

Date du document : 18/12/2025

DÉCISION

CD-25118-CWaPE-1173

SOLDES RAPPORTÉS PAR ORES ASSETS (ÉLECTRICITÉ) POUR L'EXERCICE D'EXPLOITATION 2024

Rendue en application 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

Table des matières

SOLDES RAPPORTÉS PAR ORES ASSETS (ÉLECTRICITÉ) POUR L'EXERCICE D'EXPLOITATION 2024.....	1
1. BASE LÉGALE.....	4
1.1. Dispositions législatives applicables pour la détermination des soldes régulatoires de 2024.....	4
1.2. Méthodologie tarifaire applicable pour la détermination des soldes régulatoires de l'année 2024...	4
1.3. Dispositions applicables pour la détermination de l'affectation du solde régulateur de 2024	5
2. HISTORIQUE DE LA PROCÉDURE.....	6
3. RÉSERVES.....	7
3.1. Réserve générale	7
4. CONTRÔLE DES MONTANTS RAPPORTÉS.....	8
5. ÉLÉMENTS IMPORTANTS DANS LES COMPTES DE L'ANNÉE 2024	9
6. ÉCART GLOBAL ENTRE REVENU AUTORISÉ BUDGÉTÉ ET RÉEL 2024	9
7. BONUS/MALUS	11
7.1. Détail du bonus/malus relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables	13
7.1.1. Détail du bonus/malus relatif aux CNC _{autres}	14
7.1.2. Détail du bonus/malus relatif aux charges contrôlables OSP (CNF _{OSP} et CNV _{OSP})	18
7.1.3. Détail du bonus/malus relatif aux CNI	21
7.2. Détail du bonus/malus relatif aux charges nettes opérationnelles non contrôlables	23
7.2.1. Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat d'électricité destinée à couvrir les pertes	23
7.2.2. Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat d'électricité pour la clientèle propre	24
7.2.3. Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat des certificats verts	24
7.2.4. Détail du bonus/malus relatif aux indemnités de retard de placement des CâB.....	24
7.3. Détail du bonus/malus relatif aux projets spécifiques.....	24
8. RÉSULTAT ANNUEL DE L'ACTIVITÉ ÉLECTRICITÉ.....	26
9. SOLDES RÉGULATOIRES DE L'EXERCICE	29
9.1. Détail du solde régulateur relatif aux produits issus des tarifs périodiques (SR _{volume})	30
9.1.1. Chiffre d'affaires issu des tarifs d'utilisation du réseau.....	30
9.1.2. Corrections de chiffre d'affaire.....	33
9.2. Détail du solde régulateur relatif aux charges opérationnelles non contrôlables	33
9.2.1. Détail du solde régulateur relatif aux charges et produits opérationnels non-contrôlables (SRC _{non contrôlables} et SRP _{non contrôlables})	33
9.2.2. Détail du solde régulateur relatif à la charge d'achat des pertes électriques (SR _{achat pertes}).....	35
9.2.3. Détail du solde régulateur relatif à la charge d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre (SR _{achat clientèle}).....	37
9.2.4. Détail du solde régulateur relatif à l'achat des certificats verts (SR _{achat cv})	38
9.2.5. Détail du solde relatif aux indemnités versées aux fournisseurs commerciaux en cas de retard de placement des compteurs à budget (SR _{indemnité placement CâB}).....	38
9.3. Détail du solde relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables variables relatives aux obligations de service public (SR _{volume OSP})	38
9.4. Détail du solde relatif à la marge bénéficiaire équitable (SR _{marge bénéficiaire équitable})	39
9.5. Détail du solde relatif aux charges nettes des projets spécifiques (SR _{projets spécifiques}).....	42
9.5.1. Écart relatif aux charges nettes variables	42
9.5.2. Écart relatif aux charges et produits fixes non-contrôlables	43
9.6. Détail de l'écart relatif à l'indexation	43
10. PROPOSITION D'AFFECTATION DU SOLDE RÉGULATOIRE	44
11. RÉVISION DU TARIF POUR SOLDES RÉGULATOIRES DE 2026 À 2029	44
12. SOLDES RÉGULATOIRES NON AFFECTÉS	48
13. DÉCISION	49
14. VOIES DE RECOURS.....	50
15. ANNEXES	51

Index des graphiques

GRAPHIQUE 1	MALUS – ANNÉE 2024	11
GRAPHIQUE 2	HISTORIQUE DES BONI ET MALI RÉGULÉS	12
GRAPHIQUE 3	ÉVOLUTION DES COÛTS DE PERSONNEL 2019-2024	15
GRAPHIQUE 4	BONUS RELATIF AUX CHARGES NETTES CONTRÔLABLES OSP – ANNÉE 2024	20
GRAPHIQUE 5	INVESTISSEMENTS RÉSEAU BRUTS HORS INVESTISSEMENTS SMART - 2019-2024	22
GRAPHIQUE 6	INVESTISSEMENTS HORS RÉSEAU HORS INVESTISSEMENTS SMART - 2019-2024	23
GRAPHIQUE 7	RÉCONCILIATION DES RÉSULTATS TARIFAIRE ET COMPTABLE	26
GRAPHIQUE 8	SOLDES RÉGULATOIRES 2024	29
GRAPHIQUE 9	VOLUMES DE PRÉLÈVEMENTS RÉELS SUR CINQ ANS (HORS TRANSIT ET PERTES)	31
GRAPHIQUE 10	VOLUMES DE PRÉLÈVEMENTS BUDGÉTÉS ET RÉELS)	32
GRAPHIQUE 11	DÉTAIL SOLDE RÉGULATOIRE SRC <small>NON CONTRÔLABLES</small> & SRP <small>NON CONTRÔLABLES</small>	34
GRAPHIQUE 12	PRIX UNITAIRES D'ACHAT DES PERTES D'ÉLECTRICITÉ	36
GRAPHIQUE 13	ÉVOLUTION DES PERTES EN RÉSEAU	36
GRAPHIQUE 14	PRIX UNITAIRES D'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ POUR LA CLIENTÈLE PROPRE	37
GRAPHIQUE 15	DÉTAIL DE L'ÉCART RELATIF AUX CHARGES VARIABLES DES OBLIGATIONS DE SERVICE PUBLIC	39
GRAPHIQUE 16	ÉVOLUTION DE LA BASE D'ACTIFS RÉGULÉS RÉELLE DE L'ANNÉE 2024	40
GRAPHIQUE 17	DÉTAIL DES INVESTISSEMENTS RÉSEAU, INTERVENTIONS CLIENTS ET SUBSIDES	41
GRAPHIQUE 18	SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION POUR LE CLIENT-TYPE BT BIHORAIRE	46
GRAPHIQUE 19	SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION POUR LE CLIENT-TYPE BT AVEC UNE BORNE DE RECHARGE POUR VÉHICULE ÉLECTRIQUE	47
GRAPHIQUE 20	SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION POUR LE CLIENT-TYPE BT AVEC UNE POMPE À CHALEUR	47

Index des tableaux

TABLEAU 1	ÉCART GLOBAL	10
TABLEAU 2	CHARGES CONTRÔLABLES HORS OBLIGATIONS DE SERVICE PUBLIC ET IMMOBILISATIONS	14
TABLEAU 3	ÉCART ESTIMÉ SUR LES OPEX IT	16
TABLEAU 4	DÉTAIL DES MONTANTS RELATIFS AU PROJET NEO	16
TABLEAU 5	DÉTAIL DES MONTANTS RELATIFS AU PROJET ATRIAS	17
TABLEAU 6	BONUS DES PRODUITS D'EXPLOITATION	18
TABLEAU 7	DÉTAIL DES CHARGES NETTES CONTRÔLABLES OSP	19
TABLEAU 8	DÉTAIL DU BONUS RELATIF AUX CHARGES NETTES D'IMMOBILISATIONS (CNI)	21
TABLEAU 9	CALCUL DU BONUS/MALUS DU PROJET SPÉCIFIQUE	25
TABLEAU 10	COMPOSITION DU RÉSULTAT TARIFAIRE	27
TABLEAU 11	RÉSULTAT, DIVIDENDES ET PAYOUT RATIO	28
TABLEAU 12	SOLDE RÉGULATOIRE DES PRODUITS DES TARIFS PÉRIODIQUES	30
TABLEAU 13	ÉVOLUTION DES SOLDES RÉGULATOIRES ISSU DU TARIF PROSUMER	31
TABLEAU 14	BASE D'ACTIFS RÉGULÉS BUDGÉTÉE ET RÉELLE	42
TABLEAU 15	DÉTAIL DU SOLDE RELATIF AUX CHARGES NETTES VARIABLES DES PROJETS SPÉCIFIQUES	43
TABLEAU 16	RÉPARTITION DU SOLDE RÉGULATOIRE 2024 DANS LES EXERCICES TARIFAIRES 2026-2029	44
TABLEAU 17	SOLDES RÉGULATOIRES NON AFFECTÉS	48

1. BASE LÉGALE

1.1. Dispositions législatives applicables pour la détermination des soldes régulatoires de 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 gestionnaires de réseau 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 naturel actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2024 (ci-après la méthodologie tarifaire 2024), ainsi que les annexes y relatives.

