



**CWaPE**  
Commission  
Wallonne  
pour l'Energie

*Date du document : 29/10/2020*

## DÉCISION

CD-20j29-CWaPE-0459

### **SOLDES RAPPORTÉS PAR L'AIEG CONCERNANT L'EXERCICE D'EXPLOITATION 2019**

*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 2019.....</i>	5
1.2.	<i>Méthodologie tarifaire applicable pour la détermination des soldes réglementaires relatifs à l'année 2019.....</i>	5
1.3.	<i>Dispositions applicables pour la détermination de l'affectation du solde réglementaire relatif à l'année 2019.....</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 2019.....	13
6.	BONUS/MALUS.....	14
6.1.	<i>Détail du bonus/malus relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables.....</i>	14
6.1.1.	Détail du bonus/malus relatif aux CNC <sub>autres</sub> .....	15
6.1.2.	Détail du bonus/malus relatif aux charges nettes contrôlables OSP (CNF <sub>OSP</sub> et CNV <sub>OSP</sub> ).....	17
6.1.3.	Détail du bonus/malus relatif aux CNI.....	19
6.2.	<i>Détail du bonus/malus relatif aux charges nettes opérationnelles non contrôlables.....</i>	21
6.2.1.	Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat d'électricité destinée à couvrir les pertes en réseau électrique.....	21
6.2.2.	Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre.....	21
6.2.3.	Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat des certificats verts.....	21
6.2.4.	Détail du bonus/malus relatif aux indemnités versées aux fournisseurs en cas de retard de placement des compteurs à budget.....	21
6.3.	<i>Détail du bonus/malus relatif aux projets spécifiques.....</i>	22
7.	RÉSULTAT ANNUEL.....	23
8.	SOLDES RÉGULATOIRES.....	26
8.1.	<i>Détail du solde réglementaire relatif aux produits issus des tarifs périodiques (SR<sub>volume</sub>).....</i>	26
8.2.	<i>Détail du solde réglementaire relatif aux charges opérationnelles non contrôlables.....</i>	30
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> ).....	30
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> ).....	32
8.2.4.	Détail du solde réglementaire relatif à la charge d'achat des certificats verts (SR <sub>achat Cv</sub> ).....	32
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 CâB</sub> ).....	32
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>	33
8.5.	<i>Détail du solde relatif aux charges nettes variables relatives aux projets spécifiques (SR<sub>projets spécifiques</sub>).....</i>	36
9.	PROPOSITION D'AFFECTATION DU SOLDE RÉGULATOIRE ET RÉVISION DU TARIF POUR LES SOLDES RÉGULATOIRES.....	37
9.1.	<i>Affectation du solde réglementaire de distribution pour l'exercice d'exploitation 2019.....</i>	37
9.2.	<i>Solde réglementaire cumulé pour la période 2008-2019.....</i>	37
9.3.	<i>Révision du tarif pour les soldes réglementaires.....</i>	39
10.	DÉCISION RELATIVE AUX SOLDES 2019.....	44
11.	VOIES DE RECOURS.....	45
12.	ANNEXES.....	46

## Index graphiques

Graphique 1	Ecart global – année 2019.....	13
Graphique 2	Bonus/malus – année 2019.....	14
Graphique 3	Bonus/malus relatif aux CNC <sub>autres</sub> – année 2019 .....	15
Graphique 4	Bonus/malus relatif aux CNF et CNV OSP – année 2019 .....	18
Graphique 5	Détail du Bonus/malus relatif aux CNI OSP et hors OSP (réseau/hors réseau) – année 2019 .....	20
Graphique 6	Détail du Bonus/malus relatif aux charges d’amortissement hors réseau .....	20
Graphique 7	Réconciliation du résultat tarifaire et comptable – année 2019 .....	23
Graphique 8	Composition du résultat tarifaire – année 2019 .....	24
Graphique 9	Résultats comptables par nature – année 2019 .....	25
Graphique 10	Solde régulateur – année 2019 .....	26
Graphique 11	Détail du solde régulateur relatif aux produits issus des tarifs périodiques .....	27
Graphique 12	Détail du solde régulateur relatif au terme capacitaire .....	28
Graphique 13	Détail du solde régulateur relatif au terme proportionnel .....	28
Graphique 14	volumes de prélèvements budgétés et réels 2019 (hors transit et perte) .....	29
Graphique 15	Détail solde régulateur SRC <sub>non contrôlables</sub> & SRP <sub>non contrôlables</sub> – année 2019 .....	30
Graphique 16	Ecart entre les volumes de perte budgétés et réels 2019 .....	31
Graphique 17	Détail de l’écart relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables variables relatives aux obligations de service public – année 2019.....	33
Graphique 18	Evolution de la Base d’Actifs Régulés de l’année 2019.....	34
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 31/12/2019 .....	36
Graphique 22	Evolution des simulations par client type avant et après adaptation du tarif 2021 pour solde régulateur.....	40
Graphique 23	Simulations des coûts de distribution des années 2019 à 2023 pour le client type T- MT (50 GWh – 9.8 MW) .....	40
Graphique 24	Simulations des coûts de distribution des années 2019 à 2023 pour le client- type MT (2 gWh – 392 kW) .....	41
Graphique 25	Simulations des coûts de distribution des années 2019 à 2023 pour le client-type T- BT (30.000 kwh – 5,9 kW) .....	42
Graphique 26	Simulations des coûts de distribution des années 2019 à 2023 pour le client-type BT (1.600 kwh hp – 1.900 KWH HC) .....	43

## Index tableaux

Tableau 1	Détail des charges nettes contrôlables OSP.....	18
Tableau 2	Détail du bonus/malus relatif aux CNI .....	19
Tableau 3	Détail de la marge bénéficiaire équitable .....	23
Tableau 4	Résultat, dividendes et payout ratio – année 2019 .....	25
Tableau 5	Détail du solde réglementaire relatif aux produits issus des tarifs périodiques.....	27
Tableau 6	Evolution RAB budgétée et réelle & impact sur le solde réglementaire .....	35
Tableau 7	Proposition d’affectation du solde réglementaire – année 2019 .....	37
Tableau 8	Affectation des soldes réglementaires – année 2008 à 2019 .....	39

# **1. BASE LÉGALE**

## **1.1. Dispositions législatives applicables pour la détermination des soldes réglementaires relatifs à l'année 2019**

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 2019**

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 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 2019 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 2019**

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 régulatoires 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 régulatoires afin d'y intégrer les soldes régulatoires 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 16 janvier 2020, la CWaPE a adressé un courrier aux gestionnaires de réseau de distribution relatif d'une part à la valeur des paramètres définissant le couloir de prix d'achat d'électricité pour la couverture des pertes et pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution, et, d'autre part au modèle de rapport ex post 2019 ainsi qu'au calendrier de contrôle.
3. En date du 27 janvier 2020, la CWaPE a adressé un courriel aux gestionnaires de réseau de distribution relatifs à la valeur des prix minimum et maximum d'achat des certificats verts de l'année 2019.
4. En date du 31 janvier 2020, une réunion relative au suivi des recommandations en matière d'implémentation des règles de gouvernance (comptes séparés) s'est tenue entre la CWaPE et les représentants de l'AIEG.
5. En date du 6 février 2020, le procès-verbal de la réunion du 31 janvier 2020 relative au suivi des recommandations en matière d'implémentation des règles de gouvernance (comptes séparés) a été transmise aux représentants de l'AIEG.
6. En date du 13 février 2020, les représentants de l'AIEG faisaient part de leurs commentaires sur le Procès-verbal de la réunion du 31 janvier 2020 relative au suivi des recommandations en matière d'implémentation des règles de gouvernance (comptes séparés).
7. En date du 30 juin 2020, la CWaPE a reçu le rapport tarifaire *ex-post* de l'AIEG portant sur l'exercice d'exploitation 2019 ainsi les comptes annuels approuvés par l'Assemblée Générale et les comptes annuels de l'année 2019 tels que déposés à la Banque nationale de Belgique.
8. 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 26 août 2020.
9. En date du 22 septembre 2020, une réunion 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 2019 ainsi que les questions complémentaires qui lui avait été adressées en date du 26 août 2020.
10. En date des 18 et 22 septembre 2020, le gestionnaire de réseau de distribution a transmis une version provisoire des réponses aux questions complémentaires de la CWaPE transmises en date du 26 août 2020.
11. En date du 30 septembre 2020, la CWaPE a transmis à l'AIEG le compte-rendu de la réunion du 22 septembre 2020 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 2019. Le même jour, l'AIEG a fait part de ses commentaires sur ce compte-rendu.

12. En date du 25 septembre 2020 et d'un commun accord avec la CWaPE lors de la réunion du 22 septembre 2020, le gestionnaire de réseau a transmis une version adaptée du rapport tarifaire *ex-post* ainsi que les réponses et informations complémentaires requises.
13. En date du 9 octobre 2020, la CWaPE a envoyé une demande d'explications complémentaires par courriel à l'AIEG.
14. En date du 13 octobre 2020, le gestionnaire de réseau a transmis une version adaptée du rapport tarifaire *ex-post* ainsi que les réponses et informations complémentaires requises le 9 octobre 2020.
15. En date du 14 octobre 2020, la CWaPE a reçu la demande de révision du tarif pour les soldes réglementaires.
16. 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 réglementaire de l'année 2019 établi sur base du rapport tarifaire *ex-post* déposé le 13 octobre 2020 et de la demande de révision du tarif pour les soldes réglementaires déposée le 14 octobre 2020 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 et sur des contrôles opérés par sondage.

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 2019, la CWaPE se réserve le droit de revoir la présente décision à la lumière des données adaptées.

La CWaPE précise que, compte tenu du fait que les contrôles sont effectués par sondage, la présente décision d'approbation sur base du rapport tarifaire *ex-post* déposé le 13 octobre 2020 et de la demande de révision du tarif pour les soldes réglementaires déposée le 14 octobre 2020 et 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 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* daté du 13 octobre 2020 et portant sur l'exercice d'exploitation 2019, 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 et aux articles 106 à 117 de la méthodologie tarifaire.

Les éléments de contrôle ont porté notamment sur le caractère raisonnable des coûts au sens de l'article 8, § 2, de la méthodologie tarifaire, avec pour l'exercice 2019, une attention particulière portée sur :

- Le suivi de l'activation et de la prise en charge partielle de la nouvelle clearing house ATRIAS ;
- Les volumes et les contrats d'achat d'électricité pour les pertes en réseaux ;
- Le suivi des éléments récemment pris en compte dans la RAB ;
- Le suivi des coûts liés aux projet informatiques ;
- Le suivi de certains sujets relatifs aux frais de personnel (cotisation de responsabilisation ONSSAPL).

Au terme de cette analyse, et suite aux échanges intervenus entre la CWaPE et l'AIEG, les éléments suivants ont donné lieu à des adaptations des soldes rapportés en date du 30 juin 2020 et intégrés dans le modèle de rapport annuel adapté 2019 (déposé le 13 octobre) faisant l'objet de la présente décision :

- 1° Les **paramètres relatifs aux prix d'achat des certificats verts** ont été mis à jour pour être conformes aux paramètres communiqués par la CWaPE. Cette correction est sans impact sur les écarts entre le budget et la réalité portant sur l'exercice d'exploitation 2019 car l'AIEG se situe dans le couloir de prix autorisé.
- 2° Le **solde régulateur de transport relatif aux deux premiers mois de l'année 2019** (105.991 euros) a été retiré du solde de distribution 2019. En effet, la ligne directrice de la CWaPE référencée CD-19k22-CWaPE-0025 du 22 novembre 2019 précise : « *Conformément à l'article 125 de la méthodologie, le solde régulateur global relatif au transport d'une année donnée N est basé sur les charges et produits relatifs aux 12 mois calendrier de l'année N.* ».
- 3° Les **produits issus de la facturation de la fourniture d'électricité à la clientèle propre** du gestionnaire de réseau de distribution (produit de distribution) initialement rapportés dans les produits issus des tarifs périodiques (98.729 euros) ont été reclassés dans les écarts relatifs aux charges et produits non-contrôlables des obligations de service public [OSP]. Cette adaptation est sans impact sur le solde global, mais affecte correctement le montant relatif aux OSP.
- 4° Le montant des **désaffectations relatives aux interventions tiers** (36.956 euros) n'avait pas été rapporté dans le cadre du calcul des écarts relatifs aux charges nettes liées aux immobilisations hors obligation de service public. Cette adaptation implique une diminution du malus.
- 5° Le montant de **l'acompte régulateur** (373.581 euros) initialement rapporté au titre « d'autres charges d'exploitation » a été reclassé dans la quote-part des soldes régulateurs des années précédentes. Cette adaptation implique une diminution du malus.
- 6° Suite à une erreur de liaison entre fichiers, les frais postaux renseignés pour la **gestion des compteurs à budget** étaient ceux de l'exercice d'exploitation 2018 (19.503 euros). Ceux-ci ont été mis à jour et impactent à la baisse (-1.181 euros) l'écart relatif à la gestion des placements des compteurs à budget.
- 7° Suite à une erreur dans le modèle de rapport, le montant des **coûts renseignés dans le cadre de l'entretien curatif normal lié à l'éclairage public** a été corrigé. Cette correction implique une diminution du malus de 48.691 euros.

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 au 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 dénommé 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** à savoir :

- 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.
- Les prestations administratives relatives à la gestion de Ze-MO telles que les études d'implantation et de faisabilité, la gestion administrative et comptable sont refacturées dans leur totalité à la société Ze-MO.
- L'AIEG gère les placements de trésorerie avant libéralisation.
- L'AIEG met également en location des bureaux partagés, des salles de réunion ainsi qu'une salle de formation.

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 donnent une image fidèle de la situation et de la performance financière de la SC AIEG au 31 décembre 2019 conformément aux dispositions relatives aux informations financières à produire selon « la décision » et « A notre avis, les clés d'activation sont justifiées (et ne sont pas supérieures aux frais constatés) et ont été appliquées de manière constante durant l'exercice sous revue.* ».

Pour l'année 2019, 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 maintenu dans une base de données ACCESS. Toutefois, nous notons qu'une amélioration de l'inventaire technique suite à l'expropriation sur le territoire d'ANDENNE doit intervenir. En effet, l'AIEG n'a pas pu obtenir d'inventaire technique exhaustif. Dès lors certaines désaffectations ne peuvent pas être enregistrées, sauf à reprendre et à compléter l'inventaire du sapiteur à posteriori.* », l'AIEG est capable de faire les désaffectations « comptables » sur base d'un dossier justificatif de la valeur d'expropriation conforme à la valeur de la base d'actifs régulés cédés.

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.* ».

- **Un rapport spécifique relatif aux clés de répartition appliquées par le gestionnaire de réseau pour la ventilation de ses charges et produits et des postes bilantaires entre les activités régulées et non régulées** du gestionnaire de réseau de distribution.

