 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DES ANNÉES 2019 À 2023 POUR LE CLIENT TYPE T- MT (50 GWH – 9.8 MW)

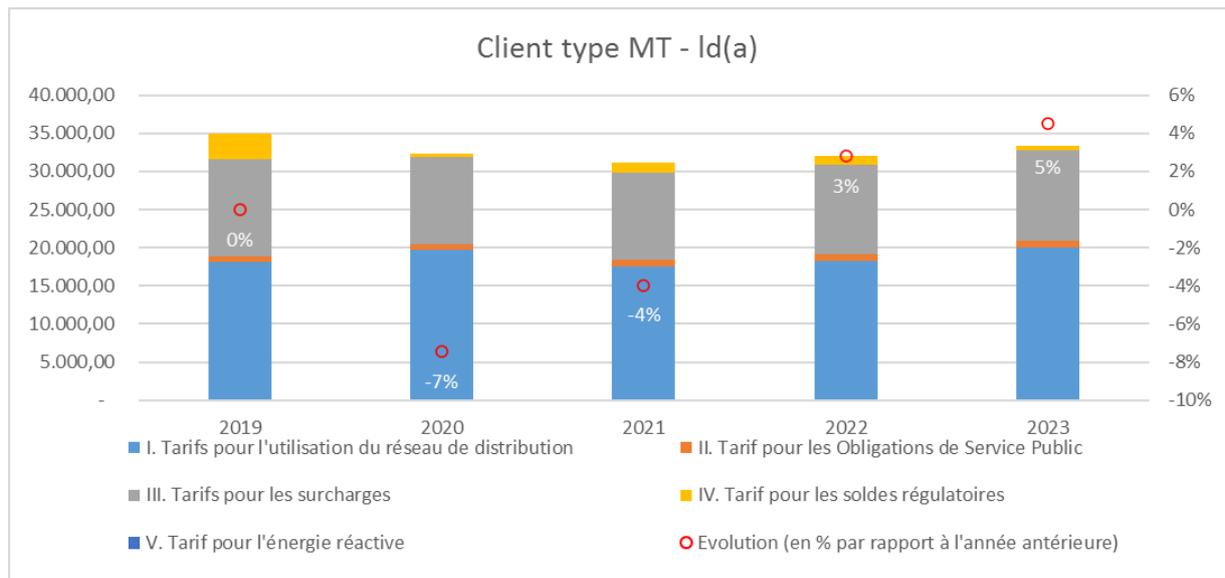


L'évolution des coûts de distribution entre 2019 et 2023 pour le client-type T-MT est valorisée à **-4,58 %** au lieu d'une évolution estimée à **-6,29 %** fin 2020 suite au calcul du solde 2019. L'affectation d'une quote-part de 50 % du solde régulateur 2020 à l'année 2023 expliquant la diminution moindre constatée après le calcul du solde 2020.

Cette diminution provient essentiellement des mêmes éléments que suite à l'analyse du solde 2019, à savoir :

- 1° De la baisse conséquente des tarifs entre 2019 et 2020 suite à l'affectation de la dette tarifaire 2017 (décision CD-18k24-CWaPE-0244) et de la dette tarifaire 2018 (décision CD-19l04-CWaPE-0372) à concurrence de 33,33 % sur les tarifs pour solde régulateur 2020, 2021 et 2022.
- 2° De la diminution du montant estimé sur le client-type simulé entre 2020 et 2021, suite aux discussions relatives à la 11<sup>ème</sup> pointe. Les tarifs 2017 (partie capacitaire) ayant été calibrés sur une puissance maximale des 12 derniers mois et non sur la pointe mensuelle (11<sup>ème</sup> pointe) comme ceux de 2021 à 2023, utiliser la même puissance comme référence dans les clients-types pour chacune des années introduit un biais à la comparaison. La CWaPE a donc demandé d'appliquer un pourcentage commun de diminution des pointes à facturer de 15 % pour le client-type T-MT, or, les pourcentages de diminution propres à l'AIEG sont largement inférieurs.