Cette méthodologie tarifaire habilite la CWaPE à contrôler annuellement le calcul des écarts entre le budget et la réalité rapportés par le gestionnaire de réseau de distribution (GRD) concernant l'exercice d'exploitation 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 soumet à la CWaPE son rapport tarifaire *ex post* portant sur l'exercice d'exploitation écoulé (année 2024 en l'occurrence), lequel utilise le modèle de rapport au format Excel (annexe 6 de la méthodologie tarifaire 2024) et comporte 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 régulatoires 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 régulatoires afin d'y intégrer les soldes régulatoires 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. Le 19 juin 2025, ORES ASSETS a présenté les faits marquants de l'exercice d'exploitation 2024 lors d'une réunion.
3. Le 30 juin 2025, la CWaPE a reçu le rapport tarifaire électricité *ex post* d'ORES ASSETS portant sur l'exercice d'exploitation 2024.
4. Les 10 juillet et 10 octobre, ORES ASSETS a complété cet envoi par des possibilités d'affectation alternatives.
5. Le 17 octobre 2025, la CWaPE a proposé un calendrier adapté pour le contrôle des rapports *ex post* 2024. Le 20 octobre, ORES ASSETS acquiesçait sous réserve et le lendemain la CWaPE admettait ces réserves.
6. Le 17 octobre 2025, la CWaPE a adressé une série de questions à ORES ASSETS sur son rapport électricité. Le 8 novembre 2025, ORES ASSETS a répondu aux questions.
7. Le 21 novembre 2025, la CWaPE a appelé ORES ASSETS en vue de confirmer l'affectation du solde régulateur.
8. Le 26 novembre 2025, ORES ASSETS a déposé une adaptation de l'affectation du solde régulateur sans modifier le reste du rapport tarifaire de l'exercice 2024.
9. 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 du solde régulateur électricité de l'année 2024 établi sur base du rapport tarifaire *ex post* adapté déposé le 26 novembre 2025 par ORES ASSETS.

3. RÉSERVES

3.1. 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 concernée, 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 d'ORES ASSETS, à se prononcer de manière spécifique sur des coûts bien précis non abordés dans le cadre du présent contrôle.

4. CONTRÔLE DES MONTANTS RAPPORTÉS

Sur la base du rapport tarifaire *ex post* daté du 30 juin 2025 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 chaque année à la CWaPE, au travers de ses rapports tarifaires *ex post*, un bilan et un compte de résultats scindés par catégorie d'activité, ainsi qu'une explication des règles d'imputations des coûts et des produits qui ont été appliquées. Ces exigences sont formulées aux articles 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, ORES ASSETS exerce l'activité de gestionnaire de réseau de distribution d'électricité sur un territoire qui couvre de nombreuses communes de Wallonie.

Parmi les activités non régulées d'ORES ASSETS, on retrouve l'activité éclairage public sans obligation de service public (l'entretien curatif spécial et l'entretien des ouvrages décoratifs refacturés aux communes), ainsi que, le cas échéant, certains projets-pilotes pour lesquels une dérogation entraîne un traitement tarifaire spécifique (*LogisCER* : coûts d'investissement liés aux installations de production photovoltaïque exceptionnellement financées par ORES ; *Reactive Power Market* : facturation du service auxiliaire destiné à réguler le niveau d'énergie réactive dans un poste de transformation HT/MT).

En 2024, l'unique autre activité exercée par ORES ASSETS en dehors de son activité de GRD est l'activité de gestion d'un bâtiment mis à la disposition de tiers. En 2024, ce bâtiment est totalement amorti dans les comptes et il est mis en vente. Par conséquent, ni dépense ni recette n'ont été enregistrées sur cette activité en 2024.

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.

Pour l'année 2024, le Commissaire du gestionnaire de réseau a également fourni un rapport spécifique relatif aux investissements et mises hors services.

5. ÉLÉMENTS IMPORTANTS DANS LES COMPTES DE L'ANNÉE 2024

Les comptes de l'année 2024 du groupe ORES ASSETS sont caractérisés notamment par les éléments importants suivants :

- un malus de 51,4 millions d'euros de charges contrôlables hors obligations de service public (et hors immobilisations) ;
- une stabilisation des volumes de prélèvement : après la forte diminution des prélèvements réels de l'année 2023, les prélèvements finaux¹ ont légèrement crû de 0,6 %. Par contre, les volumes réels restent inférieurs de 10 % aux volumes budgétés, ce qui entraîne la création d'une créance tarifaire importante (-42,1 millions d'euros sur le chiffre d'affaires) ;
- des investissements réseau bruts en croissance (+16 % en un an, et +82 % en 5 ans), avec un taux d'intervention des utilisateurs de réseau en nette diminution (il est passé de 33 % en moyenne jusqu'en 2023 à 26 % en 2024). Malgré cette augmentation des investissements réseau sur l'année, ORES ASSETS dégage toujours un bonus sur les charges nettes liées aux immobilisations ;
- des actifs subsidiés (4,7 millions d'euros) alors qu'il n'y en avait pas auparavant ;
- un solde régulateur pour indexation générant une créance tarifaire de -11 millions d'euros ;
- un effectif du personnel en croissance.

6. ÉCART GLOBAL ENTRE REVENU AUTORISÉ BUDGÉTÉ ET RÉEL 2024

Le revenu autorisé budgété initial pour l'année 2024 approuvé par la CWaPE² en date du 12 octobre 2023 s'élève à 571 468 334 euros. Ce montant reprend le projet spécifique de déploiement des compteurs communicants électricité approuvé par la CWaPE³ le 28 octobre 2021. De plus, ce budget initial a été relevé de l'écart d'indexation des charges nettes opérationnelles contrôlables budgétées de l'année 2024 (cette différence⁴ entre les budgets contrôlables *ex post*⁵ et *ex ante*⁶ s'élève à -11 324 141 euros). Enfin, aucun solde régulateur n'a été affecté au revenu autorisé de cette année. En conséquence, le revenu autorisé budgété *ex post* de l'année 2024 s'élève à 582 792 475 euros.

Le revenu autorisé réel de l'année 2024 s'élève à 646 248 288 euros. L'écart entre le revenu autorisé budgété *ex post* et le revenu autorisé réel s'élève à -74 779 955 euros, auquel il faut ajouter l'écart provenant des produits issus des tarifs périodiques de distribution qui s'élève à -42 057 413 euros.

¹ Prélèvements finaux = prélèvements + éclairage public = total distribué hors pertes et hors transit

² Décision d'approbation de la proposition de revenu autorisé 2024 électricité d'ORES ASSETS du 12 octobre 2023, référencée CD-23j12-CWaPE-0804

³ Décision de révision des charges nettes relatives au projet spécifique de déploiement des compteurs communicants électricité d'ORES ASSETS du 28 octobre 2021, référencée CD-21j28-CWaPE-0578

⁴ Article 125 de la Méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz actifs en Région wallonne pour l'année 2024

⁵ Article 120 *ibidem*

⁶ Article 36 *ibidem*

L'écart global entre les revenus autorisés budgété *ex post* et réel de l'année 2024 s'élève dès lors à -116,8 millions d'euros (soit 20 % du revenu autorisé budgété), solde d'indexation compris. Il se compose d'un actif régulateur (créance tarifaire) de -74,1 millions d'euros et d'un malus de -42,8 millions d'euros. Ils sont détaillés aux points 7 et 9 de la présente décision.

TABLEAU 1 ÉCART GLOBAL

Charges nettes	Budget ex post	Réalité 2024	Écart	Solde régulateur	Bonus/malus
Contrôlables	355 837 151,38	396 945 657,15	-41 108 505,77	-1 010 652,44	-40 097 853,33
Hors OSP	312 489 035,96	361 391 967,41	-48 902 931,45		-48 902 931,45
OSP	43 348 115,41	35 553 689,74	7 794 425,68	-1 010 652,44	8 805 078,11
Charges et produits non contrôlables	109 581 099,95	125 846 479,41	-16 265 379,46	-16 086 077,10	-179 302,37
Hors OSP	95 992 635,08	122 454 796,23	-26 462 161,15	-26 462 161,15	0,00
OSP	13 588 464,87	3 391 683,18	10 196 781,69	10 376 084,05	-179 302,37
Projets spécifiques	10 161 048,07	11 096 590,01	-935 541,94	1 555 926,64	-2 491 468,59
Marge équitable	107 213 175,13	112 359 561,14	-5 146 386,01	-5 146 386,01	
Hors OSP	106 383 602,07	112 148 351,09	-5 764 749,02	-5 764 749,02	
OSP	829 573,06	211 210,05	618 363,01	618 363,01	
Quote-part des soldes régulatoires antérieurs	0,00	0,00	0,00	0,00	
Sous-total (I)	582 792 474,53	646 248 287,70	-63 455 813,18	-20 687 188,90	-42 768 624,28