Le Commissaire constate : « *Au travers des identifications, des validations, des revues et vérifications effectuées, nous concluons que les clés de répartition sont économiquement pertinentes.*

*Au travers des identifications, des validations, et, vérifications effectuées, nous concluons que les clés de répartition ont été correctement appliquées durant l'exercice sous revue et ce de manière continue en tenant compte de l'évolution de la clé de répartition<sup>1</sup> (régulé/non régulé).* »

---

<sup>1</sup> La répartition des rémunérations et charges sociales directes n'avait pas été modifiée mais la répartition des frais généraux n'était plus établie sur des bases forfaitaires mais proportionnelle. Cette clé a été modifiée en 2019 pour tenir compte du volume d'activités des « anciennes » communes du territoire communal de NAMUR

## 5. ECART GLOBAL ENTRE REVENU AUTORISÉ BUDGÉTÉ ET RÉEL 2019

Le revenu autorisé budgété pour l'année 2019 et approuvé par la CWaPE en date du 29 mai 2018 s'élève à 10.038.167 euros. Le revenu autorisé réel de l'année 2019 s'élève à 9.889.335 euros. L'écart entre le revenu autorisé budgété et réel de l'année 2019 s'élève à 148.832 euros, auquel il faut ajouter l'écart provenant des produits issus des tarifs périodiques de distribution d'un montant de -527.824 euros.

L'écart global entre le revenu autorisé budgété et réel de l'année 2019 s'élève à **-378.992 euros** (soit -3,78 % du revenu autorisé budgété) constitué d'une **créance de -71.214,49 euros** et d'un **malus de -307.777 euros**.

GRAPHIQUE 1 ECART GLOBAL – ANNÉE 2019

	BUDGET 2019	RÉALITÉ 2019	ECART	SOLDE REGULATOIRE	BONUS/MALUS
Charges nettes contrôlables	4.685.642	5.012.784	- 327.143	- 19.365	307.777
Charges nettes contrôlables hors OSP	4.111.656	4.489.370	- 377.714		377.714
Charges nettes contrôlables OSP	573.986	523.414	50.572	- 19.365	69.937
Charges et produits non-contrôlables	2.932.579	2.560.658	371.920	371.920	-
Hors OSP	2.809.459	2.387.018	422.440	422.440	-
OSP	123.120	173.640	- 50.520	- 50.520	-
Charges nettes relatives aux projets spécifiques	-	-	-	-	-
Marge équitable	2.046.365	1.942.311	104.055	104.055	-
Hors OSP	2.044.079	1.940.357	103.722	103.722	
OSP	2.287	1.954	332	332	
Quote-part des soldes réglementaires années précédentes	373.581	373.581	-	-	
Sous-Total	10.038.167	9.889.335	148.832	456.609	- 307.777
<b>Chiffre d'affaires (signe négatif)</b>					
Chiffre d'affaires - Tarif OSP	- 699.392	- 678.813	- 20.579	- 20.579	
Chiffre d'affaires - Redevance de voirie	- 574.733	- 563.059	- 11.673	- 11.673	
Chiffre d'affaires - Tarif impôt des sociétés	- 786.302	- 770.328	- 15.974	- 15.974	
Chiffre d'affaires - Autres impôts et surcharges	-	-	-	-	
Chiffre d'affaires - Tarif soldes réglementaires	- 373.581	- 365.983	- 7.598	- 7.598	
Chiffre d'affaires - Dépassement forfait d'énergie réactive	- 17.762	- 19.237	1.475	1.475	
Chiffre d'affaires - Tarif injection	- 16.615	- 15.894	- 721	- 721	
Chiffre d'affaires - Tarif périodique de distribution	- 7.570.060	- 7.097.306	- 472.754	- 472.754	
Sous-Total	- 10.038.445	- 9.510.621	- 527.824	- 527.824	
TOTAL	- 278	378.714	- 378.992	- 71.214	- 307.777

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

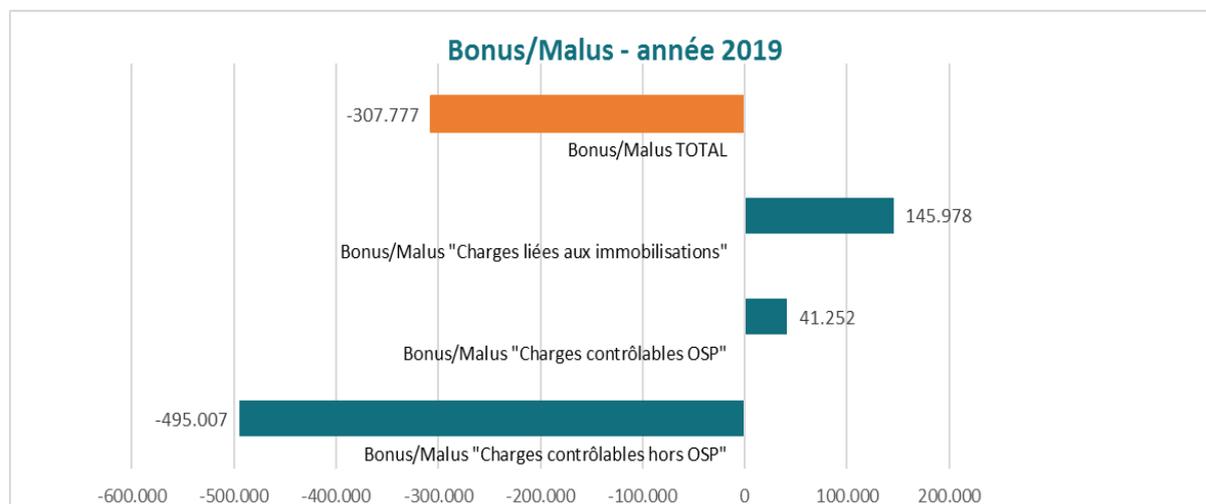
## 6. BONUS/MALUS

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 2019



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

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

$$\text{CNC} = [\text{CNC}_{\text{autres}} + \text{CNF}_{\text{OSP}} + \text{CNV}_{\text{OSP}} + \text{CNI}]$$

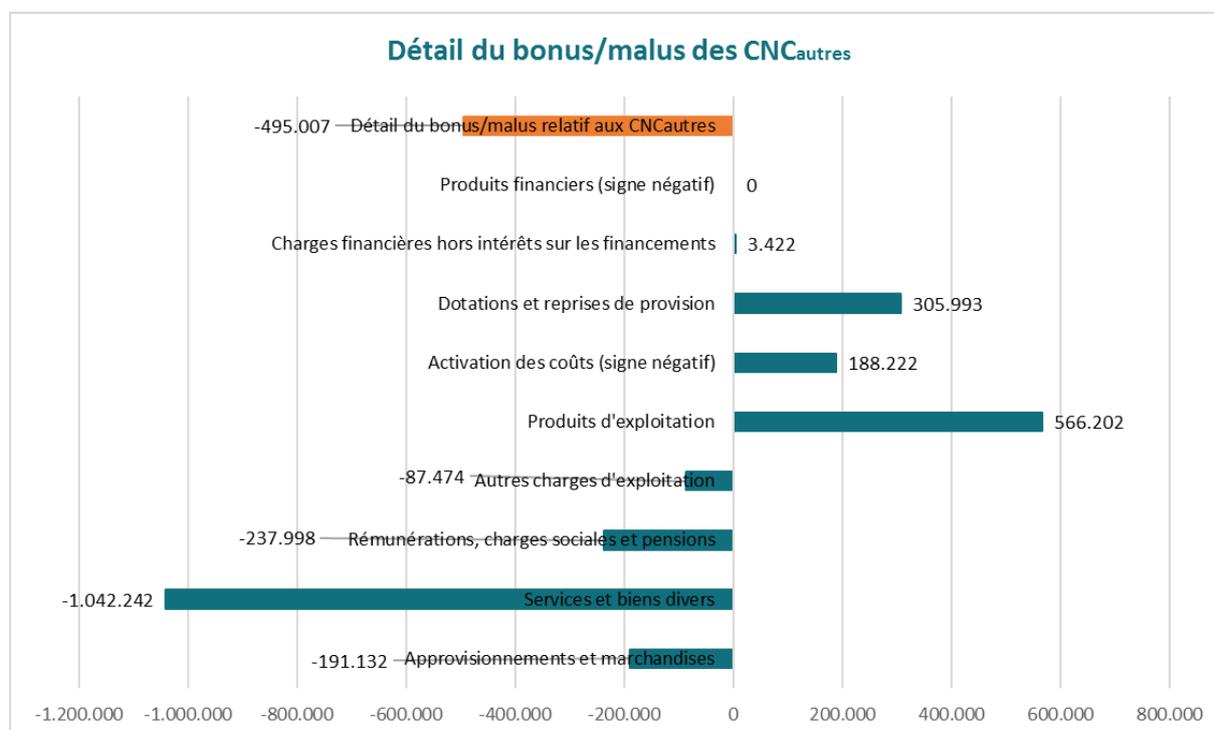
Avec :

- $CNC_{autres}$  = 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 2019, les charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes relatives aux obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations s'élèvent à 3.022.751 euros contre un montant budgété de 2.527.744 euros, soit un **malus de 495.007 euros** (160,83 % du malus 2019 de l'AIEG).

GRAPHIQUE 3 BONUS/MALUS RELATIF AUX  $CNC_{AUTRES}$  – ANNÉE 2019



Ce malus s'explique principalement par :

- 1° Les **approvisionnementnements et marchandises** en hausse de + 191.132 euros par rapport aux montants budgétés, notamment suite à une augmentation de la production immobilisée (voir ci-dessous) ;
- 2° Des **services et biens divers** en très nette augmentation (+ 1.042.242 euros) par rapport aux montants budgétés suite notamment à :
  1. Une **hausse marquée des frais informatiques** de + 402.655 euros. Pour rappel, les montants avaient été budgétés en indexant triplement (au taux de 1,575 %) les coûts d'informatiques de l'exercice d'exploitation 2016 (réel). La CWaPE avait également autorisé les gestionnaires de réseau de distribution à intégrer dans le revenu autorisé

les logiciels informatiques au titre d'actif immobilisé et amortis aux taux de 10 % (article 27 de la méthodologie tarifaire). Cependant, d'une part, les coûts engendrés par la clearing house ATRIAS sont en augmentation perpétuelle et d'autre part, selon les principes de la comptabilité générale, une réduction de valeur aurait dû être enregistrée afin de ramener la valeur comptable à la valeur d'utilisation pour ATRIAS, celle-ci étant déjà désuète car basée sur des technologies dépassées, continuellement retardée, sans perspective de mise en service et d'opérationnalité et n'offrira pas tous les services prévus initialement. Vu que l'AIEG, avec l'accord de la CWaPE, a prévu l'amortissement de cet actif et son intégration dans les tarifs à partir de 2019, pour une valeur fixée ; il était exclu dans le chef de l'AIEG de ne pas adopter le même raisonnement au niveau comptable et de prendre en charge en refusant l'activation et/ou de procéder à une réduction de valeur sans amortissement. L'activation des frais de développement des logiciels destinés à assurer la liaison entre l'AIEG et la plateforme ATRIAS ainsi que les travaux réalisés dans ce cadre avec ATRIAS, sont investis en immobilisation incorporelle. C'est ce qui a amené l'AIEG à ne plus comptabiliser en investissement que les seules prestations d'amélioration du logiciel lui-même en limitant l'investissement au montant total qui avait été budgété et autorisé par la CWaPE. L'activation ne peut être réalisée que si elle apporte une valeur « économique » (ce qui est le cas si c'est admis dans le tarif) et ne sera le cas au niveau opérationnel que si ATRIAS entre en service. Les autres coûts engendrés par ATRIAS étant quant à eux rapportés en tant que charges nettes contrôlables hors OSP.

Cette approche 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** (+ 552.378 euros). 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. 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.
3. Une augmentation des **coûts d'assurances** (+ 22.498 euros). Dans le courant de l'exercice 2019, l'AIEG a ajusté la charge de l'assurance RC qui a été adaptée par leur assureur au vu des risques supplémentaires liés à la convention GRD-GRT pour laquelle un certain nombre d'adaptations souhaitées par l'AIEG a été pris en compte.
4. Une hausse des **coûts relatifs aux honoraires de tiers (comptable, reviseurs, avocats, consultants, ...)** de + 20.506 euros provenant notamment des coûts supplémentaires engendrés par la mise en conformité de l'AIEG au décret « gouvernance ».

3° Des **Rémunérations, charges sociales et pensions** en augmentation (+ 237.998 euros) par rapport aux montants budgétés suite principalement au changement de la clé de répartition des frais de gestion pour la main d'œuvre de Namur budgétée à concurrence de 50,72 % et finalement ramenée à 26 %. Dans son rapport spécifique relatif aux clés de répartition appliquées par le gestionnaire de réseau pour la ventilation de ses charges et produits et des postes bilantaires entre les activités régulées et non régulées, le Réviseur d'entreprise précise que : « *la répartition des rémunérations et charges sociales directes n'avait pas été modifiée mais que la répartition des frais généraux n'était plus établie sur des bases forfaitaires mais proportionnelle. Cette clé a été modifiée en 2019 pour tenir compte du volume d'activités des « anciennes » communes du territoire communal de NAMUR.* ». Par ailleurs, la CWaPE a reçu en date du 8 janvier 2020, un rapport du Réviseur d'entreprises de l'AIEG motivant et justifiant

la proposition de modification du taux d'activation des frais indirects. Le résultat des analyses a conduit à la détermination d'un taux d'activation de 26 % visant à affecter les charges indirectes qui se rattachent à l'activité de construction des réseaux.

- 4° Une très forte augmentation des **produits d'exploitation** diminuant de -566.202 euros le malus et provenant :
1. De montants budgétés pour 2019 qui ne tenaient pas compte des produits divers tels que :
    - Les montants de la réconciliation (produit de -72.297 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 (- 366.699 euros) – la correction des erreurs de comptage a également un impact sur les volumes de pertes (voir ci-dessous) ;
  2. De la sous-estimation des factures pour les prestations AREWAL (-84.020 euros) ;
  3. De la surestimation des recettes issues des tarifs non périodiques (ventes études préalables) (+62.538 euros).
- 5° L'**activation des coûts** (-188.222 euros) constitue un produit en hausse et diminue donc les malus de l'AIEG.
- 6° Enfin, les **provisions** ont fait l'objet de reprise à concurrence de -306.717 euros diminuant de facto la charge de l'intercommunale. Le litige avec PUBLIFIN étant clôturé, l'AIEG a procédé à une reprise des provisions pour dommage cause tiers (-13.352 euros) et pour litiges en cours (-293.365 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 2019, les charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public s'élèvent à 523.414 euros contre un montant budgété de 573.986 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>2</sup> (en l'occurrence un **bonus de 36.051 euros** pour l'AIEG, soit -11,71 % du malus) ;
- 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>3</sup>. Au 31 décembre 2019, un **bonus de 5.201 euros** a été rapporté (-1,69 % du malus) ;
- 3° L'écart relatif aux charges nettes liées aux immobilisations, y inclus les immobilisations propres aux obligations de service public<sup>4</sup>, constitue un bonus/malus (en l'occurrence un **bonus de 145.978 euros** (-13,45 % du malus), dont 28.685 euros concerne les obligations de service public (-9,32 % du malus)). Cet écart est détaillé au point 6.1.3 ci-dessous.