GRAPHIQUE 25 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DES ANNÉES 2019 À 2023 POUR LE CLIENT- TYPE MT (2 GWH – 392 KW)

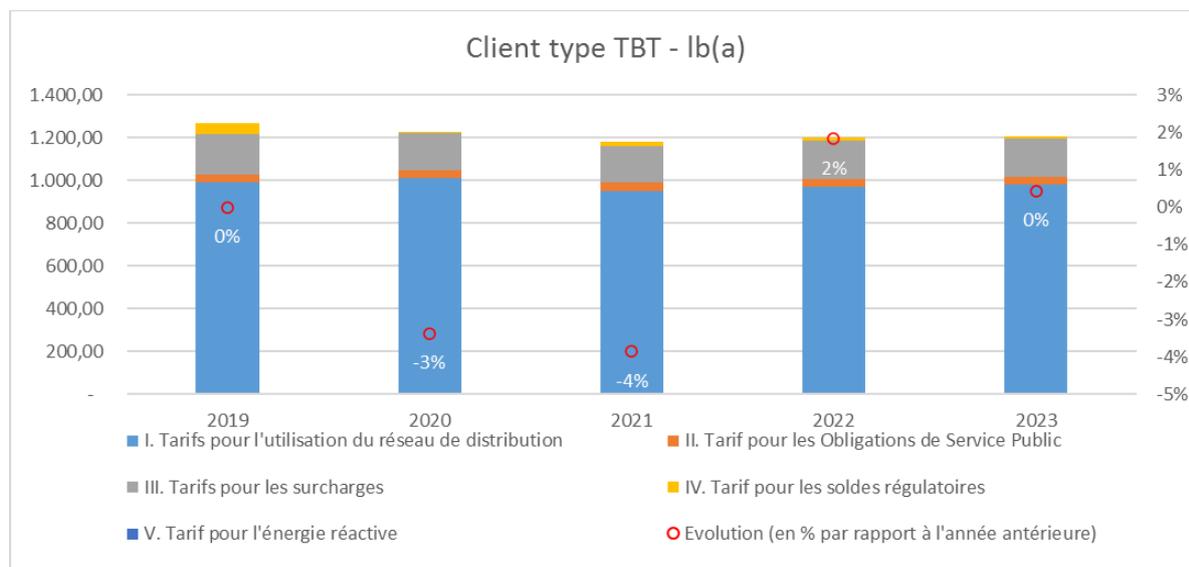


L'évolution des coûts de distribution entre 2019 et 2023 pour le client –type MT est valorisée à **-4,49 %** au lieu d'une évolution estimée à **-6,16 %** fin 2020 suite au calcul du solde 2019. L'affectation d'une quote-part de 50 % du solde régulateur 2020 à l'année 2023 expliquant la diminution moindre constatée après le calcul du solde 2020.

Cette diminution provient essentiellement des mêmes éléments que suite à l'analyse du solde 2019, à savoir :

- 1° De la baisse conséquente des tarifs entre 2019 et 2020 suite à l'affectation de la dette tarifaire 2017 (décision CD-18k24-CWaPE-0244) et de la dette tarifaire 2018 (décision CD-19I04-CWaPE-0372) à concurrence de 33,33 % sur les tarifs pour solde régulateur 2020, 2021 et 2022.
- 2° De la diminution du montant estimé sur le client-type simulé entre 2020 et 2021, suite aux discussions relatives à la 11<sup>ème</sup> pointe. Les tarifs 2017 (partie capacitaire) ayant été calibrés sur une puissance maximale des 12 derniers mois et non sur la pointe mensuelle (11<sup>ème</sup> pointe) comme ceux de 2021 à 2023, utiliser la même puissance comme référence dans les clients-types pour chacune des années introduit un biais à la comparaison. La CWaPE a donc demandé d'appliquer un pourcentage commun de diminution des pointes à facturer de 15 % pour le client-type MT, or, les pourcentages de diminution propres à l'AIEG sont largement inférieurs.

GRAPHIQUE 26 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DES ANNÉES 2019 À 2023 POUR LE CLIENT-TYPE T- BT (30.000 KWH – 5,9 KW)

