



Tous acteurs de l'énergie

Date du document : 27/11/2025

DÉCISION

CD-25k27-CWaPE-1168

SOLDES RAPPORTES PAR L'AIEG CONCERNANT L'EXERCICE D'EXPLOITATION 2024

Rendue en application des articles 4, § 2, 14°, et 7, § 1er, 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, et des articles 105, 128 et 130 de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz actifs en Région wallonne pour l'année 2024

Table des matières

1.	BASE LÉGALE	6
1.1.	<i>Dispositions législatives applicables pour la détermination des soldes réglementaires relatifs à l'année 2024.....</i>	6
1.2.	<i>Méthodologie tarifaire applicable pour la détermination des soldes réglementaires relatifs à l'année 2024.....</i>	6
1.3.	<i>Dispositions applicables pour la détermination de l'affectation du solde réglementaire relatif à l'année 2024.....</i>	7
2.	HISTORIQUE DE LA PROCÉDURE	8
3.	RÉSERVE GÉNÉRALE.....	9
4.	CONTROLE DES MONTANTS RAPPORTÉS	10
5.	ECART GLOBAL ENTRE REVENU AUTORISÉ BUDGÉTÉ ET RÉEL 2024.....	12
6.	BONUS/MALUS.....	14
6.1.	<i>Détail du bonus/malus relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables</i>	15
6.1.1.	Détail du bonus/malus relatif aux CNC _{autres}	16
6.1.2.	Détail du bonus/malus relatif aux charges nettes contrôlables OSP (CNF _{OSP} et CNV _{OSP}).....	18
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>	22
6.2.1.	Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat d'électricité destinée à couvrir les pertes en réseau électrique	22
6.2.2.	Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre	22
6.2.3.	Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat des certificats verts	22
6.2.4.	Détail du bonus/malus relatif aux indemnités versées aux fournisseurs en cas de retard de placement des compteurs à budget	23
6.3.	<i>Détail du bonus/malus relatif aux projets spécifiques.....</i>	24
7.	RÉSULTAT ANNUEL.....	26
8.	SOLDES RÉGULATOIRES.....	29
8.1.	<i>Détail du solde réglementaire relatif aux produits issus des tarifs périodiques (SR_{volume})</i>	30
8.2.	<i>Détail du solde réglementaire relatif aux charges opérationnelles non contrôlables</i>	33
8.2.1.	Détail du solde réglementaire relatif aux charges opérationnelles non contrôlables & solde réglementaire relatif aux produits opérationnels non contrôlables (SRC _{non contrôlables} et SRP _{non contrôlables})	33
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 _{achat pertes})	35
8.2.3.	Détail du solde réglementaire relatif à la charge d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre (SR _{achat clientèle}).....	36
8.2.4.	Détail du solde réglementaire relatif à la charge d'achat des certificats verts (SR _{achat CV})	36
8.2.5.	Détail du solde relatif aux indemnités versées aux fournisseurs commerciaux en cas de retard de placement des compteurs à budget (SR _{indemnité placement CâB}).....	36
8.3.	<i>Détail du solde relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables variables relatives aux obligations de service public (SR_{volume OSP})</i>	37
8.4.	<i>Détail du solde relatif à la marge bénéficiaire équitable (SR_{marge bénéficiaire équitable})</i>	38
8.5.	<i>Détail du solde relatif aux charges nettes variables relatives aux projets spécifiques (SR_{projets spécifiques})</i>	41
9.	PROPOSITION D'AFFECTATION DU SOLDE RÉGULATOIRE 2024.....	44
9.1.	<i>Affectation du solde réglementaire de distribution pour l'exercice d'exploitation 2024</i>	44
9.2.	<i>Solde réglementaire cumulé pour la période 2008-2024</i>	46
10.	DÉCISION RELATIVE AUX SOLDES 2024	47
10.1.	<i>Approbation des soldes réglementaires</i>	48
10.2.	<i>Affectation des soldes réglementaires</i>	48
11.	VOIES DE RECOURS.....	53
12.	ANNEXES	54

Index graphiques

Graphique 1	Bonus/malus	14
Graphique 2	Bonus/malus relatif aux CNC _{autres} – année 2024.....	16
Graphique 3	Bonus/malus relatif aux CNF et CNV OSP – année 2024	19
Graphique 4	Détail du Bonus/malus relatif aux CNI OSP et hors OSP (réseau/hors réseau).....	20
Graphique 5	Détail du Bonus/malus relatif aux charges d’amortissement réseau OSP	21
Graphique 6	Détail du Bonus/malus relatif aux charges d’amortissement hors réseau	21
Graphique 7	Détail du Bonus/malus relatif aux moins-values réalisées sur actifs réseau.....	22
Graphique 8	Réconciliation du résultat tarifaire et comptable.....	26
Graphique 9	Composition du résultat tarifaire	27
Graphique 10	Résultats comptables par nature.....	28
Graphique 11	Solde régulateur	29
Graphique 12	Détail du solde régulateur relatif aux produits issus des tarifs périodiques	31
Graphique 13	Détail du solde régulateur relatif au terme capacitaire	31
Graphique 14	Détail du solde régulateur relatif au terme proportionnel	32
Graphique 15	volumes de prélèvements budgétés et réels 2024 (hors transit et perte).....	32
Graphique 16	Détail solde régulateur SRC <small>non contrôlables</small> & SRP <small>non contrôlables</small>	34
Graphique 17	Écart entre les volumes de perte budgétés et réels.....	35
Graphique 18	Détail de l’écart relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables variables relatives aux obligations de service public	37
Graphique 19	Évolution de la Base d’Actifs Régulés	38
Graphique 20	Détail des investissements et interventions tiers - Réseau	39
Graphique 21	Détail des investissements – Hors Réseau	40
Graphique 22	Réconciliation de la Base d’Actifs Régulés budgétée et réelle	41
Graphique 23	Simulations des coûts de distribution des années 2025 à 2029 pour le client-type T-MT (50 GWh – 8,3 MW).....	49
Graphique 24	Simulations des coûts de distribution des années 2026 À 2029 pour le client-type MT (2 gwh – 333 kW)	50
Graphique 25	Simulations des coûts de distribution des années 2026 à 2029 pour le client-type TBT (30.000 KWh – 5,3 kw))	50
Graphique 26	Simulations des coûts de distribution des années 2026 à 2029 pour le client-type basse tension (P_Db) – tarif monohoraire et tarif impact.....	51
Graphique 27	Simulations des coûts de distribution des années 2026 à 2029 pour le client-type basse tension (P_Dc) – tarif bihoraire et tarif impact	52

Graphique 28	Simulations des coûts de distribution des années 2025 à 2029 pour le client-type BT avec une borne de recharge de 3,7 kW pour véhicule électrique – tarif bihoraire et tarif impact	52
Graphique 29	Simulations des coûts de distribution des années 2025 à 2029 pour le client-type BT avec une pompe à chaleur – tarif bihoraire et tarif impact	53

Index tableaux

Tableau 1	Ecart global – année 2024	13
Tableau 2	Détail des charges nettes contrôlables OSP	18
Tableau 3	Détail du bonus/malus relatif aux CNI.....	20
Tableau 4	Charges nettes relatives au projet de déploiement des compteurs intelligents électricité issues de la demande de budget spécifique du 10 novembre 2021	24
Tableau 5	Détail du Bonus/Malus relatif aux projets spécifiques.....	25
Tableau 6	Détail de la marge bénéficiaire équitable	26
Tableau 7	Résultat, dividendes et payout ratio	28
Tableau 8	Détail du solde régulateur relatif aux produits issus des tarifs périodiques	30
Tableau 9	Évolution RAB budgétée et réelle & impact sur le solde régulateur	40
Tableau 10	Détail du solde relatif aux charges nettes variables relatives aux projets spécifiques	43
Tableau 11	Affectation des soldes régulateurs – année 2008 à 2024	47

1. BASE LÉGALE

1.1. Dispositions législatives applicables pour la détermination des soldes régulatoires relatifs à l'année 2024

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^{er}, 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 régulatoires en découlant ainsi que leur approbation ou refus d'approbation au moyen de décisions motivées.

1.2. Méthodologie tarifaire applicable pour la détermination des soldes régulatoires relatifs à l'année 2024

En date du 13 avril 2023, 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 actifs en Région wallonne pour l'année 2024 (ci-après la méthodologie tarifaire 2024), ainsi que les annexes y relatives.

Cette méthodologie tarifaire habilite la CWaPE à contrôler le calcul des écarts entre le budget et la réalité rapportés par le gestionnaire de réseau de distribution (GRD) concernant l'exercice d'exploitation 2024 (article 105). Ce contrôle est réalisé selon la procédure visée au titre IV, chapitre 2, de la méthodologie tarifaire 2024 (articles 130 et 131) et porte notamment sur le respect des articles 8 (rendu applicable au contrôle *ex post* par l'article 107) et 106 à 126 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 ;
- 7° L'écart relatif à l'indexation.

À cette fin, le GRD doit soumettre à la CWaPE son rapport tarifaire *ex post* portant sur l'exercice d'exploitation 2024, lequel doit comporter le modèle de rapport au format Excel (annexe 6 de la méthodologie tarifaire 2024) ainsi que l'ensemble de ses annexes.

1.3. Dispositions applicables pour la détermination de l'affectation du solde régulateur relatif à l'année 2024

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

L'article 128 de la méthodologie tarifaire 2024 précise, à ce sujet, que la période d'affectation du solde régulateur annuel total est déterminée par la CWaPE, en concertation avec chaque gestionnaire de réseau de distribution.

L'article 130 de la méthodologie tarifaire 2024 prévoit notamment que le gestionnaire de réseau de distribution soumette à la CWaPE au plus tard le 30 juin de l'année 2025, une demande de révision du tarif pour les soldes régulateurs afin d'y intégrer les soldes régulateurs approuvés par la CWaPE.

2. HISTORIQUE DE LA PROCÉDURE

1. En date du 28 janvier 2025, la CWaPE a adressé un courrier aux gestionnaires de réseau de distribution relatif à l'établissement des rapports tarifaires *ex post* de l'année 2024 comprenant :
 - La valeur des paramètres définissant le couloir de prix d'achat d'électricité pour la couverture des pertes ;
 - La valeur des paramètres définissant le couloir de prix d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution ;
 - La valeur des prix minimum et maximum d'achat des certificats verts ;
 - Le délai moyen maximum de placement des compteurs à budget ;
 - L'indice santé ;
 - Le calendrier de contrôle des rapports tarifaires *ex post* de l'année 2024.
2. En date du 25 juin 2025, la CWaPE a reçu le rapport tarifaire *ex post* de l'AIEG portant sur l'exercice d'exploitation 2024 ainsi que les comptes annuels approuvés par l'Assemblée Générale et les comptes annuels de l'année 2024 tels que déposés à la Banque nationale de Belgique.
3. L'analyse du rapport tarifaire *ex post* visé ci-avant a requis de la part de la CWaPE des informations et explications complémentaires. La CWaPE a adressé cette demande au gestionnaire de réseau en date du 27 août 2025.
4. En date du 15 septembre 2025, l'AIEG et la CWaPE actaient d'un commun accord une dérogation au calendrier convenu dans le courrier du 28 janvier 2025.
5. En date du 7 octobre 2025, la CWaPE a reçu du commissaire aux comptes de l'AIEG :
 - le rapport relatif « aux investissements et mises hors services » d'une part ; et
 - le rapport relatif « au bilan et au compte de résultat de l'activité régulée » d'autre part.
6. En date du 7 octobre 2025, la CWaPE a reçu, d'une part, les réponses aux questions complémentaires de la CWaPE, et d'autre part, le rapport tarifaire *ex post* adapté de l'AIEG portant sur l'exercice d'exploitation 2024.
7. Des questions et informations complémentaires ont été envoyées à l'AIEG en date du 28 octobre, du 17 novembre et du 20 novembre 2025. Les réponses à celles-ci n'ont pas impacté la dernière version du rapport du 7 octobre 2025.
8. Par la présente décision, la CWaPE se prononce, en vertu des articles 4, § 2, 14°, et 7, § 1^{er}, 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 et des articles 105, 128, et 130 de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz actifs en Région wallonne pour l'année 2024, sur le calcul et l'affectation du solde régulateur de l'année 2024 établi sur la base du rapport tarifaire *ex post* déposé le 7 octobre 2025 par l'AIEG.

3. RÉSERVE GÉNÉRALE

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

S'il devait s'avérer que, ultérieurement, les données reprises dans ces documents nécessitent une adaptation, notamment lors de la validation des plans d'adaptation ou lors de l'élaboration du rapport annuel de la CWaPE relatif aux coûts des obligations de service public pour l'année 2024, la CWaPE se réserve le droit de revoir la présente décision à la lumière des données adaptées.

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

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

4. CONTROLE DES MONTANTS RAPPORTÉS

Sur la base du rapport tarifaire *ex post* reçu le 7 octobre 2025 et portant sur l'exercice d'exploitation 2024, la CWaPE a contrôlé le calcul des écarts entre le budget et la réalité rapportés par le gestionnaire de réseau de distribution. Ce contrôle a été réalisé conformément à l'article 8, § 2, (rendu applicable au contrôle *ex post* par l'article 107) et aux articles 106 à 126 de la méthodologie tarifaire.

Les éléments de contrôle ont porté notamment sur le caractère raisonnablement justifié des coûts au sens de l'article 8, § 2, de la méthodologie tarifaire (rendu applicable au contrôle *ex post* par l'article 107) conformément aux critères que cette disposition prévoit.

Le GRD transmet pour l'année à la CWaPE, au travers de son rapport tarifaire *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 153 à 155 de la méthodologie tarifaire. Les articles 156 à 159 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, la 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).

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

Notons également qu'une entité juridique a été créée début 2015 sous la forme d'une SCRL dénommée AREWAL. Cette SCRL a été fondée par les trois GRD suivants : l'AIEG, l'AIESH et le Réseau des Energies de Wavre. L'objet de la SCRL est d'assister les GRD qui en sont associés, dans l'accomplissement des missions qui leur 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.

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

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

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

La CWaPE a également contrôlé que les tableaux rapportés par le gestionnaire de réseau donnent une image fidèle de la situation financière de la société. Ce contrôle s'appuie notamment sur le **rapport spécifique des Commissaires relatif au bilan et au compte de résultats de l'activité régulée** du gestionnaire de réseau. Au travers de ce rapport spécifique, le Commissaire a attesté que : « *A notre avis, les tableaux donnent une image fidèle de la situation financière de l'intercommunale A.I.E.G. SC au 31 décembre 2024, ainsi que de sa performance financière pour l'exercice clos à cette date, conformément aux dispositions relatives aux informations financières à produire selon « la décision »* ».

Pour l'année 2024, le Commissaire du gestionnaire de réseau a également fourni :

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

Le Commissaire conclut notamment :

- *« Nous notons que la notice méthodologique fait objet d'une adaptation et d'une mise à jour régulière au minimum une fois par an. On peut constater que la description du processus d'investissement et de mise hors service au travers des graphiques (« flow chart ») décrivant les diverses étapes menant à l'activation ou à la mise hors service est davantage détaillée et explicité chaque année. »*
- *« Nous avons examiné les investissements autres que réseau et notamment la refacturation des prestations réalisées par HAULOGY et refacturée via AREWAL dans le cadre du dossier ATRIAS d'une part et des améliorations du logiciel ERP métier d'autre part. »*
- *« Nous avons également, dans le cadre du projet SMART (remplacement du compteur classique par un compteur intelligent), prêté une attention particulière sur les investissements et les coûts de ceux-ci pour la période 2022-2028*
 - *Pas de remarques particulières sur les investissements ;*
 - *Par ailleurs aucune extourne n'a été constatée ni comptabilisée portant sur ces biens. ».*
- *« Nous avons examiné des raccordements et les compteurs (budget, électronique et classique).*
 - *Pas de remarques particulières sur les investissements.*
- *« Nous avons examiné également les investissements réseau.*
 - *Nous avons vérifié la concordance entre le tableau d'amortissement des investissements repris dans la comptabilité générale et les différents tableaux établis et émis pour la CWaPE. Dans le cadre de notre échantillonnage choisi, nous n'avons pas constaté de discordance entre les tableaux pour la CWaPE et les tableaux d'amortissement repris dans la comptabilité générale ;*
 - *....*
 - *L'amélioration du développement de la cartographie se poursuit et devient de plus en plus précise avec le temps. En effet, cela s'avère nécessaire pour répondre aux lignes directrices et à l'objectif du présent rapport de non « double présence du même poste dans l'inventaire ;*
 - *Au travers des identifications, des validations, des revues et des vérifications effectuées, nous constatons que les investissements sont effectués, dans son ensemble, conformément aux lignes directrices. ».*

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

5. ECART GLOBAL ENTRE REVENU AUTORISÉ BUDGÉTÉ ET RÉEL 2024

Le revenu autorisé budgété pour l'année 2024 et approuvé par la CWaPE en date du 12 octobre 2023 s'élève à 11.475.193 euros.

Conformément aux articles 120 à 124 de la méthodologie tarifaire 2024 le budget 2024 *ex post* est indexé à l'indice santé 3,287 % et s'élève à 11.651.361 euros après indexation.

Le revenu autorisé réel de l'année 2024 s'élève 12.349.577 euros.

L'écart entre le revenu autorisé budgété et réel de l'année 2024 s'élève à – 876.133 euros, auquel il faut ajouter l'écart provenant des produits issus des tarifs périodiques de distribution d'un montant de – 782.482 euros.

L'écart global entre le revenu autorisé budgété et réel de l'année 2024 s'élève à – **1.658.616 euros** (soit 10 % du revenu autorisé budgété révisé) constitué d'une **créance tarifaire de -971.094 euros** et d'un **malus de – 687.521 euros**.

TABLEAU 1 ECART GLOBAL – ANNEE 2024

	Budget 2024	Budget 2024 ex-post	REALITE 2024	ECART	SOLDE REGULATOIRE	BONUS/MALUS
Charges nettes contrôlables	5.359.553	5.535.722	6.532.831	- 997.110	- 206.876	- 790.234
Charges nettes contrôlables hors OSP	4.711.219	4.866.077	5.773.716	- 907.639		- 907.639
Charges nettes contrôlables OSP	648.334	669.645	759.115	- 89.470	- 206.876	117.405
Charges et produits non-contrôlables	2.960.347	2.960.347	2.615.068	345.278	345.278	-
Hors OSP	2.806.927	2.806.927	2.977.202	- 170.275	- 170.275	-
OSP	153.420	153.420	- 362.134	515.554	515.554	-
Charges nettes relatives aux projets spécifiques	534.362	534.362	543.110	- 8.748	- 111.461	102.713
Indexation 2024				- 177.918	- 177.918	-
Marge équitable	2.124.070	2.124.070	2.161.706	- 37.636	- 37.636	-
Hors OSP	2.121.698	2.121.698	2.159.720	- 38.022	- 38.022	
OSP	2.372	2.372	1.986	387	387	
Quote-part des soldes régulatoires années précédentes	496.860	496.860	496.860	-	-	
Sous-Total	11.475.193	11.651.361	12.349.577	- 876.133	- 188.612	- 687.521
Chiffre d'affaires (signe négatif)						
Chiffre d'affaires - Tarif OSP	-	804.126	- 758.675	- 45.451	- 45.451	
Chiffre d'affaires - Redevance de voirie	-	611.805	- 571.350	- 40.455	- 40.455	
Chiffre d'affaires - Tarif impôt des sociétés	-	682.133	- 637.022	- 45.110	- 45.110	
Chiffre d'affaires - Autres impôts et surcharges		-	-	-	-	
Chiffre d'affaires - Tarif soldes régulatoires	-	496.860	- 451.245	- 45.615	- 45.615	
Chiffre d'affaires - Dépassement forfait d'énergie réactive	-	324	- 17.582	17.257	17.257	
Chiffre d'affaires - Tarif injection	-	22.277	- 4.361	- 17.916	- 17.916	
Chiffre d'affaires - Tarif périodique de distribution	-	8.857.668	- 8.252.475	- 605.193	- 605.193	
Sous-Total	-	11.475.193	-10.692.710	- 782.482	- 782.482	
TOTAL		176.168	1.656.866	- 1.658.616	- 971.094,38	- 687.521,24

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

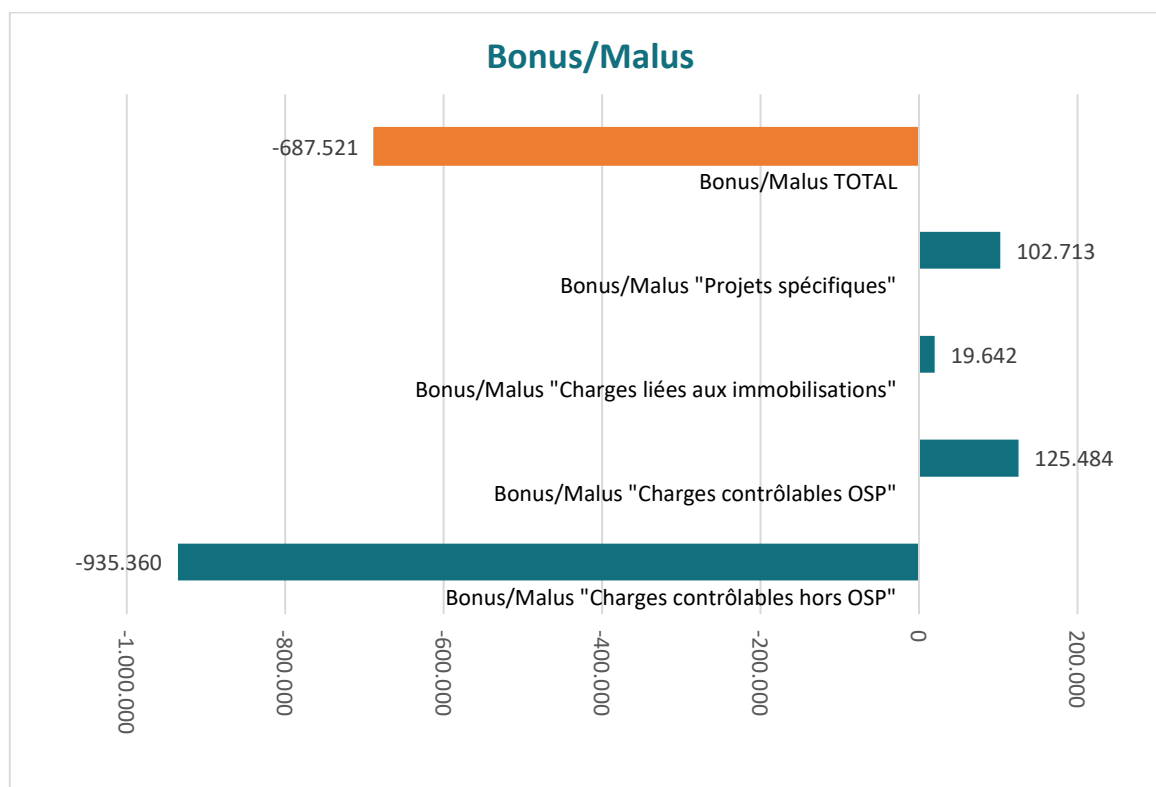
6. BONUS/MALUS

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 114 de la méthodologie tarifaire) ;
2. Le bonus/malus relatif aux charges nettes contrôlables OSP (article 114 de la méthodologie tarifaire). En ce qui concerne les charges nettes variables relatives aux OSP, seul l'effet coût est pris en considération (article 115, §3 de la méthodologie tarifaire) ;
3. Le bonus/malus relatif aux charges nettes liées aux immobilisations (article 114 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 108 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 109 de la méthodologie tarifaire) ;
6. Le bonus/malus relatif à la charge d'achat des certificats verts (article 111 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 112 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 118 et 119 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 1 BONUS/MALUS



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

Le **budget ex ante** des charges nettes opérationnelles contrôlables pour l'année 2024 est défini selon la formule suivante :

$$CNC_{B2024 \text{ ex ante}} = [CNC_{\text{autres B2024 ex ante}} + CNF_{OSP \text{ B2024 ex ante}} + CNV_{OSP \text{ B2024 ex ante}} + CNI_{B2024 \text{ ex ante}}]$$

Avec :

- $CNC_{\text{autres B2024 ex ante}}$ = budget *ex ante* des charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes relatives aux obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations de l'année 2024 ;
- $CNF_{OSP \text{ B2024 ex ante}}$ = budget *ex ante* des charges nettes fixes relatives aux obligations de service public de l'année 2024 ;
- $CNV_{OSP \text{ B2024 ex ante}}$ = budget *ex ante* des charges nettes variables relatives aux obligations de service public pour l'année 2024 ;
- $CNI_{B2024 \text{ ex ante}}$ = budget *ex ante* des charges nettes liées aux immobilisations déduction faite des charges nettes liées aux immobilisations prises en compte dans les projets spécifiques (CPS) pour l'année 2024.

Le **budget ex post** des charges nettes opérationnelles contrôlables de l'année 2024 est calculé conformément à la formule suivante :

$$CNC_{B2024 \text{ ex post}} = [CNC_{\text{autres B2024 ex post}} + CNF_{OSP \text{ B2024 ex post}} + CNV_{OSP \text{ B2024 ex post}} + CNI_{B2024 \text{ ex post}}]$$

Avec :

- $CNC_{\text{autres B2024 ex post}}$ = budget *ex post* des charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes relatives aux obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations de l'année 2024 ;
- $CNF_{OSP \text{ B2024 ex post}}$ = budget *ex post* des charges nettes fixes relatives aux obligations de service public de l'année 2024 ;
- $CNV_{OSP \text{ B2024 ex post}}$ = budget *ex post* des charges nettes variables relatives aux obligations de service public de l'année 2024 ;
- $CNI_{B2024 \text{ ex post}}$ = budget *ex post* des charges nettes liées aux immobilisations déduction faite des charges nettes liées aux immobilisations prises en compte dans les projets spécifiques (CPS).