---

<sup>2</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

<sup>3</sup> Voir point 8 ci-dessous

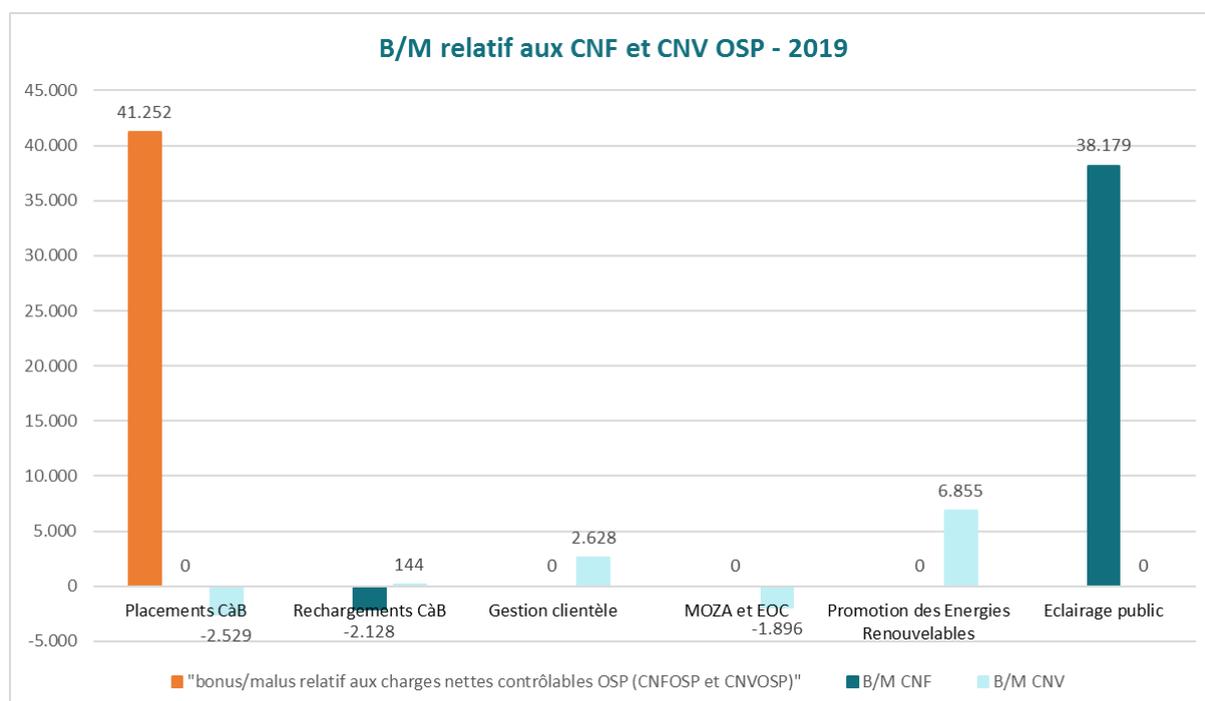
<sup>4</sup> Ibidem 2

TABLEAU 1 DÉTAIL DES CHARGES NETTES CONTRÔLABLES OSP

	BUDGET 2019	REALITE 2019	Ecart	SOLDE REGULATOIRE	BONUS/MALUS
Charges nettes contrôlables OSP	573.986	523.414	50.572	- 19.365	69.937
Charges nettes fixes à l'exclusion des charges d'amortissement	203.906	167.856	36.051		36.051
Charges nettes variables à l'exclusion des charges d'amortissement	288.939	303.103	- 14.164	- 19.365	5.201
Charges d'amortissement	81.140	52.455	28.685		28.685

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 **bonus de 41.252 euros** (- 13,40 % du malus).

GRAPHIQUE 4 BONUS/MALUS RELATIF AUX CNF ET CNV OSP – ANNÉE 2019



Ce bonus s'explique majoritairement (87,39%) par les charges nettes fixes relatives aux obligations de service public, et, plus particulièrement par une **diminution des coûts d'entretien curatif normal de l'éclairage public** (-63.265 euros) compensée par une augmentation des coûts de remplacement des armatures vapeurs mercure HP (+25.087 euros). Par rapport à l'éclairage public et au dimming, l'AIEG a précisé :

- 1) Aucun coût n'est actuellement répercuté sur l'éclairage public via le dimming. L'AIEG est en train de faire des tests pour estimer l'économie d'énergie si on dimme à 80% les lampes, puis à 50 % à partir d'une certaine heure. Selon leur estimation, l'AIEG pourrait atteindre une économie de l'ordre de 40 % sur la 'commodity'.
- 2) Les choix opérés par l'AIEG leur permettent de prendre le contrôle des lampes individuellement. Ils peuvent donc librement choisir l'endroit où ils souhaitent tester un dimming à 80 % et voir l'impact réel qu'implique cette diminution d'éclairage.
- 3) Vu d'une part la différence de prix entre des lampes +/- puissantes, et, d'autre part, le nombre relativement limité des zones qui auraient permis le placement de lampe moins puissante (20 % du parc de l'AIEG), l'AIEG optera pour une technologie similaire sur l'ensemble de son territoire. La différence du prix d'achat pouvant être notamment compensée par des pièces de rechange et un entretien identique.

Les charges nettes variables relatives aux obligations de service public représentent 12,61 % du bonus relatif aux charges nettes contrôlables OSP. Ce bonus provient essentiellement d'une **diminution du coût unitaire relatif au nombre de dossiers « qualiwatt » et « solwatt »** introduits auprès de l'AIEG (- 7,32 %) suite à la très forte augmentation du nombre de dossiers introduits (+89,81 %).

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

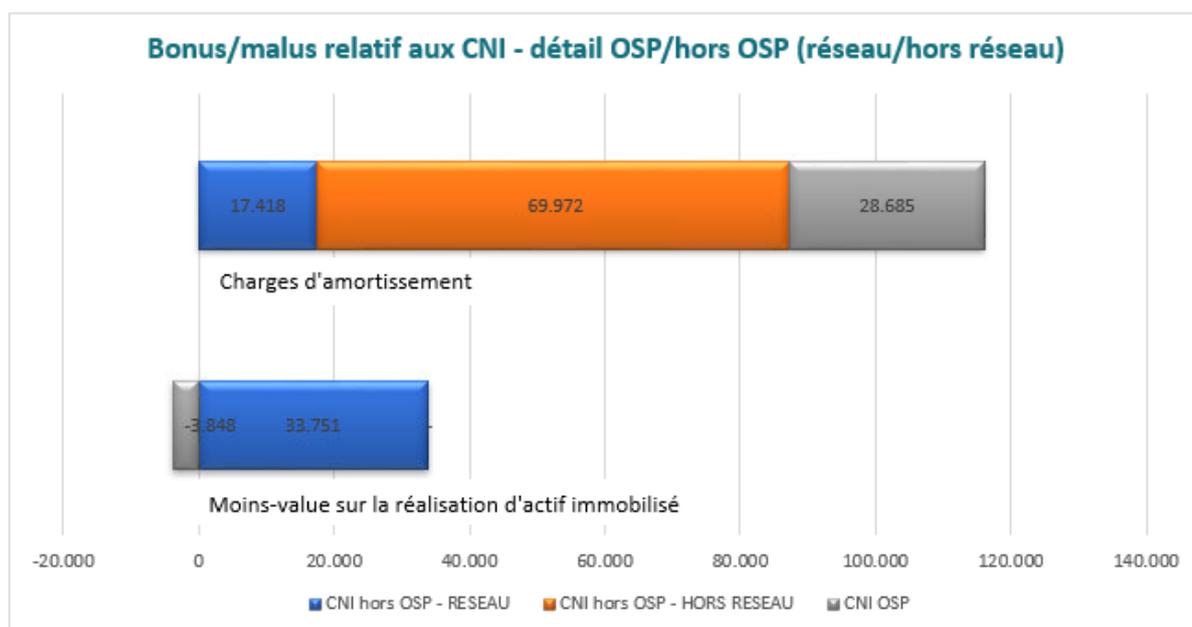
L'écart relatif aux charges nettes liées aux immobilisations, y inclus les immobilisations propres aux obligations de service public, constitue un **bonus de 145.978 euros** (-47,43 % du malus total).

TABLEAU 2 DÉTAIL DU BONUS/MALUS RELATIF AUX CNI

	BUDGET	REALITE 2019	ECART
Charges d'amortissement des actifs régulés	1.433.646	1.346.256	87.390
Charges d'amortissement/désaffectations relatives aux plus-values iRAB et indexation historique	100.265	100.265	0
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	50.000	20.098	29.902
<b>Charges nettes liées aux immobilisations hors OSP</b>	<b>1.583.912</b>	<b>1.466.619</b>	<b>117.292</b>
Gestion des compteurs à budget	79.248	50.947	28.301
Gestion des rechargements des compteurs à budget	0	0	0
Gestion de la clientèle	1.892	1.508	384
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>81.140</b>	<b>52.455</b>	<b>28.685</b>
<b>Bonus/Malus relatif aux CNI</b>	<b>1.665.052</b>	<b>1.519.074</b>	<b>145.978</b>

Ce bonus est constitué des écarts relatifs d'une part aux moins-values sur la réalisation d'actifs immobilisés (29.902 euros, soit 20,48 % du bonus lié aux CNI), et, d'autre part aux charges d'amortissements (116.075 euros, soit 79,52 % du bonus liés aux CNI).

GRAPHIQUE 5 DÉTAIL DU BONUS/MALUS RELATIF AUX CNI OSP ET HORS OSP (RÉSEAU/HORS RÉSEAU) – ANNÉE 2019

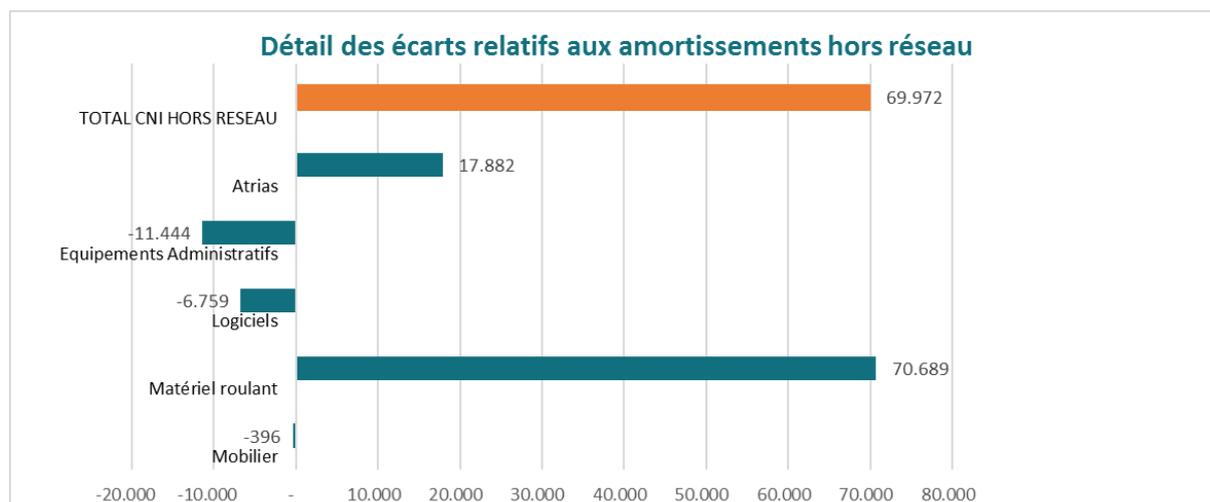


Comme on peut également le constater, 60 % du bonus liés aux charges d’amortissements provient d’un **écart relatif aux amortissements des actifs immobilisés ne relevant pas des OSP et hors réseau** (69.972 euros). Ce bonus provient majoritairement d’un écart sur le **matériel roulant** suite aux investissements 2017 et 2018 budgétés largement supérieurs aux réalisés (70.689 euros) :

- 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.

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 2019 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 2019 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 2019 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 2019, 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 2019, 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.

Au stade actuel des discussions et de l'évolution du dossier sur le territoire de la Région Wallonne, l'AIEG espère toujours pouvoir réaliser le placement des compteurs communicants sans nécessairement introduire de demande de budget supplémentaire. Cette approche reflète la volonté permanente de l'AIEG de proposer à ses utilisateurs de réseau finals les tarifs de distribution les plus justes. Toutefois, en fonction des décisions et orientations choisies, l'AIEG pourrait malheureusement être amenée à revoir cette approche le cas échéant.

## 7. RÉSULTAT ANNUEL

Pour l'année 2019, 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 **1.937.178 euros**. Le résultat comptable, calculé pour l'activité régulée du gestionnaire de réseau s'élève, quant à lui, à **1.004.593 euros**. L'écart entre ces deux montants est ventilé dans le graphique ci-dessous.

GRAPHIQUE 7 RÉCONCILIATION DU RÉSULTAT TARIFAIRE ET COMPTABLE – ANNÉE 2019



Le résultat tarifaire de l'année 2019 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 **1.942.311 euros** au 31 décembre 2019, à savoir :

TABLEAU 3 DÉTAIL DE LA MARGE BÉNÉFICIAIRE ÉQUITABLE

Année 2019	
Coûts des fonds propres	1.075.796
Coût des dettes	592.574
MBE Gesves	273.940
<b>Marge bénéficiaire équitable</b>	<b>1.942.311</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

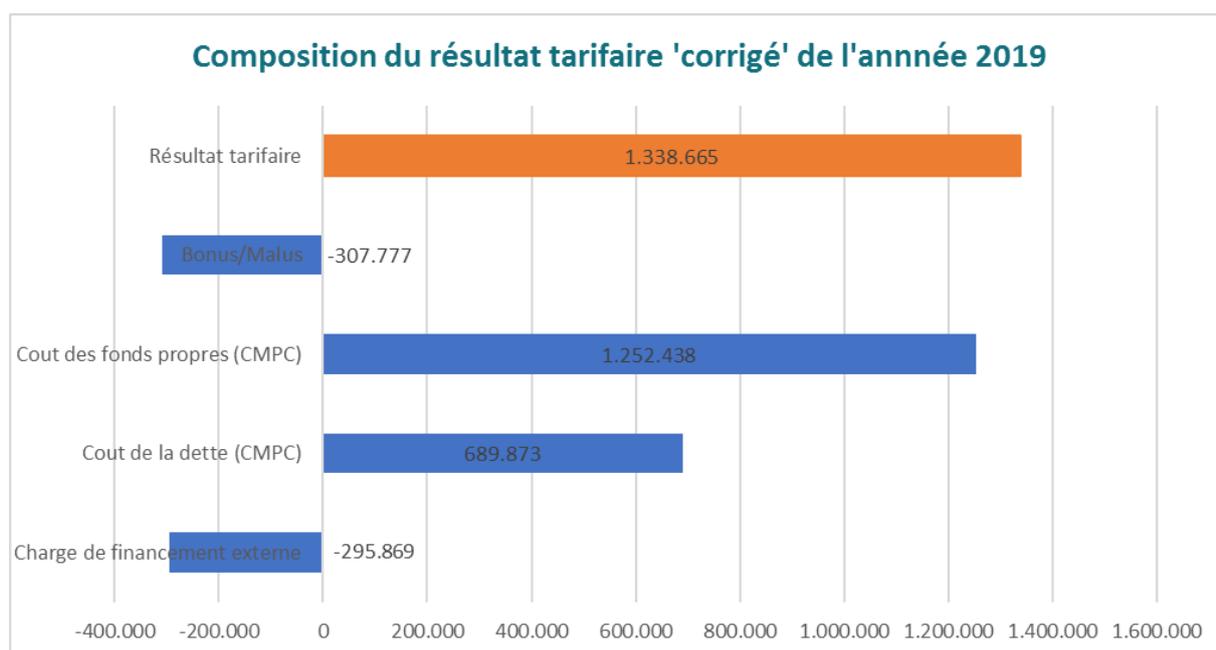
amortissements et aux dividendes) sont facturés à ORES. En contrepartie, l'AIEG ajoute à ses coûts, les frais supportés par ORES et facturés (rémunération équivalente aux amortissements et aux dividendes incluse) pour la gestion du réseau de Gesves. L'AIEG répartit le montant global facturé par ORES 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 **273.940 euros** pour l'exercice d'exploitation 2019.