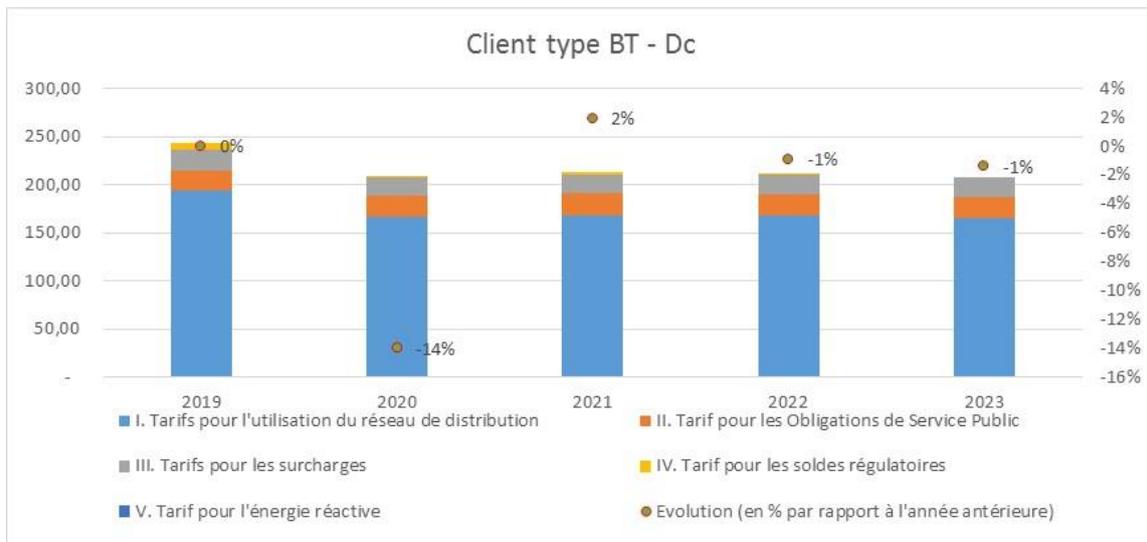


L'évolution des coûts de distribution entre 2019 et 2023 pour le client –type T-BT est valorisée à **-4,99 %** au lieu d'une évolution estimée à **-5,67 %** fin 2020 suite au calcul du solde 2019. L'affectation d'une quote-part de 50 % du solde régulateur 2020 à l'année 2023 expliquant la diminution moindre constatée après le calcul du solde 2020.

Cette diminution provient essentiellement des mêmes éléments que suite à l'analyse du solde 2019, à savoir :

- 1° De la baisse conséquente des tarifs entre 2019 et 2020 suite à l'affectation de la dette tarifaire 2017 (décision CD-18k24-CWaPE-0244) et de la dette tarifaire 2018 (décision CD-19l04-CWaPE-0372) à concurrence de 33,33 % sur les tarifs pour solde régulateur 2020, 2021 et 2022.
- 2° De la diminution du montant estimé sur le client-type simulé entre 2020 et 2021, suite aux discussions relatives à la 11<sup>ème</sup> pointe. Les tarifs 2017 (partie capacitaire) ayant été calibrés sur une puissance maximale des 12 derniers mois et non sur la pointe mensuelle (11<sup>ème</sup> pointe) comme ceux de 2021 à 2023, utiliser la même puissance comme référence dans les clients-types pour chacune des années introduit un biais à la comparaison. La CWaPE a donc demandé d'appliquer un pourcentage commun de diminution des pointes à facturer de 10 % pour le client-type T-BT, or, les pourcentages de diminution propres à l'AIEG sont largement inférieurs.

GRAPHIQUE 27 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DES ANNÉES 2019 À 2023 POUR LE CLIENT-TYPE BT (1.600 KWH HP – 1.900 KWH HC)



L'évolution des coûts de distribution entre 2019 et 2023 pour le client –type BT est valorisée à – **13,94 %** au lieu d'une évolution estimée à –14,35 % fin 2020 suite au calcul du solde 2019. L'affectation d'une quote-part de 50 % du solde réglementaire 2020 à l'année 2023 expliquant la diminution moindre constatée après le calcul du solde 2020.

Cette diminution provient essentiellement de la baisse conséquente des tarifs entre 2019 et 2020 suite à l'affectation de la dette tarifaire 2017 (décision CD-18k24-CWaPE-0244) et de la dette tarifaire 2018 (décision CD-19l04-CWaPE-0372) à concurrence de 33,33 % sur les tarifs pour solde réglementaire 2020, 2021 et 2022.