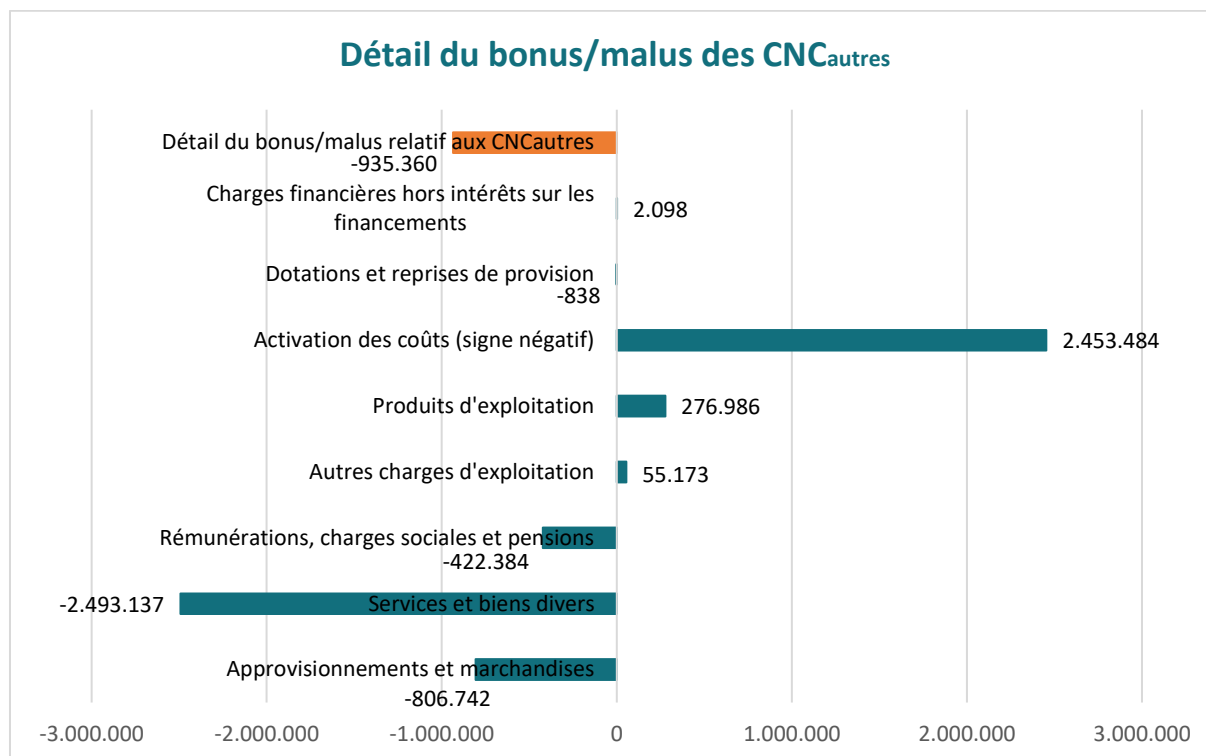
Conformément aux articles 36 et 120 de la méthodologie tarifaire 2024, le budget des charges nettes opérationnelles contrôlables, hors charges nettes relatives aux obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations, est défini *ex ante* comme étant égal au budget approuvé des charges nettes opérationnelles contrôlables, hors charges nettes relatives aux obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations, de l'année 2023. Ce budget *ex ante* est ensuite revu *ex post* afin de prendre en considération l'indexation de l'année 2024, reflétée par la valeur réelle de l'indice santé de l'année 2024.

Conformément à l'article 114 de la méthodologie tarifaire, l'écart entre les charges nettes opérationnelles contrôlables budgétées recalculées *ex post* et les charges nettes opérationnelles contrôlables réelles supportées par le gestionnaire de réseau au cours de l'année 2024 constitue un « bonus » ou un « malus » et fait partie du résultat comptable du gestionnaire de réseau.

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

Au 31 décembre 2024, les charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes relatives aux obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations s'élèvent à 3.859.718 euros contre un montant budgété révisé de 2.924.358 euros, soit un **malus de 935.360 euros** (136,05 % du malus 2024 de l'AIEG).

GRAPHIQUE 2 BONUS/MALUS RELATIF AUX CNC_{AUTRES} – ANNEE 2024



Pour rappel, les coûts contrôlables budgétés à partir de 2020 représentent une trajectoire basée sur les coûts contrôlables budgétés 2019 augmentés annuellement de l'indexation (+ 1,575 %) diminuée d'un facteur d'efficacité (- 1,5 %) le cas échéant. En d'autres termes, le budget 2023 est le budget 2019 quadruplement augmenté de ces facteurs.

Par ailleurs, les articles 36, 114 et 120 de la méthodologie tarifaire 2024 précisent que le budget ex post des charges nettes opérationnelles contrôlables de l'année 2024 équivaut à l'indexation du budget des charges nettes opérationnelles contrôlables de l'année 2023.

Le différentiel de temps important entre le moment de l'élaboration du budget et l'année d'exploitation peut donc rendre la justification de certains écarts constatés sur les charges nettes opérationnelles contrôlables complexe.

Outre cette explication générale de l'écart 2024, ce malus provient notamment :

- 1° D'un malus sur les **approvisionnements et marchandises** qui augmentent de + 806.742 euros par rapport aux montants budgétés, notamment à la suite d'une forte augmentation de la production immobilisée (voir ci-dessous) se traduisant par une augmentation des achats d'entretien.

- 2° Des biens et services divers qui ont augmenté d'un peu plus du double du montant budgété et notamment :
1. À cause d'une hausse des coûts informatiques et de la mise en place de la clearing house qui a fait augmenter de 624.018 euros (soit +25% de la hausse des biens et services)
 2. 60 % de l'écart s'explique par la hausse des coûts relatifs aux entrepreneurs et sous-traitants (+1.489.925 euros) en lien direct avec l'augmentation de la production immobilisée.
- 3° D'une augmentation des **rémunérations, charges sociales et pensions** (+ 422.384 euros) provenant :
1. D'une augmentation du nombre de travailleurs engagés, notamment pour couvrir la charge de travail supplémentaire liée au placement des compteurs communicants impliquant :
 - une augmentation des rémunérations brutes par rapport aux montants budgétés indexés (+279.679 euros) ;
 - une augmentation des cotisations patronales de 89.132 euros.
- 4° **De l'activation des coûts** (+ 2.453.484 euros) en hausse qui provient de la hausse des investissements notamment dans le cadre de la transition énergétique.

6.1.2. Détail du bonus/malus relatif aux charges nettes contrôlables OSP (CNF_{OSP} et CNV_{OSP})

Au 31 décembre 2024, les charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public s'élèvent à 759.115 euros contre un montant budgété de 669.645 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/malus¹ (en l'occurrence un **bonus de 92.852 euros** pour l'AIEG, soit -13,51 % du malus total) ;
- 2° L'écart relatif aux charges nettes variables relatives aux obligations de service public est défini à l'article 115 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/créance². Au 31 décembre 2024, un **bonus de 32.631 euros** a été rapporté (- 4,75 % du malus total) ;
- 3° L'écart relatif aux charges nettes liées aux immobilisations, y incluses les immobilisations propres aux obligations de service public³, constitue un bonus/malus (en l'occurrence un bonus de 19.642 euros (-2,86 % du malus total), dont un **malus de – 8.078 euros** concerne les obligations de service public (1,17 % du malus total)). Cet écart est détaillé au point 6.1.3 ci-dessous.

TABLEAU 2 DÉTAIL DES CHARGES NETTES CONTROLABLES OSP

	BUDGET 2024	REALITE 2024		Ecart	SOLDE REGULATOIRE	BONUS/MALUS
Charges nettes contrôlables OSP	669.645	759.115	-	89.470	- 206.876	117.405
Charges nettes fixes à l'exclusion des charges d'amortissement	235.900	143.048		92.852		92.852
Charges nettes variables à l'exclusion des charges d'amortissement	334.275	508.519	-	174.244	- 206.876	32.631
Charges d'amortissement	99.470	107.548	-	8.078		8.078

Globalement, l'écart relatif aux charges nettes relatives aux obligations de service public, hors charges nettes liées aux immobilisations relatives aux obligations de service public, de l'AIEG est un **bonus de 125.484 euros** (- 18,25 % du malus).

Les écarts s'expliquent notamment par la mécanique introduite par la méthodologie tarifaire, à savoir le fait que, pour les années 2020 à 2023, les charges nettes fixes relatives aux obligations de service public⁴ et la charge nette unitaire (CNU) prévisionnelle⁵ sont déterminées en multipliant les budgets 2019 par $[1 + (IS - X)]$. Par ailleurs, les articles 36, 114 et 120 de la méthodologie tarifaire 2024 précisent que le budget ex post des charges nettes opérationnelles contrôlables de l'année 2024 équivaut à l'indexation du budget des charges nettes opérationnelles contrôlables de l'année 2023.

¹ Article 114 de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz actifs en Région wallonne pour l'année 2024

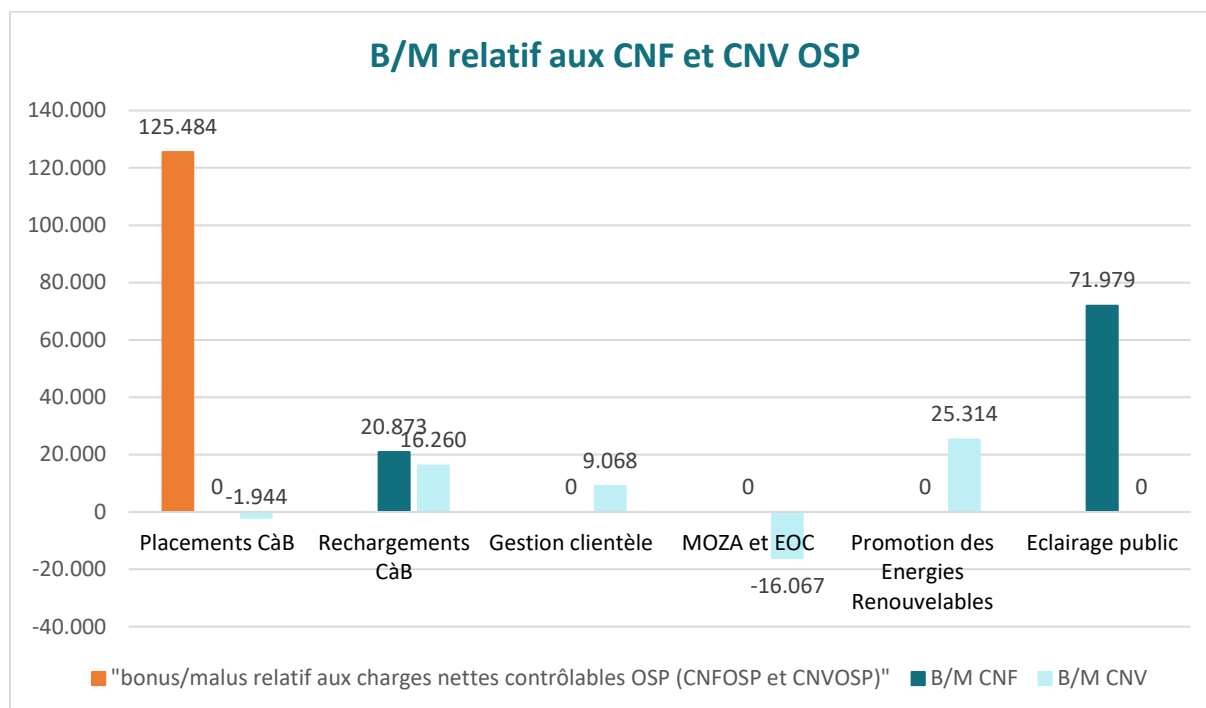
² Voir point 8 ci-dessous.

³ Ibidem 2.

⁴ Article 44bis 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.

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

GRAPHIQUE 3 BONUS/MALUS RELATIF AUX CNF ET CNV OSP – ANNÉE 2024



Les **charges nettes fixes** relatives aux obligations de service public présentent un bonus de 92.852 euros (74 % du bonus relatif aux charges nettes contrôlables OSP) provenant :

- D'une part, d'une **diminution des coûts de rechargement des compteurs à budget** (20.873 euros [bonus]) ;
- D'autre part, d'une **diminution du coût de l'entretien normal** (47.896 euros [bonus]) et du **coût de remplacement des armatures vapeurs mercure HP** (24.083 euros [bonus]).

Les **charges nettes variables** relatives aux obligations de service public représentent 26 % du bonus relatif aux charges nettes contrôlables OSP (32.631 euros). Ce bonus provient :

- d'une diminution du coût unitaire relatif au nombre de dossiers traités qui concernent une nouvelle installation photovoltaïque ou l'extension d'une installation déjà existante (- 13,09 %) ;
- d'une diminution du coût unitaire relatif au nombre de compteurs à budget pour lesquels un rechargement a été opéré en 2024 (- 41 %) directement lié à la diminution du nombre de rechargements (- 28 %) ;
- d'une augmentation des charges nettes variables relatives au MOZA et EOC (malus) provenant d'une augmentation du coût unitaire relatif au nombre de demandes de MOZA et EOC introduites et validées par l'AIEG suite principalement à la révision à la hausse du coût horaire des prestations de l'AIEG (+14 %).

6.1.3. Détail du bonus/malus relatif aux CNF

L'écart relatif aux charges nettes liées aux immobilisations, y incluses les immobilisations propres aux obligations de service public, constitue un **bonus de 19.642 euros** (- 2,86 % du malus total).

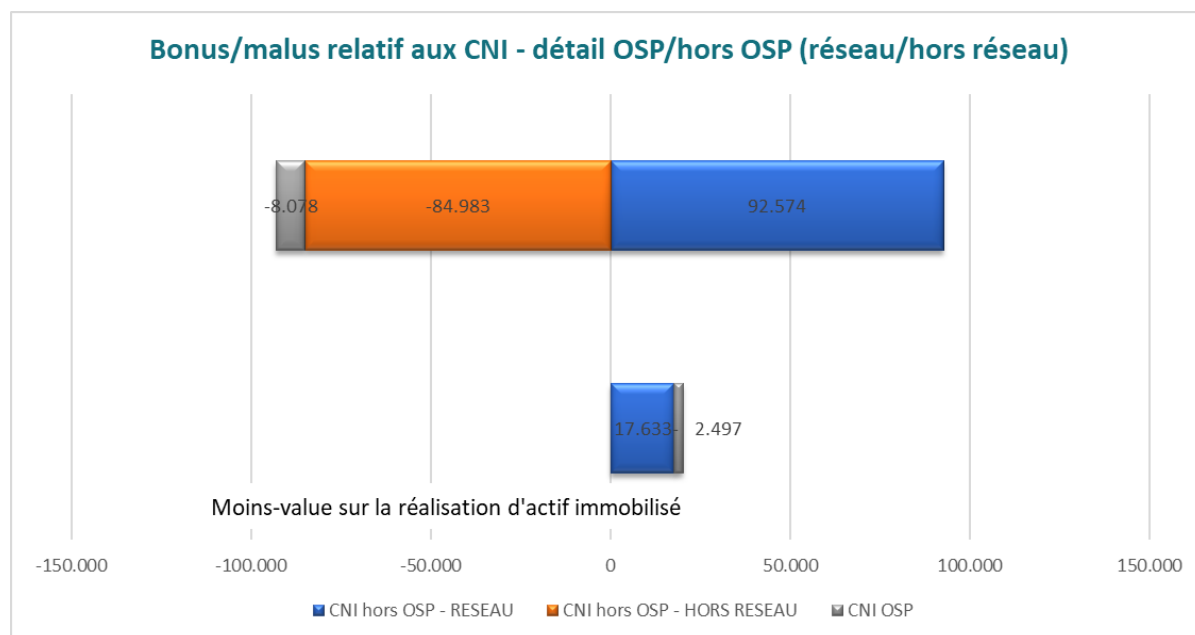
TABLEAU 3 DÉTAIL DU BONUS/MALUS RELATIF AUX CNI

	BUDGET 2024 Indexé	REALITE 2024	ECART
Charges d'amortissement des actifs régulés	1.757.508	1.772.567	-15.059
Charges d'amortissement/désaffectations relatives aux plus-values iRAB et indexation historique	122.916	100.265	22.650
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	61.295	41.166	20.129
Charges nettes liées aux immobilisations hors OSP	1.941.719	1.913.998	27.721
Gestion des compteurs à budget	97.150	7.877	89.273
Gestion des rechargements des compteurs à budget	0	0	0
Gestion de la clientèle	2.319	1.937	383
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	97.735	-97.735
Charges nettes liées aux immobilisations OSP	99.470	107.548	-8.078
Bonus/Malus relatif aux CNI	2.041.189	2.021.546	19.642

Ce bonus est constitué des écarts relatifs :

- Aux moins-values sur la réalisation d'actifs immobilisés (bonus de 20.129 euros, soit 102,48 % du bonus lié aux CNI) réalisées sur les actifs réseau hors OSP (16.405 euros) et sur les autres actifs (6.305 euros) ;
- Aux charges d'amortissements hors plus-value iRAB (malus de -23.137 euros soit -118 % du bonus liés aux CNI) ;
- Aux charges d'amortissement/désaffectation relatives aux plus-values iRAB (bonus de 22.650 euros, soit 115 % du bonus lié aux CNI) normalement constantes, mais dont les budgets 2020-2023 constituent une indexation du budget 2019⁶ et le budget 2024 est le budget 2023 indexé.

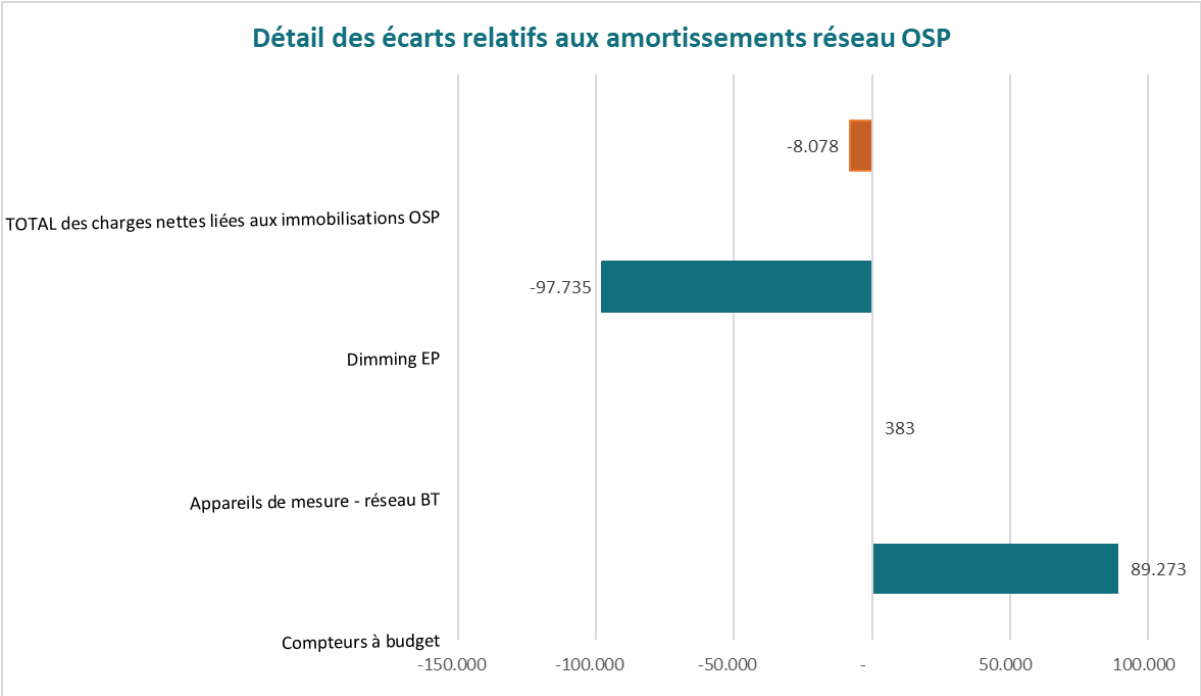
GRAPHIQUE 4 DÉTAIL DU BONUS/MALUS RELATIF AUX CNI OSP ET HORS OSP (RÉSEAU/HORS RÉSEAU)



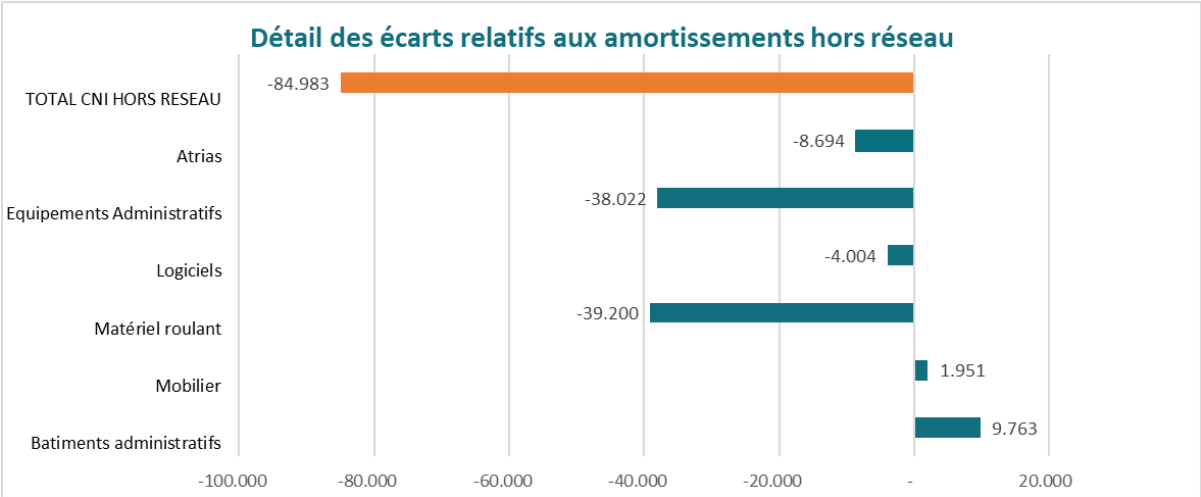
⁶ Article 48, § 2, de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2019-2023.

Le bonus 2024 provient donc d’une combinaison de bonus réalisés sur les moins-values sur la réalisation d’actif immobilisé (20.129 euros) compensés par un malus sur les charges d’amortissement (malus hors réseau et malus réseau OSP).

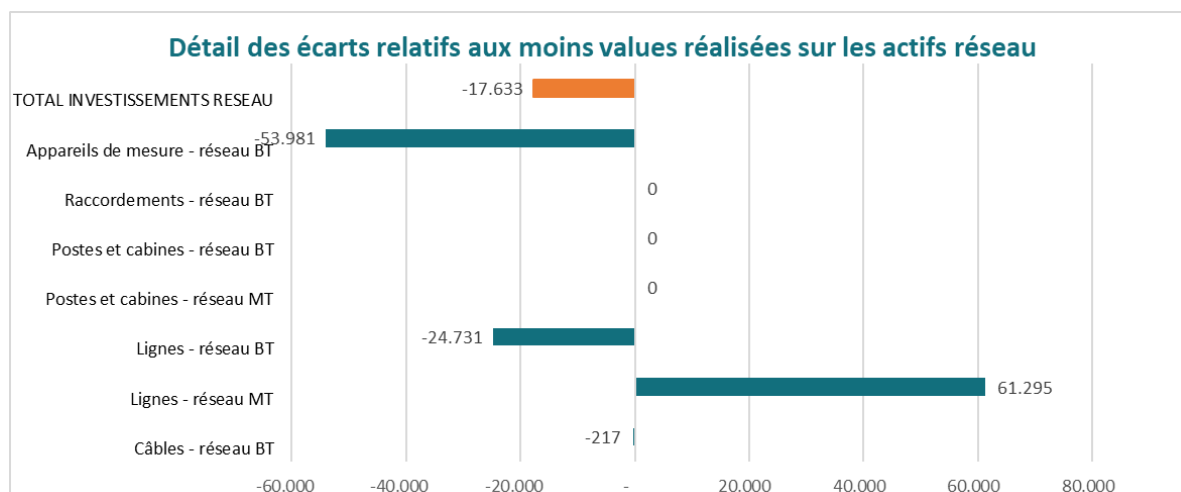
GRAPHIQUE 5 DÉTAIL DU BONUS/MALUS RELATIF AUX CHARGES D’AMORTISSEMENT RÉSEAU OSP



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



GRAPHIQUE 7 DÉTAIL DU BONUS/MALUS RELATIF AUX MOINS-VALUES RÉALISÉES SUR ACTIFS 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 108, § 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 2024 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 109, § 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 2024 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 111, § 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 2024 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 112, § 3 et 4, de la méthodologie tarifaire.

En 2024, le GRD n'a versé **aucune indemnité** aux fournisseurs pour retard de placement des compteurs à budget.