Chiffre d'affaires	Budget ex post	Réalité 2024	Écart	Solde régulateur	Bonus/malus
Tarif OSP	-56 386 891,78	-48 907 901,81	-7 478 989,97	-7 478 989,97	
Redevance de voirie	-30 853 196,47	-27 943 962,69	-2 909 233,78	-2 909 233,78	
Tarif impôt des sociétés	-30 035 438,99	-26 161 356,97	-3 874 082,02	-3 874 082,02	
Autres impôts et surcharges	-68 560,53	-57 286,79	-11 273,74	-11 273,74	
Tarif soldes régulatoires	0,00	444 615,34	-444 615,34	-444 615,34	
Dépassement forfait d'énergie réactive	0,00	-2 440 607,74	2 440 607,74	2 440 607,74	
Tarif injection	-1 350 297,70	-1 883 592,10	533 294,40	533 294,40	
Tarif périodique distribution	-452 773 948,25	-422 460 828,15	-30 313 120,10	-30 313 120,10	
Sous-total (II)	-571 468 333,72	-529 410 920,91	-42 057 412,81	-42 057 412,81	

Indexation charges contrôlables	Budget ex ante	Budget ex post	Écart	Solde régulateur	Bonus/malus
Indexation (III)	344 513 009,98	355 837 151,38	-11 324 141,40	-11 324 141,40	

	Budget ex post	Réalité 2024	Écart	Solde régulateur	Bonus/malus
Total (I+II+III)	11 324 140,81	116 837 366,79	-116 837 367,38	-74 068 743,10	-42 768 624,28

Source : Décision – TAB3.

Convention de signe : signe négatif = créance tarifaire ou malus ; signe positif = dette tarifaire ou bonus
Cet écart global est détaillé pour le bonus/malus au point 7 et pour le solde régulateur au point 9.

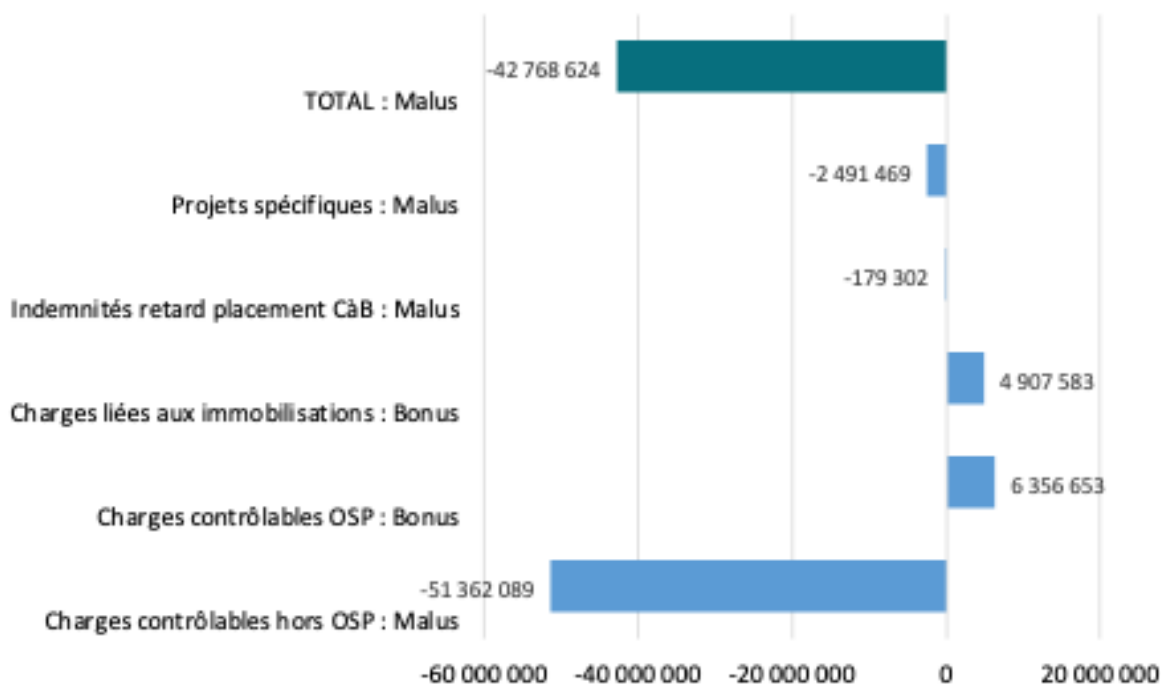
7. BONUS/MALUS

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

- le bonus/malus relatif aux charges nettes contrôlables hors OSP (article 114 de la méthodologie tarifaire) ;
- 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) ;
- le bonus/malus relatif aux charges nettes liées aux immobilisations (article 114 de la méthodologie tarifaire) ;
- 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) ;
- 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) ;
- le bonus/malus relatif à la charge d'achat des certificats verts (article 111 de la méthodologie tarifaire) ;
- 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) ;
- 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 MALUS – ANNÉE 2024

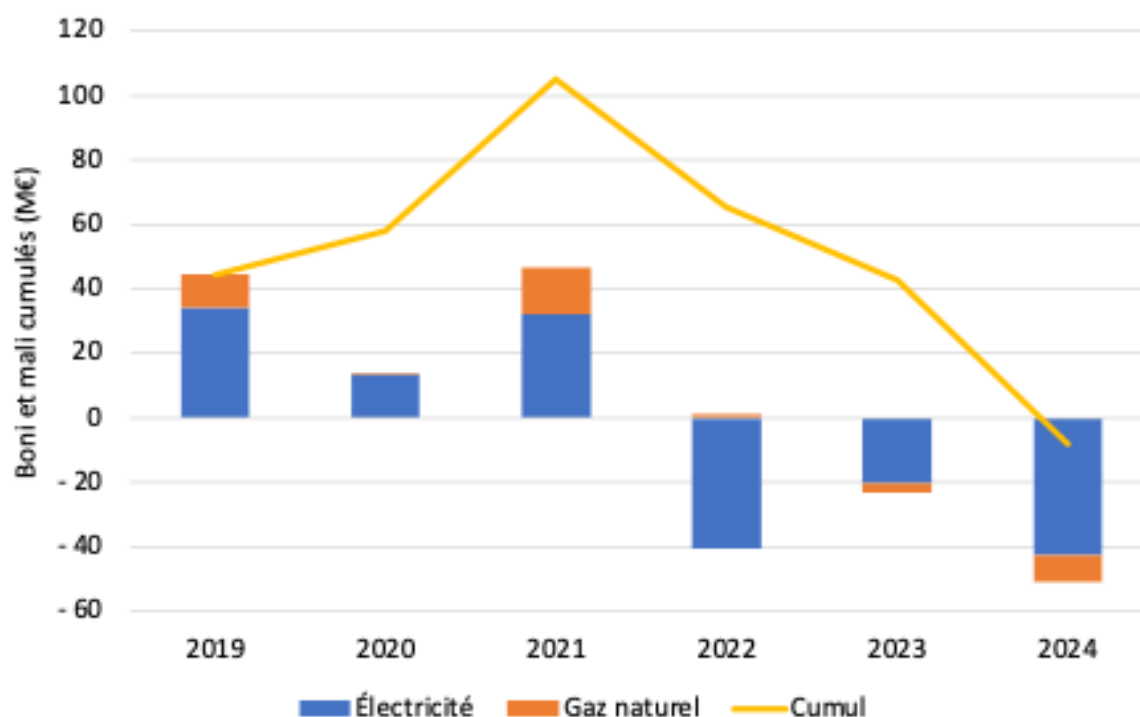


Source : Décision – Bonus-malus

En 2024, ORES ASSETS comptabilise un malus total de -51 millions d’euros (-42,8 millions d’euros en électricité et -8,0 millions d’euros en gaz) qui provient essentiellement des charges contrôlables hors OSP.

Le tableau suivant reprend les boni et les mali réalisés par ORES ASSETS au cours des deux périodes réglementaires 2020-2023 et 2024 (les principes méthodologiques étaient différents auparavant). Sur les six dernières années, ORES ASSETS dégage un malus cumulé de -8,2 millions d’euros (malus cumulé de -23,5 millions d’euros en électricité et un bonus cumulé de 15,4 millions d’euros en gaz).

GRAPHIQUE 2 HISTORIQUE DES BONI ET MALI RÉGULÉS



Source : Décision – Bonus-malus IM35

7.1. 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.

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

Le malus sur les charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes relatives aux obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations (CNC_{autres}) s'élève à -51,4 millions d'euros. Cela signifie que les CNC_{autres} réelles ont été 28% supérieures aux CNC_{autres} budgétées indexées de l'année 2024.

TABLEAU 2 CHARGES CONTRÔLABLES HORS OBLIGATIONS DE SERVICE PUBLIC ET IMMOBILISATIONS

Intitulé	BUDGET 2024 ex post	RÉALITÉ 2024	MALUS	
Charges contrôlables hors OSP et hors immobilisations	183 707 994,34	235 070 083,27	-51 362 088,93	-28,0%

Source : Décision – CNCautres/I43

Les sections ci-dessous expliquent globalement les écarts constatés sur les CNC_{autres}.