## 10. DÉCISION RELATIVE AUX SOLDES 2020

Vu l'article 43, § 2, 14° du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité ;

Vu les articles 4, § 2, 14°, 7, § 1<sup>er</sup>, alinéa 2, et 16 du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité ;

Vu la décision CD-17G17-CWaPE-0107 du 17 juillet 2017 relative à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période 2019-2023 ;

Vu le rapport tarifaire *ex post* portant sur l'exercice d'exploitation 2020 introduit par l'AIEG auprès de la CWaPE en date du 22 juin 2021 ;

Vu les comptes annuels 2020 de l'AIEG accompagnés du procès-verbal du Conseil d'administration et des rapports destinés à l'Assemblée générale qui s'est tenue le 9 juin 2021, déposés à la CWaPE en date du 22 juin 2021 ;

Vu le rapport du commissaire aux comptes de l'AIEG relatif « aux investissements et mises hors services » reçu en date du 13 juillet 2021 ;

Vu le rapport du commissaire aux comptes de l'AIEG relatif d'une part « au bilan et au compte de résultat de l'activité régulée » et d'autre part « aux règles d'évaluation et d'activation des frais indirects » reçu en date du 25 août 2021 ;

Vu les informations complémentaires transmises par le gestionnaire de réseau en date du 17 septembre 2021 suite à la demande de la CWaPE du 20 août 2021 ;

Vu le rapport tarifaire *ex post* mis à jour suite aux informations complémentaires du gestionnaire de réseau de distribution transmis à la CWaPE le 17 septembre 2021 ;

Vu l'analyse réalisée par la CWaPE du rapport tarifaire *ex post* mis à jour et transmis à la CWaPE le 17 septembre 2021 ;

Vu la demande de révision du tarif pour les soldes régulatoires déposée par le gestionnaire de réseau de distribution en date du 14 octobre 2020 ;

Vu l'analyse réalisée par la CWaPE de la proposition d'affectation du solde régulateur de l'année 2020;

Vu l'analyse réalisée par la CWaPE de la demande de révision des tarifs pour les soldes régulatoires de des années 2022 et 2023 ;

Considérant que, à l'issue de son contrôle du calcul du solde régulateur de l'année 2020 de l'AIEG (réalisé selon la méthodologie décrite dans la section 4 de la présente décision), de la proposition d'affectation de celui-ci et de la demande de révision des tarifs pour les soldes régulatoires de 2022 et 2023, la CWaPE n'a pas décelé de non-conformité aux dispositions applicables ;

La CWaPE décide **d'approuver le solde régulateur de l'année 2020** rapporté par le gestionnaire de réseau de distribution au travers de son rapport tarifaire *ex post* daté du 17 septembre 2021. Le solde régulateur de l'année 2020 est un **actif régulateur qui s'élève à 125.881,44 euros**.

La CWaPE décide d'affecter le solde régulateur de l'année 2020 à raison d'une **quote-part de 50 % sur l'année 2022 et 50 % sur l'année 2023**.

La CWaPE décide d'approuver la demande de révision des tarifs pour les soldes régulateurs repris dans les grilles tarifaires relatives au prélèvement d'électricité sur le réseau de distribution pour les années 2022 et 2023. **Les nouvelles grilles tarifaires, approuvées par la CWaPE et reprises à l'annexe I de la présente décision, doivent être publiées par le GRD sur son site internet.**

## 11. VOIES DE RECOURS

La présente décision peut, en vertu de l'article 50ter du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, dans les trente jours qui suivent la date de sa notification, faire l'objet d'un recours en annulation devant la Cour des marchés visée à l'article 101, § 1<sup>er</sup>, alinéa 4, du Code judiciaire, statuant comme en référé.

En vertu de l'article 50bis du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, la présente décision peut également, sans préjudice des voies de recours ordinaires, faire l'objet d'une plainte en réexamen devant la CWaPE, dans les deux mois suivant la publication de la décision. Cette plainte n'a pas d'effet suspensif. « *La CWaPE statue dans un délai de deux mois à dater de la réception de la plainte ou des compléments d'informations qu'elle a sollicités. La CWaPE motive sa décision. À défaut, la décision initiale est confirmée* ».

En cas de plainte en réexamen, le délai de trente jours mentionné ci-dessus pour l'exercice d'un recours en annulation devant la Cour des marchés « *est suspendu à la décision de la CWaPE, ou, en l'absence de décision, pendant deux mois à dater de la réception de la plainte ou des compléments d'information sollicités par la CWaPE* » (article 50ter, alinéa 2, du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité).