Le capital investi est constitué tant des fonds propres que des financements externes du gestionnaire de réseau de distribution. Pour l'année 2019, les financements externes (principalement des emprunts bancaires ou obligataires) ont coûté **295.869 euros** au gestionnaire de réseau.

Il reste, par conséquent, un montant de **1.646.442 euros** pour la rémunération des fonds propres de l'activité régulée.

Le montant moyen des fonds propres régulés de l'année 2019 est de 32.700.885 euros. On peut en déduire que le taux de rendement des fonds propres du gestionnaire de réseau pour l'année 2019 est de **5,03 %**, 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 malus de - 307.777 euros, ce qui porte le taux de rendement réel des fonds propres régulés à **4,09 %**.

GRAPHIQUE 8 COMPOSITION DU RÉSULTAT TARIFAIRE – ANNÉE 2019



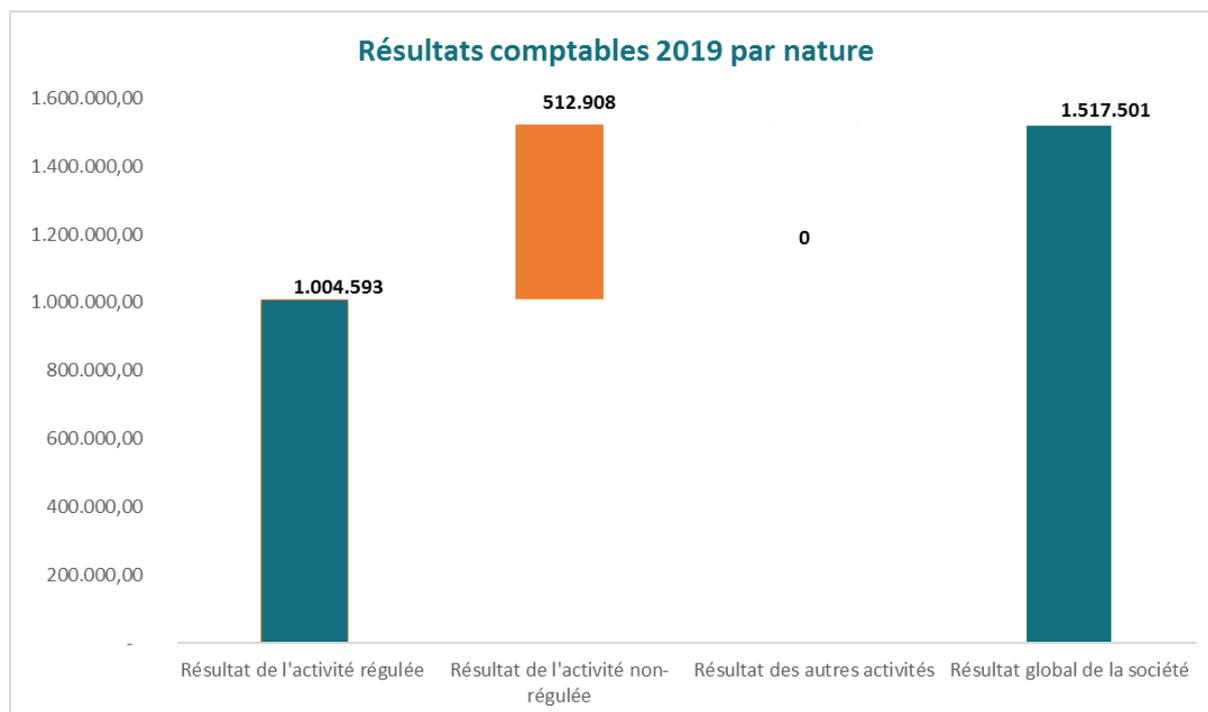
Les **activités non-régulées** du gestionnaire de réseau ont généré un bénéfice de 512.908 euros.

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 **1.517.501 euros**.

Le graphique ci-dessous illustre ces différents résultats.

GRAPHIQUE 9 RÉSULTATS COMPTABLES PAR NATURE – ANNÉE 2019



Le bénéfice global de l'année 2019, augmenté d'un montant de 7.109 euros prélevé sur les réserves immunisées, a permis au gestionnaire de réseau de verser des dividendes pour un montant global de **555.260 euros**. Le *payout ratio* s'élève par conséquent à **36,42 %**.

TABLEAU 4 RÉSULTAT, DIVIDENDES ET PAYOUT RATIO – ANNÉE 2019

Année 2019	
Résultat de l'activité régulée	1.004.593
Résultat de l'activité non-régulée	512.908
Résultat des autres activités	-
<b>Résultat global de la société</b>	<b>1.517.501</b>
<b>Prélèvements sur les réserves</b>	<b>7.109</b>
<b>Dividendes versés</b>	<b>555.260</b>
<b>Payout ratio</b>	<b>36,42%</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

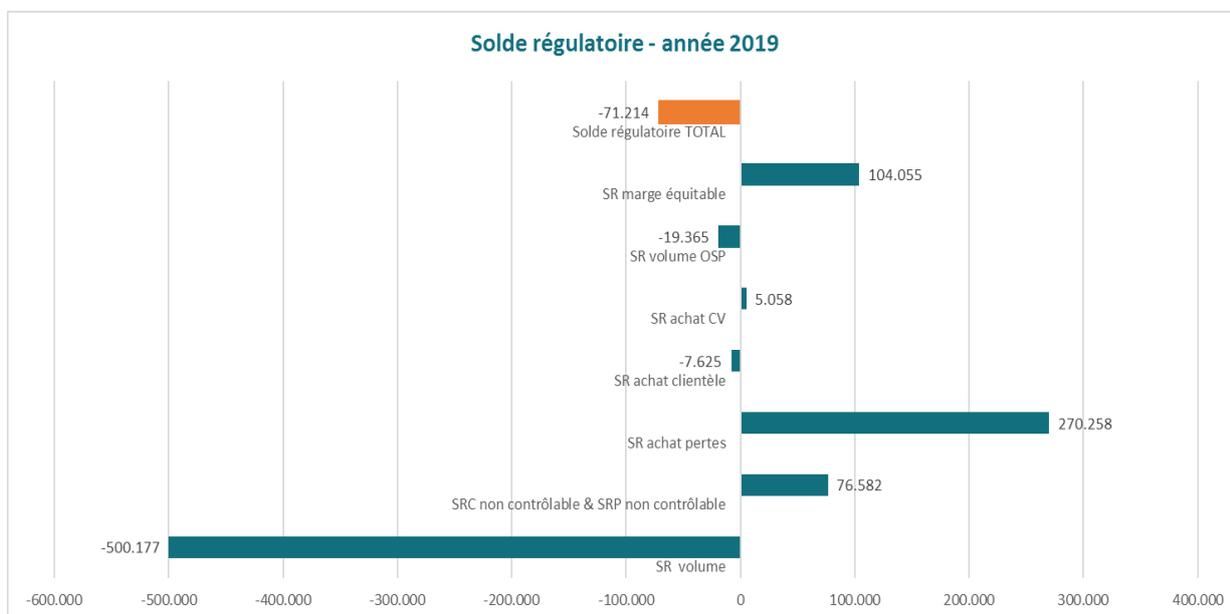
L'article 118 de la méthodologie tarifaire 2019-2023 détermine, pour chaque année de la période régulatoire, le solde régulatoire annuel total de distribution électricité selon la formule suivante :

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

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 -71.214,49 euros** est un actif régulatoire (créance tarifaire) à l'égard des utilisateurs de réseau dans leur ensemble.

GRAPHIQUE 10 SOLDE RÉGULATOIRE – ANNÉE 2019



### 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 :

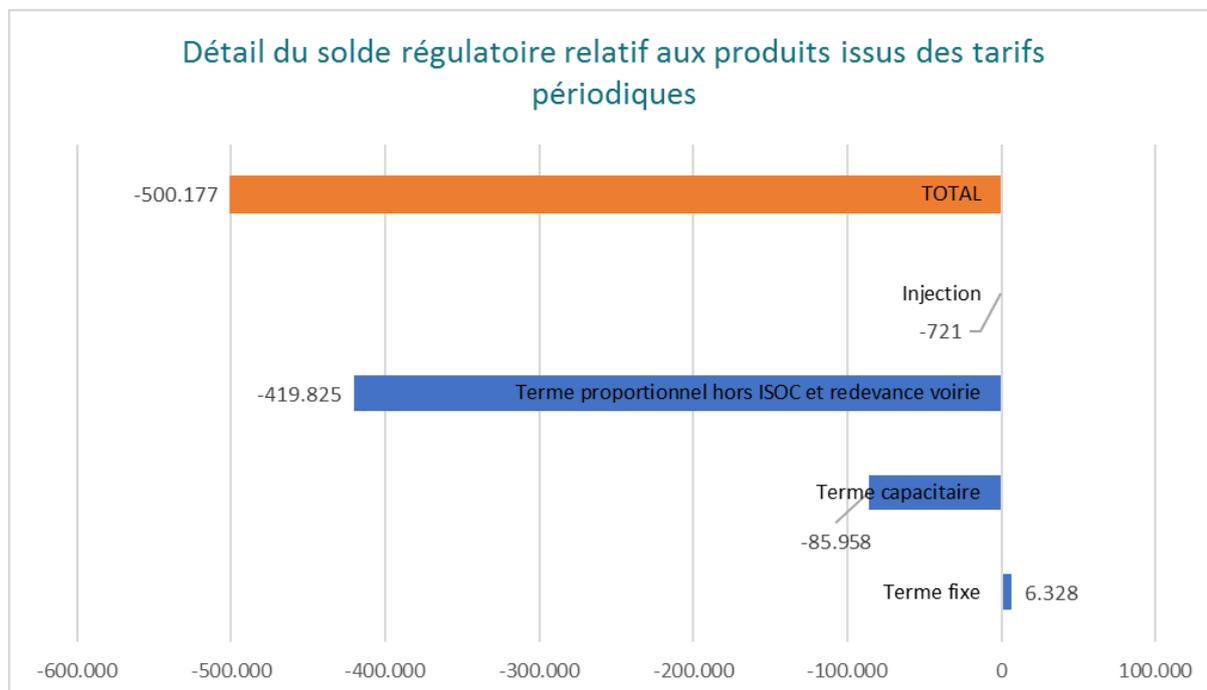
TABLEAU 5 DÉTAIL DU SOLDE RÉGULATOIRE RELATIF AUX PRODUITS ISSUS DES TARIFS PÉRIODIQUES

Chiffre d'affaires (signe négatif)	BUDGET	REALITE	ECART	SOLDE REGULATOIRE
Chiffre d'affaires - Tarif OSP	-699.392	-678.813	-20.579	-20.579
Chiffre d'affaires - Redevance de voirie	-574.733	-563.059	-11.673	-11.673
Chiffre d'affaires - Tarif impôt des sociétés	-786.302	-770.328	-15.974	-15.974
Chiffre d'affaires - Autres impôts et surcharges	0	0	0	0
Chiffre d'affaires - Tarif soldes régulatoires	-373.581	-365.983	-7.598	-7.598
Chiffre d'affaires - Dépassement forfait d'énergie réactive	-17.762	-19.237	1.475	1.475
Chiffre d'affaires - Tarif injection	-16.615	-15.894	-721	-721
Chiffre d'affaires - Tarif périodique de distribution	-7.570.060	-7.097.306	-472.754	-472.754
<b>TOTAL SR<sub>volume</sub></b>	<b>-10.038.445</b>	<b>-9.510.621</b>	<b>-527.824</b>	<b>-527.824</b>
<b>TOTAL SR<sub>volume</sub> - sans Redevance voirie, ni impôts des sociétés</b>	<b>-8.677.410</b>	<b>-8.177.233</b>	<b>-500.177</b>	<b>-500.177</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 **-500.177 euros**, soit une diminution de l'ordre de 5,76 % par rapport aux montants budgétés.

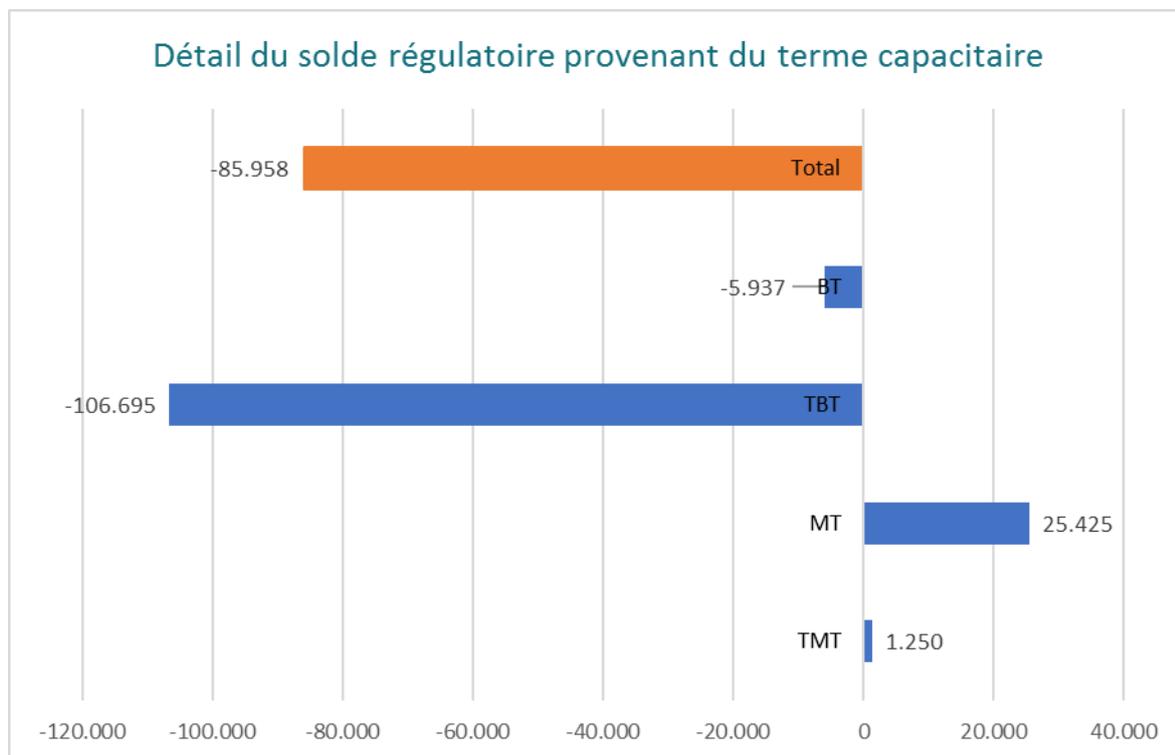
Cette forte diminution s'explique majoritairement par une **baisse des recettes provenant du terme capacitaire** (-85.958 euros, soit 17,19 % du solde) et par une **diminution des recettes provenant du terme proportionnel** (-419.825 euros, soit 83,94 % du solde).