7.1.1.1. Changement de système d'imputation

ORES a procédé à la révision de son modèle d'imputation des coûts au travers du projet RSG (révision du système de gestion). Le Go-live de ce projet a eu lieu le 1^{er} janvier 2019. Les revenus autorisés budgétés des années 2019 à 2023 ont donc été construits selon l'ancien système d'allocation des coûts alors que les coûts réels, à partir de ceux de l'année 2019, sont rapportés au régulateur selon le nouveau modèle. Ce changement de système de gestion entre les coûts budgétés et les coûts réels de l'année 2019 rend l'analyse des écarts plus complexe. C'est particulièrement le cas pour les charges nettes opérationnelles contrôlables hors OSP (CNC_{autres}). Le budget *ex ante* des charges nettes contrôlables de l'année 2024 étant égal au budget des charges nettes contrôlables de l'année 2023, les difficultés d'analyse liée à la révision du système de gestion sont encore présentes pour l'examen de l'exercice d'exploitation 2024.

Selon ORES, le modèle RSG permet une allocation beaucoup plus précise, plus actuelle et plus en phase avec l'organisation de l'entreprise que celle du modèle remplacé. Dans l'ancien modèle, ORES appliquait une surcharge de 32 % de coûts de support sur les coûts techniques portés à l'investissement. Dans le nouveau modèle, cette surcharge a été remplacée par une allocation fine de coûts indirects, propre à chaque centre de coûts, sur les coûts directement imputés en investissement.

Le changement de modèle d'imputation des coûts entraîne plusieurs conséquences sur la ventilation des montants entre les différentes rubriques qui composent le revenu autorisé. La première conséquence est de faire glisser certaines charges nettes opérationnelles contrôlables des activités relatives aux OSP vers les activités dites « hors OSP ». Pour le budget global 2024 d'ORES, ce glissement n'a pas d'impact sur le calcul des soldes réglementaires de l'année 2024 dans la mesure où il concerne deux catégories de coûts contrôlables. Ce nouveau modèle d'allocation des coûts diminue le montant des coûts indirects (ou coûts de support) qui sont portés à l'investissement.

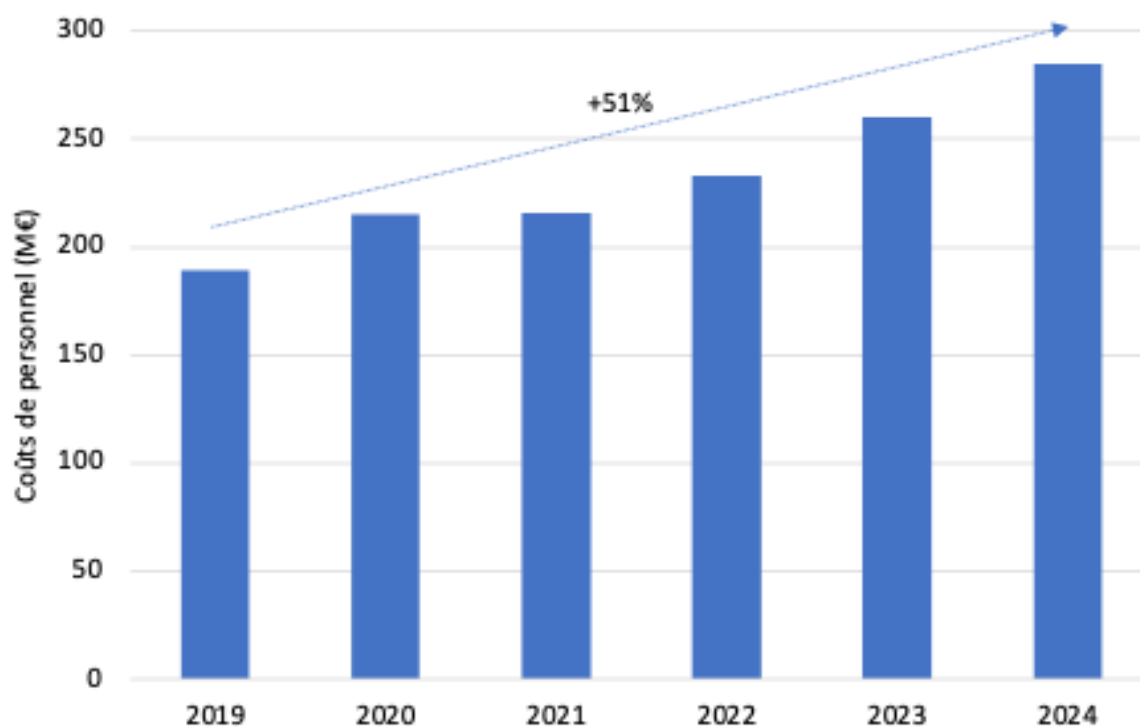
7.1.1.2. Changement de règles d'activation des coûts IT et des coûts R&D

En 2020, ORES a élaboré une nouvelle méthode de comptabilisation de ses coûts de projet IT et de ses coûts de R&D. Cette méthode établit les critères permettant de qualifier une dépense de coût capitalisable (CAPEX) ou de coût opérationnel (OPEX). Les investissements IT et R&D des années 2021 à 2024 ont été comptabilisés en respectant les critères de la nouvelle méthode « Deloitte ». Cette méthode de qualification des dépenses IT réduit la hauteur des montants portés à l'investissement et augmente les montants des coûts opérationnels (OPEX).

7.1.1.3. Les coûts des rémunérations, des charges sociales et des pensions

Les coûts de personnel (rémunérations, charges sociales, pension) de l'année 2024 augmentent de 10 % et sont supérieurs aux coûts budgétés *ex post* alors qu'ils sont restés inférieurs aux coûts budgétés au cours des quatre premières années de la période réglementaire 2019-2023. Sur la période 2019-2024, les coûts de personnel augmentent de 51 %.

GRAPHIQUE 3 ÉVOLUTION DES COÛTS DE PERSONNEL 2019-2024



Source : Décision – CNCautres/IC200

Au cours des cinq années de la période réglementaire 2019-2023, ORES a versé des montants très réduits aux fonds de pension. L'écart entre le montant budgété (B2023) et le montant réellement versé aux fonds de pension s'élève en 2024 à environ 41,5 millions d'euros (soit un montant 80 % inférieur).

La diminution des versements aux fonds de pension est devenue récurrente depuis 2019 étant donné l'excellent niveau de couverture des fonds de pension d'ORES (supérieur à 100 % pour l'ensemble des fonds de pension) ce qui entraîne des bonus récurrents sur ces charges de pension.

7.1.1.4. Les coûts informatiques

En 2024, ORES réalise un « malus estimé » de -20,5 millions d'euros sur les charges nettes opérationnelles contrôlables relatives à l'informatique (IT), hors amortissements et globalement pour l'électricité et le gaz.

Ce « malus estimé » est calculé par la CWaPE comme étant la différence entre le « budget estimé » des coûts opérationnels IT de l'année 2024, revu *ex post*, et les coûts opérationnels IT réels de l'année 2024. Le « budget estimé » des coûts opérationnels IT de l'année 2024 correspond au budget des coûts opérationnels IT de l'année 2019, indexés annuellement de 0,075 % jusqu'en 2023 et indexé avec le taux de 3,287% pour obtenir le budget *ex post* 2024.

TABLEAU 3 ÉCART ESTIMÉ SUR LES OPEX IT

OPEX IT hors amort.	"Budget 2024" EX POST	Réalité 2024	Écart	Écart
Hors projet	52 127 958	70 608 133	-18 480 175	-35%
Projet	14 963 324	17 033 810	-2 070 486	-14%
Total	67 091 282	87 641 943	-20 550 661	-31%

Source : Décision – CNCautresIIC230

Les coûts opérationnels « hors projets » de l'année 2024 augmentent par rapport à 2023 (+29 %). Au *go-live* d'Atrias fin 2021, l'entièreté des coûts y relatifs ont été passés en BAU. En 2023, ORES a créé un nouveau projet appelé « MBK » visant à résoudre le backlog. En 2024, les coûts de maintenance d'Atrias sont à nouveau intégralement enregistrés en coûts hors projet, ce qui explique notamment l'augmentation des coûts de maintenance (AMS) entre 2023 et 2024, mais également l'augmentation des coûts de consultance. Ces derniers sont également poussés à la hausse (+11 millions d'euros, soit +56 %) par le renforcement de la sécurité informatique et le passage en BAU de la GED et du GIS. Le montant des rémunérations IT hors projet augmente de 18 %. Les explications relatives au changement de système de gestion restent par ailleurs valables.

En ce qui concerne les coûts de projet, les dépenses opérationnelles sont en augmentation (+7 %) par rapport à l'année 2023. Le montant des investissements est stable par rapport à 2023 et se trouve à un niveau comparable à celui des années 2019, 2020 et 2021.