## 12. ANNEXES

- Annexe I : Tarifs périodiques pour le prélèvement d'électricité sur le réseau de distribution de l'AIEG applicables du 01.01.2022 au 31.12.2022 et du 01.01.2023 au 31.12.2023
- Annexe II : Annexe reprenant l'évolution du revenu autorisé de l'AIEG pour les années 2015 à 2020

**Tarifs périodiques de distribution d'électricité**
**- Prélèvement -**
**AIEG**
**Période de validité : du 01.01.2022 au 31.12.2022**

	Code EDIEL	T-MT		MT		T-BT		BT	
		Avec mesure de pointe	Sans mesure de pointe	Avec mesure de pointe	Sans mesure de pointe	Avec mesure de pointe	Sans mesure de pointe	Avec mesure de pointe	Sans mesure de pointe
<b>I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution</b>									
<b>A. Terme capacitaire</b>									
<b>a) Pour les raccordements avec mesure de pointe</b>									
Pointe historique pendant la période tarifaire de pointe (EUR/kW/mois)	E210	0,5749677		2,2998706		5,1821807		8,6649193	
Pointe du mois pendant la période tarifaire de pointe (EUR/kW/mois)	E210	0,1916559		0,7666235		1,7273936		2,8883064	
<b>b) Pour les prosumers</b>									
Puissance nette développable de l'installation (EUR/kWe)	E260								55,5923240
<b>B. Terme fixe</b> (EUR/an)	E270	365,22		365,22		365,22		21,99	
<b>C. Terme proportionnel</b>									
Heures normales (EUR/kWh)	E210							0,0149568	0,0465092
Heures pleines (EUR/kWh)	E210	0,0007072	0,0032527	0,0028290	0,0130106	0,0055050	0,0272928	0,0149568	0,0495064
Heures creuses (EUR/kWh)	E210	0,0005851	0,0025431	0,0023403	0,0101724	0,0050164	0,0217762	0,0117019	0,0348895
Exclusif de nuit (EUR/kWh)	E210							0,0117019	0,0289767
<b>II. Tarif pour les Obligations de Service Public</b> (EUR/kWh)	E215	0,0001026		0,0004104		0,0012372		0,0063735	
<b>III. Tarif pour les surcharges</b>									
Redevance de voirie (EUR/kWh)	E891	0,0006976		0,0027903		0,0027903		0,0027903	
Impôt sur les sociétés (EUR/kWh)	E850	0,0007708		0,0030833		0,0030833		0,0030833	
Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux (EUR/kWh)	E890	0,0000000		0,0000000		0,0000000		0,0000000	
<b>IV. Tarif pour les soldes régulatoires</b> (EUR/kWh)	E410	0,0001390		0,0005558		0,0005558		0,0005558	
<b>V. Tarif pour dépassement du forfait d'énergie réactive</b> (EUR/kVArh)	E310	0,0023126	0,0023126	0,0092505	0,0092505	0,0092505	0,0092505		

**Modalités d'application et de facturation :**

1) le tarif pour l'utilisation du réseau de distribution sous rubrique C. terme proportionnel est applicable comme suite :

heures normales (EUR/kWh) : 24h/24

heures pleines (EUR/kWh) : de 8h00 à 23h00 sauf pour la commune de Namèche de 7h00 à 22h00

heures creuses (EUR/kWh) : de 23h00 à 8h00 sauf pour la commune de Namèche de 22h00 à 7h00

exclusif de nuit (EUR/kWh) : 24h/24

2) le tarif du terme capacitaire n'est pas plafonné

3) le terme capacitaire ne s'applique pas aux postes de secours

4) l'article 143 du règlement technique précisant la valeur du droit de prélèvement forfaitaire d'énergie réactive par niveau tension précise :