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



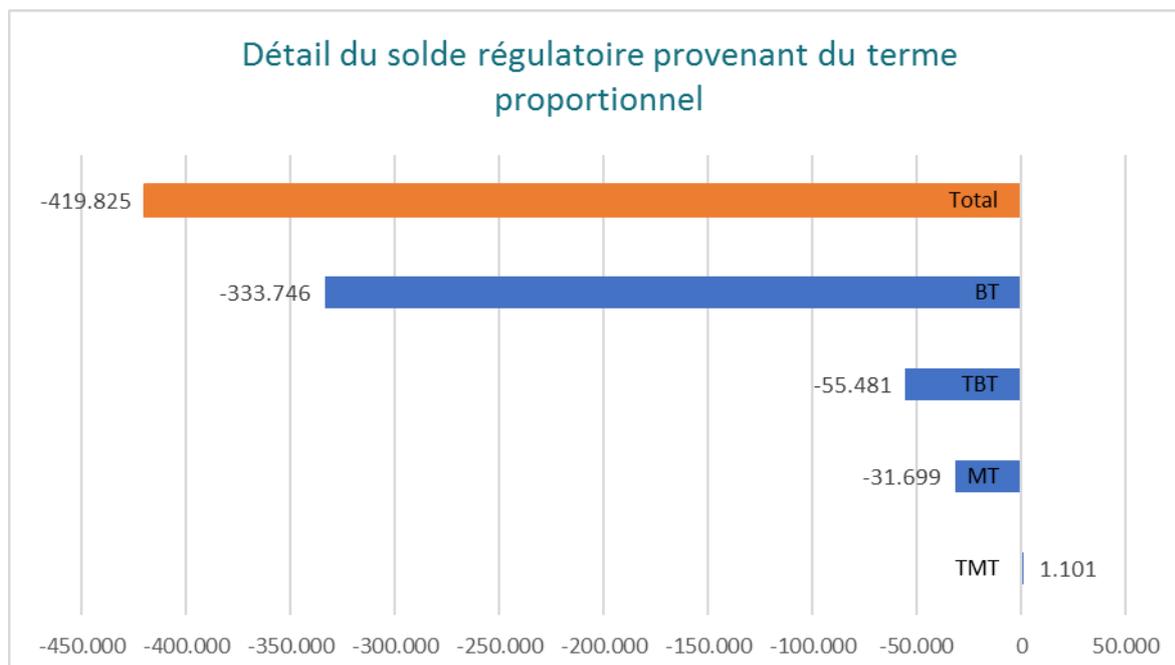
La forte diminution des recettes capacitaires (-85.958 euros) s'explique principalement par la **diminution des recettes capacitaires du niveau T-BT suite à la révision à la baisse des tarifs T-BT en 2019** (voir décision CD-19f06-CWaPE-0323 du 6 juin 2019).

GRAPHIQUE 12 DÉTAIL DU SOLDE RÉGULATOIRE RELATIF AU TERME CAPACITAIRE



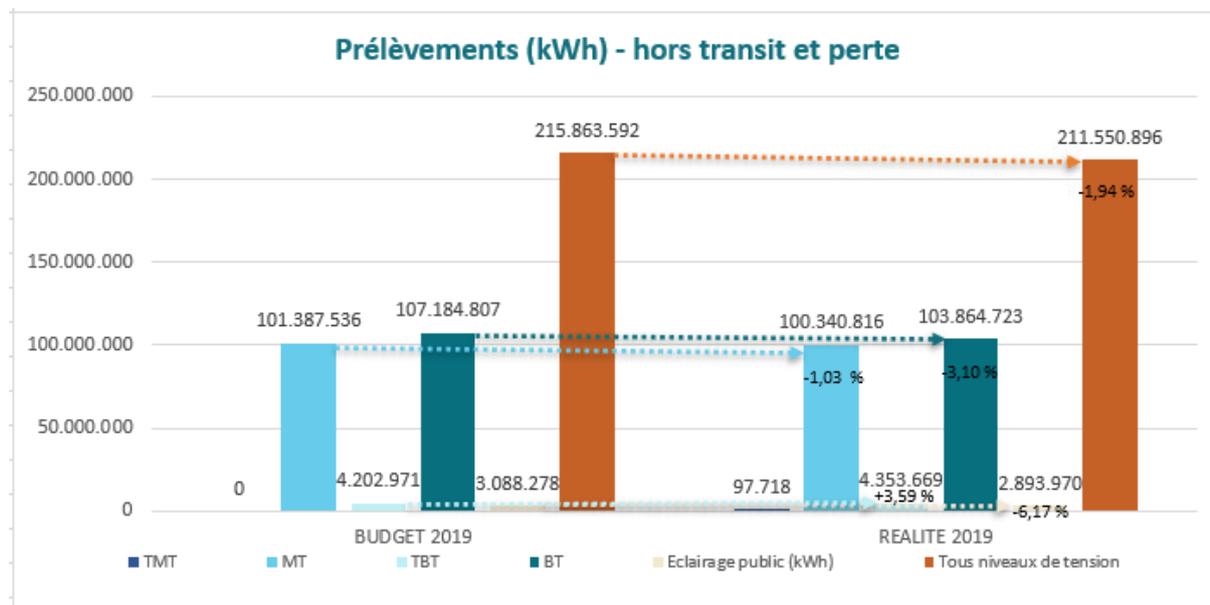
La forte diminution des recettes proportionnelles (- 419.825 euros) provient, quant à elle, majoritairement de la baisse des recettes du niveau BT (-333.746 euros, soit 79,50 %), du niveau T-BT (-55.481 euros, soit 13,22 %) et du niveau MT (-31.699 euros, soit 7,55%). Cette diminution s’explique pour 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 2019, par niveau de tension.

GRAPHIQUE 14 VOLUMES DE PRÉLÈVEMENTS BUDGÉTÉS ET RÉELS 2019 (HORS TRANSIT ET PERTE)



Les principales variations entre les volumes de prélèvement budgétés et les volumes de prélèvement réels pour l'exercice 2019 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 est actuellement raccordé. Toutefois, comme indiqué lors de la détermination des tarifs 2019-2023, depuis la mise en service des 6 éoliennes de Gesves<sup>5</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 CWaPE note peu de variation entre les volumes de prélèvement budgétés de la sorte et les volumes réellement prélevés en 2019 (-1,04 %).
- **Pour le niveau de tension T-BT** : Les volumes de prélèvement avaient été estimés sur base des volumes réellement prélevés en 2016. La CWaPE note une légère augmentation entre les volumes de prélèvement budgétés de la sorte et les volumes réellement prélevés en 2019 (+ 3,46 %). La diminution des recettes proportionnelles du niveau T-BT s'explique par la révision à la baisse des tarifs T-BT en 2019 (voir décision CD-19f06-CWaPE-0323 du 6 juin 2019).
- **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 2019 (-3,20 %). Cette baisse de consommation, en ligne avec les constats faits par Elia, s'explique notamment par des gains en efficacité (appareils plus performants et moins énergivores, isolation...).
- **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. En 2019, la diminution

<sup>5</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).

de la consommation de l'éclairage public, initiée en 2015, se confirme (-6,71 %) [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)

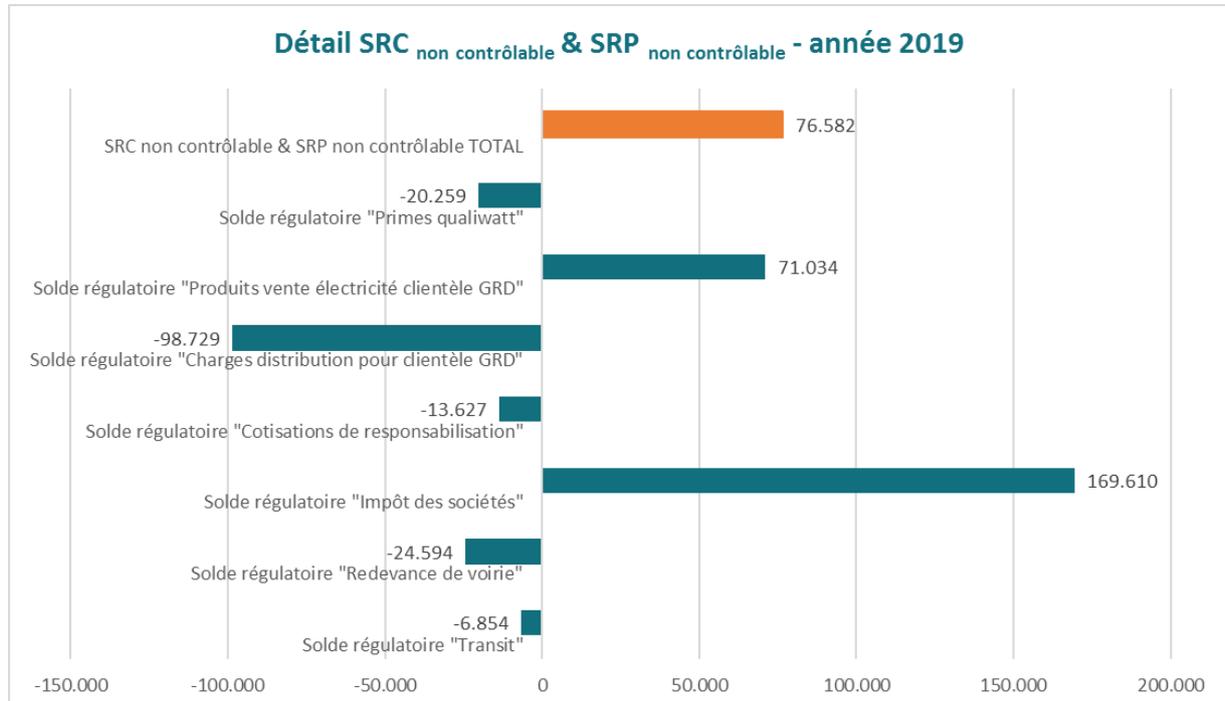
Le solde régulateur relatif aux **charges opérationnelles non-contrôlables (SRC<sub>non-contrôlables</sub>)**, à l'exception des soldes relatifs à l'achat d'électricité destinée à la couverture des pertes et à l'alimentation de la clientèle propre, aux achats de certificats verts et aux indemnités de 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 **+ 76.582 euros** pour l'année 2019.

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

GRAPHIQUE 15 DÉTAIL SOLDE RÉGULATOIRE SRC<sub>NON CONTRÔLABLES</sub> & SRP<sub>NON CONTRÔLABLES</sub> – ANNÉE 2019



### 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>)

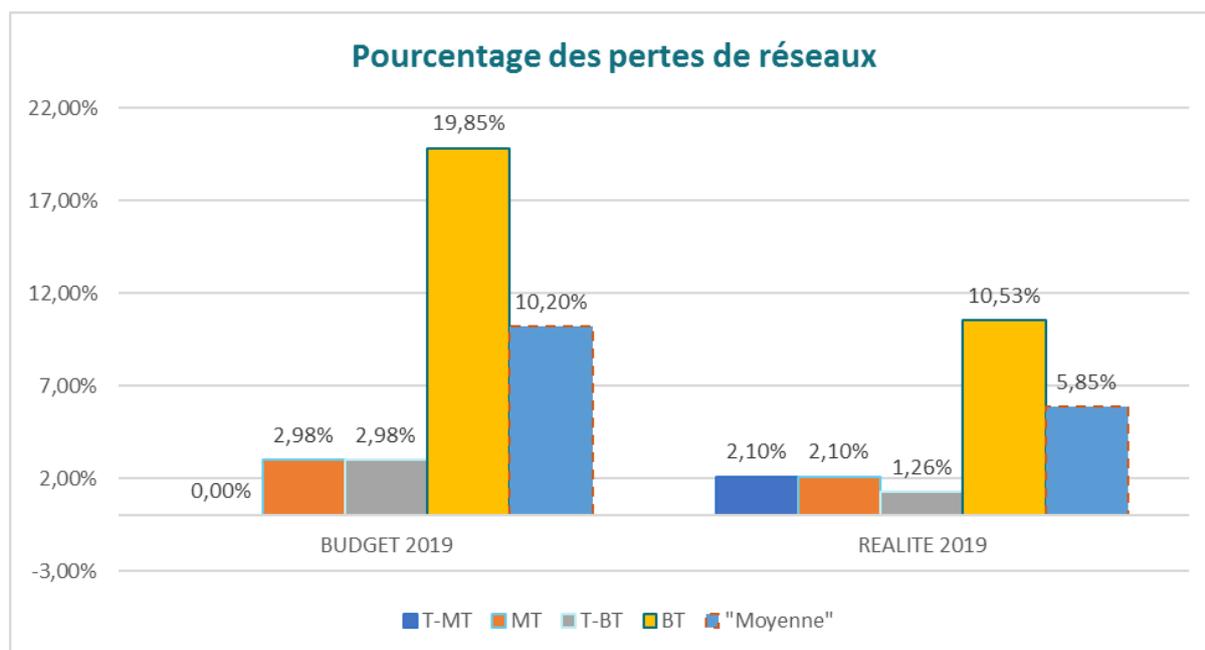
L'écart relatif à la **charge d'achat d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau électriques (SR<sub>achat pertes</sub>)** est défini à l'article 107, §2 de la méthodologie tarifaire. Cet écart est intégralement ou partiellement à charge des utilisateurs de réseau (solde régulateur) 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 2019 étant situé à l'intérieur du couloir de prix autorisé, l'écart est intégralement à charge des utilisateurs de réseau et s'élève à **270.258 euros**.

Cet écart s'explique par la combinaison :

- D'une part, d'une **augmentation significative du prix unitaire moyen d'achat d'électricité** (+14,66 %). 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**. Suite au 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 2019, par niveau de tension.

GRAPHIQUE 16 ECART ENTRE LES VOLUMES DE PERTE BUDGÉTÉS ET RÉELS 2019



Les pertes en réseau représentent en moyenne 5,85 % de l'électricité totale distribuée sur le réseau (transit et éclairage public inclus). Les pertes relatives au niveau BT représentent 83,23 % des volumes de perte en 2019.

Sur la base des volumes de prélèvements réel 2019, les pourcentages de perte par niveau de tension sont estimés à 2,10 % des volumes prélevés pour le niveau T-MT et MT et à 1,26 % 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 2019 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 **-7.625 euros**.

Cet écart s'explique par la combinaison :

- D'une part, d'une **augmentation du prix unitaire moyen d'achat d'électricité** (cf. point 8.2.2 ci-dessus) pour un montant total de -18.113 euros.
- D'autre part, d'une **diminution de l'ordre de 13,04 % des volumes d'achat clientèle** GRD pour un montant total de 10.488 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 2019 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 **5.058 euros**.

Cet écart s'explique par la combinaison :

- D'une part, d'une **très légère augmentation du prix moyen d'achat des certificats verts** pour un montant total de - 185 euros, et
- D'autre part, d'une nette **diminution du nombre de certificats verts** pour un montant total de 5.243 euros.