En ce qui concerne le projet NEO, pour rappel, en 2022, le comité de direction d'ORES avait décidé de reporter le projet de plusieurs années avec un *go-live* partiel prévu en 2027, mettant ainsi le projet en stand-by. En 2023, 3,4 millions d'euros de coûts opérationnels et 2,7 millions d'euros d'investissement ont été alloués à ce projet. En 2024, le projet continue son trajet avec l'attribution du marché SAP4HANA, le remplacement de l'applicatif Click et le démarrage de Mercurius.

TABLEAU 4 DÉTAIL DES MONTANTS RELATIFS AU PROJET NEO

NEO	2019	2020	2021	2022	2023	2024	TOTAL
OPEX	92 008	4 406 235	3 691 263	6 826 348	3 446 233	2 878 555	21 340 642
CAPEX	2 071 631	3 693 980	7 551 602	446 931	2 704 424	2 925 570	19 394 138
Désaffectation		-1 871 433	-738 255	-2 770 006			-5 379 694

Source : Décision – CNCautresIIC240

Le *go-live* du projet ATRIAS a eu lieu fin 2021. Ce projet a débuté en 2012, c'est donc près de 10 ans plus tard qu'il sera mis en production. Les coûts relatifs à Atrias comptabilisés par ORES sont de deux natures : d'une part, les coûts de développement de la plateforme fédérale qui sont facturés par Atrias à ORES (dénommé « Atrias Fédéral » dans le tableau ci-dessous), et d'autre part, les dépenses réalisées par ORES pour adapter ses propres systèmes informatiques afin de les rendre compatibles avec la nouvelle plateforme d'échange de données (dénommée « Atrias@ORES » dans le tableau ci-dessous). Ces dépenses peuvent être comptabilisées en coûts opérationnels ou en investissement.

TABLEAU 5 DÉTAIL DES MONTANTS RELATIFS AU PROJET ATRIAS

Libellé	2012-2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	TOTAL
Atrias Fédéral	17 111 081	3 220 387	6 591 212	8 130 720	-101 349	11 492 300	13 960 344	60 404 695
Atrias@ORES	72 025 309	11 400 313	14 591 482	15 294 657	8 965 657	11 487 858	10 903 655	144 668 931
CAPEX	54 929 138	7 978 711	8 966 534	10 087 629	124 102			82 086 114
OPEX	17 096 171	3 421 602	5 624 948	5 207 028	8 841 555	11 487 858	10 903 655	62 582 817
Coûts de projet	3 375 262	694 048	779 964	796 078				5 899 255
Consultants	4 160 259	886 634	558 802	555 447	354 816			6 515 958
Coûts IT ORES	9 560 650	1 840 920	4 286 182	3 855 503	8 232 836	7 379 313	10 903 655	46 059 059
MBK	-					4 108 545		4 108 545
TOTAL	89 136 390	14 620 700	21 182 694	23 425 377	8 864 308	22 980 158	24 863 999	205 073 626
Amortissement estimé	20 779 322	11 783 699	12 193 673	2 703 287	2 715 698	2 715 698	2 715 698	
Dépenses annuelles	54 986 574	18 425 688	24 409 833	16 041 035	11 455 904	25 695 856	27 579 697	178 594 586
Désaffectation impairment test 2020								12 106 709
Coût global								190 701 295

Source : Décision – CNCautres/IC280

Au cours des années 2012 à 2024, ORES a donc versé des redevances à Atrias pour un montant global de plus de 60 millions d'euros. Le montant global des investissements nécessaires à l'adaptation des systèmes informatiques d'ORES s'élève à 82 millions d'euros et les dépenses opérationnelles liées à l'adaptation de ces systèmes totalisent un montant de 62,6 millions d'euros.

La CWaPE a réalisé une estimation de la charge d'amortissement annuelle relative aux investissements IT d'ORES dans le projet Atrias. Sur cette base, elle a ensuite estimé le montant des dépenses annuelles globales d'ORES pour le projet Atrias. La CWaPE évalue donc, pour les années 2012 à 2024, la somme des dépenses annuelles d'ORES (amortissements IT estimés + coûts de projet + consultants + OPEX IT + redevances versées à ATRIAS + projet MBK) à 179 millions d'euros. L'exercice d'*impairment test* mené en 2020 sur les investissements IT du projet Atrias (voir point 6.1.3.3. de la décision CD-21k25-CWaPE-0599) a conduit à la comptabilisation d'une moins-value de 12 millions d'euros, ce qui porte le coût global du projet à 191 millions d'euros.

7.1.1.5. Les produits d'exploitation

Les produits d'exploitation se répartissent en deux catégories : les produits issus des tarifs non périodiques (non investis) et les autres produits d'exploitation. La CWaPE constate un « bonus estimé » de 29 millions d'euros au niveau des produits d'exploitation. Ce bonus estimé est calculé par la CWaPE comme étant la différence entre le budget⁷ des produits d'exploitation 2019 augmenté quatre fois de 0,075 % et ensuite indexé une fois au taux de 3,287 %, et les produits d'exploitation réels de l'année 2024.

En ce qui concerne les autres produits d'exploitation, on peut distinguer les produits imputés au sein d'ORES ASSETS et les produits imputés au sein d'ORES SCRL refacturés ensuite à ORES ASSETS.

Certains produits contrôlables n'ont pas été budgétés ou seulement partiellement budgétés (notamment les produits issus de la facturation des études), ce qui implique la création d'écarts favorables à ORES.

La CWaPE constate que ces bonus estimés sur les produits contrôlables ont augmenté significativement au cours de la période 2019-2023. En 2024, elle prend acte d'une baisse de -2,5 % des produits d'exploitation par rapport à l'exercice précédent.

TABEAU 6 BONUS DES PRODUITS D'EXPLOITATION

Électricité	Budget initial 2019	Budget 2024 estimé	Réel 2024	Bonus estimé
Produits issus des tarifs non périodiques (signe négatif)	-7 013 311	-7 265 595	-9 138 788	1 873 193
Autres produits d'exploitation (signe négatif)	-12 567 722	-13 019 809	-40 564 086	27 544 277
Produits d'exploitation	-19 581 033	-20 285 404	-49 702 874	29 417 470

Source : Décision – CNCautres/IC300

7.1.1.6. Les reprises et dotations en provision pour risques et charges

Pendant cet exercice, ORES ASSETS n'a comptabilisé aucune dotation ou reprise de provision pour risques et charges.

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

Au 31 décembre 2024, les charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public s'élèvent à 35 553 690 euros contre un montant budgété de 43 348 115 euros. Comme précisé dans la méthodologie tarifaire :

- l'écart relatif aux charges nettes fixes relatives aux obligations de service public constitue un bonus ou un malus⁸ (en l'occurrence un bonus de 10 329 849 euros) ;

⁷ Décision d'approbation de revenu autorisé électricité 2019-2023 déposée le 29 juin 2018 par le gestionnaire de réseau de distribution ORES ASSETS référencée CD-18h29-CWaPE-0216

⁸ Article 114 op.cit.

- 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 un effet volume qui générera un solde régulateur présenté au point 9 ci-dessous et un effet coût qui constitue un bonus ou un malus. Au 31 décembre 2024, un malus de -3 973 196 euros a été rapporté ;
- l'écart relatif aux charges nettes liées aux immobilisations propres aux obligations de service public constitue un bonus ou un malus⁹ (en l'occurrence, un bonus de 2 448 425 euros) qui, pour éviter de le comptabiliser deux fois, est repris dans l'écart relatif aux charges nettes liées aux immobilisations détaillé au point 7.1.3 ci-dessous.