<https://wallex.wallonie.be/index.php?doc=19977>

**Tarifs périodiques de distribution d'électricité**

- Prélèvement -

AIEG

Période de validité : du 01.01.2023 au 31.12.2023

	Code EDIEL	T-MT		MT		T-BT		BT	
		Avec mesure de pointe	Sans mesure de pointe	Avec mesure de pointe	Sans mesure de pointe	Avec mesure de pointe	Sans mesure de pointe	Avec mesure de pointe	Sans mesure de pointe
<b>I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution</b>									
<b>A. Terme capacitaire</b>									
<b>a) Pour les raccordements avec mesure de pointe</b>									
Pointe historique pendant la période tarifaire de pointe (EUR/kW/mois)	E210	0,6475329		2,5901314		5,1838278		8,3125802	
Pointe du mois pendant la période tarifaire de pointe (EUR/kW/mois)	E210	0,2158443		0,8633771		1,7279426		2,7708601	
<b>b) Pour les prosumers</b>									
Puissance nette développable de l'installation (EUR/kWe)	E260								54,1309317
<b>B. Terme fixe</b> (EUR/an)	E270	365,94		365,94		365,94		22,39	
<b>C. Terme proportionnel</b>									
Heures normales (EUR/kWh)	E210							0,0152446	0,0455139
Heures pleines (EUR/kWh)	E210	0,0007302	0,0035969	0,0029209	0,0143876	0,0057928	0,0275874	0,0152446	0,0483893
Heures creuses (EUR/kWh)	E210	0,0006081	0,0028132	0,0024323	0,0112528	0,0053041	0,0220693	0,0119896	0,0342344
Exclusif de nuit (EUR/kWh)	E210							0,0119896	0,0285620
<b>II. Tarif pour les Obligations de Service Public</b> (EUR/kWh)	E215	0,0001027		0,0004107		0,0012382		0,0063986	
<b>III. Tarif pour les surcharges</b>									
Redevance de voirie (EUR/kWh)	E891	0,0007086		0,0028342		0,0028342		0,0028342	
Impôt sur les sociétés (EUR/kWh)	E850	0,0007900		0,0031600		0,0031600		0,0031600	
Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux (EUR/kWh)	E890	0,0000000		0,0000000		0,0000000		0,0000000	
<b>IV. Tarif pour les soldes régulatoires</b> (EUR/kWh)	E410	0,0000729		0,0002916		0,0002916		0,0002916	
<b>V. Tarif pour dépassement du forfait d'énergie réactive</b> (EUR/kVArh)	E310	0,0023126	0,0023126	0,0092505	0,0092505	0,0092505	0,0092505		

**Modalités d'application et de facturation :**

1) le tarif pour l'utilisation du réseau de distribution sous rubrique C. terme proportionnel est applicable comme suite :

heures normales (EUR/kWh) : 24h/24

heures pleines (EUR/kWh) : de 8h00 à 23h00 sauf pour la commune de Namèche de 7h00 à 22h00

heures creuses (EUR/kWh) : de 23h00 à 8h00 sauf pour la commune de Namèche de 22h00 à 7h00

exclusif de nuit (EUR/kWh) : 24h/24

2) le tarif du terme capacitaire n'est pas plafonné

3) le terme capacitaire ne s'applique pas aux postes de secours

4) l'article 143 du règlement technique précisant la valeur du droit de prélèvement forfaitaire d'énergie réactive par niveau tension précise :

<https://wallex.wallonie.be/index.php?doc=19977>



Tous acteurs de l'énergie

*Date du document : 28/10/2021*

## DÉCISION

CD-21j28-CWaPE-0580

### **SOLDES RAPPORTÉS PAR L'AIEG CONCERNANT L'EXERCICE D'EXPLOITATION 2020**

#### **ANNEXE II : EVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ**

*Rendue en application des articles 4, § 2, 14°, 7, § 1er, alinéa 2, et 16 du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité, et des articles 104, 120 et 122 de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période 2019-2023*

## Table des matières

1.	EVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ .....	3
1.1.	<i>Evolution du revenu autorisé 2019-2020</i> .....	3
1.2.	<i>Evolution du revenu autorisé entre 2015 et 2020</i> .....	5
2.	EVOLUTION DES VOLUMES DE PRÉLÈVEMENT ENTRE 2015 ET 2020 .....	6

### Index graphiques

Graphique 1	Evolution du revenu autorisé 2019-2020 .....	3
Graphique 2	Evolution du revenu autorisé 2015-2020 .....	5
Graphique 3	Evolution des volumes de prélèvement 2015-2020 .....	6