6.3. Détail du bonus/malus relatif aux projets spécifiques

Conformément à l'article 118 de la méthodologie tarifaire, pour chaque projet spécifique, l'écart entre les charges nettes fixes prévisionnelles reprises dans le revenu autorisé approuvé du gestionnaire de réseau et les charges nettes fixes réelles de l'année N constitue un « bonus » (si budget supérieur à réalité) ou un « malus » (si budget inférieur à réalité) et fait partie du résultat comptable du gestionnaire de réseau.

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.

En mars 2021, un plan financier de déploiement des compteurs communicants a été transmis par AREWAL (au nom de l'AIEG, AIESH et REW) à la CWaPE.

En octobre et novembre 2021, la CWaPE a reçu des demandes de budget relatives au déploiement des compteurs communicants de la part de l'AIEG, dont une version adaptée à la suite de l'analyse des fichiers intermédiaires de calcul des demandes budgétaires qui ont requis de la part de la CWaPE des explications et informations complémentaires. L'AIEG a transmis en date du 10 novembre 2021, une version adaptée finale de demande de budget spécifique du projet de déploiement des compteurs communicants électricité.

En date du 25 novembre 2021, dans sa Décision d'octroi de budget spécifique couvrant les charges nettes relatives au projet spécifique de déploiement des compteurs communicants électricité de l'AIEG (décision référencée CD-21k25-CWaPE-0595), la CWaPE a approuvé le montant des charges nettes relatives au projet de déploiement des compteurs intelligents électricité pour la période régulatoire 2019-2023 issues de la demande de budget spécifique du 10 novembre 2021 qui s'élève à **1.275.560 euros**. Le détail de ce montant est repris au tableau 4 ci-dessous et impacte la période 2022-2023.

TABEAU 4 CHARGES NETTES RELATIVES AU PROJET DE DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS INTELLIGENTS ÉLECTRICITÉ ISSUES DE LA DEMANDE DE BUDGET SPÉCIFIQUE DU 10 NOVEMBRE 2021

CHARGES NETTES RELATIVES AU PROJET DEPLOIEMENT COMPTEURS COMMUNICANTS - ELECTRICITE						
	B 2019	B 2020	B 2021	B 2022	B 2023	B2019-2023
CNI réseau additionnelles	0	0	0	132.599	169.459	302.058
CNI IT additionnelles	0	0	0	34.052	35.035	69.087
Charges opérationnelles IT	0	0	0	255.186	72.202	327.388
Charges opérationnelles hors IT	0	0	0	81.710	75.174	156.884
Charges opérationnelles Atrias	0	0	0	291.602	291.602	583.204
Produits/Gains OPEX MOZA/EOC	0	0	0	0	0	0
Produits/Gains OPEX compteurs à budget	0	0	0	0	0	0
Produits/Gains relève périodique et non périodiques	0	0	0	-53.950	-109.110	-163.060
TOTAL CHARGES PROJET COMPTEURS COMMUNICANTS	0	0	0	741.198	534.362	1.275.560

En date du 19 décembre 2022, la CWaPE a approuvé la demande de révision du revenu autorisé 2023 de l'AIEG (décision CD-22l19-CwaPE-0713) augmentant ainsi le revenu autorisé 2023 de 1.091.799,10 euros. Cette augmentation est constituée :

- D'une part, de l'indexation du revenu autorisé 2023 d'un montant de 557.437 euros ; et

- D'autre part, de l'intégration de la créance tarifaire pour les projets spécifiques dont le montant de 534.362 euros avait été approuvé mais non intégré dans les tarifs (décision CD-21k25-CwaPE-0595).

En date du 12 octobre 2023, la CWaPE a approuvé la proposition de revenu autorisé électricité 2024 et la proposition de tarifs périodiques d'électricité 2024 de l'AIEG. Ces propositions prévoient notamment d'affecter les montants résiduels de 637.780,07 euros du budget spécifique (50 % du montant approuvé) aux tarifs de distribution de l'année 2024.

Par conséquent, la totalité des budgets spécifiques approuvés par la CWaPE sont d'ores et déjà répercutés dans les tarifs de l'AIEG contrairement à ce qui avait été initialement convenu⁷.

Selon la méthodologie tarifaire 2024, le budget 2024 relatif au déploiement des compteurs communicants est le budget 2023 sans indexation ex post. Le calcul des écarts 2024 contiendra donc uniquement les écarts tels que prévus par la méthodologie tarifaire, à savoir les écarts entre les coûts budgétés et les coûts réels.

L'écart entre le budget et la réalité relatif aux projets spécifiques est de -8.748 euros. Cet écart est composé d'un solde régulateur de -111.461 euros et d'un bonus de 102.713 euros. Le bonus s'explique par un écart important des charges nettes fixes supérieures au budget compensé par un bonus lié à un effet prix (coût unitaire des compteurs placés annuellement et cumulé).

TABLEAU 5 DÉTAIL DU BONUS/MALUS RELATIF AUX PROJETS SPÉCIFIQUES

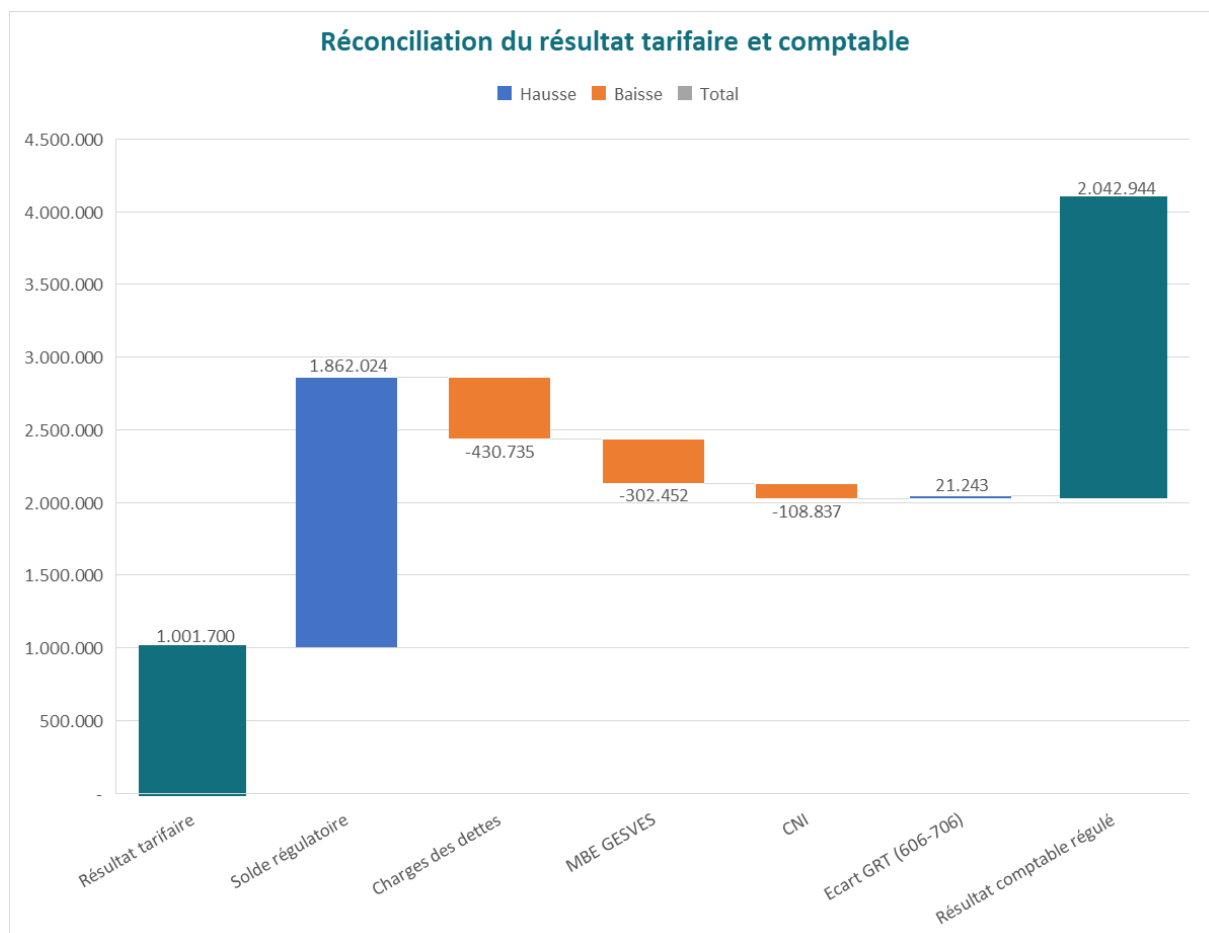
	BUDGET	REALITE	ECART BUDGET - REALITE	SOLDE REGULATEUR	BONUS/MALUS
Charges nettes variables fonction du nombre de compteurs cumulés	87.706	15.999,39	71.707	-20.405	
Charges nettes variables fonction du nombre de compteurs annuels	155.299	118.136	37.163	-91.056	
Nombre compteurs intelligents placés	1.697	2.692			
BAU	1.697	2.692			
hors BAU					
Nombre cumulé compteurs intelligents hors BAU placés	3.387	4.175			
Coût unitaire fonction du nombre de compteurs cumulés	25,89	3,83	22,06		92.112
Coût unitaire fonction du nombre de compteurs annuels	91,51	43,88	47,63		128.219
Charges nettes fixes	291.357	408.975	-117.618		-117.618
TOTAL	534.362	543.110	-8.748	-111.461	102.713
				0	0

⁷ Décision CD-21k25-CWaPE-0595 : « Considérant que d'un commun accord, il a été décidé de ne pas réviser les tarifs de l'AIEG, la répercussion des budgets spécifiques relatifs au déploiement des compteurs communicants se règlera à travers le solde sur les recettes issues des tarifs 2022 et 2023 en tenant également compte des soldes liés aux écarts entre les volumes de compteurs budgétés et les volumes de compteur réellement placés. »

7. RÉSULTAT ANNUEL

Pour l'année 2024, le résultat tarifaire, c'est-à-dire la différence entre les produits et les charges déterminés selon la méthodologie tarifaire 2024, s'élève à **1.001.700 euros**. Le résultat comptable, calculé pour l'activité régulée du gestionnaire de réseau s'élève, quant à lui, à **2.042.944 euros**. L'écart entre ces deux montants est ventilé dans le graphique ci-dessous.

GRAPHIQUE 8 RÉCONCILIATION DU RÉSULTAT TARIFAIRE ET COMPTABLE



Le résultat tarifaire de l'année 2024 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 **2.161.706 euros** au 31 décembre 2024, à savoir :

TABLEAU 6 DÉTAIL DE LA MARGE BÉNÉFICIAIRE ÉQUITABLE

Année 2024	
Coûts des fonds propres	1.198.882
Coût des dettes	660.372
MBE Gesves	302.452
Marge bénéficiaire équitable	2.161.706

La marge bénéficiaire équitable intègre la partie relative aux actifs liés au déploiement des compteurs communicants pour un montant de 44.437 euros au 31 décembre 2024.

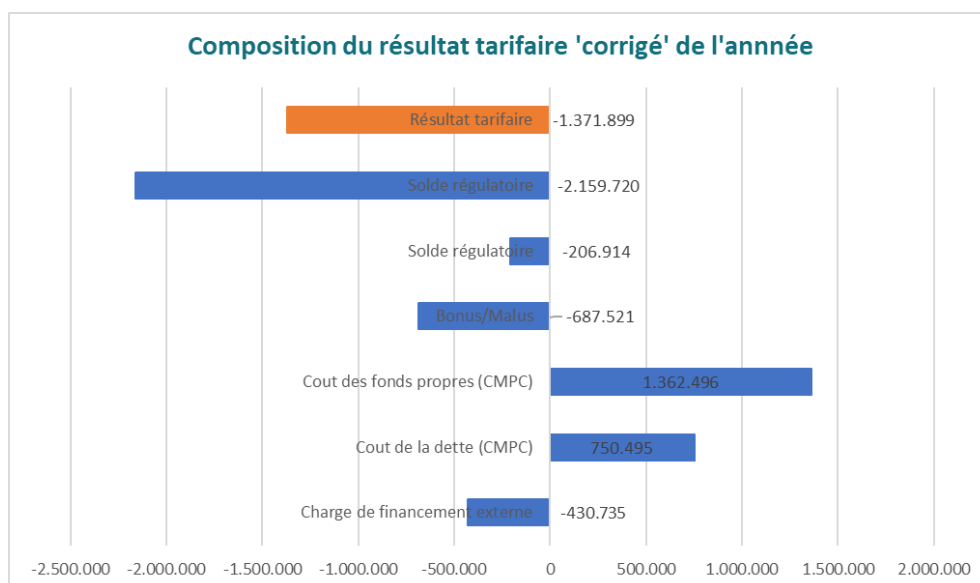
Pour rappel, en vertu d'un protocole d'accord signé en date du 31 janvier 2005, la commune de Gesves, IDEG et Electrabel se sont engagées à apporter en usage à AIEG qui a accepté, les installations de distribution d'électricité de la commune de Gesves dont elles sont propriétaires. AIEG s'est engagé 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 **302.452 euros** pour l'exercice d'exploitation 2024.

Le capital investi est constitué tant des fonds propres que des financements externes du gestionnaire de réseau de distribution. Pour l'année 2024, les financements externes (principalement des emprunts bancaires ou obligataires) ont coûté **430.735 euros** au gestionnaire de réseau.

Il reste, par conséquent, un montant de **1.730.971 euros** pour la rémunération des fonds propres de l'activité régulée.

Le montant moyen des fonds propres régulés de l'année 2024 est de 35.801.256 euros. On peut en déduire que le taux de rendement des fonds propres du gestionnaire de réseau pour l'année 2024 est de **4,83 %**, selon les règles de la méthodologie tarifaire 2024 et en déduisant les charges financières réelles de l'année de 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 687.521 euros, ce qui porte le taux de rendement réel des fonds propres régulés à **2.91 %**.

GRAPHIQUE 9 COMPOSITION DU RÉSULTAT TARIFAIRE



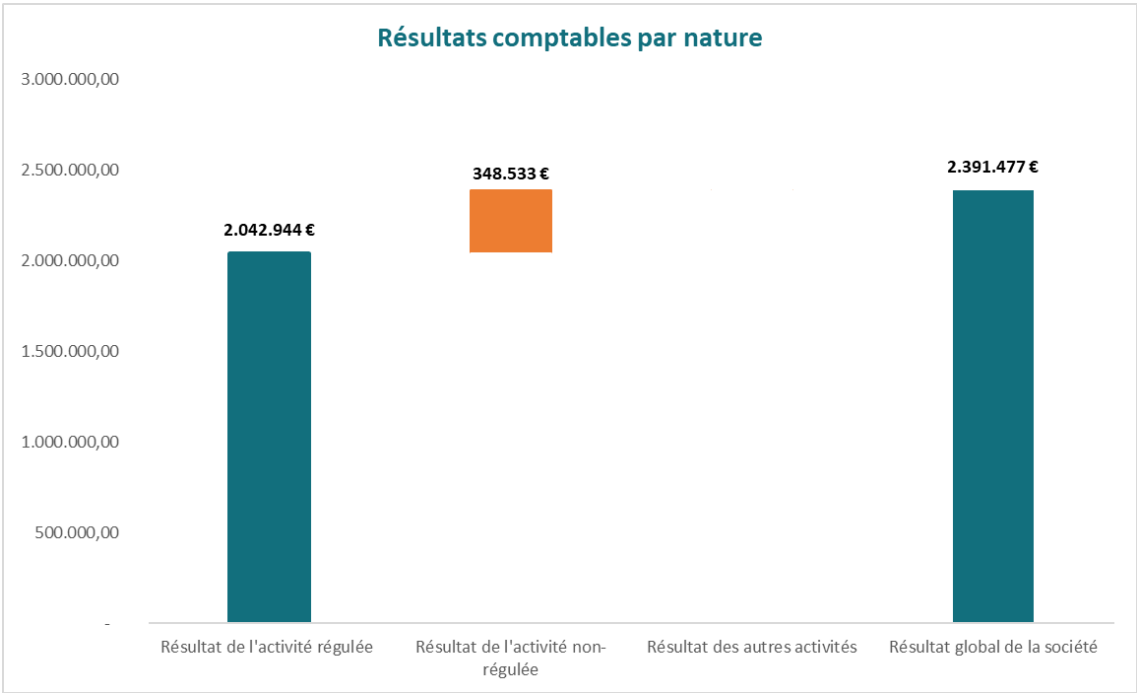
Les **activités non-régulées** du gestionnaire de réseau ont généré un gain de + 348.533 euros.

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 **2.391.477 euros**.

Le graphique ci-dessous illustre ces différents résultats.

GRAPHIQUE 10 RÉSULTATS COMPTABLES PAR NATURE



Le bénéfice global de l’année 2024, augmenté d’un montant de 175.509 euros prélevé sur les réserves immunisées a permis au gestionnaire de réseau de verser des dividendes pour un montant **global de 890.998 euros**. Le *payout ratio* s’élève par conséquent à **37,26 % à la suite des prélèvements sur les réserves**.

TABEAU 7 RÉSULTAT, DIVIDENDES ET PAYOUT RATIO

Année 2024	Sans B1 et rétribution réseau	Parts B1 & rétribution réseau inclus
Résultat de l'activité régulée	2.042.944	
Résultat de l'activité non-régulée	348.533	
Résultat des autres activités	-	
Résultat global de la société	2.391.477	
Prélèvements sur les réserves	175.509	
Transfert aux réserves immunisées	1.500.478	
Dividendes versés	407.206	890.998
Payout ratio	17,03%	37,26%

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

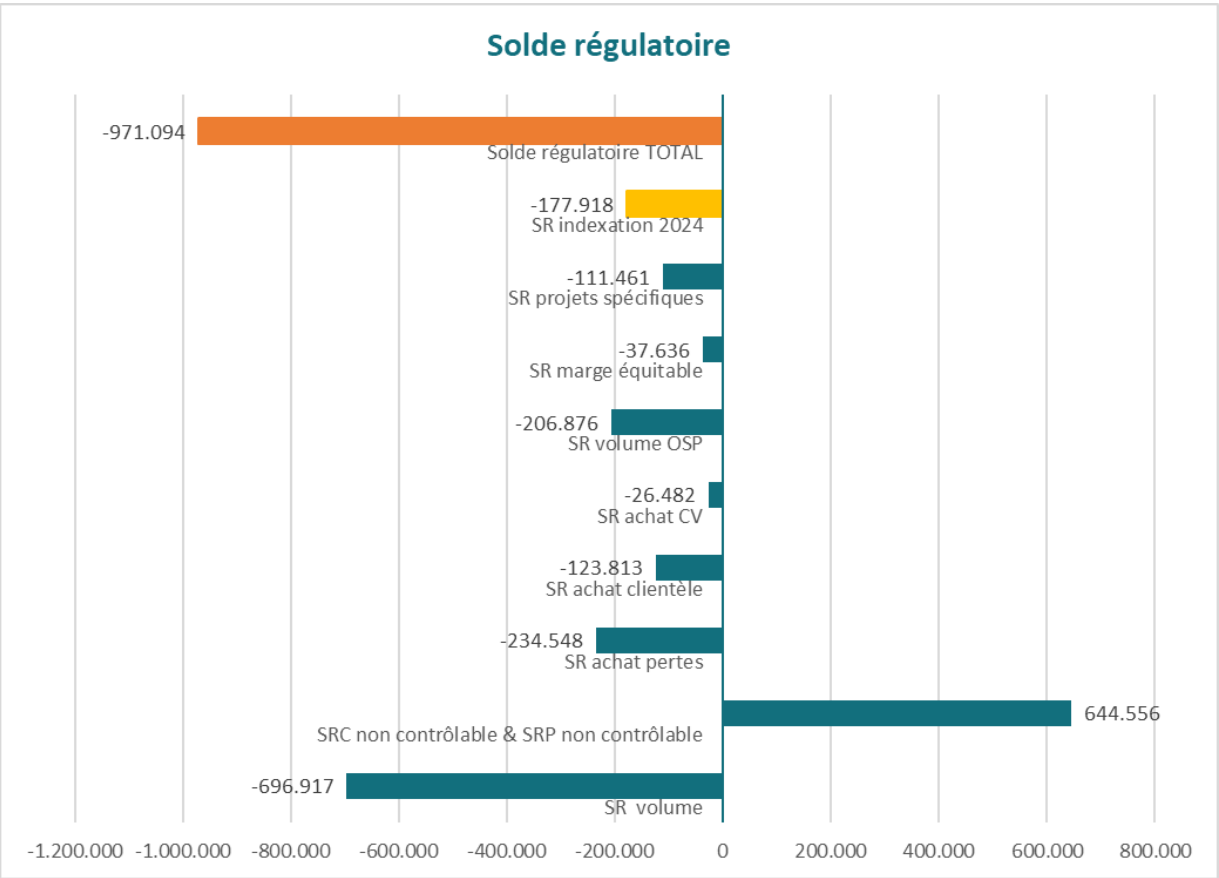
L’article 126 de la méthodologie tarifaire 2024 détermine, pour chaque année de la période régulatoire, le solde régulatoire annuel total de distribution électricité selon la formule suivante :

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

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 -971.094 euros** est un actif régulatoire (créance tarifaire) à l’égard des utilisateurs de réseau dans leur ensemble.

GRAPHIQUE 11 SOLDE RÉGULATOIRE



8.1. Détail du solde régulateur relatif aux produits issus des tarifs périodiques (SR_{volume})

Le solde régulateur relatif aux **produits issus des tarifs périodiques** de distribution (SR_{volume}) est défini à l'article 106 de la méthodologie tarifaire 2024 et est constitué des éléments suivants :

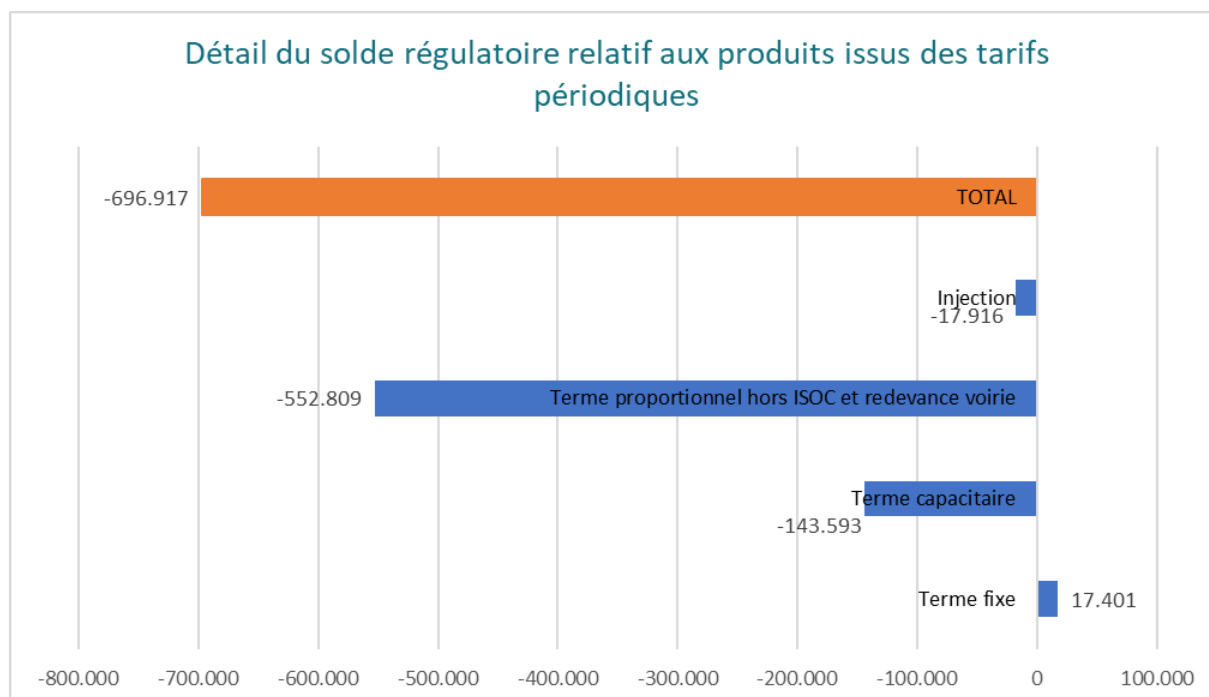
TABEAU 8 DÉTAIL DU SOLDE RÉGULATEUR RELATIF AUX PRODUITS ISSUS DES TARIFS PÉRIODIQUES

Chiffre d'affaires (signe négatif)	BUDGET	REALITE	ECART	SOLDE REGULATEUR
Chiffre d'affaires - Tarif OSP	-804.126	-758.675	-45.451	-45.451
Chiffre d'affaires - Redevance de voirie	-611.805	-571.350	-40.455	-40.455
Chiffre d'affaires - Tarif impôt des sociétés	-682.133	-637.022	-45.110	-45.110
Chiffre d'affaires - Autres impôts et surcharges	0	0	0	0
Chiffre d'affaires - Tarif soldes régulatoires	-496.860	-451.245	-45.615	-45.615
Chiffre d'affaires - Dépassement forfait d'énergie réactive	-324	-17.582	17.257	17.257
Chiffre d'affaires - Tarif injection	-22.277	-4.361	-17.916	-17.916
Chiffre d'affaires - Tarif périodique de distribution	-8.857.668	-8.252.475	-605.193	-605.193
TOTAL SR_{volume}	-11.475.193	-10.692.710	-782.482	-782.482
TOTAL SR_{volume} - sans Redevance voirie, ni impôts des sociétés	-10.181.255	-9.484.338	-696.917	-696.917

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 **- 696.917 euros**, soit une diminution de l'ordre de 6,85 % par rapport aux montants budgétés.