TABEAU 7 DÉTAIL DES CHARGES NETTES CONTRÔLABLES OSP

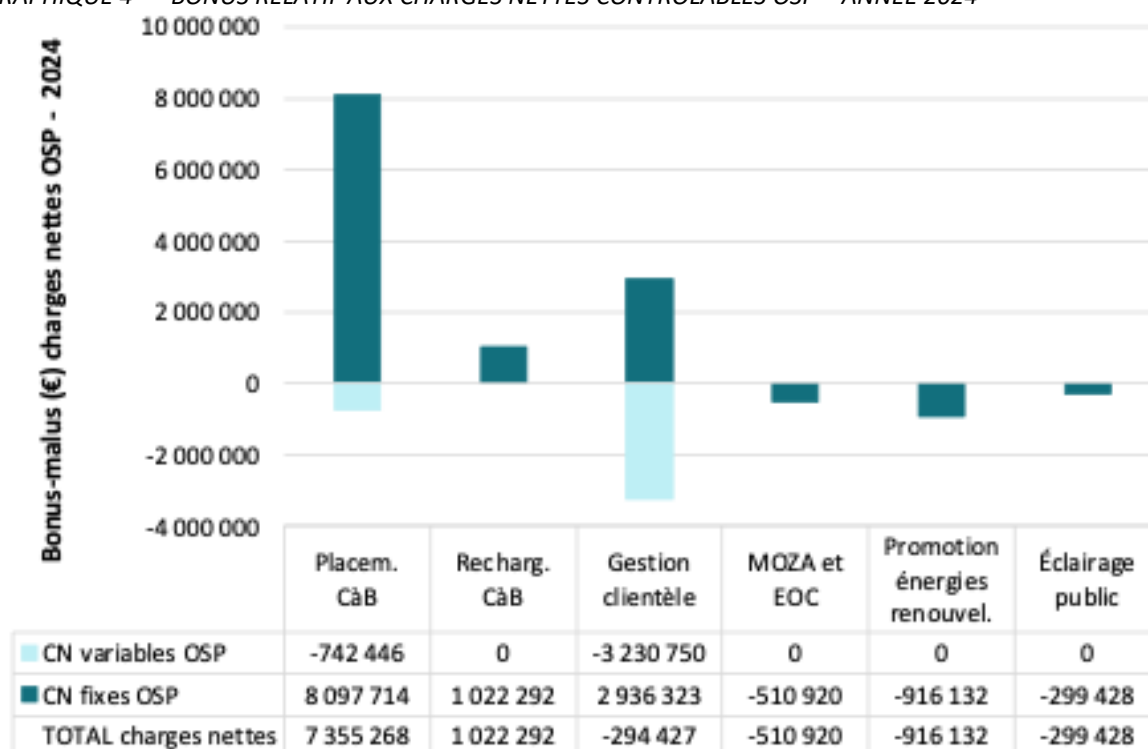
Charges nettes contrôlables OSP	Budget 2024	Réalité 2024	Écart	Solde régulateur	Bonus/malus
Fixes hors charges d'amortissement	36 129 838,64	25 799 989,78	10 329 848,86		10 329 848,86
Variables hors charges d'amortissement	2 456 775,92	7 440 624,54	-4 983 848,62	-1 010 652,44	-3 973 196,18
Sous-total	38 586 614,56	33 240 614,32	5 346 000,24	-1 010 652,44	6 356 652,68
Charges d'amortissement	4 761 500,86	2 313 075,42	2 448 425,44		2 448 425,44
Total	43 348 115,41	35 553 689,74	7 794 425,68	-1 010 652,44	8 805 078,11

Source : Décision – CNFetVosp1124

Le bonus de l'année 2024 relatif aux charges nettes contrôlables OSP, hors charges d'amortissement, s'élève à 6,4 millions d'euros. Il peut être décomposé selon les six catégories d'OSP (placement de compteur à budget (CàB), rechargement CàB, gestion clientèle, déménagements problématiques (MOZA) et fins de contrat (EOC), promotion des énergies renouvelables, éclairage public). Si les charges d'amortissement avaient été incluses, ce bonus serait monté à 8,8 millions d'euros.

⁹ Ibidem

GRAPHIQUE 4 BONUS RELATIF AUX CHARGES NETTES CONTRÔLABLES OSP – ANNÉE 2024



Source : Décision – CNFetVospIG43

Dans le budget 2024 relatif aux charges nettes contrôlables OSP (hors immobilisations), 94 % des charges budgétées étaient fixes et 6 % variables. La réalité fut 78 % et 22 % respectivement.

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 public¹⁰ et la charge nette unitaire (CNU) prévisionnelle¹¹ ont été déterminées en multipliant les budgets 2019 par $[1 + (IS - X)]$. Or, 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 changement de système d'imputation opéré par ORES en 2019 a eu des répercussions jusqu'en 2024, en particulier en faisant glisser certaines charges nettes opérationnelles contrôlables des activités relatives aux OSP vers les activités hors OSP. Toutes choses égales par ailleurs, cela génère des bonus sur les activités OSP compensés par des malus sur les activités hors OSP. Le changement de système d'imputation en cours de période régulatoire complexifie la comparaison des coûts budgétés avec les coûts réels puisqu'ils ne sont plus comptabilisés de la même façon. Par exemple, les coûts des services support tels IT, RH, finances, direction, centre d'appel, etc. qui auparavant étaient répartis sur les activités techniques et en partie activés, ne le sont plus. Ainsi, les coûts fixes de gestion de la clientèle plus élevés (+8 %) que l'an dernier, mais nettement inférieurs au budget (-37 %), génèrent un bonus de 2,9 millions d'euros. Les coûts fixes de placement des CàB, inférieurs au budget (-87 %) génèrent un bonus de 8,1 millions d'euros pour la même raison et pour cause du déploiement des compteurs communicants qui diminue les coûts des activités CàB (coûts d'activation et de coupure

¹⁰ 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.

¹¹ Article 47 *ibidem*

très largement inférieurs au budget étant donné que le GRD ne réalise quasiment plus d'activations de CàB et de moins en moins de coupures).

Ces deux éléments sont les principales sources des bonis au niveau des charges nettes fixes des activités OSP à caractère social (placement et gestion CàB, rechargement CàB, gestion clientèle, MOZA et EOC). De leur côté, les coûts administratifs de traitement des dossiers d'installations photovoltaïques diminuent, malgré une augmentation du nombre de dossiers traités (de 55 422 en 2023 à 64 824 en 2024), mais restent largement supérieurs au budget. Le malus s'établit à -0,9 million d'euros.

Au niveau des charges nettes variables OSP, le coût unitaire variable réel

- de placement des CàB a été réduit à 24 % du coût unitaire budgété. Cela entraîne la génération d'un malus de -0,7 million d'euros ;
- de gestion de la clientèle est en augmentation et nettement supérieur au coût unitaire variable budgété cette année, ce qui entraîne la création d'un malus de -3,2 millions d'euros.

Pour mémoire, les coûts unitaires variables sont composés des produits issus de la facturation des travaux OSP tels que le placement des CàB, les coupures, les activations et désactivations, ainsi que des dotations et reprises en réductions de valeurs et des moins-values sur les créances liées aux CàB ou liées à l'alimentation de la clientèle propre du GRD.

7.1.3. Détail du bonus/malus relatif aux CNI

Le bonus de l'année 2024 relatif aux charges nettes relatives aux immobilisations (CNI) s'élève à 4,9 millions d'euros et se compose d'un bonus sur les CNI hors OSP de 2,5 millions d'euros et d'un bonus sur les CNI OSP de 2,4 millions d'euros.

TABEAU 8 DÉTAIL DU BONUS RELATIF AUX CHARGES NETTES D'IMMOBILISATIONS (CNI)

	BUDGET 2024	RÉALITÉ 2024	ÉCART
Charges nettes liées aux immobilisations hors OSP	128 781 041,63	126 321 884,14	2 459 157,49
Charges nettes liées aux immobilisations OSP	4 761 500,86	2 313 075,42	2 448 425,44
TOTAL	133 542 542,48	128 634 959,56	4 907 582,93

Source : Décision – CNI

Pour les 5 années de la période régulatoire 2019-2023, les charges d'amortissement réelles ont été systématiquement inférieures aux charges d'amortissement budgétées. Il a été conclu, en portant l'analyse strictement sous cet angle des amortissements, que la méthodologie tarifaire n'avait pas exercé de contraintes quant aux montants des investissements du GRD. Ce constat peut être fait pour l'année 2024 également.

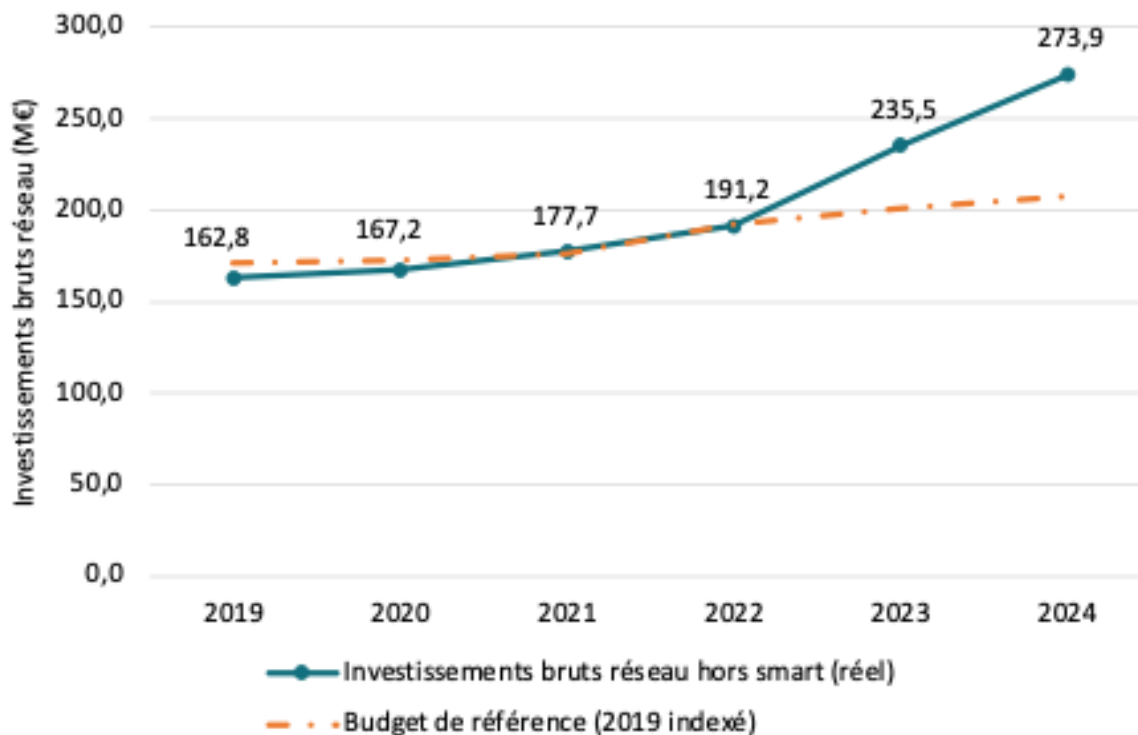
7.1.3.1. Des charges d'amortissement

Le bonus sur les charges d'amortissement provient à la fois des investissements réseau et des investissements hors réseau.