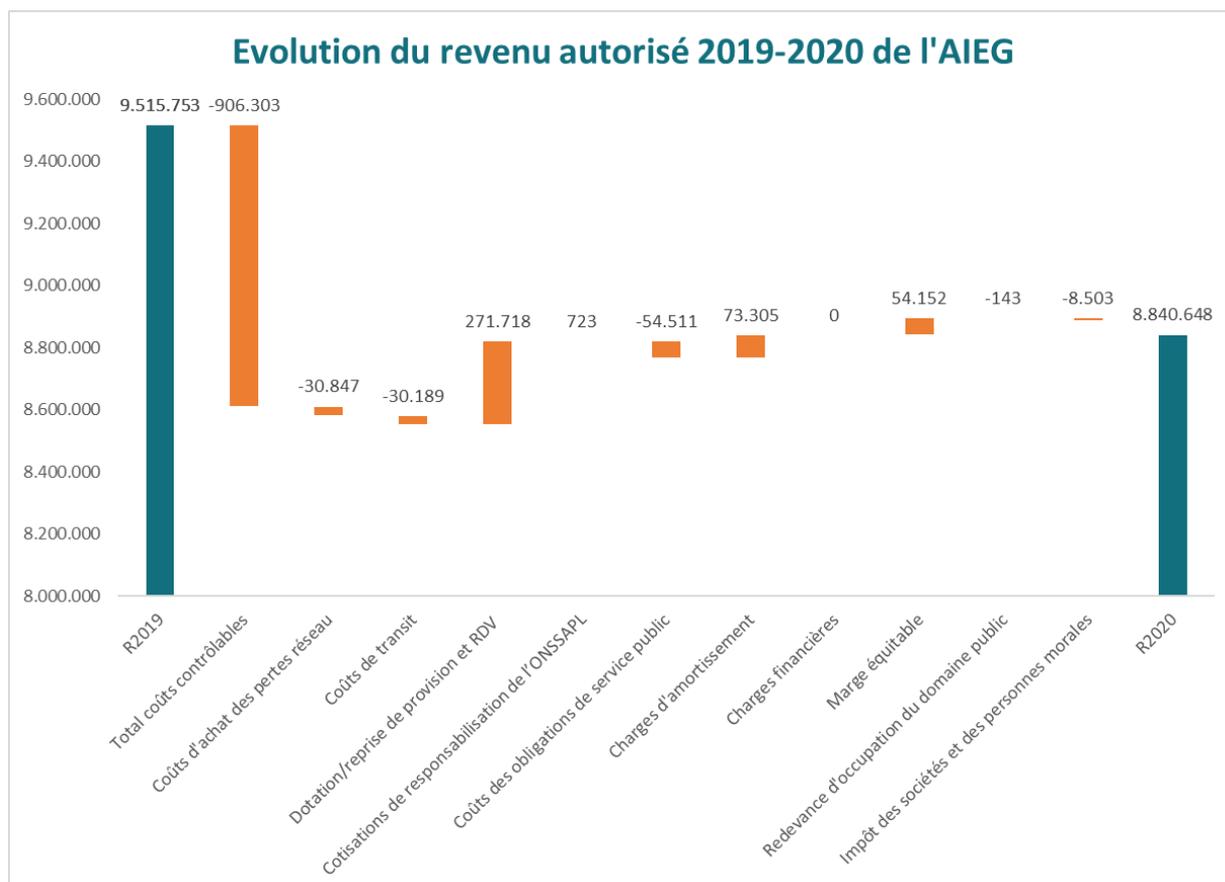
# 1. EVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ

## 1.1. Evolution du revenu autorisé 2019-2020

Sur la base des données introduites dans le rapport tarifaire *ex post* daté du 17 septembre 2021, le revenu autorisé réel de l'année 2020 est de **8.840.648 euros** (sans tenir compte de l'acompte pour les soldes régulatoires), soit en **baisse de 7,09 % par rapport aux coûts réels rapportés de l'exercice d'exploitation 2019**.

L'évolution du revenu autorisé réel entre 2019 et 2020 s'explique principalement par les éléments suivants :

GRAPHIQUE 1 EVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ 2019-2020



Les principales variations entre 2019 et 2020 s'expliquent par :

- **Coûts contrôlables (- 906.303 euros, soit 134 % de la variation 2019-2020)** : La diminution significative des charges contrôlables s'explique par :
  - Une très nette augmentation de la production immobilisée entre la réalité 2019 et la réalité 2020 provoquant une hausse des produits d'activation de - 1.125.139 euros (donc diminuant les charges), couplée à un accroissement moindre des charges d'approvisionnement (+ 664.194 euros) et des frais de sous-traitants (+ 180.632 euros) ;
  - Un accroissement important des coûts informatiques (+ 536.126 euros) provenant essentiellement des coûts engendrés par la clearing house ATRIAS; et