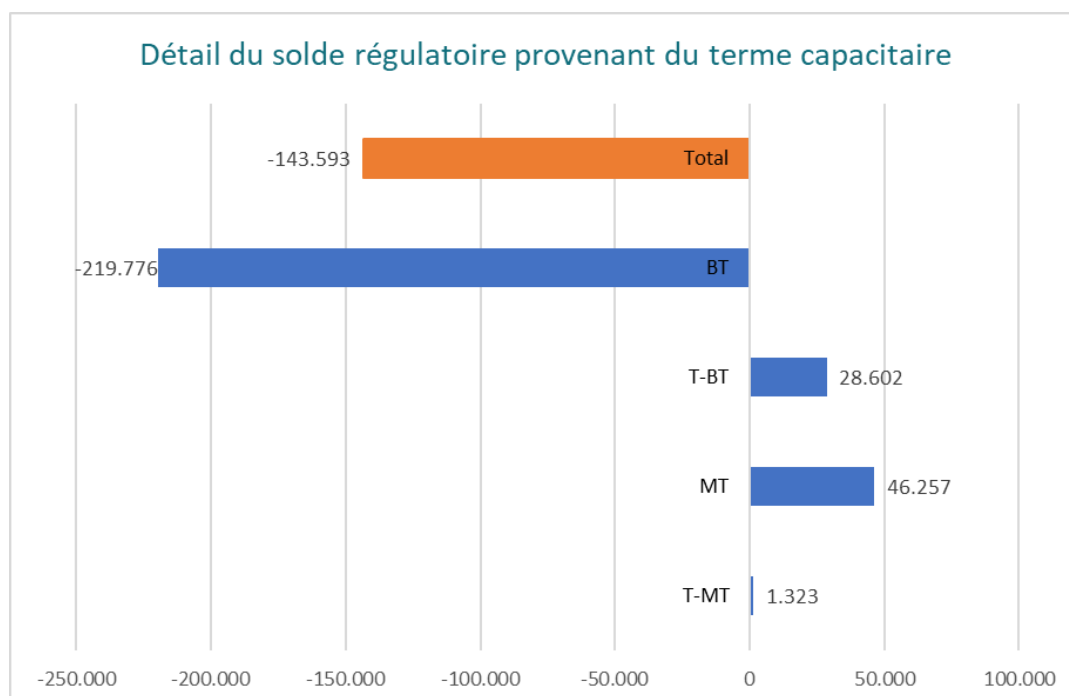
Cette diminution s'explique majoritairement par une **diminution des recettes provenant du terme capacitaire** (-143.593 euros, soit 20,6 % du solde) et par une **diminution des recettes provenant du terme proportionnel** (- 552.809 euros, soit 79,32 % du solde).

GRAPHIQUE 12 DÉTAIL DU SOLDE RÉGULATOIRE RELATIF AUX PRODUITS ISSUS DES TARIFS PÉRIODIQUES



La baisse des recettes capacitaires (-143.593 euros) s'explique principalement par la **diminution des recettes capacitaires du niveau BT par rapport aux recettes budgétées** (-219.776 euros (soit 153,05 % du solde capacitaire)).

GRAPHIQUE 13 DÉTAIL DU SOLDE RÉGULATOIRE RELATIF AU TERME CAPACITAIRE

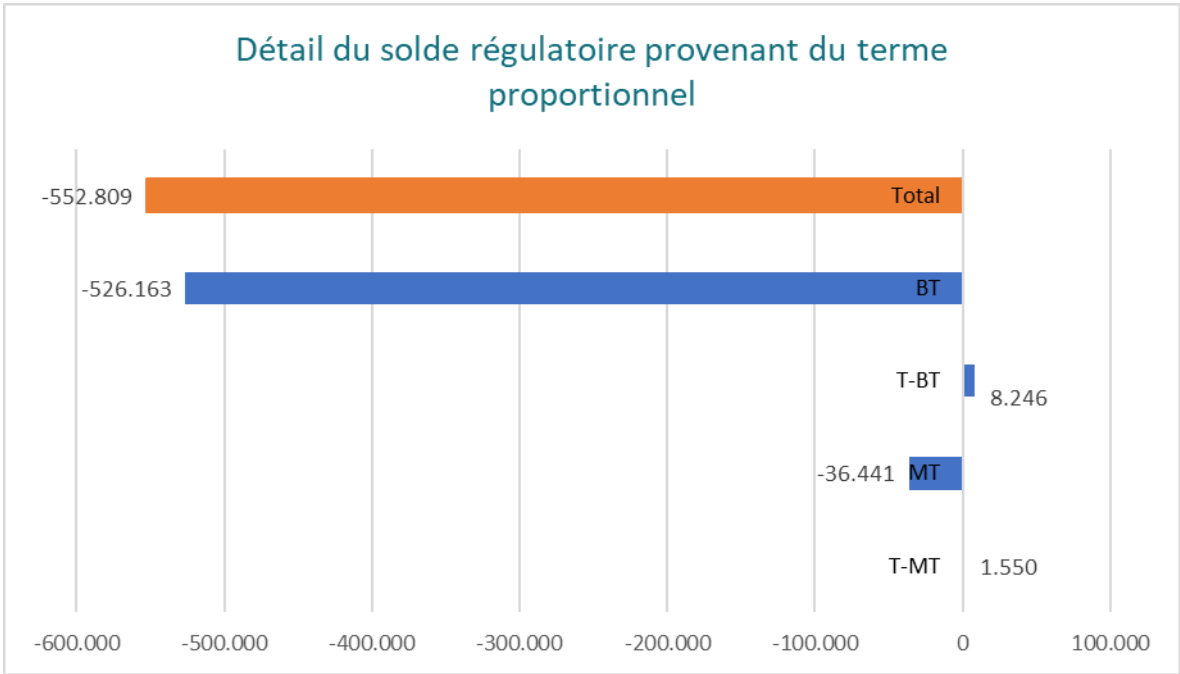


La diminution des recettes proportionnelles provient de la baisse des recettes :

- du niveau BT (- 526.163 euros, soit 95,18 %) ;
- du niveau T-BT (+8.246 euros, soit -1,49 %) ; et
- du niveau MT (- 36.441 euros, soit 6,59 %).

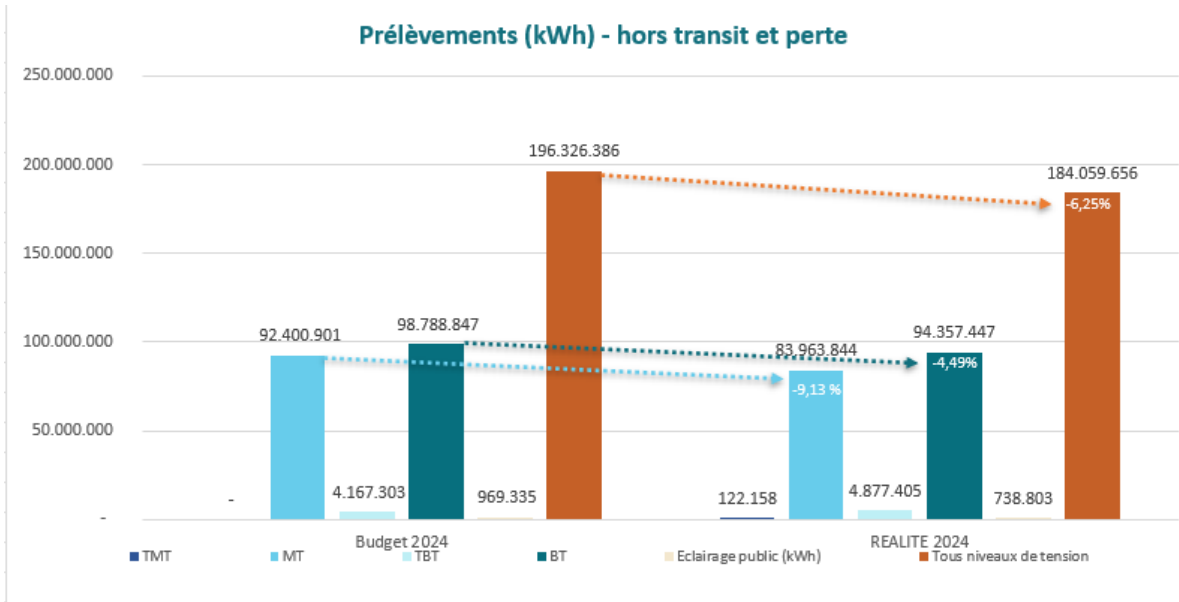
Ces diminutions s’expliquent par une **baisse des volumes prélevés** (cf. ci-dessous) sur ces niveaux de tension.

GRAPHIQUE 14 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 2024, par niveau de tension.

GRAPHIQUE 15 VOLUMES DE PRÉLÈVEMENTS BUDGÉTÉS ET RÉELS 2024 (HORS TRANSIT ET PERTE)



Les principales variations entre les volumes de prélèvement budgétés et les volumes de prélèvement réels pour l'exercice 2024 proviennent de :

- **Pour le niveau de tension T-MT** : Pour rappel, dans le cadre de la proposition tarifaire 2024, l'AIEG n'avait pas rapporté de volume de prélèvement sur ce niveau de tension. En effet, aucun client n'y était raccordé. Toutefois, comme indiqué lors de la détermination des tarifs 2024, depuis la mise en service des 6 éoliennes de Gesves⁸, une très faible consommation apparaît sur ce niveau de tension.
- **Pour le niveau de tension MT (- 9,13 %)** : Les volumes de prélèvement avaient été estimés sur la base des volumes réellement prélevés en 2016 et ne tenaient pas compte des différentes baisses de volumes qui sont liées en MT à la diminution des volumes prélevés de clients sur ce niveau de tension et au développement d'installations de production photovoltaïque.
- **Pour le niveau de tension T-BT (+ 17,04 %)** : Les volumes de prélèvement avaient été estimés sur la base des volumes réellement prélevés en 2016 et ne tenaient pas compte de l'arrivée de nouveaux clients sur le niveau de tension T-BT en 2024.
- **Pour le niveau de tension BT (- 4,49 %)** : Les volumes de prélèvement avaient été estimés sur la base des volumes réellement prélevés en 2016 et ne tenaient pas compte de l'installation massive de panneaux photovoltaïques avec comme corollaire une réduction de la consommation.
- **Pour l'éclairage public (- 23,78 %)** : 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 la base des volumes réellement prélevés en 2016. La diminution des volumes prélevés s'explique par le remplacement des points lumineux par une nouvelle technologie LED couplée à du dimming.

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})

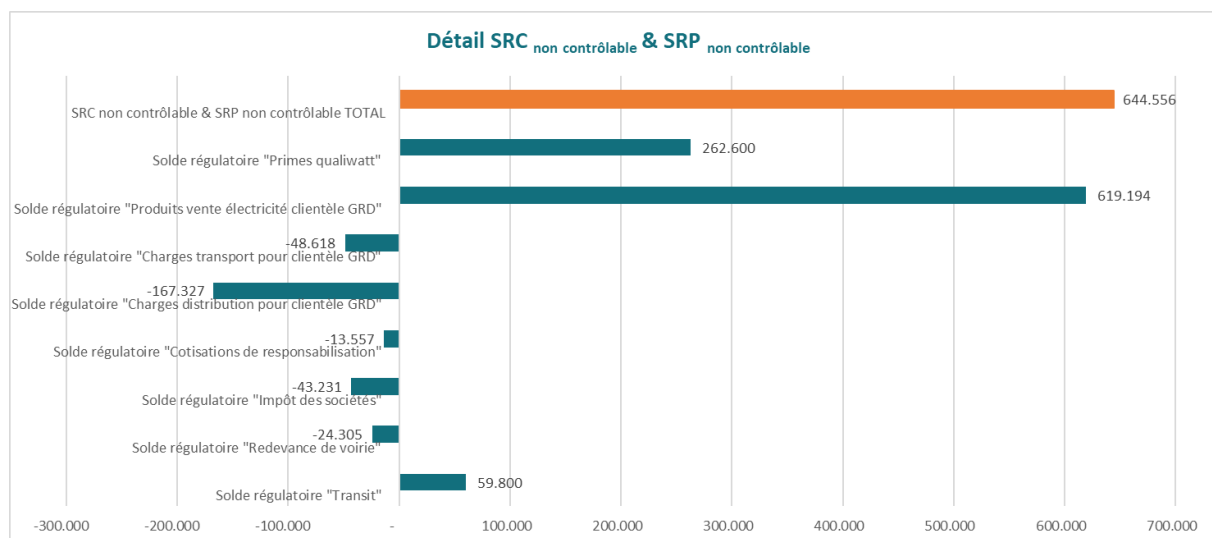
Le solde régulateur relatif aux **charges opérationnelles non-contrôlables (SRC_{non-contrôlables})**, à l'exception des soldes relatifs à l'achat d'électricité destinée à la couverture des pertes et à l'alimentation de la clientèle propre, aux achats de certificats verts et aux indemnités de retard de placement de compteur à budget (CàB), est défini à l'article 107 de la méthodologie tarifaire.

Le solde régulateur relatif aux **produits opérationnels non-contrôlables (SRP_{non-contrôlables})** est défini à l'article 113 de la méthodologie tarifaire.

Le solde relatif aux charges opérationnelles non-contrôlables et aux produits opérationnels non-contrôlables s'élève à **+ 644.556 euros** pour l'année 2024. Le graphique ci-dessous détaille le SRC_{non-contrôlables} et le SRP_{non-contrôlables} :

⁸ 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).

GRAPHIQUE 16 DÉTAIL SOLDE RÉGULATOIRE SRC NON CONTRÔLABLES & SRP NON CONTRÔLABLES



Le solde relatif aux charges opérationnelles non-contrôlables et aux produits opérationnels non-contrôlables s'explique notamment par :

- 1° La fin des primes « Qualiwatt » versées aux utilisateurs de réseau (+262.600 euros, soit 40,74 % du solde relatif aux produits opérationnels non-contrôlables) ;
- 2° Les produits issus de la facturation de la fourniture d'électricité à la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution ainsi que le montant de la compensation versée par la CREG (+619.194 euros, soit 96,07 % du solde relatif aux produits opérationnels non-contrôlables) qui augmentent fortement à la suite de la hausse du prix unitaire moyen de l'énergie (+ 144 %) ;
- 3° Les charges de distribution supportées par le GRD pour l'alimentation de clientèle propre (- 167.327 euros, soit - 25,96 % du solde relatif aux produits opérationnels non-contrôlables) ;
- 4° L'AIEG étant en bénéfice en 2024, l'impôt sur les sociétés atteint un montant de 43.231€.

8.2.2. Détail du solde régulateur relatif à la charge d'achat d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau électriques ($SR_{achat\ pertes}$)

L'écart relatif à la **charge d'achat d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau électriques ($SR_{achat\ pertes}$)** est défini à l'article 108, § 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 2024 étant situé à l'intérieur du couloir de prix autorisé, l'écart est intégralement à charge des utilisateurs de réseau et s'élève à - **234.548 euros**.

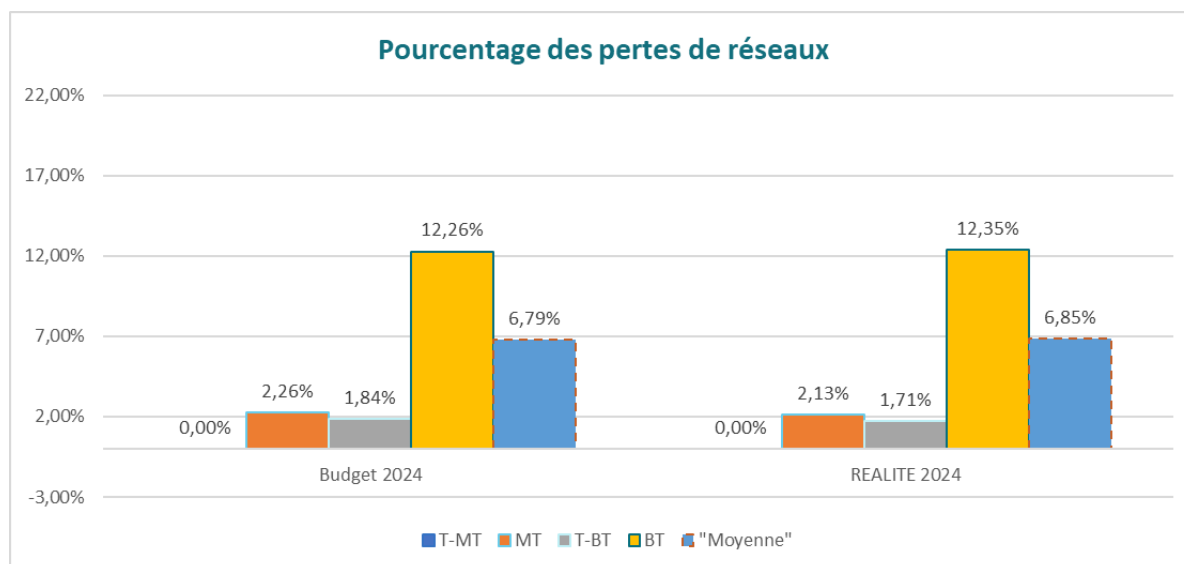
Cet écart s'explique par la combinaison :

- D'une part, d'une **très nette augmentation du prix unitaire moyen d'achat d'électricité** par rapport à celui budgété (+ 219 %). 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 augmentation **des volumes de pertes** (+ 21 %) par rapport aux volumes budgétés.

Le graphique suivant montre l'écart entre les volumes de pertes budgétés et réels de l'année 2024, par niveau de tension.

En ce qui concerne le champ photovoltaïque rapporté dans les actifs régulés de l'AIEG, la CWaPE a confirmé qu'elle n'acceptait pas de refacturation interne des coûts contrôlables vers les coûts non contrôlables. En effet, selon la CWaPE, il n'existe pas de "fournisseur commercial AIEG " avec une personnalité juridique distincte de celle du GRD.

GRAPHIQUE 17 ÉCART ENTRE LES VOLUMES DE PERTE BUDGÉTÉS ET RÉELS



Les pertes en réseau représentent en moyenne 6,85 % de l'électricité totale distribuée sur le réseau (transit et éclairage public inclus). Les pertes relatives au niveau BT représentent 86,1 % des volumes de pertes en 2024.

Sur la base des volumes de prélèvements réel 2024, les pourcentages de perte par niveau de tension sont estimés à 0 % des volumes prélevés pour le niveau T-MT, à 2,13 % pour le niveau MT et à 1,71 % 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_{achat clientèle})

L'écart relatif à la **charge d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre (SR_{achat clientèle})** est défini à l'article 109, § 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 2024 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 **-123.813 euros**.

Cet écart s'explique par la combinaison :

- D'une part, d'une **nette augmentation du prix unitaire moyen d'achat d'électricité (+ 87 %)**. 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 **légère hausse des volumes d'achat pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD (+ 35 %)** par rapport aux volumes budgétés.

8.2.4. Détail du solde régulateur relatif à la charge d'achat des certificats verts (SR_{achat cv})

L'écart relatif aux **charges d'achat des certificats (SR_{achat cv})** est défini à l'article 111, § 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 2024 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 **+ 26.482 euros**.

Cet écart s'explique exclusivement par une nette **augmentation du nombre de certificats verts (105 %)**.

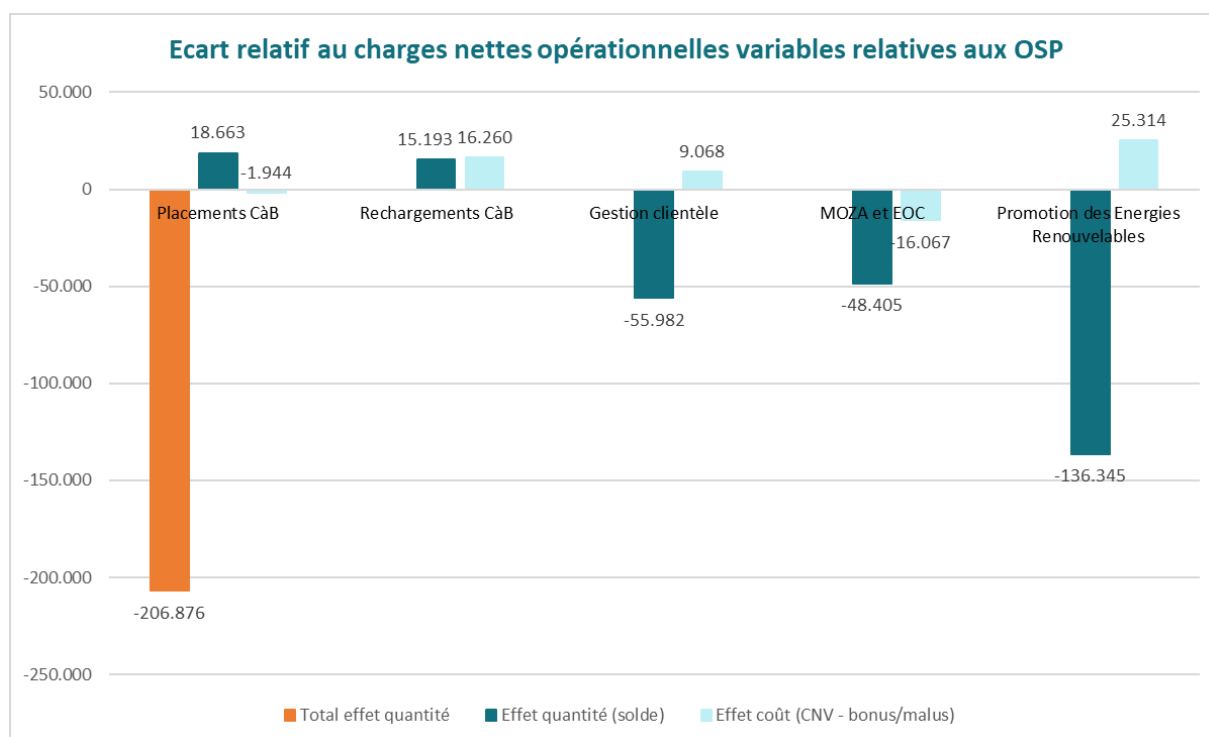
8.2.5. Détail du solde relatif aux indemnités versées aux fournisseurs commerciaux en cas de retard de placement des compteurs à budget (SR_{indemnité placement CàB})

Aucun écart n'est rapporté au titre **d'indemnités versées aux fournisseurs en cas de retard de placement des compteurs à budget (SR_{indemnité placement CàB})** pour l'année 2024.

8.3. Détail du solde relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables variables relatives aux obligations de service public (SR_{volume OSP})

L'écart relatif aux **charges nettes opérationnelles contrôlables variables relatives aux obligations de service public (SR_{volume OSP})** est défini à l'article 115, §§ 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 **- 206.876 euros constituant une créance** tarifaire envers les utilisateurs de réseau.

GRAPHIQUE 18 DÉTAIL DE L'ÉCART RELATIF AUX CHARGES NETTES OPÉRATIONNELLES CONTROLABLES VARIABLES RELATIVES AUX OBLIGATIONS DE SERVICE PUBLIC



L'écart relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables variables relatives aux obligations de service public s'explique principalement par :

- Un nombre de clients alimentés qui a été mal estimé lors de l'élaboration des budgets 2023, ce qui se répercute également sur 2024, et qui est largement supérieur en 2024 (+ 52 %) étant donné la situation macroéconomique ;
- Un nombre de MOZA et EOC qui a été mal estimé lors de l'élaboration des budgets 2023, ce qui se répercute également sur 2024, et qui est largement supérieur en 2024 (+ 75 %) ; en effet le nombre de MOZA est en nette augmentation et fluctue en fonction des déménagements et des problèmes de reprises de contrats connus dans le CMS Atrias ;
- Un nombre de dossiers « qualiwatt » et « solwatt » en très forte augmentation en 2024 et largement supérieur à la variable budgétée (+ 238 %) notamment suite à l'augmentation du nombre d'installations photovoltaïques et au fait que la variable rapportée recouvre l'ensemble des dossiers panneaux photovoltaïques (y inclus les nouveaux dossiers hors primes).

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 01.01.2024 à **44.562.229 euros** et au 31.12.2024 à **44.992.006 euros sans tenir compte des actifs relatifs au déploiement des compteurs communicants (projet spécifique)**.