Les coûts d'investissements réseau réels hors compteurs intelligents (« smart ») de l'année 2024 sont 36 % supérieurs au budget 2019 indexé. Au cours des quatre premières années de la période régulatoire 2019-2023, les coûts d'investissement réseau réels étaient inférieurs aux coûts d'investissement du budget 2019 indexé.

Les graphiques suivants montrent l'évolution des investissements réseau réels sur les dernières années pour ORES ASSETS (électricité). Les investissements réseau (hors compteurs intelligents) ont augmenté de 16 % en valeur brute entre 2023 et 2024.

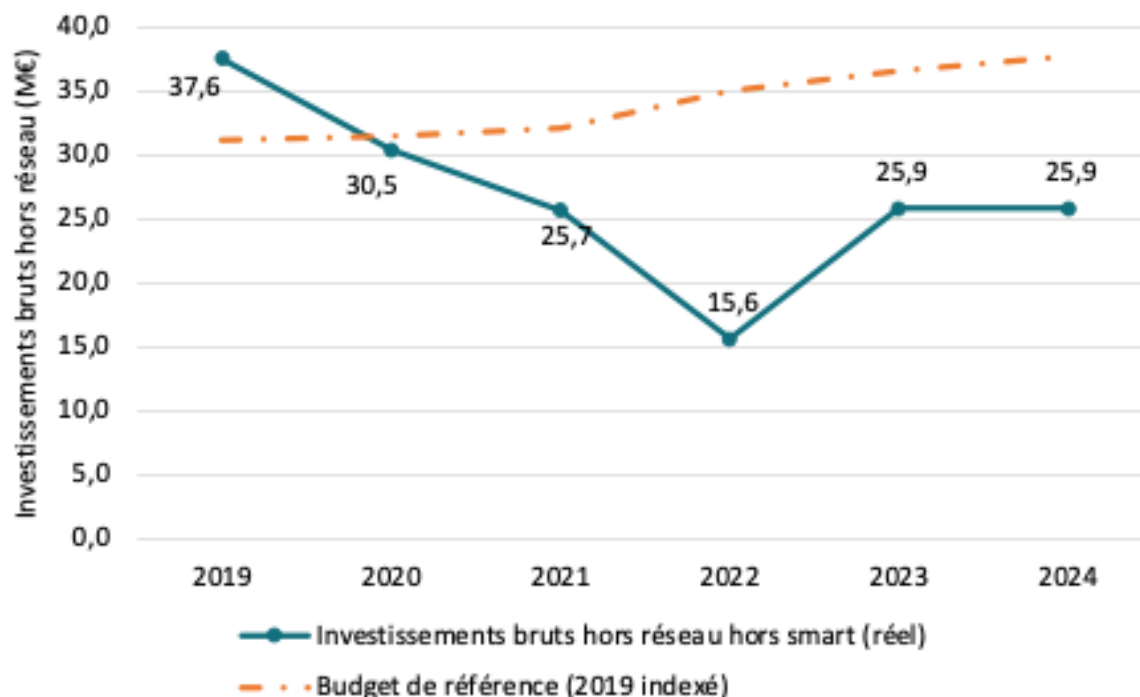
GRAPHIQUE 5 INVESTISSEMENTS RÉSEAU BRUTS HORS INVESTISSEMENTS SMART - 2019-2024



Source : Décision – CNI Graph Invest IJ8

Les investissements hors réseau (déduction faite des investissements IT relatifs au projet de déploiement des compteurs communicants dont les charges d'amortissement sont prises en compte dans les CPS) sont restés stables entre 2023 et 2024 pour ORES ASSETS (électricité).

GRAPHIQUE 6 INVESTISSEMENTS HORS RÉSEAU HORS INVESTISSEMENTS SMART - 2019-2024



Source : Décision – CNI Graph Invest IJ36

7.1.3.2. Des charges de désaffectation

Le montant des désaffectations provient essentiellement de désinvestissements conséquents d'actifs corporels. Parmi ceux-ci, on note des désinvestissements de 4,9 millions d'euros de câbles MT, de 1,3 millions d'euros de lignes, de 4,8 millions d'euros d'appareils de mesure (dont 0,8 millions d'euros de compteurs communicants (non conformes) et 0,8 millions d'euros de compteurs à budget (remplacés par des compteurs communicants).

L'*impairment test* réalisé en 2024 sur les immobilisations incorporelles a conduit ORES ASSETS à désaffecter deux de ses projets. Ces derniers étant totalement amortis, cela n'a eu aucun impact dans le compte de résultat de la société.

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

7.2.1. Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat d'électricité destinée à couvrir les pertes

L'écart relatif à la charge d'achat d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau électrique 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 ni bonus ni malus. L'écart est intégralement à charge des utilisateurs de réseau.

7.2.2. Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat d'électricité pour 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 destinée à l'alimentation de la clientèle propre pour l'année 2024 étant situé à l'intérieur du couloir de prix autorisé, il n'y a ni bonus ni malus. L'écart est intégralement à charge des utilisateurs de réseau.

7.2.3. 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 ni bonus ni malus. L'écart est intégralement à charge des utilisateurs de réseau.

7.2.4. Détail du bonus/malus relatif aux indemnités de retard de placement des C&B

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.

Au cours de l'année 2024, le GRD a versé des indemnités pour un montant total de 280 647 euros aux fournisseurs pour retard de placement des compteurs à budget et le délai moyen de placement s'élève à 112 jours. Ce délai est supérieur au délai moyen maximum prévu par la méthodologie tarifaire (66 jours). Le GRD a dès lors comptabilisé un malus de 179 302 euros.

7.3. 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.

Le 28 octobre 2021, la CWaPE a adopté la décision CD-21j28-CWaPE-0578 portant sur la révision des charges nettes relatives au projet spécifique de déploiement des compteurs communicants électricité d'ORES ASSETS. Par cette décision, la CWaPE a revu les budgets des années 2019 à 2023 relatifs au projet de déploiement des compteurs communiquant électricité. Comme le budget 2024 a prolongé l'exercice 2023 (article 43 de la méthodologie tarifaire 2024), le budget de cet exercice s'élève à 10 161 048 euros réparti en coûts variables (4 664 416 euros), coûts fixes contrôlables (4 365 761 euros) et non-contrôlables (1 130 871 euros).

En 2024, les charges nettes fixes réelles de déploiement des compteurs communicants réelles s'élèvent à 6 741 314 euros, ce qui génère un malus de -2 375 553 euros. Ce dernier provient essentiellement des charges opérationnelles IT réelles qui sont supérieures aux charges budgétées.

À ce malus, s'ajoute un malus de -115 915 euros sur les coûts unitaires variables des compteurs communicants calculé conformément à la décision CD-21j28-CWaPE-0578. En voici l'explication.

Étant donné que les charges nettes variables couvrent uniquement les charges d'amortissement et de désaffectation additionnelles c'est-à-dire supplémentaires aux charges déjà incluses dans les charges contrôlables, la CWaPE et ORES ASSETS ont convenu que les quantités de compteurs communicants à prendre en considération pour le calcul du solde régulateur et du bonus/malus était le nombre de compteurs communicants hors *business as usual* (BAU) c'est-à-dire les placements de compteurs supplémentaires aux placements de compteurs qui font partie de l'activité ordinaire d'ORES ASSETS. Étant donné que les charges additionnelles d'amortissement sont des charges cumulées, la CWaPE et ORES ASSETS ont convenu que la variable à prendre en considération pour le calcul du coût unitaire est le nombre cumulé de compteurs communicants placés. Les charges additionnelles de désaffectation étant quant-à-elles des charges annuelles, la variable à prendre en considération pour le calcul du coût unitaire est le nombre annuel de compteurs communicants placés.

Aussi, la CWaPE et ORES ASSETS ont convenu de calculer deux coûts variables unitaires : en fonction du nombre de compteurs communicants placés cumulés et en fonction du nombre de compteurs communicants placés annuellement.