### 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>)

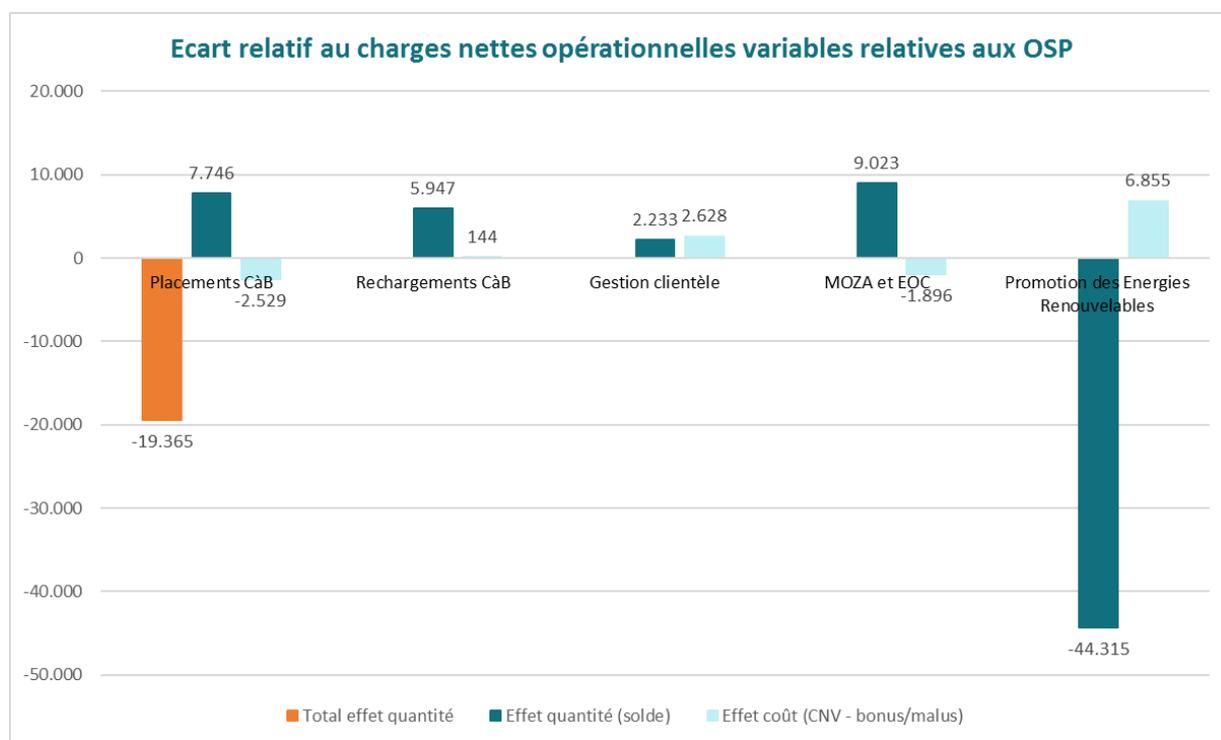
Comme stipulé au point 6.2.4 ci-dessus, l'entrée en vigueur de l'intervention forfaitaire doit se faire de manière concomitante avec le MIG6. Par conséquent, aucun écart n'est rapporté au titre **d'indemnités versées aux fournisseurs en cas de retard de placement des compteurs à budget (SR<sub>indemnité placement CàB</sub>)** pour l'année 2019.

## 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 – 19.365 euros constituant une créance 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 2019



L'écart relatif aux charges nettes contrôlables provient essentiellement des frais de main d'œuvre administrative liés à la promotion des énergies renouvelables. S'agissant de charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public, ce solde s'explique uniquement par une **augmentation significative du nombre de dossiers « qualiwatt » et « solwatt » introduits auprès du GRD** [effet quantité] (+185 dossiers par rapport au nombre de dossiers budgété). L'AIEG avait pourtant pris comme hypothèse, 130 nouvelles primes Quali watt qui seraient versées chaque année (budget 2017-2019 = 130 nouveaux dossiers par an, à savoir, 90 % du quota 2018 et en ligne avec le nombre de nouveaux dossiers traités en 2016 et 2017) en plus des primes « anniversaire ».

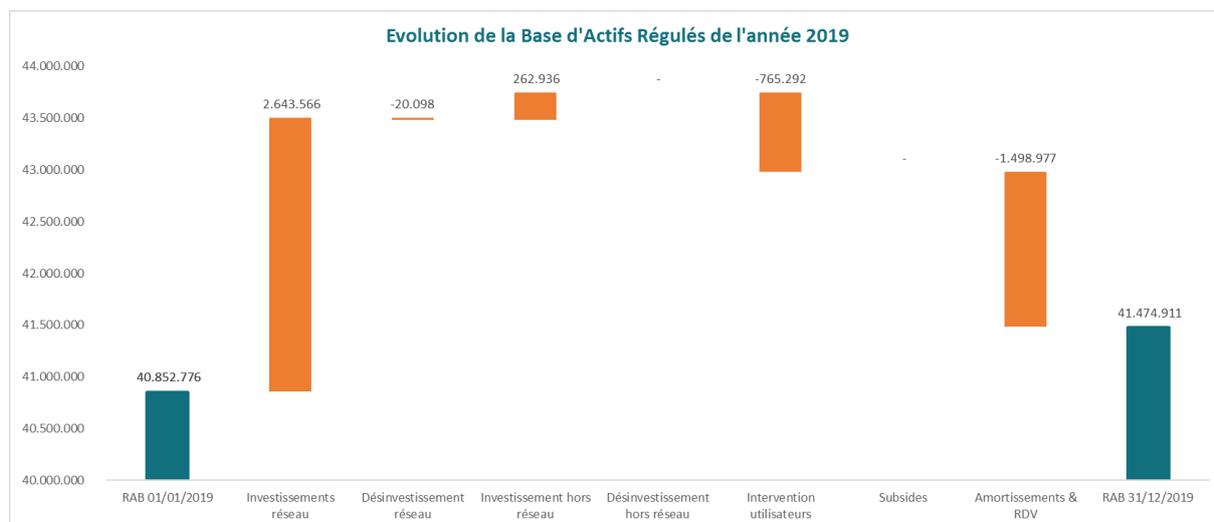
#### 8.4. Détail du solde relatif à la marge bénéficiaire équitable (SR marge bénéficiaire équitable)

Sur la base des données rapportées, le gestionnaire de réseau de distribution a valorisé l'actif régulé au 01.01.2019 à **40.852.776 euros** et au 31.12.2019 à **41.474.911 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 de l'année 2019, calculée conformément à l'article 24 de la méthodologie, s'élève à **41.163.844 euros**. La valeur moyenne de la RAB budgétée pour l'année 2019, s'élevait, quant à elle, à **43.731.191 euros**.

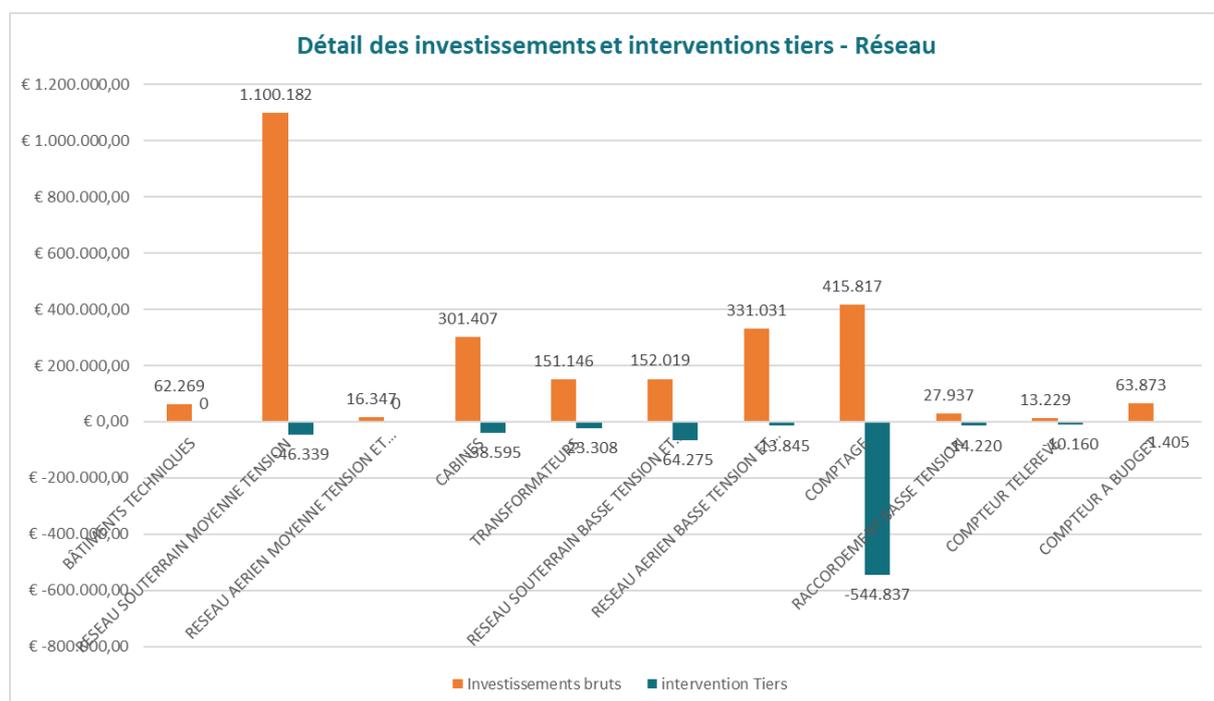
Le graphique ci-dessous reprend l'évolution de l'actif régulé au regard des dispositions visées à l'article 26 de la méthodologie tarifaire 2019-2023.

GRAPHIQUE 18 EVOLUTION DE LA BASE D'ACTIFS RÉGULÉS DE L'ANNÉE 2019



Les investissements réseau de l'année 2019 ont été réconciliés au plan d'adaptation 2021- 2025. Les investissements bruts réalisés sont légèrement supérieurs aux investissements bruts budgétés (+224.693 euros). Ces investissements, ainsi que les interventions tiers<sup>6</sup> y afférentes, sont répartis selon le graphique ci-dessous.

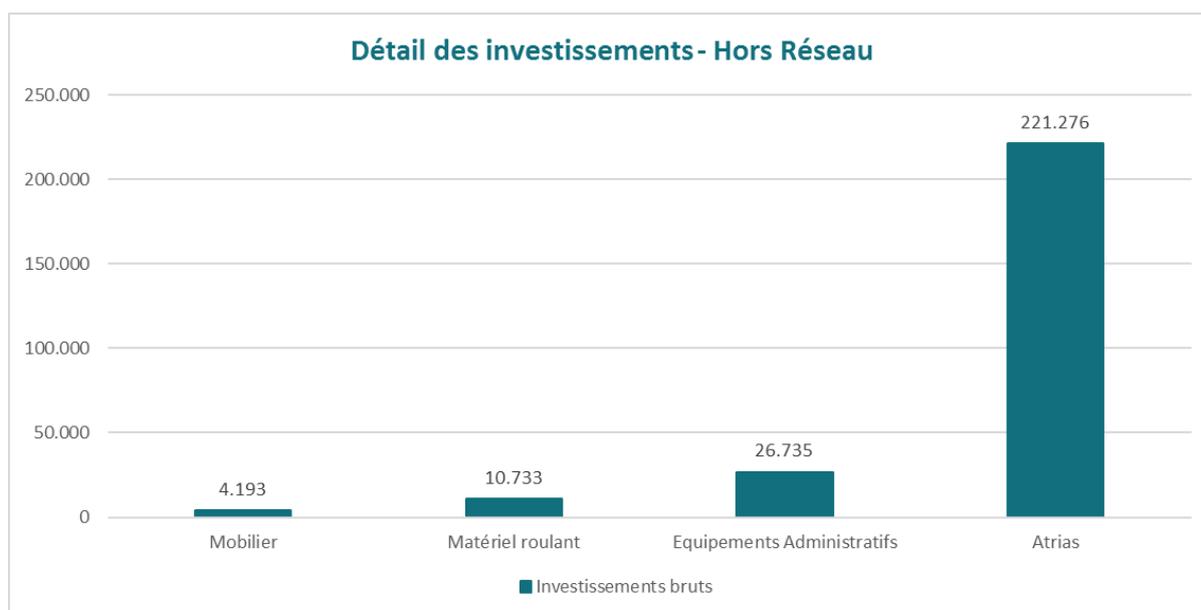
GRAPHIQUE 19 DÉTAIL DES INVESTISSEMENTS ET INTERVENTIONS TIERS - RÉSEAU



Les investissements **hors réseau** concernent majoritairement la clearing house **ATRIAS** (221.276 euros, soit 84,16 % des investissements hors réseau) et sont répartis selon le graphique suivant :

GRAPHIQUE 20 DÉTAIL DES INVESTISSEMENTS – HORS RÉSEAU

<sup>6</sup> Il peut y avoir un décalage entre l'intervention tiers et l'investissement expliquant que les interventions tiers sont supérieures aux investissements.



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 1.668.371 euros pour l'année 2019 auquel il faut ajouter un montant de 273.940 euros au titre de marge bénéficiaire équitable pour le réseau de Gesves, soit une marge bénéficiaire équitable totale de 1.942.311 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 2019, il s'élève à **104.055 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 - 2019	RAB moyenne réelle - 2019	ECART BUDGET 2019 - REALITE 2019
Base d'actifs régulés	43.731.191	41.163.844	-2.567.347
MBE hors Gesves	1.772.425	1.668.371	104.055
Gesves	273.940	273.940	0
<b>MBE Totale</b>	<b>2.046.365,40</b>	<b>1.942.310,81</b>	

Solde régulateur

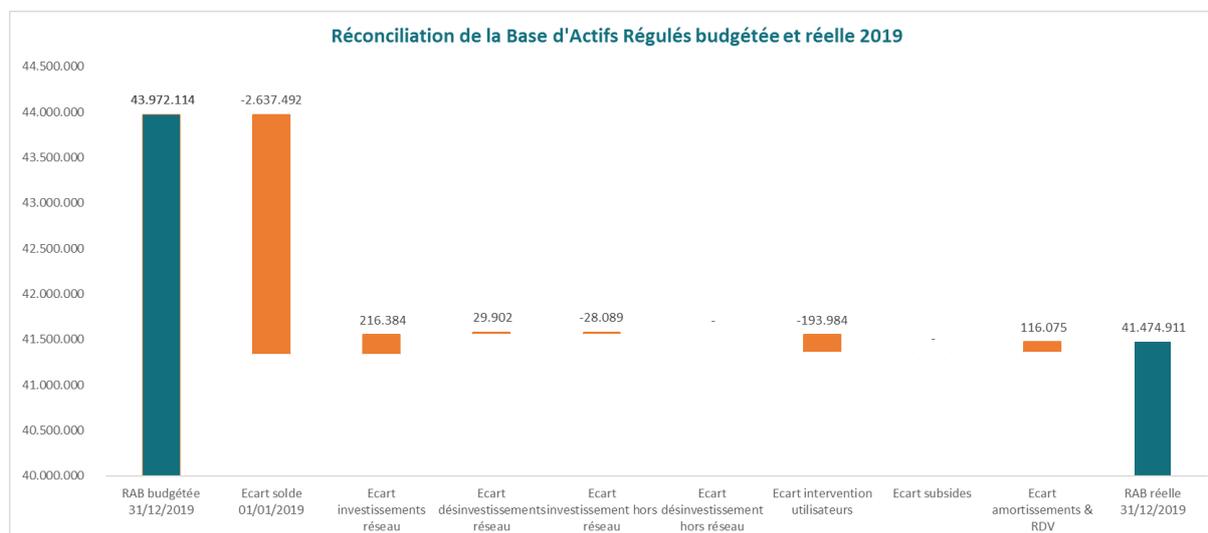
Le solde régulateur relatif à la marge bénéficiaire équitable s'explique exclusivement par la **variation de la base d'actifs régulés** budgétée par rapport à la base d'actifs régulés réelle. Cette variation est essentiellement due à un **décalage entre les montants pris en considération pour l'établissement du budget 2019 et les montants réellement rapportés pour les exercices 2016, 2017 et 2018**. 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>7</sup>. La proposition de revenu autorisé 2019-2023 ayant

<sup>7</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.