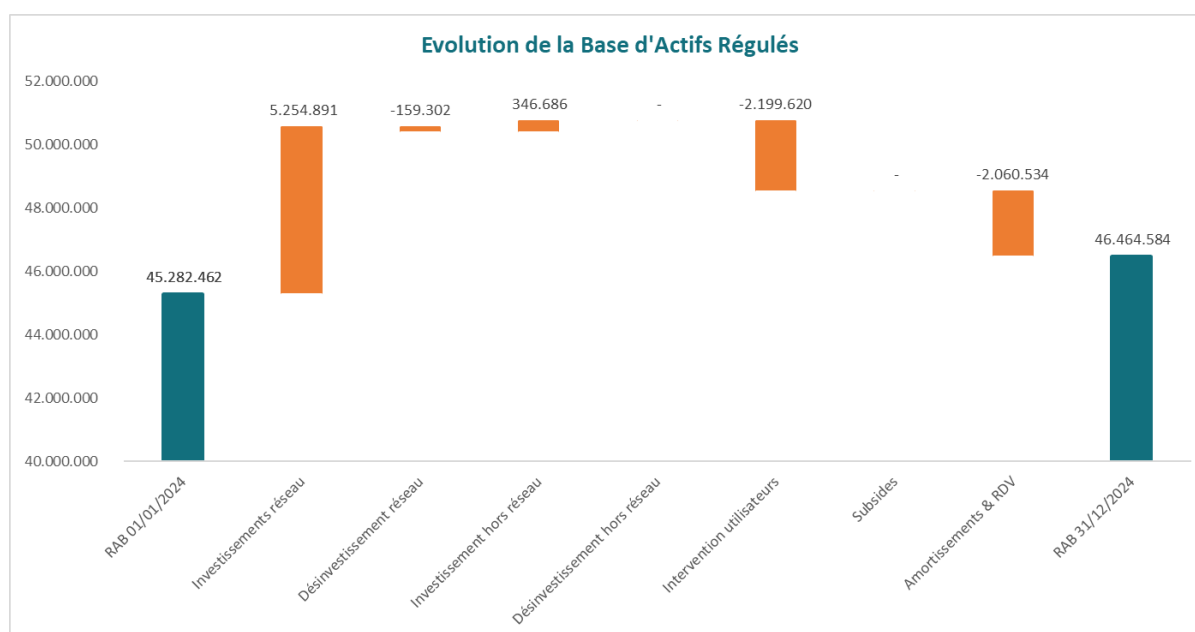
Sur la base des données rapportées, le gestionnaire de réseau de distribution a valorisé l'actif régulé relatif au **déploiement des compteurs** communicants (projet spécifique) au 01.01.2024 à **720.223 euros** et au 31.12.2024 à **1.472.578 euros**.

Sur la base des données rapportées, le gestionnaire de réseau de distribution a valorisé l'actif régulé 'total' au 01.01.2024 à **45.282.462 euros** et au 31.12.2024 à **46.464.584 euros**.

La valeur de la Base d'Actifs Régulés (Regulated Asset Base ou RAB) a été calculée par le gestionnaire de réseau conformément à la méthodologie tarifaire. La valeur moyenne de la RAB réelle de l'année 2024 (y inclus les actifs relatifs au déploiement des compteurs communicants), calculée conformément à l'article 20 de la méthodologie, s'élève à **45.873.523,21 euros**. La valeur moyenne de la RAB budgétée pour l'année 2024, s'élevait, quant à elle, à **45.996.913,98 euros**.

Le graphique ci-dessous reprend l'évolution de l'actif régulé au regard des dispositions visées à l'article 22 de la méthodologie tarifaire 2024.

GRAPHIQUE 19 ÉVOLUTION DE LA BASE D'ACTIFS RÉGULÉS

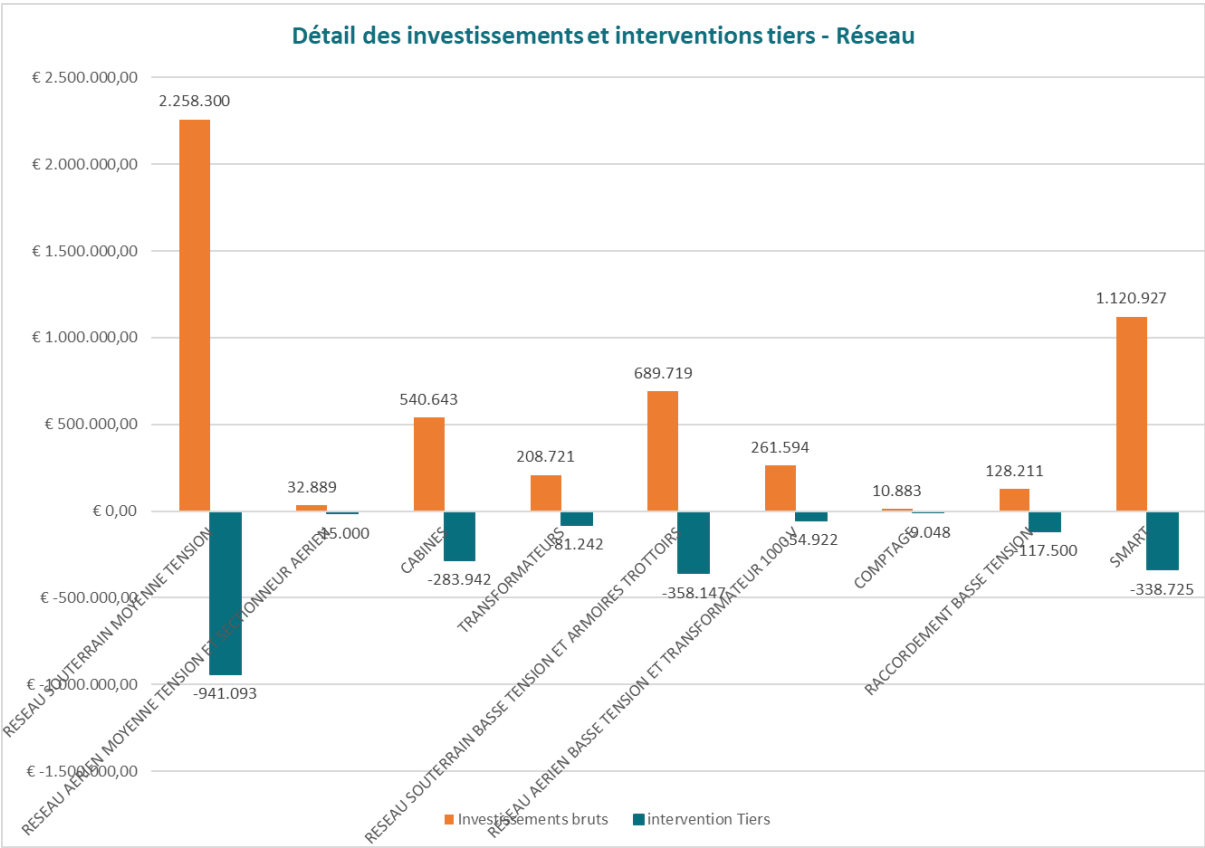


Les investissements réseau de l'année 2024 ont été réconciliés au plan d'adaptation 2025-2029.

Les investissements réseau bruts réels sont relativement proches des investissements bruts budgétés (+ 255.831 euros, + 5%). Par contre, les interventions tiers budgétées sont largement inférieures aux interventions tiers réelles (1.073.6220 euros, - 95 %). Notons la difficulté des gestionnaires de réseau de distribution de projeter des investissements et surtout des interventions tiers sur de longues périodes qui explique les budgets mal calibrés.

Ces investissements, ainsi que les interventions tiers⁹ y afférentes, sont répartis selon le graphique ci-dessous.

GRAPHIQUE 20 DÉTAIL DES INVESTISSEMENTS ET INTERVENTIONS TIERS - RÉSEAU



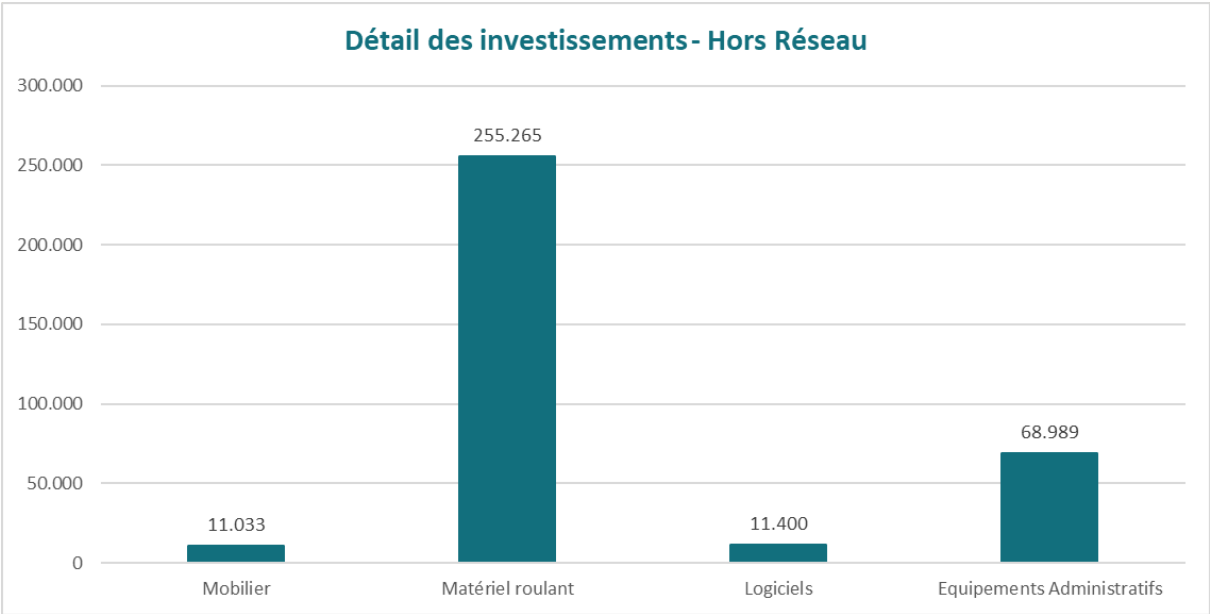
Les investissements **hors réseau** concernent majoritairement :

- Du matériel roulant (255.265 euros) avec l’achat de véhicules électriques ;
- Des équipements administratifs (68.989 euros).

Les investissements **hors réseau** sont répartis selon le graphique suivant :

⁹ Il peut y avoir un décalage entre l’intervention tiers et l’investissement expliquant que les interventions tiers sont supérieurs aux investissements.

GRAPHIQUE 21 DÉTAIL DES INVESTISSEMENTS – HORS RÉSEAU



Le pourcentage de rendement autorisé calculé conformément à l'article 27 de la méthodologie tarifaire 2024 est fixé *ex ante* pour la période 2024 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 1.795.006 euros pour la RAB hors investissements relatifs au projet spécifique, auquel il faut ajouter un montant de 21.464 euros pour les investissements relatifs au projet spécifique et 296.522 euros au titre de marge bénéficiaire équitable pour le réseau de Gesves, soit une marge bénéficiaire équitable totale de 2.112.992 euros (cf. point 7 ci-dessus).

Le solde régulateur relatif à la marge bénéficiaire équitable est défini à l'article 117 de la méthodologie tarifaire. Pour l'année 2024, il s'élève à **11.079 euros** et constitue une **dette tarifaire** à l'égard des utilisateurs du réseau.

TABEAU 9 ÉVOLUTION RAB BUDGÉTÉE ET RÉELLE & IMPACT SUR LE SOLDE RÉGULATOIRE

	RAB moyenne budgétée - 2024	RAB moyenne réelle - 2024	ECART BUDGET 2024- REALITE 2024	
Base d'actifs régulés	45.375.353	45.873.523	498.170	
MBE hors Gesves	1.839.063	1.859.254	-20.191	
Gesves	285.007	302.452	-17.445	
MBE Totale	2.124.070	2.161.706	- 37.636	Solde régulateur

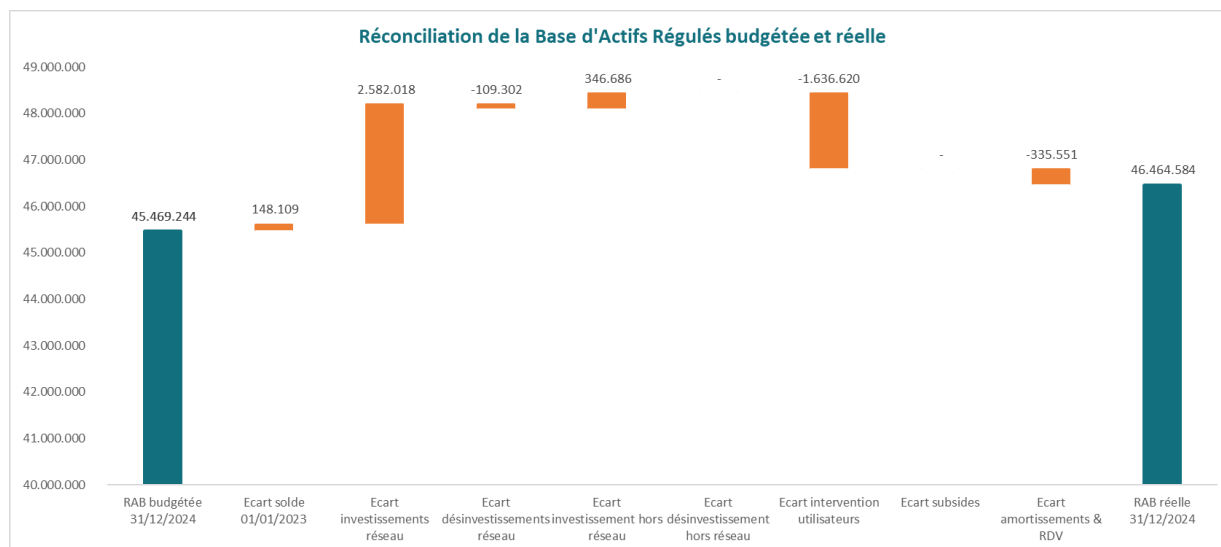
Le solde régulateur relatif à la marge bénéficiaire équitable s'explique exclusivement par la **variation de la base d'actifs régulés** budgétée par rapport à la base d'actifs régulés réelle. Cette variation est due :

- d'une part, à un **décalage entre les montants pris en considération pour l'établissement du budget 2024** (à savoir, pour rappel, le budget 2019 indexé) **et les montants réellement rapportés pour les exercices 2016, 2017 et 2018** ; et
- d'autre part, aux investissements réels 2024 largement supérieurs aux investissements budgétés.

Pour rappel, la valeur initiale de la base d'actifs régulés est déterminée sur base de la valeur nette comptable au 31 décembre 2015 à laquelle est ajoutée la valeur d'acquisition des investissements « réseau » et « hors réseau » des années 2016, 2017 et 2018¹⁰. La proposition de revenu autorisé 2019 ayant été déposée début 2018¹¹, par conséquent, la base d'actifs régulés a été budgétée pour l'AIEG au départ d'estimations pour les mouvements 2017 et 2018.

Le graphique ci-dessous reprend l'évolution de l'actif régulé entre les valeurs budgétées pour l'année 2024 et celles réalisées.

GRAPHIQUE 22 RÉCONCILIATION DE LA BASE D'ACTIFS RÉGULÉS BUDGÉTÉE ET RÉELLE



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.

En mars 2021, un plan financier de déploiement des compteurs communicants a été transmis par AREWAL (au nom de l'AIEG, AIESH et REW) à la CWaPE.

En octobre et novembre 2021, la CWaPE a reçu des demandes de budget relatives au déploiement des compteurs communicants de la part de l'AIEG, dont une version adaptée faisant suite à l'analyse des fichiers intermédiaires de calcul des demandes budgétaires qui ont requis de la part de la CWaPE des explications et informations complémentaires. L'AIEG a transmis en date du 10 novembre 2021, une version adaptée finale de demande de budget spécifique du projet de déploiement des compteurs communicants électricité.

¹⁰ 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 régulatoire 2019-2023.

¹¹ 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 régulatoire 2019-2023.

En date du 25 novembre 2021, dans sa Décision d'octroi de budget spécifique couvrant les charges nettes relatives au projet spécifique de déploiement des compteurs communicants électricité de l'AIEG (décision référencée CD-21k25-CWaPE-0595), la CWaPE a approuvé le montant des charges nettes relatives au projet de déploiement des compteurs intelligents électricité pour la période régulatoire 2019-2023 issues de la demande de budget spécifique du 10 novembre 2021 qui s'élève à **1.275.560 euros budgétés sur la période 2022 et 2023.**

En date du 19 décembre 2022, la CWaPE a approuvé la demande de révision du revenu autorisé 2023 de l'AIEG (décision CD-22l19-CwaPE-0713) augmentant ainsi le revenu autorisé 2023 de 1.091.799,10 euros. Cette augmentation est constituée :

- d'une part, de l'indexation du revenu autorisé 2023 d'un montant de 557.437 euros ; et
- **d'autre part, de l'intégration de la créance tarifaire pour les projets spécifiques dont le montant de 534.362 euros avait été approuvé mais non intégré dans les tarifs (décision CD-21k25-CwaPE-0595).**

En date du 12 octobre 2023, la CWaPE a approuvé la proposition de revenu autorisé électricité 2024 et la proposition de tarifs périodiques d'électricité 2024 de l'AIEG. Ces propositions prévoient notamment d'affecter les montants résiduels de 637.780,07 euros du budget spécifique (50 % du montant approuvé) aux tarifs de distribution de l'année 2024.

Par conséquent, la totalité des budgets spécifiques approuvés par la CWaPE sont d'ores et déjà répercutés dans les tarifs de l'AIEG contrairement à ce qui avait été initialement convenu¹².

Le calcul des écarts contiendra donc uniquement les écarts tels que prévus par la méthodologie tarifaire entre les coûts budgétés et les coûts réels.

L'article 119 de la méthodologie tarifaire prévoit que l'écart entre les charges nettes variables prévisionnelles, reprises dans le revenu autorisé approuvé du gestionnaire de réseau, et les charges nettes variables réelles se décompose en deux parties :

- L'effet quantité = (Variable budgétée x CNU budgétée) – (Variable réelle x CNU budgétée)
- L'effet coût = (Variable réelle x CNU budgétée) – (Variable réelle x CNU réelle)

Le solde régulatoire relatif aux charges nettes variables de chaque projet spécifique est calculé sur la base de la formule « effet quantité ». Ce solde régulatoire constitue soit une créance tarifaire (si la variable réelle est supérieure à la variable budgétée), soit une dette tarifaire (si la variable réelle est inférieure à la variable budgétée) à l'égard des utilisateurs de réseau dans leur ensemble.

Le « bonus » ou le « malus » relatif aux charges nettes variables de chaque projet spécifique est calculé sur la base de la formule « effet coût ». Si le coût unitaire réel est supérieur au coût unitaire prévisionnel, le gestionnaire de réseau comptabilise un « malus ». Si le coût unitaire réel est inférieur au coût unitaire prévisionnel, le gestionnaire de réseau comptabilise un « bonus ».

¹² Décision CD-21k25-CWaPE-0595 : « Considérant que d'un commun accord, il a été décidé de ne pas réviser les tarifs de l'AIEG, la répercussion des budgets spécifiques relatifs au déploiement des compteurs communicants se règlera à travers le solde sur les recettes issues des tarifs 2022 et 2023 en tenant également compte des soldes liés aux écarts entre les volumes de compteurs budgétés et les volumes de compteur réellement placés.

En 2024, l'AIEG comptabilise un solde régulateur (créance tarifaire) de - **111.461 euros** au niveau des charges nettes variables relatives au projet de déploiement des compteurs communicants. En effet, l'AIEG a placé 2.692 compteurs communicants électricité alors qu'il prévoyait initialement d'en placer 1.697 en 2024.

Le nombre cumulé de compteurs communicants placés s'élève au 31/12/2024 à 4.175 alors que l'AIEG avait prévu que le nombre cumulé de compteurs communicants placés s'élève à 3.387 au 31/12/2024.

TABLEAU 10 DÉTAIL DU SOLDE RELATIF AUX CHARGES NETTES VARIABLES RELATIVES AUX PROJETS SPÉCIFIQUES

	BUDGET	REALITE	ECART BUDGET - REALITE	SOLDE REGULATOIRE	BONUS/MALUS
Charges nettes variables fonction du nombre de compteurs cumulés	87.706	15.999,39	71.707	-20.405	
Charges nettes variables fonction du nombre de compteurs annuels	155.299	118.136	37.163	-91.056	
Nombre compteurs intelligents placés	1.697	2.692			
BAU	1.697	2.692			
hors BAU					
Nombre cumulé compteurs intelligents hors BAU placés	3.387	4.175			
Coût unitaire fonction du nombre de compteurs cumulés	25,89	3,83	22,06		92.112
Coût unitaire fonction du nombre de compteurs annuels	91,51	43,88	47,63		128.219
Charges nettes fixes	291.357	408.975	-117.618		-117.618
TOTAL	534.362	543.110	-8.748	-111.461	102.713

9. PROPOSITION D'AFFECTATION DU SOLDE RÉGULATOIRE 2024

9.1. Affectation du solde régulateur de distribution pour l'exercice d'exploitation 2024

Conformément à l'article 128 de la méthodologie tarifaire, la période d'affectation du solde régulateur de l'année 2024 est déterminée par la CWaPE, en concertation avec le gestionnaire de réseau de distribution.

Pour rappel, les soldes jusqu'en 2018 de l'AIEG sont complètement apurés au 31/12/2022. Le solde 2019 a, quant à lui, été répercuté totalement sur le tarif pour solde régulateur 2021. Enfin, le solde 2020 a, quant à lui, été répercuté à part égale sur le tarif pour solde régulateur 2022 et 2023.

En ce qui concerne le solde 2021, à savoir une dette de 407.721,08 euros, initialement l'AIEG et la CWaPE avait convenu de ne pas affecter ce solde aux tarifs. Toutefois, en date du 13 février 2023, la CWaPE a approuvé la demande de l'AIEG relative à l'affectation des augmentations des revenus autorisés 2022 et 2023 et à la révision des tarifs périodiques de distribution relatifs à l'exercice 2023 (décision-23b13-CWaPE-0731). L'AIEG a choisi d'affecter la moitié des soldes de l'exercice 2021, soit - 203.860,54 euros aux tarifs 2023. Lors de cette décision d'affectation, le solde de 50 % du solde régulateur 2020 a malencontreusement été omis (soit un montant de 62.941 euros restant à affecter). En date du 12 octobre 2023, la CWaPE a accepté la proposition formulée par l'AIEG à travers la proposition de revenu autorisé 2024 du 11 octobre d'affecter les montants résiduels de - 203.860,54 euros des soldes de l'exercice 2021 (50 % du montant approuvé) et le montant de 50 % du solde régulateur 2020 aux tarifs de distribution de l'année 2024.

En ce qui concerne le solde 2022, à savoir un actif de 42.749,53 euros, celui-ci a été totalement répercuté sur les tarifs périodiques 2025.

Conformément à la décision CD-24k29-CWaPE-1003 du 29 novembre 2024, un acompte de 100.000 euros sur le solde régulateur de l'année 2023 a été affecté aux tarifs périodiques 2025.

L'affectation du solde régulateur résiduel 2023, à savoir un montant de (– 2.258.884,12 euros), à la suite de la concertation entre la CWaPE et l'AIEG, avait postposée lors de la détermination des tarifs de distribution des années 2026 à 2029.

Lors de l'approbation des tarifs périodiques 2026-2029 de l'AIEG, la CWaPE a accepté la proposition formulée par l'AIEG d'affecter 10 % du solde régulateur 2023 (soit 235.888,41 euros) aux tarifs de distribution des années 2026 à 2029.

À la suite de l'acceptation de la part de la CWaPE de la demande de révision de revenu autorisé ayant pour but le déploiement généralisé des compteurs communicants, un solde de 101.696 euros a été affecté aux tarifs de distribution des années 2026 à 2029.

Le tableau suivant résume les soldes affectés jusqu'au présent aux tarifs de distribution des années 2026 à 2029 :

(Exprimé en EUR)	Tarifs 2026	Tarifs 2027	Tarifs 2028	Tarifs 2029
Solde régulateur de distribution validé 2023	235.888	235.888	235.888	235.888
Déploiement smart	101.696	101.696	101.696	101.696
Total	337.584	337.584	337.584	337.584

A la suite de l'exercice 2024, l'AIEG propose d'affecter le **solde régulateur résiduel de l'année 2023 (– 1.315.330,47 euros)**, sur quatre périodes allant du 2026 au 2029 (328.832 euros par an)

L'AIEG propose également d'affecter le solde régulateur 2024 à concurrence de 20% par année entre 2026 et 2029 (194.219 euros par période) et un montant résiduel à affecter ultérieurement. Cette proposition conduit l'AIEG à une demande de révision des tarifs pour les périodes précitées. L'impact de cette révision sur les tarifs de distribution est analysé au point 10.3 du présent document.

Le tableau ci-dessous présente les montants cumulés à affecter aux tarifs de distribution par année suite à la proposition de l'AIEG :

(Exprimé en EUR)	Tarifs 2026	Tarifs 2027	Tarifs 2028	Tarifs 2029
Solde régulateur de distribution validé 2023	235.888	235.888	235.888	235.888
Solde déploiement smart	101.696	101.696	101.696	101.696
Proposition d'affectation solde résiduel régulateur 2023	328.833	328.833	328.833	328.833
Proposition d'affectation solde régulateur 2024	194.219	194.219	194.219	194.219
Total	860.636	860.636	860.636	860.636

9.2. Solde régulateur cumulé pour la période 2008-2024

Sur la 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 2021, le solde régulateur de distribution cumulé des années 2008 à 2021 et le solde régulateur de transport cumulé des années 2008 à 2018 (hors cotisation fédérale en 2018) s'élève à – 2.448.241 euros. Il constitue une créance tarifaire à l'égard des utilisateurs du réseau.