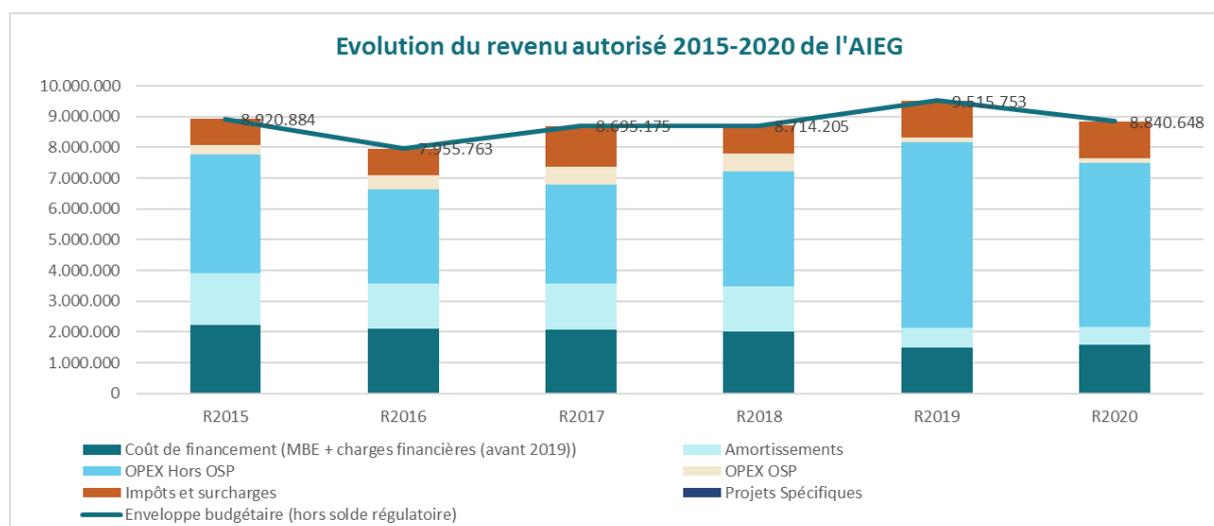
- Des autres produits d'exploitation en hausse, notamment suite au gain réalisé suite à la clôture d'un chantier en 2020 (– 251.609 euros)
- **Dotations / reprise de provision et réduction de valeur (+ 271.718 euros, soit – 40 % de la variation 2019-2020)** : En 2019, l'AIEG avait procédé à une reprise de provision (soit un produit), suite à la clôture de divers litiges (293.365 euros) et à la reprise de provision pour dommage cause tiers (13.352 euros). En 2020, suite à la fin des derniers litiges en cours, les reprises provisions pour litiges s'élèvent à 35.000 euros correspondant au solde des provisions pour litige.
- **Charges financières (/)** : Pour rappel, la marge bénéficiaire équitable est calculée à partir de 2019 sur base du Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC), les charges financières rapportées en coût non gérable jusqu'en 2018 sont à présent incluses dans la marge bénéficiaire équitable.
- **Charges d'amortissement (+ 73.305 euros, soit – 11 % de la variation 2019-2020)** : Cette évolution provient part de l'évolution de la base d'actifs régulés au cours de la période 2019-2020 et d'investissement 2020 plus important, dont 965.383 euros proviennent des investissements dimming et champs photovoltaïque et 1.400.590 euros d'investissements suite à la clôture du dossier BEP.

## 1.2. Evolution du revenu autorisé entre 2015 et 2020

Le graphique ci-dessous illustre l'évolution du revenu autorisé réel du gestionnaire de réseau entre les années 2015 et 2020 en distinguant les composantes principales de ce revenu autorisé, à savoir,

- Les coûts de financement composés de la marge bénéficiaire équitable et, avant l'année 2019, des charges financières ;
- Les charges d'amortissement de la base d'actifs régulés ;
- Les charges opérationnelles, en distinguant celle relatives aux Obligations de Service Public ;
- Les impôts et surcharges et, finalement ;
- Le montant des projets spécifiques à partir de l'année 2019.

GRAPHIQUE 2 EVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ 2015-2020



Le revenu autorisé de l'AIEG (hors solde régulateur) s'élève au 31 décembre 2020 à 8.840.648 euros. Globalement, ce revenu a diminué de 80.236 euros sur la période 2015-2020, soit une baisse de - 0,90 %.

## 2. EVOLUTION DES VOLUMES DE PRÉLÈVEMENT ENTRE 2015 ET 2020

L'évolution des volumes de prélèvement, par niveau de tension, entre l'année 2015 et l'année 2020 est illustrée dans le graphique ci-dessous :

GRAPHIQUE 3 EVOLUTION DES VOLUMES DE PRÉLÈVEMENT 2015-2020