été déposée début 2018<sup>8</sup>, par conséquent, la base d'actifs régulés a été budgétée pour l'AIEG au départ d'estimations pour les mouvements 2017 et 2018. Cette différence sur le solde initial (2.637.492 euros) explique 102 % de l'écart entre la base d'actif budgétée et la base d'actif réelle au 31 décembre 2019.

Le graphique ci-dessous reprend l'évolution de l'actif régulé entre les valeurs budgétées pour l'année 2019 et celles réalisées.

GRAPHIQUE 21 RÉCONCILIATION DE LA BASE D'ACTIFS RÉGULÉS BUDGÉTÉE ET RÉELLE AU 31/12/2019



## 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 2019, 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.

Au stade actuel des discussions et de l'évolution du dossier sur le territoire de la Région wallonne, l'AIEG espère toujours pouvoir réaliser le placement des compteurs communicants sans nécessairement introduire de demande de budget supplémentaire. Cette approche reflète la volonté permanente de l'AIEG de proposer à ses utilisateurs de réseau finals les tarifs de distribution les plus justes. Toutefois, en fonction des décisions et orientations choisies, l'AIEG pourrait malheureusement être amenée à revoir cette approche le cas échéant.

<sup>8</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.

## 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 2019

Conformément à l’article 120 de la méthodologie tarifaire, la période d’affectation du solde régulateur de l’année 2019 est déterminée par la CWaPE, en concertation avec le gestionnaire de réseau de distribution.

Pour rappel, les soldes jusqu’en 2018 de l’AIEG seront complètement apurés au 31/12/2022.

En ce qui concerne le solde 2019, à savoir une **créance de 71.214,49 euros**, l’AIEG et la CWaPE proposent de la répercuter **totalemment sur le tarif pour solde régulateur 2021**, en effet :

- D’une part, le solde 2019 est peu élevé et n’impactera donc pas significativement le tarif de distribution (prélèvement) ;
- D’autre part, suite à la crise sanitaire COVID (diminution des volumes fournis), il semble prudent d’anticiper un solde plus conséquent pour 2020 (créance), d’où l’intérêt d’apurer le solde 2019 au plus vite pour éviter qu’il ne vienne se cumuler à cette créance probable.

Sur la base de ces règles, la CWaPE décide d’affecter le solde régulateur de distribution pour l’exercice d’exploitation 2019 dans les tarifs de distribution du gestionnaire de réseau de distribution à concurrence de 100% en 2021. Sur la base de cette affectation, le solde régulateur de l’année 2019 sera entièrement apuré le 31 décembre 2021.

TABLEAU 7 PROPOSITION D’AFFECTATION DU SOLDE RÉGULATOIRE – ANNÉE 2019

Proposition d'affectation		
Année d'affectation	2021	-71.214,49
	2022	-
	2023	-
	2024	-
	2025	-
	2026	-
	2027	-
	2028	-
	2029	-
Solde régulateur année N non affecté		71.214,49

### 9.2. Solde régulateur cumulé pour la période 2008-2019

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 2019, le solde régulateur de distribution cumulé des années 2008 à 2019 et le solde régulateur de transport

cumulé des années 2008 à 2018 (hors cotisation fédérale en 2018) s'élève à -2.730.081 euros. Il constitue une créance tarifaire à l'égard des utilisateurs du réseau.

Ce solde régulateur cumulé a déjà été partiellement affecté dans les tarifs de distribution des années 2015 à 2018 :

- 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 et 2018, 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 %.

Sur la base des acomptes et des affectations exposés ci-dessus, un montant de -185.291 euros des soldes régulateurs cumulés de distribution 2008-2019 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 2022.

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 2019

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<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
<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	
2023												
<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	-	-	- 71.214

### 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. La nouvelle grille tarifaire relative au prélèvement d'électricité sur le réseau de distribution pour l'année 2021 est reprise à l'annexe I de la présente décision.

L'affectation du solde de l'année 2019 dans les tarifs de l'année 2021 impacte globalement à la hausse les tarifs de distribution en 2021. Le tarif pour solde régulateur augmente effectivement de 0,0000825 €/kWh pour le niveau T-MT et de 0,0003299 €/kWh pour les autres niveaux de tension.

Les augmentations relatives aux clients-type varient par conséquent entre +2,23 % et +0,54 % en fonction du niveau de tension.

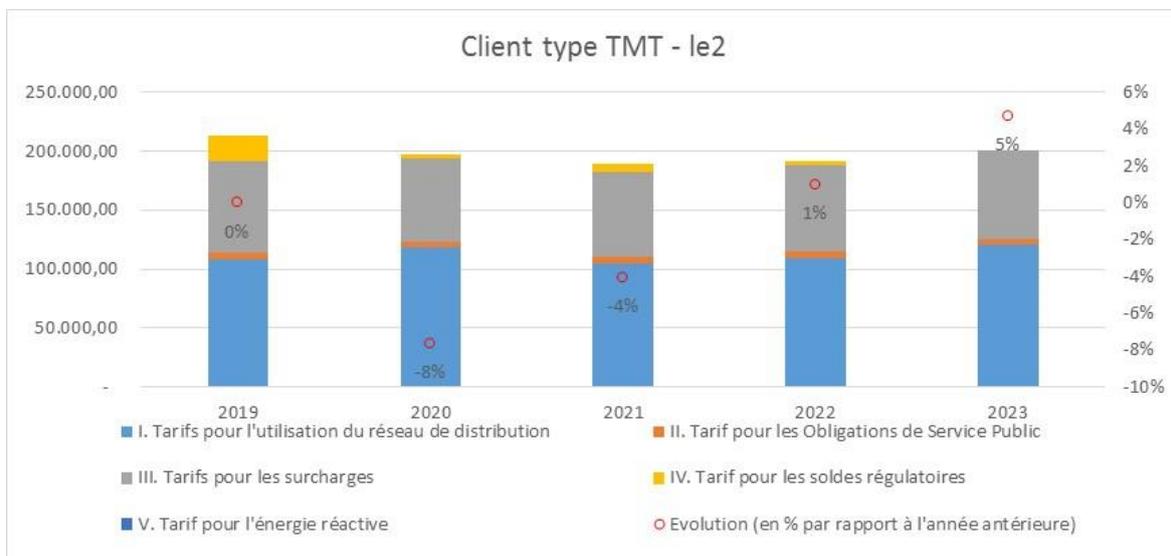
Le graphique ci-dessous illustre les augmentations des simulations par client-type sur base du tarif 2021 avant affectation du solde 2019 et du tarif 2021 après affectation du solde 2019.

**GRAPHIQUE 22 ÉVOLUTION DES SIMULATIONS PAR CLIENT TYPE AVANT ET APRÈS ADAPTATION DU TARIF 2021 POUR SOLDE RÉGULATOIRE**



Sur la base des nouvelles grilles tarifaires, 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 23 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DES ANNÉES 2019 À 2023 POUR LE CLIENT TYPE T- MT (50 GWh – 9.8 MW)**



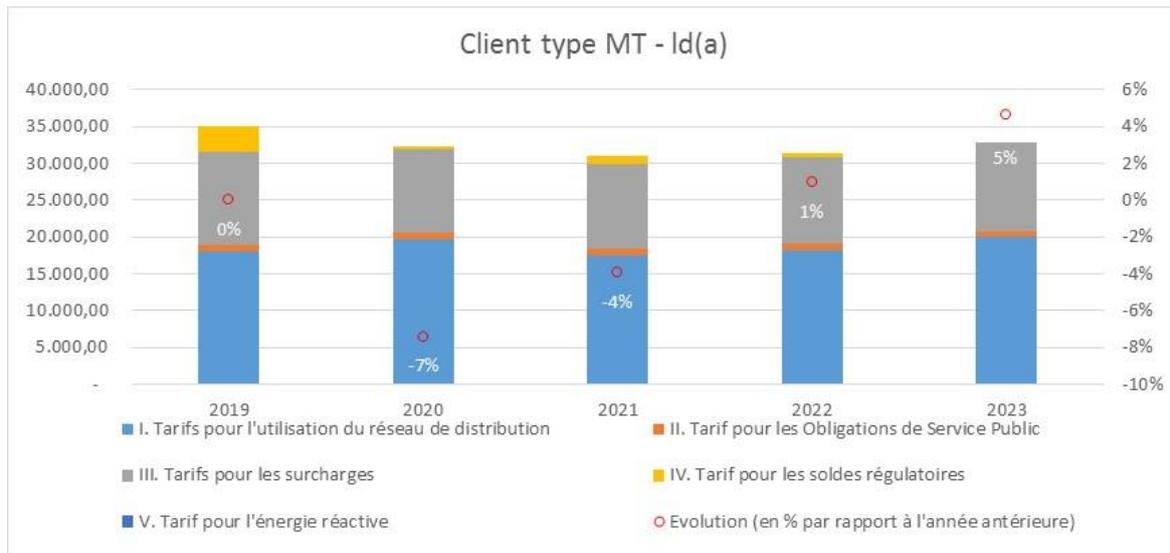
L'évolution des coûts de distribution entre 2019 et 2023 pour le client –type T-MT est valorisée à **- 6,29 %**.

Cette diminution provient essentiellement :

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

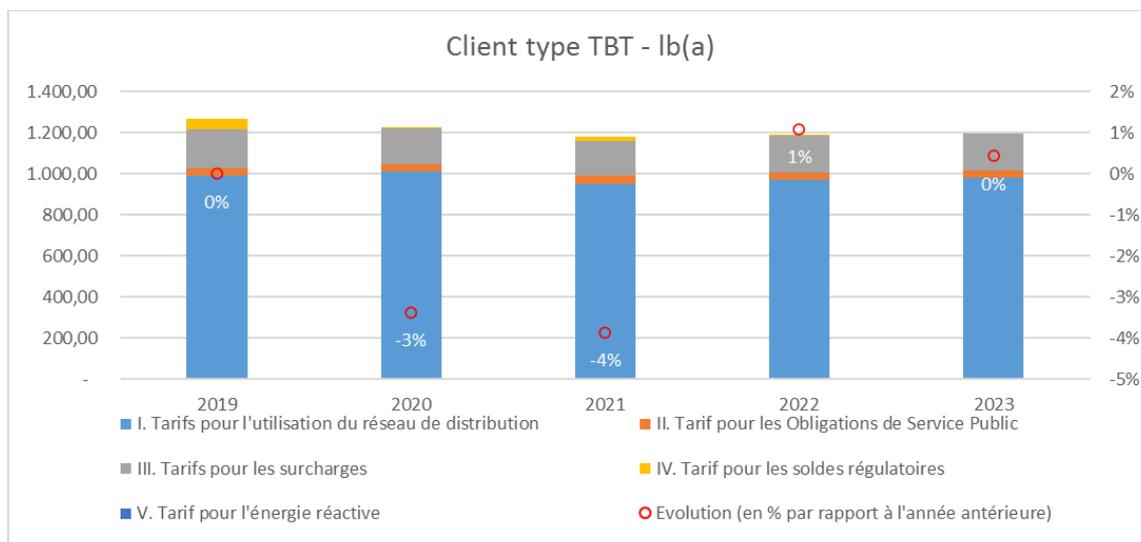


L'évolution des coûts de distribution entre 2019 et 2023 pour le client –type MT est valorisée à **- 6,16 %**.

Cette diminution provient essentiellement :

- 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 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 T- BT (30.000 KWH – 5,9 KW)

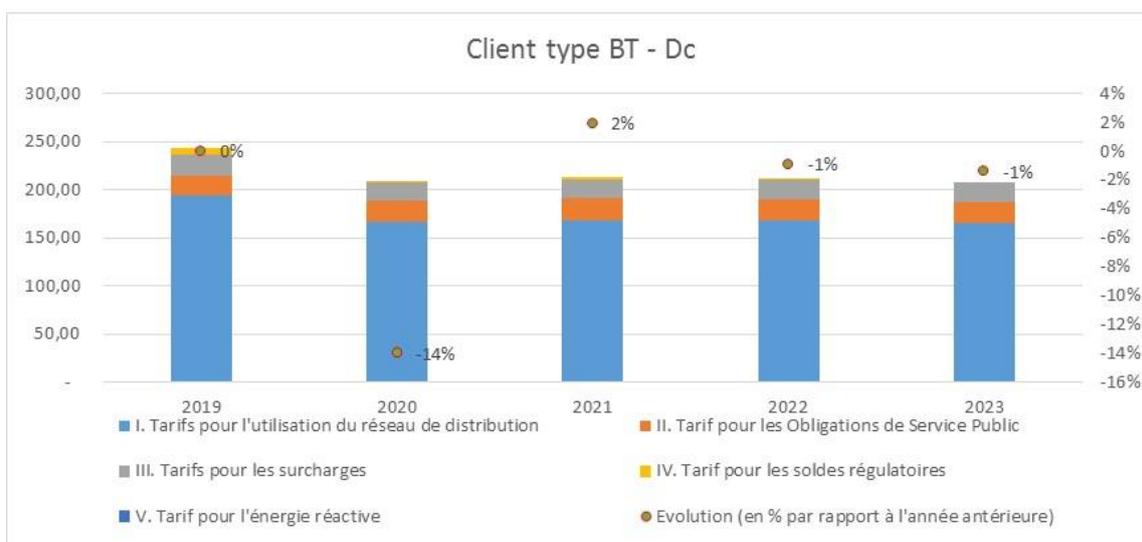


L'évolution des coûts de distribution entre 2019 et 2023 pour le client –type T-BT est valorisée à **- 5,67 %**.

Cette diminution provient essentiellement :

- 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 26 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 - 14,35 %.

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-19I04-CWaPE-0372) à concurrence de 33,33 % sur les tarifs pour solde régulateur 2020, 2021 et 2022.