Ce solde régulateur cumulé a déjà été partiellement affecté sous forme d'acompte, et sous réserve d'approbation, dans les tarifs de distribution des années 2015 à 2023 :

- 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 à 2021, le gestionnaire de réseau de distribution a pu affecter :
 - Aux tarifs de distribution des années 2019 à 2020 le solde régulateur (distribution et transport) de l'année 2015 à concurrence d'une quote-part annuelle de 25 % ;
 - Aux tarifs de distribution des années 2019 à 2022 le solde régulateur (distribution et transport) de l'année 2016 à concurrence d'une quote-part annuelle de 25 % ;
 - Aux tarifs de distribution des années 2020 à 2022 le solde régulateur (distribution et transport) de l'année 2017 à concurrence d'une quote-part annuelle de 33,33 % ;
 - Aux tarifs de distribution des années 2020 à 2022 le solde régulateur (distribution et transport (hors cotisation fédérale)) de l'année 2018 à concurrence d'une quote-part annuelle de 33,33 % ;
 - Aux tarifs de distribution de l'année 2021 le solde régulateur (distribution) de l'année 2019 à concurrence d'une quote-part annuelle de 100 % ;
 - Aux tarifs de distribution de l'année 2022 le solde régulateur (distribution) de l'année 2020 à concurrence d'une quote-part annuelle de 50 %.
 - Aux tarifs de distribution des années 2023 le solde régulateur (distribution) des années 2020 et 2021 à concurrence d'une quote-part annuelle de 50 %.
 - Aux tarifs de distribution 2024 le solde régulateur (distribution) de l'année 2021 à concurrence d'une quote-part annuelle de 50 %.
 - Aux tarifs de distribution 2025 le solde régulateur (distribution) de l'année 2022 à concurrence d'une quote-part annuelle de 100 % ;
 - Aux tarifs de distribution 2025 un acompte sur solde régulateur (distribution) de l'année 2023 à concurrence d'un montant de 100.000 euros.
- Conformément à la proposition d'affectation réalisée le 07 octobre 2025 par l'AIEG relative aux soldes régulateurs résiduels 2023, le gestionnaire de réseau de distribution propose d'affecter :
 - Aux tarifs de distribution des années 2026, 2027, 2028 et 2029 la totalité du solde résiduel de l'exercice 2023 à concurrence d'une quote-part annuelle de 25 %.

- Conformément à la proposition d'affectation réalisée le 7 octobre 2025 par l'AIEG relative aux soldes régulatoires de l'exercice *ex post* 2024, le gestionnaire de réseau de distribution propose d'affecter partiellement aux tarifs de distribution des années 2026, 2027, 2028 et 2029 le solde de l'exercice 2024 à concurrence d'une quote-part annuelle de 20 %. Un résiduel de 20 % restera à affecter ultérieurement (194.219 euros).

Le tableau ci-dessous reprend pour chaque année, à partir de 2008, le montant du solde régulateur ainsi que son affectation y compris la proposition d'affectation de l'AIEG des soldes résiduels 2023 et des soldes de l'exercice *ex-post* 2024.

TABEAU 11 AFFECTATION DES SOLDES RÉGULATOIRES – ANNÉE 2008 A 2024

Soldes régulatoires des années 2008 à 2024																	
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Solde régulateur distribution	-105.874	-446.449	-574.412	-400.711	-1.027.116	-1.125.231	-962.617	-52.174	3.639	232.480	210.527	-71.214	-125.881	407.721	-42.750	-2.358.884	-971.094
Solde régulateur transport	82.784	304.289	29.885	-44.607	148.992	477.678	513.909	-1.872.872	1.442.389	8.092	498.530						
Solde régulateur révision RA																	
Total solde régulateur	-23.091	-142.160	-544.527	-445.318	-878.123	-647.553	-448.708	-1.925.046	1.446.029	240.572	709.057	-71.214	-125.881	407.721	-42.750	-2.358.884	-971.094
Montant déjà affectés dans les tarifs de distribution																	
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	0										
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	0								
2019	7.948	22.319	-61.689	-59.398	-86.418	-16.060	-60.530	-481.261	361.507	0							
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	0	-62.941				
2023														203.861			
2024														203.861			
2025															-62.941	-100.000	
2026																-564.721	-194.219
2027																-564.721	-194.219
2028																-564.721	-194.219
2029																-564.721	-194.219
Solde régulateur non affecté	8.640	36.433	46.876	32.701	83.819	91.826	78.556	-378.850	0	0	0	0	0	0	0	0	-194.219

10. DÉCISION RELATIVE AUX SOLDES 2024

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

Vu les articles 4, § 2, 14°, et 7, § 1^{er}, 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 ;

Vu la décision CD-23d13-CWaPE-0766 du 13 avril 2023 relative à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz actifs en Région wallonne pour l'année 2024 ;

Vu le rapport tarifaire *ex post* portant sur l'exercice d'exploitation 2024 introduit par l'AIEG auprès de la CWaPE en date du 10 juillet 2024 ;

Vu les comptes annuels 2024 de l'AIEG accompagnés du procès-verbal du Conseil d'administration et des rapports destinés à l'Assemblée générale qui s'est tenue le 12 juin 2024, déposés à la CWaPE en date du 10 juillet 2024 ;

Vu le rapport du commissaire aux comptes de l'AIEG relatif « aux investissements et mises hors services » et le rapport du commissaire aux comptes de l'AIEG relatif « au bilan et au compte de résultat de l'activité régulée » reçus en date du 6 janvier 2025 ;

Vu les informations complémentaires transmises par le gestionnaire de réseau de distribution en date du 7 octobre 2025 à la suite de la demande de la CWaPE du 26 septembre 2024 ;

Vu le rapport tarifaire *ex post* mis à jour à la suite des informations complémentaires du gestionnaire de réseau de distribution transmis à la CWaPE le 7 octobre 2025 ;

Vu l'analyse réalisée par la CWaPE du rapport tarifaire *ex post* mis à jour et transmis à la CWaPE le 7 octobre 2025 ;

Vu la décision CD-24k29-CWaPE-1003 du 29 novembre 2024 relative à la proposition de tarifs périodiques de distribution 2025 et à l'affectation d'un acompte de 100.000 € du solde régulateur d'électricité de l'année 2024 de l'AIEG aux tarifs de distribution d'électricité de l'année 2025 ;

Considérant que, à l'issue de son contrôle du calcul du solde régulateur de l'année 2024 de l'AIEG (réalisé selon la méthodologie décrite dans la section 4 de la présente décision), la CWaPE n'a pas décelé de non-conformité aux dispositions applicables ;

Considérant que la période d'affectation du solde régulateur des années 2023 et 2024 a été déterminée de façon à permettre au GRD de récupérer rapidement ces soldes régulatoires tout en conservant un niveau raisonnable des coûts de distribution pour les URD ;

Vu la demande de révision des tarifs pour les soldes régulatoires de l'année 2023 et 2024 formulée au travers du rapport tarifaire *ex-post* 2024 du 7 octobre 2025 ;

Considérant que les tarifs pour les soldes régulatoires des années 2023 et 2024, tels que repris dans la demande de révision, sont déterminés conformément à l'article 91 de la méthodologie tarifaire 2025-2029 et sont conformes aux décisions d'affectation des soldes régulatoires prises par la CWaPE, en ce compris la présente décision;

10.1. Approbation des soldes régulatoires

La CWaPE décide d'approuver le solde régulateur de l'année 2024 rapporté par le gestionnaire de réseau de distribution au travers de son rapport tarifaire *ex post* daté du 7 octobre 2025.

Le solde régulateur de l'année 2024 est un actif régulateur qui s'élève à – **971.094,38 euros**.

10.2. Affectation des soldes régulatoires

La CWaPE décide d'accepter la proposition d'affectation du solde régulateur de l'année 2024 de l'AIEG. Ainsi, 20 % des soldes seront affectés par année entre 2026 et 2029 (194.218,88 euros par année) et un montant résiduel sera affecté ultérieurement.

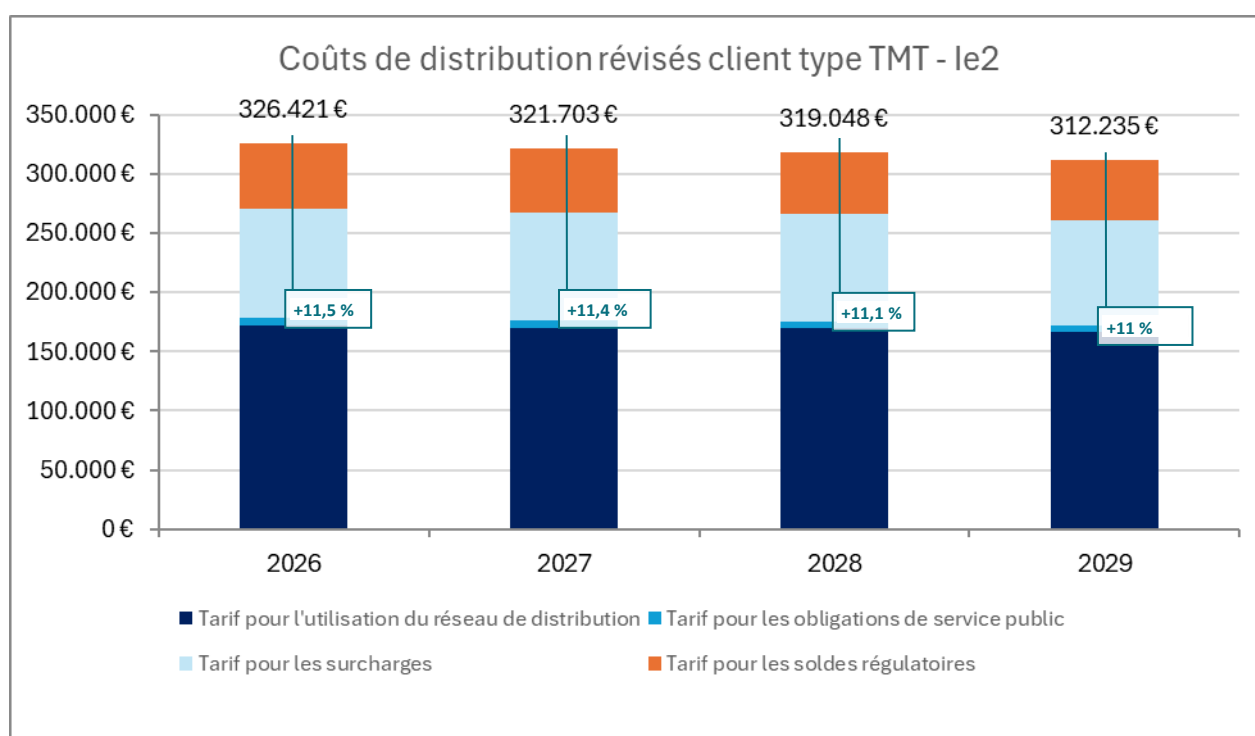
La CWaPE décide également d'accepter la proposition d'affectation du **solde régulateur résiduel de l'année 2023 (– 1.315.330,47 euros)**, de l'AIEG. Celui-ci sera affecté sur quatre périodes allant du 2026 au 2029 (328.832,62 euros par an).

10.3. Révision des tarifs pour la période 2026-2029

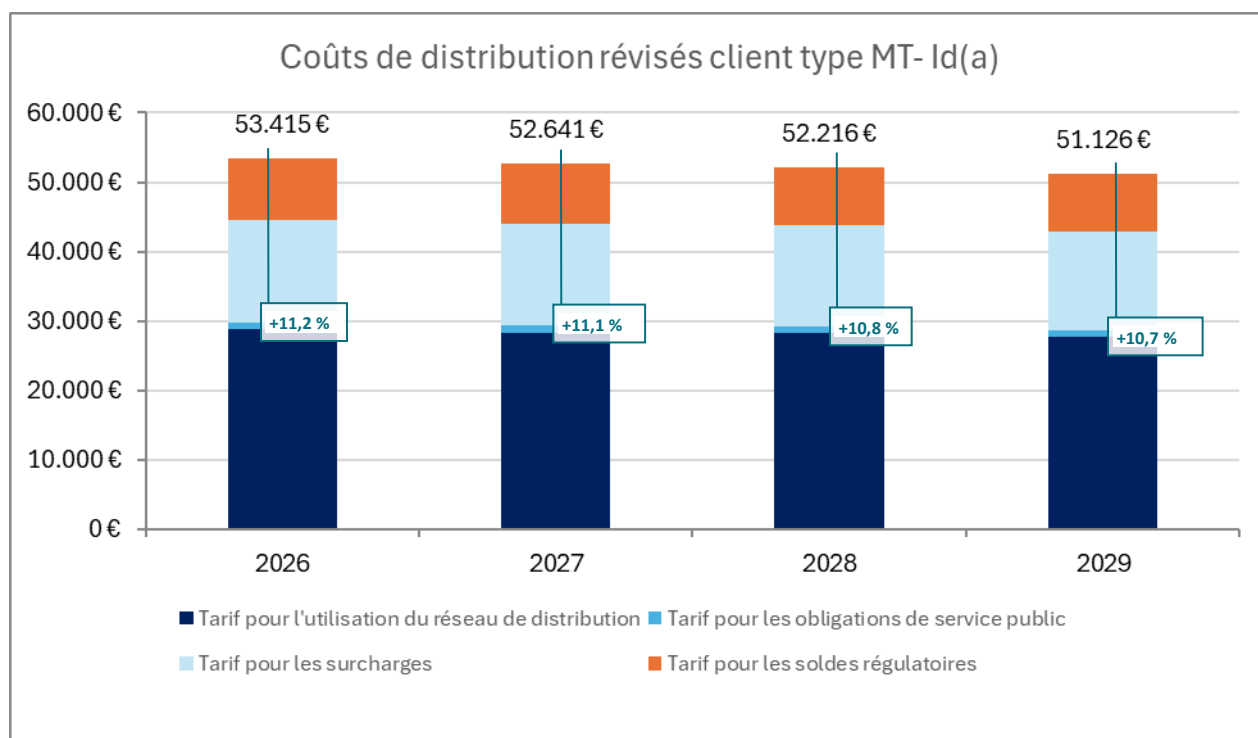
La révision des tarifs pour les soldes régulateurs est réalisée conformément aux articles 76 et 130 de la méthodologie tarifaire 2024 ainsi qu'aux articles 91 et 171 de la méthodologie tarifaire 2025-2029. La CWaPE accepte ces nouveaux tarifs relatifs du prélèvement d'électricité de l'AIEG. Les nouvelles grilles tarifaires sont reprises à l'annexe II de la présente décision.

Les graphiques ci-dessous montrent l'évolution des coûts de distribution pour le prélèvement d'électricité entre 2026 et 2029 pour les différents client-types à la suite de la révision des tarifs. Nous constatons une hausse moyenne de 11,2 % dans les tarifs pour les clients type TMT, de 11 % pour les clients en MT et de 5 % pour les clients en TBT.

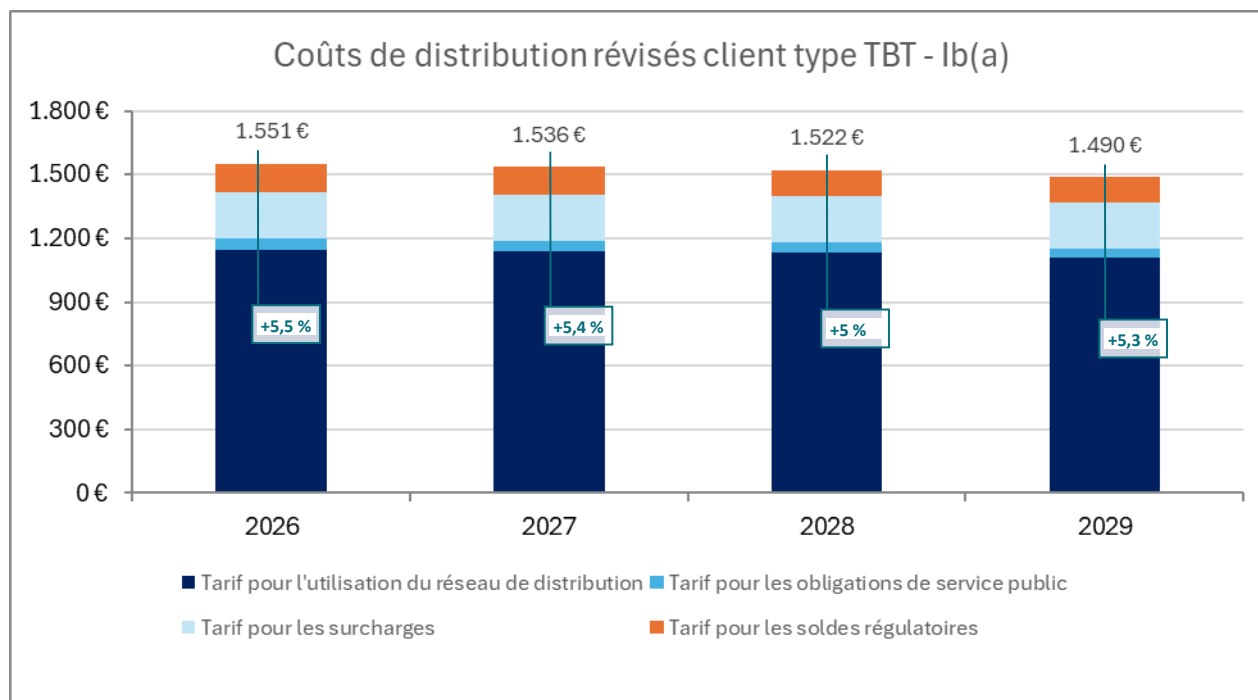
GRAPHIQUE 23 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DES ANNEES 2025 A 2029 POUR LE CLIENT-TYPE T-MT (50 GWH – 8,3 MW)



GRAPHIQUE 24 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DES ANNEES 2026 À 2029 POUR LE CLIENT-TYPE MT (2 GWH – 333 KW)



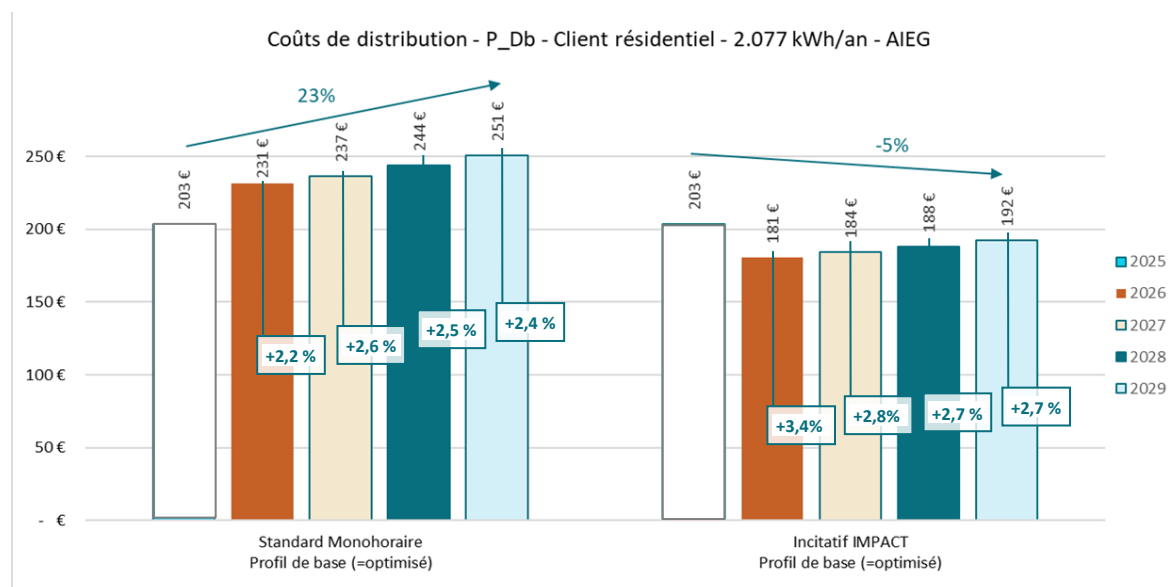
GRAPHIQUE 25 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DES ANNEES 2026 A 2029 POUR LE CLIENT-TYPE TBT (30.000 KWH – 5,3 KW)



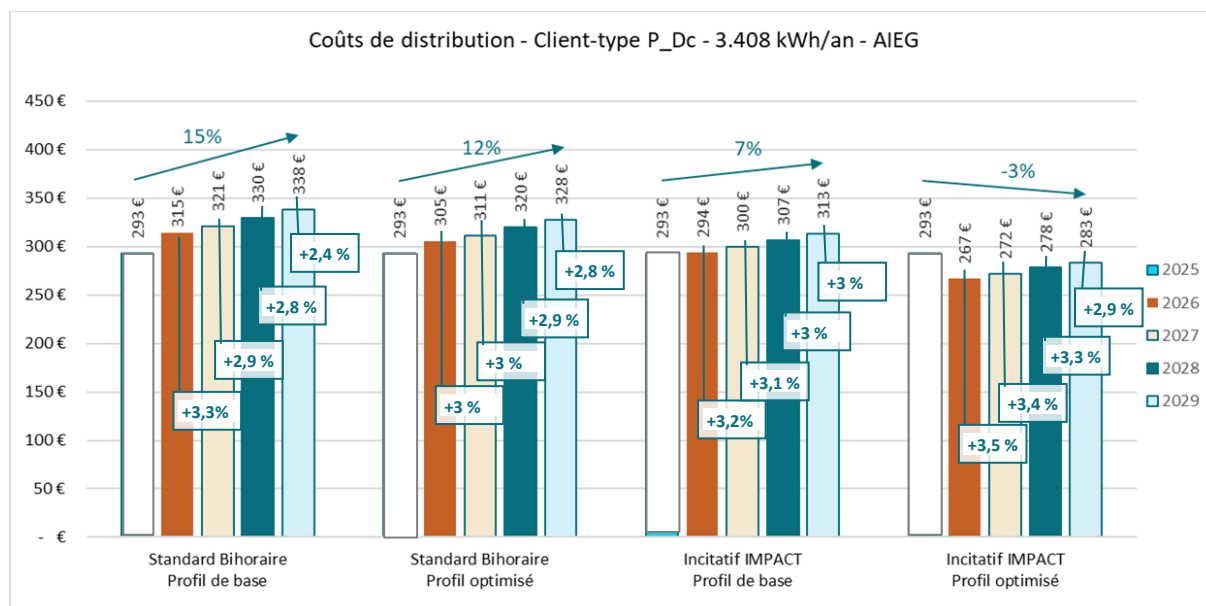
À partir du 1^{er} janvier 2026, la nouvelle structure des tarifs de distribution applicables aux URD des catégories 2 et 3 de la basse tension entre en vigueur. L'affectation du solde régulateur entrainera une hausse moyenne des tarifs de 3,10 % par rapport aux tarifs approuvés pour cette période par la CWaPE en concertation avec l'AIEG.

Les graphiques ci-dessous illustrent l'évolution des tarifs monohoraire, bihoraire et impact.