## 10. DÉCISION RELATIVE AUX SOLDES 2019

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 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 2019 ainsi que la demande de révision du tarif pour les soldes régulateurs introduit par l'AIEG auprès de la CWaPE en date du 30 juin 2020 ;

Vu les comptes annuels 2019 de l'AIEG accompagnés du procès-verbal du Conseil d'administration et des rapports destinés à l'Assemblée générale qui s'est tenue le 10 juin 2020, déposés à la CWaPE en date du 30 juin 2020 ;

Vu les informations complémentaires transmises par le gestionnaire de réseau en date du 25 septembre 2020 suite à la demande de la CWaPE du 26 août 2020 ;

Vu le rapport tarifaire *ex post* mis à jour suite aux informations complémentaires du gestionnaire de réseau de distribution transmis à la CWaPE le 25 septembre 2020 ;

Vu l'analyse réalisée par la CWaPE du rapport tarifaire *ex post* mis à jour et transmis à la CWaPE le 25 septembre 2020 ;

Vu les informations complémentaires transmises par le gestionnaire de réseau en date du 13 octobre 2020 suite à la demande de la CWaPE du 9 octobre 2020 ;

Vu la demande de révision du tarif pour les soldes régulateurs 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 2019;

Vu l'analyse réalisée par la CWaPE de la demande de révision des tarifs pour les soldes régulateurs de l'année 2021 ;

La CWaPE décide **d'approuver le solde régulateur de l'année 2019** rapporté par le gestionnaire de réseau de distribution au travers de son rapport tarifaire *ex-post* daté du 13 octobre 2020. Le solde régulateur de l'année 2019 est un **actif régulateur qui s'élève à 71.214,49 euros**.

La CWaPE décide d'affecter le solde régulateur de l'année 2019 à raison d'une **quote-part de 100 % sur l'année 2021**.

La CWaPE décide d'approuver la demande de révision des tarifs pour les soldes régulateurs repris dans la grille tarifaire relative au prélèvement d'électricité sur le réseau de distribution pour l'année 2021. **La nouvelle grille tarifaire, approuvée par la CWaPE et reprise à l'annexe I de la présente décision, doit être publiée par le GRD sur son site internet. Les grilles tarifaires 2022 et 2023 ne sont pas impactées par l'affectation du solde 2019 et sont donc inchangées par rapport aux grilles actuelles.**

## 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 01.01.2021 au 31.12.2021
- Annexe II : Évolution du revenu autorisé de l'AIEG pour les années 2015 à 2019

**Tarifs périodiques de distribution d'électricité**
**- Prélèvement -**
**AIEG**

Période de validité : du 01.01.2021 au 31.12.2021

	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	0,5498655		2,1994619		5,0287611		8,8524343	
Pointe du mois pendant la période tarifaire de pointe (EUR/kW/mois)	E210	0,1832885		0,7331540		1,6762537		2,9508114	
<b>b) Pour les prosumers</b>									
Puissance nette développable de l'installation (EUR/kWe)	E260								55,7262402
<b>B. Terme fixe</b> (EUR/an)	E270	368,27		368,27		368,27		22,07	
<b>C. Terme proportionnel</b>									
Heures normales (EUR/kWh)	E210							0,0146443	0,0468794
Heures pleines (EUR/kWh)	E210	0,0006823	0,0031166	0,0027291	0,0124662	0,0051925	0,0263352	0,0146443	0,0499415
Heures creuses (EUR/kWh)	E210	0,0005601	0,0024326	0,0022404	0,0097305	0,0047038	0,0209674	0,0113893	0,0350788
Exclusif de nuit (EUR/kWh)	E210							0,0113893	0,0290380
<b>II. Tarif pour les Obligations de Service Public</b> (EUR/kWh)	E215	0,0001025		0,0004100		0,0012363		0,0063491	
<b>III. Tarif pour les surcharges</b>									
Redevance de voirie (EUR/kWh)	E891	0,0006868		0,0027470		0,0027470		0,0027470	
Impôt sur les sociétés (EUR/kWh)	E850	0,0007543		0,0030172		0,0030172		0,0030172	
Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux (EUR/kWh)	E890	0,0000000		0,0000000		0,0000000		0,0000000	
<b>IV. Tarif pour les soldes régulateurs</b> (EUR/kWh)	E410	0,0001485		0,0005941		0,0005941		0,0005941	
<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>



**CWaPE**  
Commission  
Wallonne  
pour l'Energie

*Date du document : 29/10/2020*

## DÉCISION

CD-20j29-CWaPE-0459

### **SOLDES RAPPORTÉS PAR L'AIEG CONCERNANT L'EXERCICE D'EXPLOITATION 2019**

#### **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.	ÉVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ .....	3
1.1.	<i>Evolution du revenu autorisé 2018-2019</i> .....	3
1.2.	<i>Evolution du revenu autorisé entre 2015 et 2019</i> .....	5
2.	ÉVOLUTION DES VOLUMES DE PRÉLÈVEMENT ENTRE 2015 ET 2019 .....	6

### Index graphiques

Graphique 1	Evolution du revenu autorisé 2018-2019 .....	3
Graphique 2	Evolution du revenu autorisé 2015-2019 .....	5
Graphique 3	Evolution des volumes de prélèvement 2015-2019 .....	6

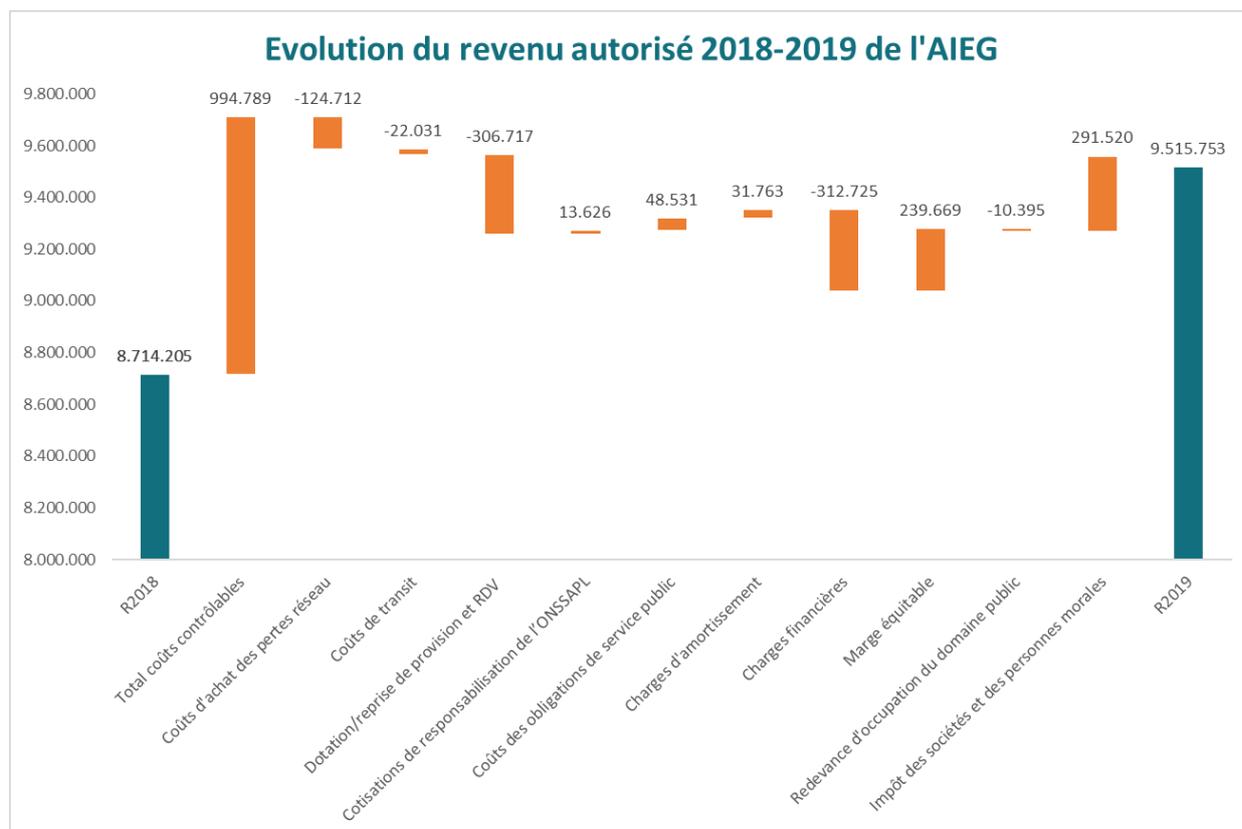
# 1. EVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ

## 1.1. Evolution du revenu autorisé 2018-2019

Sur la base des données introduites dans le rapport tarifaire *ex post* daté du 13 octobre 2020, le revenu autorisé réel de l'année 2019 est de **9.515.753 euros** (sans tenir compte de l'acompte pour les soldes réglementaires de 373.581 euros), soit en **hausse de 9,20 % par rapport aux coûts réels rapportés de l'exercice d'exploitation 2018**.

L'évolution du revenu autorisé réel entre 2018 et 2019 s'explique principalement par les éléments suivants :

GRAPHIQUE 1 EVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ 2018-2019



Les principales variations entre 2018 et 2019 s'expliquent par :

- **Coûts contrôlables (+994.789 euros)** : L'augmentation significative des charges contrôlables s'explique par :
  - Une très nette diminution de la production immobilisée entre la réalité 2018 et la réalité 2019 provoquant une baisse des produits d'activation de + 1.125.139 euros, couplée à un abaissement des charges d'approvisionnement (-376.503 euros) et des frais de sous-traitants (-172.651 euros) ;
  - Un accroissement important des coûts informatiques (+409.867 euros) provenant essentiellement des coûts engendrés par la clearing house ATRIAS (+375.197 euros) ; et

- Une facture adressée à RESA pour la régularisation des pertes du passé suite à des erreurs de comptage, conduisant à un produit exceptionnel de - 366.699 euros [voir ci-dessous].
- **Coûts d'achat des pertes réseau (-124.712 euros)** : Fin 2018, l'AIEG a conclu, au travers d'un marché commun au sein d'AREWAL, un contrat pour la fourniture d'énergie pour une période de 3 ans (2019-2021). En 2019, la passation des ordres d'achat d'électricité a conduit à une hausse significative du prix d'achat de celle-ci car ces achats ont été opérés à un moment où les prix sur les marchés de gros étaient très élevés. Toutefois, au niveau de l'AIEG, cette augmentation du coût unitaire a été totalement annihilée par la très forte diminution des volumes de pertes 2019 (suite au 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).
- **Dotations / reprise de provision et réduction de valeur (-306.717 euros)** : En 2019, l'AIEG a procédé à une reprise de provision, représentant -38 % de la variation totale 2018-2019, suite à la clôture de divers litiges (293.365 euros) et à la reprise de provision pour dommage cause tiers (13.352 euros). Pour rappel, les principales provisions pour litiges concernaient :
  - L'AIEG avait introduit une action contre la société PUBLIFIN en cause de résiliation unilatérale, par cette dernière, des conventions d'apport en usage, de gestion et de clearing house qui l'unissaient à l'AIEG (reprise de provision -113.346 euros) ;
  - L'AIEG avait introduit un dossier contre PUBLIFIN dans le cadre de la procédure d'expropriation du réseau de distribution électrique andennais (reprise de provision - 170.019 euros) ;
- **Charges financières (- 312.725 euros)** : La diminution des charges financières représente - 39 % de la variation totale 2018-2019. La marge bénéficiaire équitable étant calculée à partir de 2019 sur base du Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC), les charges financières précédemment rapportées en coût non gérable sont à présent incluses dans la marge bénéficiaire équitable.
- **Margé équitable (+239.669 euros)** : L'augmentation de la MBE représente 30 % de la variation totale 2018-2019. Cette évolution provient d'une part de la formule du Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC), qui, à partir de la période 2019 inclut le coût de la dette et d'autre part de l'évolution de la base d'actifs régulés au cours de la période 2018-2019.
- **Impôt des sociétés et des personnes morales (+291.520 euros)** : L'augmentation de la charge relative à l'impôt des sociétés et des personnes morales qui représente 36 % de la variation 2018-2019, s'explique de la façon suivante :

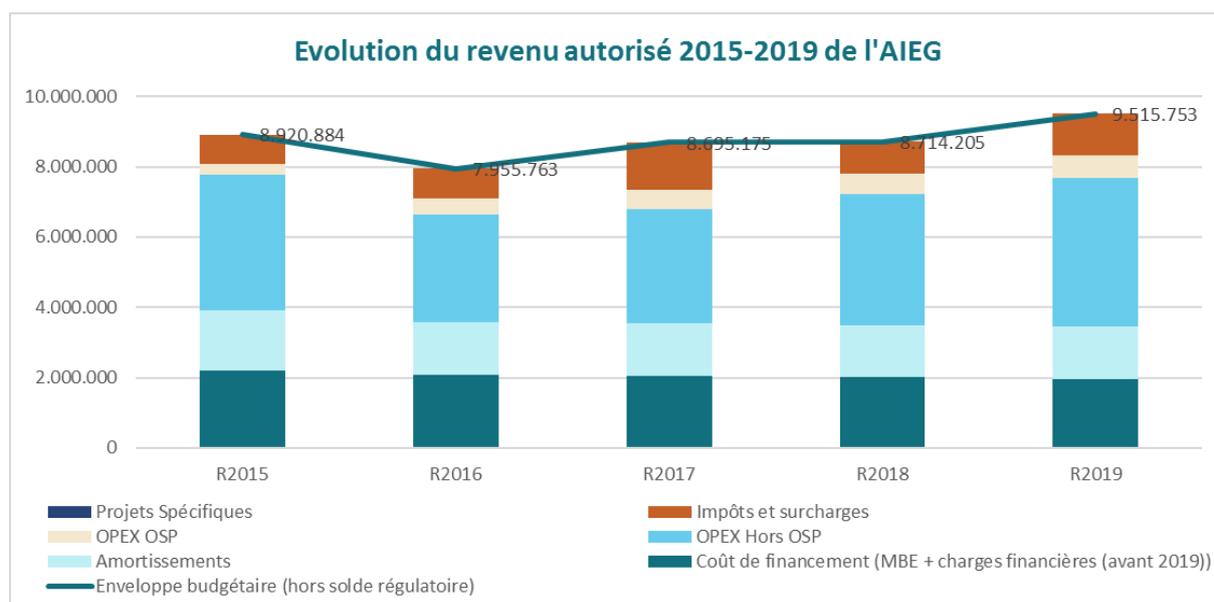
	Réel 2018	Réel 2019	Variation
Versements anticipés	300.000 euros	600.000 euros	300.000 euros
Régularisation impôts N-1	-36.221,80 euros		36.221,80 euros
Régularisation impôts antérieurs	45.419,96 euros	718,61 euros	-44.701,35 euros
	<b>309.198,16 euros</b>	<b>600.718,61 euros</b>	<b>291.520,45 euros</b>

## 1.2. Evolution du revenu autorisé entre 2015 et 2019

Le graphique ci-dessous illustre l'évolution du revenu autorisé réel du gestionnaire de réseau entre les années 2015 et 2019 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 pour l'année 2019.

GRAPHIQUE 2 EVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ 2015-2019



Le revenu autorisé de l'AIEG (hors solde régulateur) s'élève au 31 décembre 2019 à 9.515.753 euros. Globalement, ce revenu a augmenté de 594.869 euros sur la période 2015-2019, soit une hausse de 6,67 %.

## 2. EVOLUTION DES VOLUMES DE PRÉLÈVEMENT ENTRE 2015 ET 2019

L'évolution des volumes de prélèvement, par niveau de tension, entre l'année 2015 et l'année 2019 est illustrée dans le graphique ci-dessous :

GRAPHIQUE 3 EVOLUTION DES VOLUMES DE PRÉLÈVEMENT 2015-2019