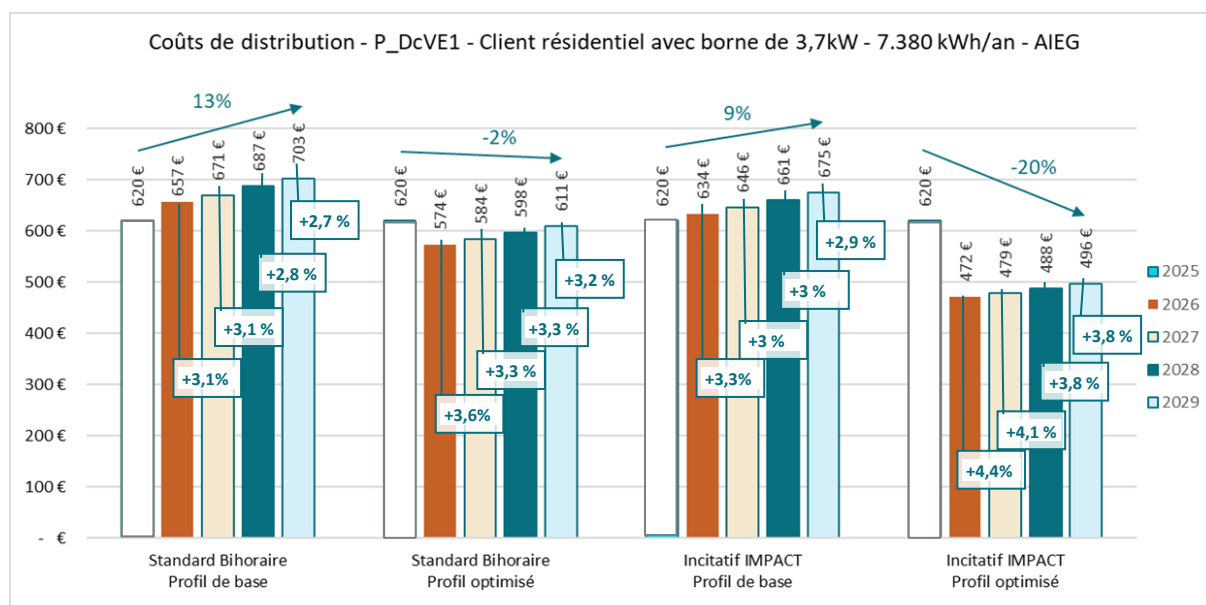
GRAPHIQUE 26 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DES ANNEES 2026 A 2029 POUR LE CLIENT-TYPE BASSE TENSION (P_Db) – TARIF MONOHORAIRE ET TARIF IMPACT



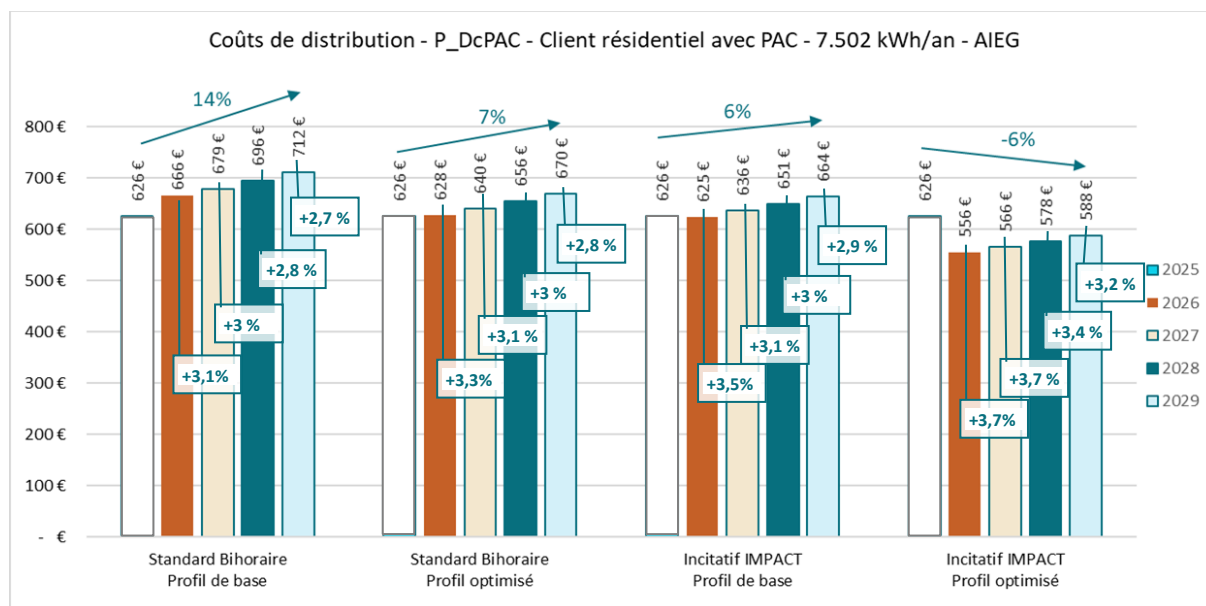
GRAPHIQUE 27 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DES ANNEES 2026 A 2029 POUR LE CLIENT-TYPE BASSE TENSION (P_DC) – TARIF BIHORAIRE ET TARIF IMPACT



GRAPHIQUE 28 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DES ANNEES 2025 À 2029 POUR LE CLIENT-TYPE BT AVEC UNE BORNE DE RECHARGE DE 3,7 KW POUR VEHICULE ELECTRIQUE – TARIF BIHORAIRE ET TARIF IMPACT



GRAPHIQUE 29 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DES ANNEES 2025 À 2029 POUR LE CLIENT-TYPE BT AVEC UNE POMPE À CHALEUR – TARIF BIHORAIRE ET TARIF IMPACT



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 ou à défaut de notification, à partir de sa publication ou, à défaut de publication, à partir de la prise de connaissance, faire l'objet d'un recours en annulation devant la Cour des marchés visée à l'article 101, § 1^{er}, 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 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 interrompu jusqu'à la décision de la CWaPE, ou, en l'absence de décision de la CWaPE, pendant deux mois à dater de la réception de la plainte ou des compléments d'information sollicités par la CWaPE » (article 50ter, § 4, alinéa 3, du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité).

12. ANNEXES

- Annexe I : évolution du revenu autorisé de l'AIEG pour les années 2015 à 2024
- Annexe II : nouvelles grilles tarifaires pour les années 2026 à 2029

Date du document : 27/11/2025

DÉCISION

CD-25k27-CWaPE-1168

SOLDES RAPPORTES PAR L'AIEG CONCERNANT L'EXERCICE D'EXPLOITATION 2024

ANNEXE I : ÉVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ

Rendue en application des articles 4, § 2, 14°, et 7, § 1er, 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, et des articles 105, 128 et 130 de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz actifs en Région wallonne pour l'année 2024

Table des matières

1.	EVOLUTION DU REVENU AUTORISE	3
1.1.	<i>Evolution du revenu autorisé 2021-2022</i>	3
1.2.	<i>Evolution du revenu autorisé entre 2015 et 2022</i>	5
2.	EVOLUTION DES VOLUMES DE PRELEVEMENT ENTRE 2017 ET 2022	6

Index graphiques

Graphique 1	Evolution du revenu autorisé 2021-2022	3
Graphique 2	Evolution du revenu autorisé 2015-2022	5
Graphique 3	Evolution des volumes de prélèvement 2017-2022	6

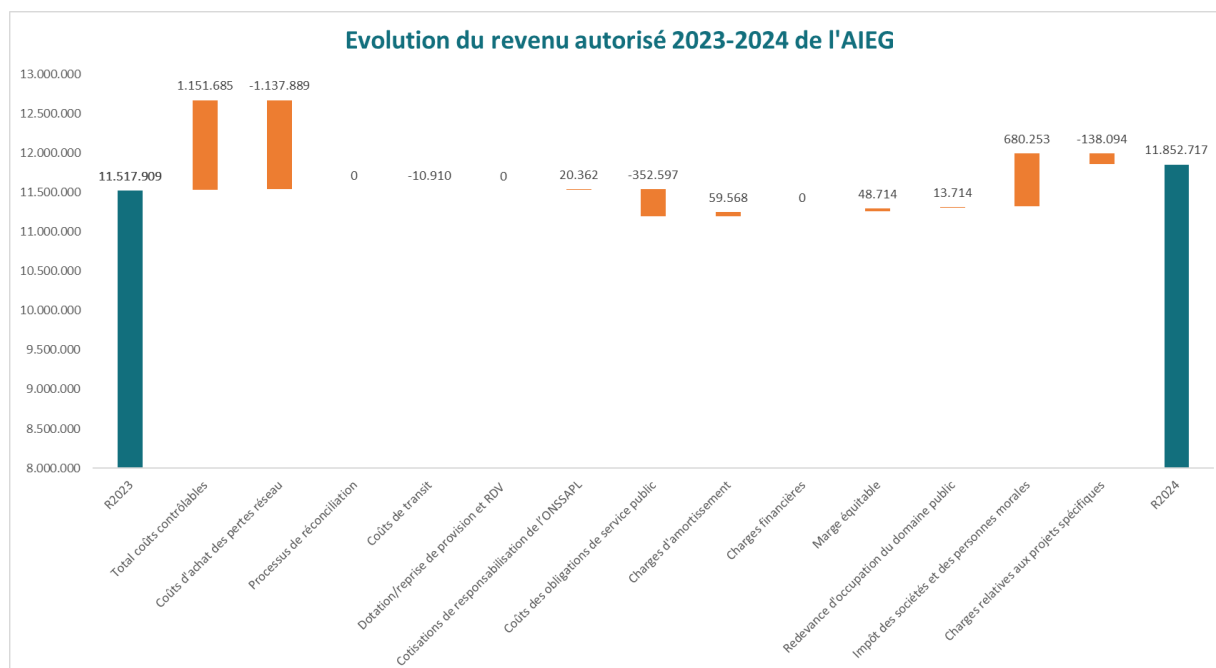
1. ÉVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ

1.1. Évolution du revenu autorisé 2023-2024

Sur la base des données introduites dans le rapport tarifaire *ex post* daté du 7 octobre 2025, le revenu autorisé réel de l'année 2024 est de **11.852.717 euros** (sans tenir compte de l'acompte pour les soldes régulatoires), soit en **hausse de 2.9 % par rapport aux coûts réels rapportés de l'exercice d'exploitation 2023**.

L'évolution du revenu autorisé réel entre 2023 et 2024 s'explique principalement par les éléments suivants :

GRAPHIQUE 1 ÉVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ 2023-2024



Les principales variations entre 2023 et 2024 s'explique par :

- **Coûts d'achat des pertes réseau – 1.137.889 euros, soit - 340% de la variation 2023-2024.**
- **Coûts des obligations de service public -352.597 euros, soit - 105 % de la variation 2023-2024.**
- **L'impôt des sociétés et des personnes physiques 680.253 euros soit +203% de la variation 2023-2024**
- **Coûts contrôlables 1.151.685 euros, soit +344 % de la variation 2023-2024) :** L'augmentation significative des charges contrôlables s'explique par :

	Réel 2023	Réel 2024	Variation
Approvisionnements et marchandises	1.529.013,42	1.861.048,54	332.035,12
Services et biens divers	4.074.577,72	4.866.350,86	791.773,14
Coûts informatiques	993.233,75	1.228.312,56	235.078,81
Coûts relatifs aux entrepreneurs sous-traitants	2.083.331,37	2.478.365,68	395.034,31
Coûts de location et d'entretien des bâtiments	271.973,67	287.762,11	15.788,44
Coûts relatifs aux assurances	142.680,21	97.695,80	- 44.984,40
Coûts relatifs aux honoraires de tiers (comptable, reviseurs, avocats, consultants, ...)	53.770,10	92.053,87	38.283,76
Emoluments et jetons de présence des administrateurs	63.641,60	67.159,67	3.518,06
Consommation Energie, eau, téléphone, fax	268.837,35	372.693,02	103.855,68
Séminaire, journée d'études, frais de voyage et de séjour	13.120,33	14.847,06	1.726,72
Publicités, réceptions et représentation, Personnel Intérimaire	27.567,03	32.738,16	5.171,13
Autres Biens et Services divers	156.422,30	144.722,92	- 11.699,38
Rémunérations, charges sociales et pensions	2.581.103,69	3.091.520,96	510.417,26
Rémunérations brutes	1.940.095,29	2.315.935,96	375.840,67
Avantages extra-légaux	47.165,20	55.365,34	8.200,15
Cotisations patronales	495.308,53	630.764,62	135.456,09
Autres charges sociales et salariales	98.534,68	89.455,03	- 9.079,64
Autres charges d'exploitation	87.218,47	45.902,24	- 41.316,23
Produits d'exploitation	- 1.398.089,82	- 767.578,21	630.511,61
Produits issus des tarifs non périodiques (signe négatif)	- 296.777,46	- 211.497,61	85.279,85
Autres produits d'exploitation (signe négatif)	- 1.101.312,36	- 556.080,60	545.231,76
Activation des coûts (signe négatif)	- 4.178.930,93	- 5.251.888,13	-1.072.957,20
Charges financières hors intérêts sur les financements	13.140,18	14.361,69	1.221,51
Charges nettes hors charges nettes liées aux immobilisations	2.708.032,73	3.859.717,94	1.151.685,21
Plus-value sur la réalisation des actifs régulés (signe négatif)			-
Moins-values sur la réalisation des actifs régulés	36.634,33	41.165,56	4.531,23
Charges nettes contrôlables	2.744.667,07	3.900.883,50	1.156.216,44

- **Coûts des obligations de service public (-352.596 euros, soit -105 % de la variation 2023-2024) :**

Charges nettes variables à l'exclusion des charges d'amortissement				Explication	
	Réel 2023	Réel 2024	Variation		
Gestion des rechargements des compteurs à budget	29.184,95	3.514,53	- 25.670,42		
Eclairage public	165.027,45	139.533,38	- 25.494,07		
Charges nettes variables à l'exclusion des charges d'amortissement				Explication	
	Réel 2023	Réel 2024	Variation	Evolution variable	Evolution Coût unitaire
Gestion des placements des compteurs à budget	30.668,16	34.614,78	3.946,61	-20%	1%
Gestion des rechargements des compteurs à budget	49.634,12	23.514,85	- 26.119,26	-1%	29%
Gestion de la clientèle	166.095,09	153.136,25	- 12.958,84	20%	5%
Déménagements problématiques (MOZA) et fins de contrat (EOC)	136.161,84	129.135,36	- 7.026,48	-6%	0%
Charges nettes liées à la promotion des Energies Renouvelables	447.299,29	168.118,09	-279.181,21	219%	-1%
Charges et produits non contrôlables - OSP				Explication	
	Réel 2023	Réel 2024	Variation	Evolution variable	Evolution Coût unitaire
Charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD	263.007	204.220	- 58.786,33	3%	-25%
Charges de distribution supportées par le GRD pour l'alimentation de clientèle propre	149.297	167.327	18.030,65	-7%	20%
Produits issus de la facturation de la fourniture d'électricité à la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution ainsi que le montant de la compensation versée par la CREG	-855.127	-830.795	24.332,83	-9%	-6%
Charges d'achat des certificats verts	5.130	48.495	43.365,00	804%	5%

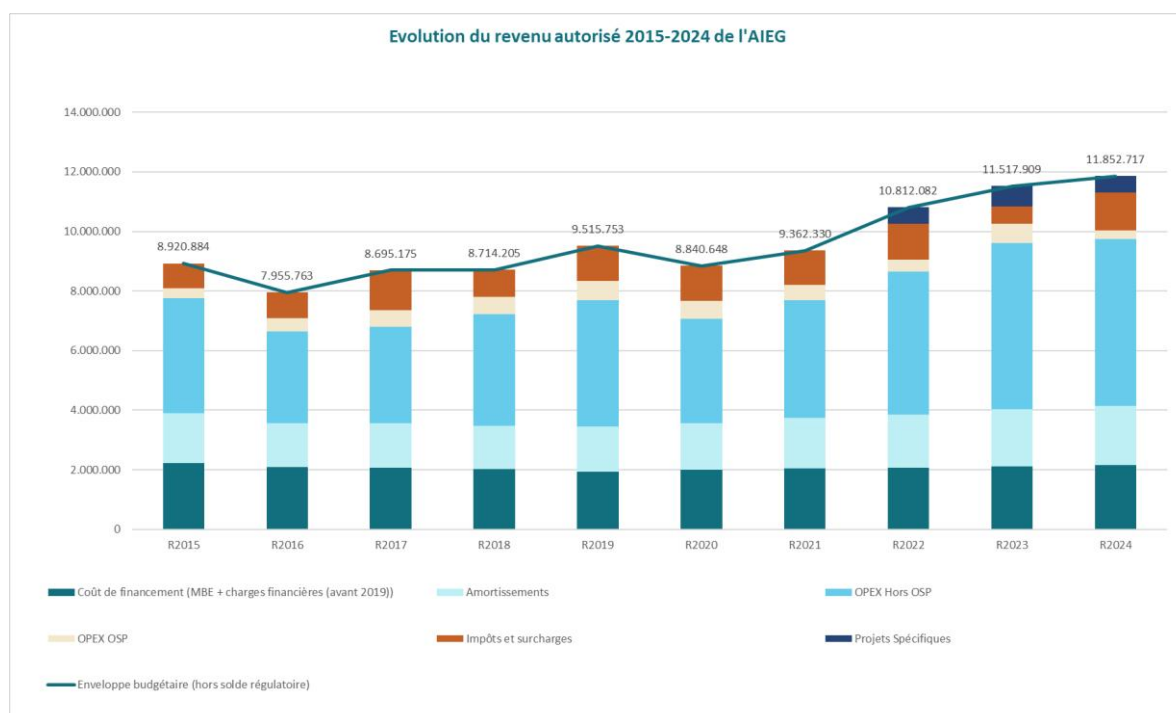
- **Charges nettes relatives aux projets spécifiques (-138.094 euros, soit -41 % de la variation 2023-2024).**

1.2. Évolution du revenu autorisé entre 2015 et 2024

Le graphique ci-dessous illustre l'évolution du revenu autorisé réel du gestionnaire de réseau entre les années 2015 et 2024 en distinguant les composantes principales de ce revenu autorisé, à savoir,

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

GRAPHIQUE 2 ÉVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ 2015-2024



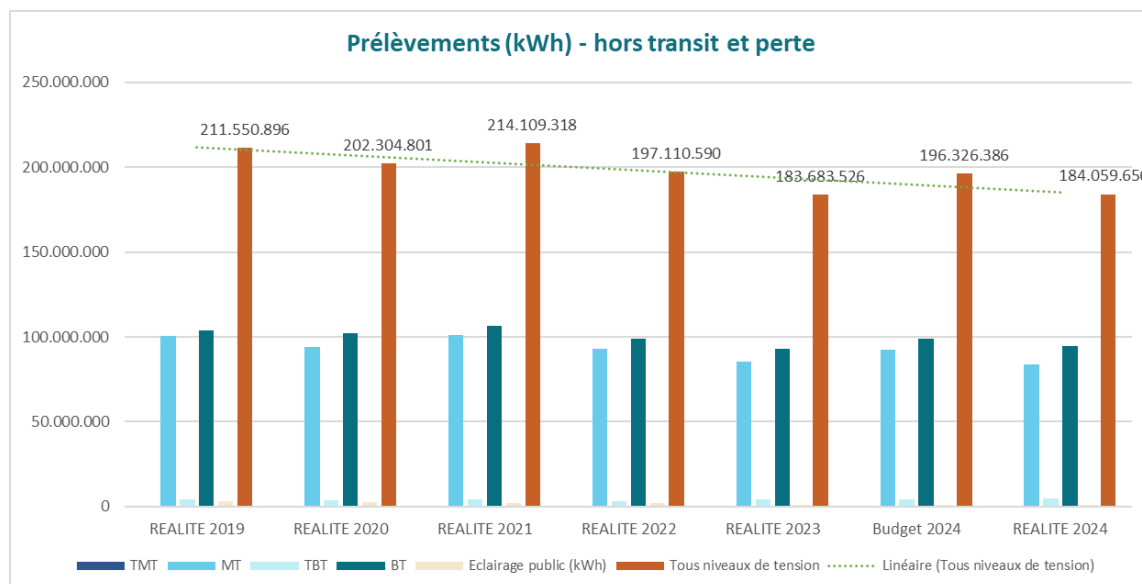
Le revenu autorisé de l'AIEG (hors solde régulateur) s'élève au 31 décembre 2024 à 11.852.717 euros.

Globalement, ce revenu a augmenté de 2.931.833 euros sur la période 2015-2024, soit une hausse de + 32,86 %.

2. ÉVOLUTION DES VOLUMES DE PRÉLÈVEMENT ENTRE 2019 ET 2024

L'évolution des volumes de prélèvement, par niveau de tension, entre l'année 2019 et l'année 2024 est illustrée dans le graphique ci-dessous :

GRAPHIQUE 3 ÉVOLUTION DES VOLUMES DE PRÉLÈVEMENT 2018-2023



Les volumes de prélèvement totaux de l'AIEG s'élèvent au 31 décembre 2024 à 184.059.656 kWh.

Globalement, ces volumes de prélèvement totaux ont diminué de 27.491.240 kWh sur la période 2018-2024, soit une baisse de -13%.

Annexe II

Tarifs périodiques de distribution d'électricité

- Prélèvement T-MT, MT, T-BT et BT > 56 kVA -

AIEG

Période de validité : du 01.01.2026 au 31.12.2026

		Code EDIEL	T-MT		MT		T-BT		BT>56kVA
			Avec facturation du terme capacitaire	Sans facturation du terme capacitaire	Avec facturation du terme capacitaire	Sans facturation du terme capacitaire	Avec facturation du terme capacitaire	Sans facturation du terme capacitaire	Avec facturation du terme capacitaire
I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution									
A. Terme capacitaire									
a. Pour les compteurs avec mesure de pointe									
Pointe annuelle	EUR/kW	E210	0,3020855	-	1,2083420	-	1,9258662	-	6,7550906
Pointe mensuelle	EUR/kW	E210	0,6041710	-	2,4166840	-	3,8517325	-	13,5101811
C. Terme fixe	(EUR/an)	E270	340,53		340,53		340,53		18,39
D. Terme proportionnel									
Heures normales	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	-	0,0221039
Heures pleines	(EUR/kWh)	E210	0,0017441	0,0017441	0,0069764	0,0069764	0,0146191	0,0146191	0,0250294
Heures creuses	(EUR/kWh)	E210	0,0015186	0,0015186	0,0060743	0,0060743	0,0137170	0,0137170	0,0215521
Exclusif de nuit	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	-	0,0215521
II. Tarif pour les Obligations de Service Public	(EUR/kWh)	E215	0,0001259		0,0005036		0,0016444		0,0064001
III. Tarif pour les surcharges									
Redevance de voirie	(EUR/kWh)	E891	0,0008891		0,0035565		0,0035565		0,0035565
Impôt sur les sociétés	(EUR/kWh)	E850	0,0009511		0,0038043		0,0038043		0,0038043
Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux	(EUR/kWh)	E890	V		V		V		V
IV. Tarif pour les soldes régulateurs	(EUR/kWh)	E410	0,0011124		0,0044496		0,0044496		0,0044496

Tarifs périodiques de distribution d'électricité			- Prélèvement basse tension -		AIEG	
Période de validité :			du 01.01.2026 au 31.12.2026			
			Code EDIEL	BT		
				Configuration tarifaire incitative	Configuration tarifaire standard	
<u>I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution</u>						
<u>A. Terme capacitaire</u>						
Tarif de base - pointes ≤ 12,7 kW			EUR/kW	E210	0,0000000 -	
Tarif de puissance supplémentaire - pointes > 12,7 kW			EUR/kW	E210	0,0000000 -	
<u>B. Terme prosumer</u>						
Tarif prosumer			(EUR/kWe)	E250	76,4453194	
<u>C. Terme fixe</u>			(EUR/an)	E270	- 18,39	
<u>D. Terme proportionnel</u>						
Monohoraire	Heures normales	(EUR/kWh)	E210	-	0,0843334	
Bihoraire	Heures pleines	(EUR/kWh)	E210	-	0,0954951	
	Heures creuses	(EUR/kWh)	E210	-	0,0446471	
IMPACT	Heures PIC	(EUR/kWh)	E210	0,1240197	-	
	Heures MEDIUM	(EUR/kWh)	E210	0,0744118	-	
	Heures ECO	(EUR/kWh)	E210	0,0248039	-	
Exclusif de nuit		(EUR/kWh)	E210	0,0446471		
<u>II. Tarif pour les Obligations de Service Public</u>			(EUR/kWh)	E215	0,0064001	
<u>III. Tarif pour les surcharges</u>						
Redevance de voirie			(EUR/kWh)	E891	0,0035565	
Impôt sur les sociétés			(EUR/kWh)	E850	0,0038043	
Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux			(EUR/kWh)	E890	V	
<u>IV. Tarif pour les soldes régulatoires</u>			(EUR/kWh)	E410	0,0044496	

Modalités d'application et de facturation :	
L'ensemble des tarifs repris ci-dessus sont hors TVA	
Configuration tarifaire incitative	
La tarification incitative (tarif IMPACT) est optionnelle et uniquement accessible aux utilisateurs de réseau dont la puissance de raccordement est inférieure ou égale à 56 kVA , qui sont équipés d'un compteur électronique dont la fonction communicante est active et qui ont opté pour le régime de comptage 3 (R3) .	
Configuration tarifaire standard	
La tarification standard est accessible à tous les utilisateurs du réseau basse tension, à l'exception de ceux dont la puissance de raccordement est supérieure à 56 kVA et dont la puissance de prélèvement sur le réseau peut être mesurée.	
I.A.	Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Terme capacitaire
Le terme capacitaire est applicable aux utilisateurs de réseau ayant opté pour la tarification incitative (tarif IMPACT)	
<ul style="list-style-type: none">- le tarif de base, exprimé en €/kW, est applicable aux 12,7 premiers kW de puissance quart-horaire moyenne qui sont appelés sur le réseau basse tension durant chaque quart d'heure composant la période de facturation concernée. Pour les années 2026 à 2029, ce tarif est fixé à 0€/kW.- le tarif de puissance supplémentaire, exprimé en €/kW, est applicable à la puissance quart-horaire moyenne qui est appelée au-delà des 12,7 premiers kW durant chaque quart d'heure composant la période de facturation concernée. Pour les années 2026 à 2029, ce tarif est fixé à 0€/kW.	
I.B.	Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Terme prosumer
<ul style="list-style-type: none">- Le tarif <i>prosumer</i> s'applique prorata temporis ;- Le tarif <i>prosumer</i> est applicable à la puissance nette développable de l'installation de production, telle que renseignée par le prosumer à son gestionnaire de réseau ;- Le tarif <i>prosumer</i> est applicable aux <i>prosumers</i> qui ne disposent pas d'un compteur permettant d'enregistrer leurs prélèvements réels d'électricité brute sur le réseau ;- Pour les <i>prosumers</i> qui bénéficient de la compensation et qui disposent d'un compteur permettant d'enregistrer leurs prélèvements réels d'électricité brute sur le réseau, le montant total des coûts de réseau établi sur la base de leurs prélèvements bruts est plafonné au montant total des coûts de réseau établi sur la base des prélèvements nets augmenté du tarif <i>prosumer</i>.	
I.C.	Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Terme fixe
<ul style="list-style-type: none">- Le terme fixe s'applique prorata temporis ;	
I.D.	Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Terme proportionnel
<ul style="list-style-type: none">- Une réduction de 80% est appliquée au terme proportionnel sur l'énergie partagée dans le cas d'une opération de partage au sein d'un même bâtiment. Aucune réduction n'est applicable à l'électricité prélevée résiduelle.- Les heures associées au tarif Exclusif de nuit sont de 23h à 08h00	
Configuration tarifaire standard	
Monohoraire	
<ul style="list-style-type: none">- Le choix d'une seule plage horaire est possible pour l'ensemble des utilisateurs de réseau basse tension ;- Le tarif pour les heures normales est applicable 24h/24.	
Bihoraire	
<ul style="list-style-type: none">- Le choix de la tarification bihoraire est possible uniquement pour les utilisateurs de réseau équipés<ul style="list-style-type: none">- soit d'un compteur (électronique ou électromécanique) disposant au minimum de 2 registres de comptage- soit d'un compteur électronique dont la fonction de communication est activée- soit, lorsque l'utilisateur de réseau est un <i>prosumer</i> équipé d'un compteur électronique dont la fonction de communication n'est pas activée, d'au moins 4 registres de comptages (2 pour l'injection et 2 pour le prélèvement).- Les plages horaires associées à la tarification standard bihoraire sont les suivantes :<ul style="list-style-type: none">- Heures pleines : de 7h à 11h et de 17h à 22h du lundi au dimanche- Heures creuses : de 11h à 17h et de 22h à 7h du lundi au dimanche	
Configuration tarifaire incitative	
IMPACT	
<ul style="list-style-type: none">- Les plages horaires associées au tarif IMPACT sont les suivantes :<ul style="list-style-type: none">- Heures PIC : de 17h à 22h du lundi au dimanche- Heures MEDIUM : de 7h à 11h et de 22h à 1h du lundi au dimanche- Heures ECO : de 11h à 17h et de 1h à 7h du lundi au dimanche	
II.	Tarif pour les obligations de service public
Dans le cas d'un raccordement dédié à une installation de stockage d'électricité, le tarif pour les obligations de service public est fonction de l'énergie active nette prélevée pendant une période de douze mois.	
III.	Tarif pour les surcharges
Dans le cas d'un raccordement dédié à une installation de stockage d'électricité, le tarif pour les surcharges est fonction de l'énergie active nette prélevée pendant une période de douze mois.	
IV.	Tarif pour les soldes régulatoires

Tarifs périodiques de distribution d'électricité

- Prélèvement T-MT, MT, T-BT et BT > 56 kVA -

AIEG

Période de validité : du 01.01.2027 au 31.12.2027

		Code EDIEL	T-MT		MT		T-BT		BT>56kVA
			Avec facturation du terme capacitaire	Sans facturation du terme capacitaire	Avec facturation du terme capacitaire	Sans facturation du terme capacitaire	Avec facturation du terme capacitaire	Sans facturation du terme capacitaire	Avec facturation du terme capacitaire
I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution									
A. Terme capacitaire									
a. Pour les compteurs avec mesure de pointe									
Pointe annuelle	EUR/kW	E210	0,3006432	-	1,2025727	-	1,9151372	-	1,939496
Pointe mensuelle	EUR/kW	E210	0,6012864	-	2,4051454	-	3,8302745	-	3,8789919
C. Terme fixe									
	(EUR/an)	E270	340,53		340,53		340,53		19,27
D. Terme proportionnel									
Heures normales	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	-	0,0211250
Heures pleines	(EUR/kWh)	E210	0,0016980	0,0016980	0,0067922	0,0067922	0,0143691	0,0143691	0,0239209
Heures creuses	(EUR/kWh)	E210	0,0014774	0,0014774	0,0059096	0,0059096	0,0134865	0,0134865	0,0206754
Exclusif de nuit	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	-	0,0206754
II. Tarif pour les Obligations de Service Public									
	(EUR/kWh)	E215	0,0001219		0,0004877		0,0016195		0,0061397
III. Tarif pour les surcharges									
Redevance de voirie	(EUR/kWh)	E891	0,0008818		0,0035270		0,0035270		0,0035270
Impôt sur les sociétés	(EUR/kWh)	E850	0,0009490		0,0037961		0,0037961		0,0037961
Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux	(EUR/kWh)	E890	V		V		V		V
IV. Tarif pour les soldes régulateurs									
	(EUR/kWh)	E410	0,0010837		0,0043347		0,0043347		0,0043347

Tarifs périodiques de distribution d'électricité

- Prélèvement basse tension -

AIEG

Période de validité : du 01.01.2027 au 31.12.2027

			Code EDIEL	BT	
				Configuration tarifaire incitative	Configuration tarifaire standard
I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution					
A. Terme capacitaire					
Tarif de base - pointes ≤ 12,7 kW		EUR/kW	E210	0,0000000	-
Tarif de puissance supplémentaire - pointes > 12,7 kW		EUR/kW	E210	0,0000000	-
B. Terme prosumer					
Tarif prosumer		(EUR/kWe)	E250	77,7635250	
C. Terme fixe					
		(EUR/an)	E270	-	19,27
D. Terme proportionnel					
Monohoraire	Heures normales	(EUR/kWh)	E210	-	0,0868830
Bihoraire	Heures pleines	(EUR/kWh)	E210	-	0,0983822
	Heures creuses	(EUR/kWh)	E210	-	0,0459969
IMPACT	Heures PIC	(EUR/kWh)	E210	0,1277691	-
	Heures MEDIUM	(EUR/kWh)	E210	0,0766615	-
	Heures ECO	(EUR/kWh)	E210	0,0255538	-
Exclusif de nuit		(EUR/kWh)	E210		0,0459969
II. Tarif pour les Obligations de Service Public					
		(EUR/kWh)	E215		0,0061397
III. Tarif pour les surcharges					
Redevance de voirie		(EUR/kWh)	E891		0,0035270
Impôt sur les sociétés		(EUR/kWh)	E850		0,0037961
Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux		(EUR/kWh)	E890		V
IV. Tarif pour les soldes régulateurs					
		(EUR/kWh)	E410		0,0043347

Modalités d'application et de facturation :

L'ensemble des tarifs repris ci-dessus sont hors TVA

Configuration tarifaire incitative

La tarification incitative (tarif IMPACT) est **optionnelle** et uniquement accessible aux utilisateurs de réseau dont la puissance de raccordement est **inférieure ou égale à 56 kVA** et qui sont **équipés d'un compteur électronique dont la fonction communicante est active**.

Configuration tarifaire standard

La tarification standard est accessible à tous les utilisateurs du réseau basse tension, à l'exception de ceux dont la puissance de raccordement est **supérieure à 56 kVA** et dont la puissance de prélèvement sur le réseau peut être mesurée.

I.A. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Terme capacitaire

Le terme capacitaire est applicable aux utilisateurs de réseau ayant opté pour la tarification incitative (tarif IMPACT)

- le tarif de base, exprimé en €/kW, est applicable aux 12,7 premiers kW de puissance quart-horaire moyenne qui sont appelés sur le réseau basse tension durant chaque quart d'heure composant la période de facturation concernée. Pour les années 2026 à 2029, ce tarif est fixé à 0€/kW.
- le tarif de puissance supplémentaire, exprimé en €/kW, est applicable à la puissance quart-horaire moyenne qui est appelée au-delà des 12,7 premiers kW durant chaque quart d'heure composant la période de facturation concernée. Pour les années 2026 à 2029, ce tarif est fixé à 0€/kW.

I.B. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Terme prosumer

- Le tarif *prosumer* s'applique prorata temporis ;
- Le tarif *prosumer* est applicable à la puissance nette développable de l'installation de production, telle que renseignée par le prosumer à son gestionnaire de réseau ;
- Le tarif *prosumer* est applicable aux *prosumers* qui ne disposent pas d'un compteur permettant d'enregistrer leurs prélèvements réels d'électricité brute sur le réseau ;
- Pour les *prosumers* qui bénéficient de la compensation et qui disposent d'un compteur permettant d'enregistrer leurs prélèvements réels d'électricité brute sur le réseau, le montant total des coûts de réseau établi sur la base de leurs prélèvements bruts est plafonné au montant total des coûts de réseau établi sur la base des prélèvements nets augmenté du tarif *prosumer*.

I.C. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Terme fixe

- Le terme fixe s'applique prorata temporis ;

I.D. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Terme proportionnel

- Une réduction de 80% est appliquée au terme proportionnel sur l'énergie partagée dans le cas d'une opération de partage au sein d'un même bâtiment. Aucune réduction n'est applicable à l'électricité prélevée résiduelle.
- #REF!

Configuration tarifaire standard

Monohoraire

- Le choix d'une seule plage horaire est possible pour l'ensemble des utilisateurs de réseau basse tension ;
- Le tarif pour les heures normales est applicable 24h/24.

Bihoraire

- Le choix de la tarification bihoraire est possible uniquement pour les utilisateurs de réseau équipés
 - soit d'un compteur (électronique ou électromécanique) disposant au minimum de 2 registres de comptage
 - soit d'un compteur électronique dont la fonction de communication est activée
 - soit, lorsque l'utilisateur de réseau est un *prosumer* équipé d'un compteur électronique dont la fonction de communication n'est pas activée, d'au moins 4 registres de comptages (2 pour l'injection et 2 pour le prélèvement).
- Les plages horaires associées à la tarification standard bihoraire sont les suivantes :
 - Heures pleines : de 7h à 11h et de 17h à 22h du lundi au dimanche
 - Heures creuses : de 11h à 17h et de 22h à 7h du lundi au dimanche

Configuration tarifaire incitative

IMPACT

- Les plages horaires associées au tarif IMPACT sont les suivantes :
 - Heures PIC : de 17h à 22h du lundi au dimanche
 - Heures MEDIUM : de 7h à 11h et de 22h à 1h du lundi au dimanche
 - Heures ECO : de 11h à 17h et de 1h à 7h du lundi au dimanche

II. Tarif pour les obligations de service public

Dans le cas d'un raccordement dédié à une installation de stockage d'électricité, le tarif pour les obligations de service public est fonction de l'énergie active nette prélevée pendant une période de douze mois.

III. Tarif pour les surcharges

Dans le cas d'un raccordement dédié à une installation de stockage d'électricité, le tarif pour les surcharges est fonction de l'énergie active nette prélevée pendant une période de douze mois.

IV. Tarif pour les soldes régulateurs

Tarifs périodiques de distribution d'électricité

- Prélèvement T-MT, MT, T-BT et BT > 56 kVA -

AIEG

Période de validité : du 01.01.2028 au 31.12.2028

		Code EDIEL	T-MT		MT		T-BT		BT>56kVA
			Avec facturation du terme capacitaire	Sans facturation du terme capacitaire	Avec facturation du terme capacitaire	Sans facturation du terme capacitaire	Avec facturation du terme capacitaire	Sans facturation du terme capacitaire	Avec facturation du terme capacitaire
I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution									
A. Terme capacitaire									
a. Pour les compteurs avec mesure de pointe									
Pointe annuelle	EUR/kW	E210	0,3047484	-	1,2189936	-	1,9247675	-	2,2034765
Pointe mensuelle	EUR/kW	E210	0,6094968	-	2,4379872	-	3,8495350	-	4,4069531
C. Terme fixe	(EUR/an)	E270	340,53		340,53		340,53		20,81
D. Terme proportionnel									
Heures normales	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	-	0,0204022
Heures pleines	(EUR/kWh)	E210	0,0016707	0,0016707	0,0066829	0,0066829	0,0141889	0,0141889	0,0231025
Heures creuses	(EUR/kWh)	E210	0,0014501	0,0014501	0,0058003	0,0058003	0,0133063	0,0133063	0,0200149
Exclusif de nuit	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	-	0,0200149
II. Tarif pour les Obligations de Service Public	(EUR/kWh)	E215	0,0001176		0,0004705		0,0015910		0,0059144
III. Tarif pour les surcharges									
Redevance de voirie	(EUR/kWh)	E891	0,0008726		0,0034902		0,0034902		0,0034902
Impôt sur les sociétés	(EUR/kWh)	E850	0,0009424		0,0037696		0,0037696		0,0037696
Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux	(EUR/kWh)	E890	V		V		V		V
IV. Tarif pour les soldes régulateurs	(EUR/kWh)	E410	0,0010534		0,0042136		0,0042136		0,0042136

Tarifs périodiques de distribution d'électricité	- Prélèvement basse tension -	AIEG
---	--------------------------------------	-------------

Période de validité : du 01.01.2028 au 31.12.2028

				Code EDIEL	BT	
					Configuration tarifaire incitative	Configuration tarifaire standard
I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution						
A. Terme capacitaire						
	Tarif de base - pointes ≤ 12,7 kW	EUR/kW		E210	0,0000000	-
	Tarif de puissance supplémentaire - pointes > 12,7 kW	EUR/kW		E210	0,0000000	-
B. Terme prosumer						
	Tarif prosumer	(EUR/kWe)		E250	79,3727053	
C. Terme fixe						
		(EUR/an)		E270	-	20,81
D. Terme proportionnel						
Monohoraire	Heures normales	(EUR/kWh)		E210	-	0,0899128
Bihoraire	Heures pleines	(EUR/kWh)		E210	-	0,1018131
	Heures creuses	(EUR/kWh)		E210	-	0,0476009
IMPACT	Heures PIC	(EUR/kWh)		E210	0,1322247	-
	Heures MEDIUM	(EUR/kWh)		E210	0,0793348	-
	Heures ECO	(EUR/kWh)		E210	0,0264449	-
	Exclusif de nuit	(EUR/kWh)		E210		0,0476009
II. Tarif pour les Obligations de Service Public						
		(EUR/kWh)		E215		0,0059144
III. Tarif pour les surcharges						
	Redevance de voirie	(EUR/kWh)		E891		0,0034902
	Impôt sur les sociétés	(EUR/kWh)		E850		0,0037696
	Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux	(EUR/kWh)		E890		V
IV. Tarif pour les soldes régulateurs						
		(EUR/kWh)		E410		0,0042136

Modalités d'application et de facturation :

L'ensemble des tarifs repris ci-dessus sont hors TVA

Configuration tarifaire incitative

La tarification incitative (tarif IMPACT) est **optionnelle** et uniquement accessible aux utilisateurs de réseau dont la puissance de raccordement est **inférieure ou égale à 56 kVA** et qui sont **équipés d'un compteur électronique dont la fonction communicante est active**.

Configuration tarifaire standard

La tarification standard est accessible à tous les utilisateurs du réseau basse tension, à l'exception de ceux dont la puissance de raccordement est **supérieure à 56 kVA** et dont la puissance de prélèvement sur le réseau peut être mesurée.

I.A. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Terme capacitaire

Le terme capacitaire est applicable aux utilisateurs de réseau ayant opté pour la tarification incitative (tarif IMPACT)

- le tarif de base, exprimé en €/kW, est applicable aux 12,7 premiers kW de puissance quart-horaire moyenne qui sont appelés sur le réseau basse tension durant chaque quart d'heure composant la période de facturation concernée. Pour les années 2026 à 2029, ce tarif est fixé à 0€/kW.
- le tarif de puissance supplémentaire, exprimé en €/kW, est applicable à la puissance quart-horaire moyenne qui est appelée au-delà des 12,7 premiers kW durant chaque quart d'heure composant la période de facturation concernée. Pour les années 2026 à 2029, ce tarif est fixé à 0€/kW.

I.B. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Terme prosumer

- Le tarif *prosumer* s'applique prorata temporis ;
- Le tarif *prosumer* est applicable à la puissance nette développable de l'installation de production, telle que renseignée par le prosumer à son gestionnaire de réseau ;
- Le tarif *prosumer* est applicable aux *prosumers* qui ne disposent pas d'un compteur permettant d'enregistrer leurs prélèvements réels d'électricité brute sur le réseau ;
- Pour les *prosumers* qui bénéficient de la compensation et qui disposent d'un compteur permettant d'enregistrer leurs prélèvements réels d'électricité brute sur le réseau, le montant total des coûts de réseau établi sur la base de leurs prélèvements bruts est plafonné au montant total des coûts de réseau établi sur la base des prélèvements nets augmenté du tarif *prosumer*.

I.C. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Terme fixe

- Le terme fixe s'applique prorata temporis ;

I.D. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Terme proportionnel

- Une réduction de 80% est appliquée au terme proportionnel sur l'énergie partagée dans le cas d'une opération de partage au sein d'un même bâtiment. Aucune réduction n'est applicable à l'électricité prélevée résiduelle.
- #REF!

Configuration tarifaire standard

Monohoraire

- Le choix d'une seule plage horaire est possible pour l'ensemble des utilisateurs de réseau basse tension ;
- Le tarif pour les heures normales est applicable 24h/24.

Bihoraire

- Le choix de la tarification bihoraire est possible uniquement pour les utilisateurs de réseau équipés
 - soit d'un compteur (électronique ou électromécanique) disposant au minimum de 2 registres de comptage
 - soit d'un compteur électronique dont la fonction de communication est activée
 - soit, lorsque l'utilisateur de réseau est un *prosumer* équipé d'un compteur électronique dont la fonction de communication n'est pas activée, d'au moins 4 registres de comptages (2 pour l'injection et 2 pour le prélèvement).
- Les plages horaires associées à la tarification standard bihoraire sont les suivantes :
 - Heures pleines : de 7h à 11h et de 17h à 22h du lundi au dimanche
 - Heures creuses : de 11h à 17h et de 22h à 7h du lundi au dimanche

Configuration tarifaire incitative

IMPACT

- Les plages horaires associées au tarif IMPACT sont les suivantes :
 - Heures PIC : de 17h à 22h du lundi au dimanche
 - Heures MEDIUM : de 7h à 11h et de 22h à 1h du lundi au dimanche
 - Heures ECO : de 11h à 17h et de 1h à 7h du lundi au dimanche

II. Tarif pour les obligations de service public

Dans le cas d'un raccordement dédié à une installation de stockage d'électricité, le tarif pour les obligations de service public est fonction de l'énergie active nette prélevée pendant une période de douze mois.

III. Tarif pour les surcharges

Dans le cas d'un raccordement dédié à une installation de stockage d'électricité, le tarif pour les surcharges est fonction de l'énergie active nette prélevée pendant une période de douze mois.

IV. Tarif pour les soldes régulateurs

Tarifs périodiques de distribution d'électricité

- Prélèvement T-MT, MT, T-BT et BT > 56 kVA -

AIEG

Période de validité : du 01.01.2029 au 31.12.2029

		Code EDIEL	T-MT		MT		T-BT		BT>56kVA
			Avec facturation du terme capacitaire	Sans facturation du terme capacitaire	Avec facturation du terme capacitaire	Sans facturation du terme capacitaire	Avec facturation du terme capacitaire	Sans facturation du terme capacitaire	Avec facturation du terme capacitaire
I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution									
A. Terme capacitaire									
a. Pour les compteurs avec mesure de pointe									
Pointe annuelle	EUR/kW	E210	0,3067321	-	1,2269283	-	1,9250963	-	2,5324620
Pointe mensuelle	EUR/kW	E210	0,6134641	-	2,4538565	-	3,8501926	-	5,0649239
C. Terme fixe									
	(EUR/an)	E270	340,53		340,53		340,53		22,69
D. Terme proportionnel									
Heures normales	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	-	0,0189939
Heures pleines	(EUR/kWh)	E210	0,0015888	0,0015888	0,0063551	0,0063551	0,0132588	0,0132588	0,0215078
Heures creuses	(EUR/kWh)	E210	0,0013681	0,0013681	0,0054725	0,0054725	0,0123763	0,0123763	0,0185846
Exclusif de nuit	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	-	0,0185846
II. Tarif pour les Obligations de Service Public									
	(EUR/kWh)	E215	0,0001128		0,0004513		0,0015565		0,0056736
III. Tarif pour les surcharges									
Redevance de voirie	(EUR/kWh)	E891	0,0008604		0,0034415		0,0034415		0,0034415
Impôt sur les sociétés	(EUR/kWh)	E850	0,0009263		0,0037052		0,0037052		0,0037052
Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux	(EUR/kWh)	E890	V		V		V		V
IV. Tarif pour les soldes régulateurs									
	(EUR/kWh)	E410	0,0010203		0,0040813		0,0040813		0,0040813

Tarifs périodiques de distribution d'électricité

- Prélèvement basse tension -

AIEG

Période de validité : du 01.01.2029 au 31.12.2029

				Code EDIEL	BT	
					Configuration tarifaire incitative	Configuration tarifaire standard
I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution						
A. Terme capacitaire						
	Tarif de base - pointes ≤ 12,7 kW	EUR/kW		E210	0,0000000	-
	Tarif de puissance supplémentaire - pointes > 12,7 kW	EUR/kW		E210	0,0000000	-
B. Terme prosumer						
	Tarif prosumer	(EUR/kWe)		E250	80,8463374	
C. Terme fixe						
		(EUR/an)		E270	-	22,69
D. Terme proportionnel						
Monohoraire	Heures normales	(EUR/kWh)		E210	-	0,0927854
Bihoraire	Heures pleines	(EUR/kWh)		E210	-	0,1050658
	Heures creuses	(EUR/kWh)		E210	-	0,0491217
IMPACT	Heures PIC	(EUR/kWh)		E210	0,1364491	-
	Heures MEDIUM	(EUR/kWh)		E210	0,0818694	-
	Heures ECO	(EUR/kWh)		E210	0,0272898	-
	Exclusif de nuit	(EUR/kWh)		E210		0,0491217
II. Tarif pour les Obligations de Service Public						
		(EUR/kWh)		E215		0,0056736
III. Tarif pour les surcharges						
	Redevance de voirie	(EUR/kWh)		E891		0,0034415
	Impôt sur les sociétés	(EUR/kWh)		E850		0,0037052
	Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux	(EUR/kWh)		E890		V
IV. Tarif pour les soldes régulateurs						
		(EUR/kWh)		E410		0,0040813

Modalités d'application et de facturation :

L'ensemble des tarifs repris ci-dessus sont hors TVA

Configuration tarifaire incitative

La tarification incitative (tarif IMPACT) est **optionnelle** et uniquement accessible aux utilisateurs de réseau dont la puissance de raccordement est **inférieure ou égale à 56 kVA** et qui sont **équipés d'un compteur électronique dont la fonction communicante est active**.

Configuration tarifaire standard

La tarification standard est accessible à tous les utilisateurs du réseau basse tension, à l'exception de ceux dont la puissance de raccordement est **supérieure à 56 kVA** et dont la puissance de prélèvement sur le réseau peut être mesurée.

I.A. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Terme capacitaire

Le terme capacitaire est applicable aux utilisateurs de réseau ayant opté pour la tarification incitative (tarif IMPACT)

- le tarif de base, exprimé en €/kW, est applicable aux 12,7 premiers kW de puissance quart-horaire moyenne qui sont appelés sur le réseau basse tension durant chaque quart d'heure composant la période de facturation concernée. Pour les années 2026 à 2029, ce tarif est fixé à 0€/kW.
- le tarif de puissance supplémentaire, exprimé en €/kW, est applicable à la puissance quart-horaire moyenne qui est appelée au-delà des 12,7 premiers kW durant chaque quart d'heure composant la période de facturation concernée. Pour les années 2026 à 2029, ce tarif est fixé à 0€/kW.

I.B. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Terme prosumer

- Le tarif *prosumer* s'applique prorata temporis ;
- Le tarif *prosumer* est applicable à la puissance nette développable de l'installation de production, telle que renseignée par le prosumer à son gestionnaire de réseau ;
- Le tarif *prosumer* est applicable aux *prosumers* qui ne disposent pas d'un compteur permettant d'enregistrer leurs prélèvements réels d'électricité brute sur le réseau ;
- Pour les *prosumers* qui bénéficient de la compensation et qui disposent d'un compteur permettant d'enregistrer leurs prélèvements réels d'électricité brute sur le réseau, le montant total des coûts de réseau établi sur la base de leurs prélèvements bruts est plafonné au montant total des coûts de réseau établi sur la base des prélèvements nets augmenté du tarif *prosumer*.

I.C. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Terme fixe

- Le terme fixe s'applique prorata temporis ;

I.D. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Terme proportionnel

- Une réduction de 80% est appliquée au terme proportionnel sur l'énergie partagée dans le cas d'une opération de partage au sein d'un même bâtiment. Aucune réduction n'est applicable à l'électricité prélevée résiduelle.
- #REF!

Configuration tarifaire standard

Monohoraire

- Le choix d'une seule plage horaire est possible pour l'ensemble des utilisateurs de réseau basse tension ;
- Le tarif pour les heures normales est applicable 24h/24.

Bihoraire

- Le choix de la tarification bihoraire est possible uniquement pour les utilisateurs de réseau équipés
 - soit d'un compteur (électronique ou électromécanique) disposant au minimum de 2 registres de comptage
 - soit d'un compteur électronique dont la fonction de communication est activée
 - soit, lorsque l'utilisateur de réseau est un *prosumer* équipé d'un compteur électronique dont la fonction de communication n'est pas activée, d'au moins 4 registres de comptages (2 pour l'injection et 2 pour le prélèvement).
- Les plages horaires associées à la tarification standard bihoraire sont les suivantes :
 - Heures pleines : de 7h à 11h et de 17h à 22h du lundi au dimanche
 - Heures creuses : de 11h à 17h et de 22h à 7h du lundi au dimanche

Configuration tarifaire incitative

IMPACT

- Les plages horaires associées au tarif IMPACT sont les suivantes :
 - Heures PIC : de 17h à 22h du lundi au dimanche
 - Heures MEDIUM : de 7h à 11h et de 22h à 1h du lundi au dimanche
 - Heures ECO : de 11h à 17h et de 1h à 7h du lundi au dimanche

II. Tarif pour les obligations de service public

Dans le cas d'un raccordement dédié à une installation de stockage d'électricité, le tarif pour les obligations de service public est fonction de l'énergie active nette prélevée pendant une période de douze mois.

III. Tarif pour les surcharges

Dans le cas d'un raccordement dédié à une installation de stockage d'électricité, le tarif pour les surcharges est fonction de l'énergie active nette prélevée pendant une période de douze mois.

IV. Tarif pour les soldes régulateurs