TABEAU 9 *CALCUL DU BONUS/MALUS DU PROJET SPÉCIFIQUE*

Coût unitaire selon le nombre de...	Budget	Réalité	Écart	Bonus / malus
Compteurs cumulés	11,37	0,48	10,89	1 684 324,15
Compteurs annuels	55,12	95,12	-39,99	-1 800 239,61
Écart total				-115 915,46

Source : TAB8 IA40 :G43

Le coût unitaire variable budgété fonction du nombre de compteurs communicants cumulés s'élevait à 11,37 euros alors que le coût unitaire variable réel fonction du nombre de compteurs communicants cumulés s'élève à 0,48 euro. La différence entre les deux coûts unitaires multipliée par le nombre cumulé de compteurs communicants hors BAU, soit 154 645 compteurs, constitue un bonus de 1 684 324 euros. Cet écart important entre les deux coûts unitaires provient du fait que les charges réelles d'amortissement des compteurs classiques et des CàB sont largement inférieures aux charges budgétées car elles ont déjà été reprises par ailleurs.

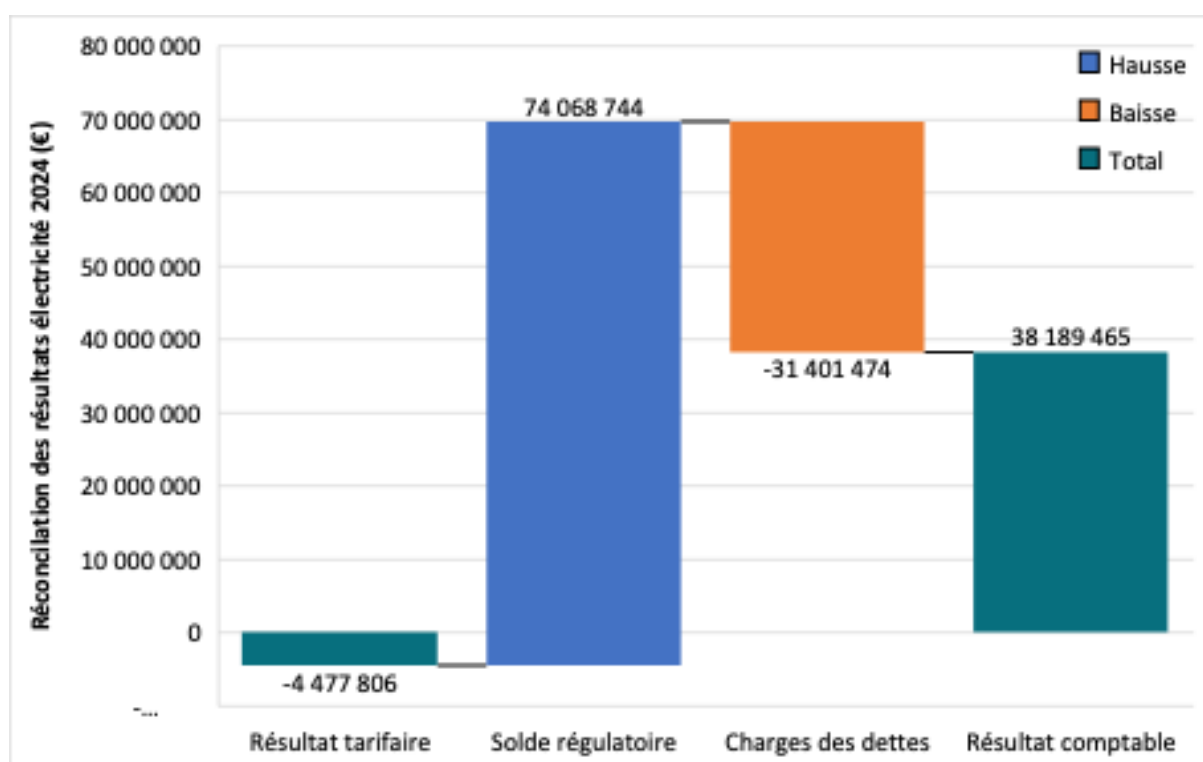
Le coût unitaire variable budgété fonction du nombre de compteurs communicants annuels s'élevait à 55,12€ alors que le coût unitaire variable réel fonction du nombre de compteurs communicants annuels s'élève à 95,12 euros. La différence entre les deux coûts unitaires multipliée par le nombre annuel de compteurs communicants hors BAU placés cette année, soit 45 012 compteurs, constitue un malus de -1 800 240 euros. L'écart entre les deux coûts unitaires s'explique par le fait que les charges de désaffectation réelles sont nettement supérieures aux charges de désaffectation budgétées.

8. RÉSULTAT ANNUEL DE L'ACTIVITÉ ÉLECTRICITÉ

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 -4 477 806 euros. Le résultat comptable, calculé pour l'activité régulée du gestionnaire de réseau s'élève quant à lui à 38 189 465 euros. L'écart entre ces deux montants est ventilé dans le graphique ci-dessous. Il s'explique par :

- la comptabilisation d'un solde régulateur initial de l'année 2024 (74 068 744 euros), et
- la prise en compte des charges financières (-31 401 474 euros).

GRAPHIQUE 7 RÉCONCILIATION DES RÉSULTATS TARIFAIRE ET COMPTABLE



Source : Décision – Résultat Annuel IB54

Le résultat tarifaire de l'activité régulée électricité de l'année 2024 est composé de la marge bénéficiaire équitable dont le total s'élève à 112 359 561 euros et de l'écart global entre les produits et les charges réelles qui s'élève à -116 837 369 euros. Cet écart global correspond à la somme du malus (-42 768 624 euros) et du solde régulateur de l'exercice (-74 068 744 euros).

La marge bénéficiaire équitable constitue l'indemnisation du capital investi dans la base d'actifs régulés par le gestionnaire de réseau. 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 31 401 474 euros au gestionnaire de réseau. Il reste par conséquent un montant de 80 958 088 euros disponible pour la rémunération des fonds propres de l'activité régulée.

TABLEAU 10 COMPOSITION DU RÉSULTAT TARIFAIRE

Rémunération de la dette	31 401 473,56
Rémunération des fonds propres	80 958 087,58
Marge bénéficiaire équitable	112 359 561,14
Malus	-42 768 624,28
Solde régulateur	-74 068 744,25
Résultat tarifaire	-4 477 805,66

Source : Décision – Résultat Tarifaire (3)IC4

Le montant moyen des fonds propres régulés de l'activité électricité pour l'exercice selon les règles de la méthodologie tarifaire 2024 s'élève à 1 393 442 234 euros. Le taux de rendement des fonds propres du gestionnaire de réseau pour l'année 2024 avant bonus-malus s'élève à 5,810 %¹². Ce taux de rendement augmente si le gestionnaire de réseau a généré un bonus sur la partie contrôlable de son activité, ou au contraire diminue, s'il s'agit d'un malus. Dans le cas présent, le gestionnaire de réseau a généré un malus, ce qui ramène le taux de rendement réel des fonds propres régulés selon la méthodologie tarifaire à 2,741 %¹³.

Le gestionnaire de réseau ORES ASSETS distribue de l'électricité et du gaz naturel. Le résultat total (électricité + gaz) de l'activité régulée du gestionnaire de réseau s'élève à 72 460 692 euros avant, à la fois, le transfert de 997 770 euros, et le prélèvement de 269 440 euros aux réserves immunisées (*tax shelter*). Le résultat de l'exercice (électricité + gaz) à affecter s'élève dès lors à 71 732 362 euros.

Les activités non-régulées (entretien de l'éclairage public non OSP, projet-pilote Logis-CER et Reactive Power Market) du gestionnaire de réseau ont généré une perte de -82 766 euros.

Le résultat total à affecter d'ORES ASSETS s'élève à 71 649 596 euros.

Le bénéfice 2024 est en diminution de -35,5 millions d'euros par rapport à l'année 2023. Afin d'assurer le respect de la politique de distribution de dividendes mise en place en 2019, à savoir la distribution aux communes et intercommunales associées, au titre de dividendes, de 70 % de la REMCI calculée conformément à la méthodologie tarifaire, ORES ASSETS a effectué un prélèvement sur les réserves disponibles d'un montant de 4,764 millions d'euros. Les dividendes 2024 revenant aux associés s'élèvent ainsi à 76,145 millions d'euros contre 74,668 millions d'euros en 2023.

¹² Soit la rémunération des fonds propres (80 958 088) divisé par le montant des fonds propres (1 393 442 234).

¹³ Soit la rémunération des fonds propres diminuée du malus (-42 768 624), le tout divisé par le montant des fonds propres.

TABLEAU 11 RÉSULTAT, DIVIDENDES ET PAYOUT RATIO

Année 2024	Élec + gaz
Activité régulée	72 460 692
Activité non-régulée	-82 766
Autres activités	0
Résultat de la société	72 377 926
Prélèvements sur les réserves	269 440
Transferts aux réserves	-997 770
Bénéfices à affecter	71 649 596
Dividendes versés	76 144 571
Payout ratio	105%

Source : Décision – Payout ratio IB5

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. Les chiffres relatifs aux activités non-régulées et aux autres activités du gestionnaire de réseau sont validés par l'Assemblée Générale des actionnaires. La CWaPE communique ces montants dans un souci de transparence et d'information la plus complète possible.

9. SOLDES RÉGULATOIRES DE L'EXERCICE

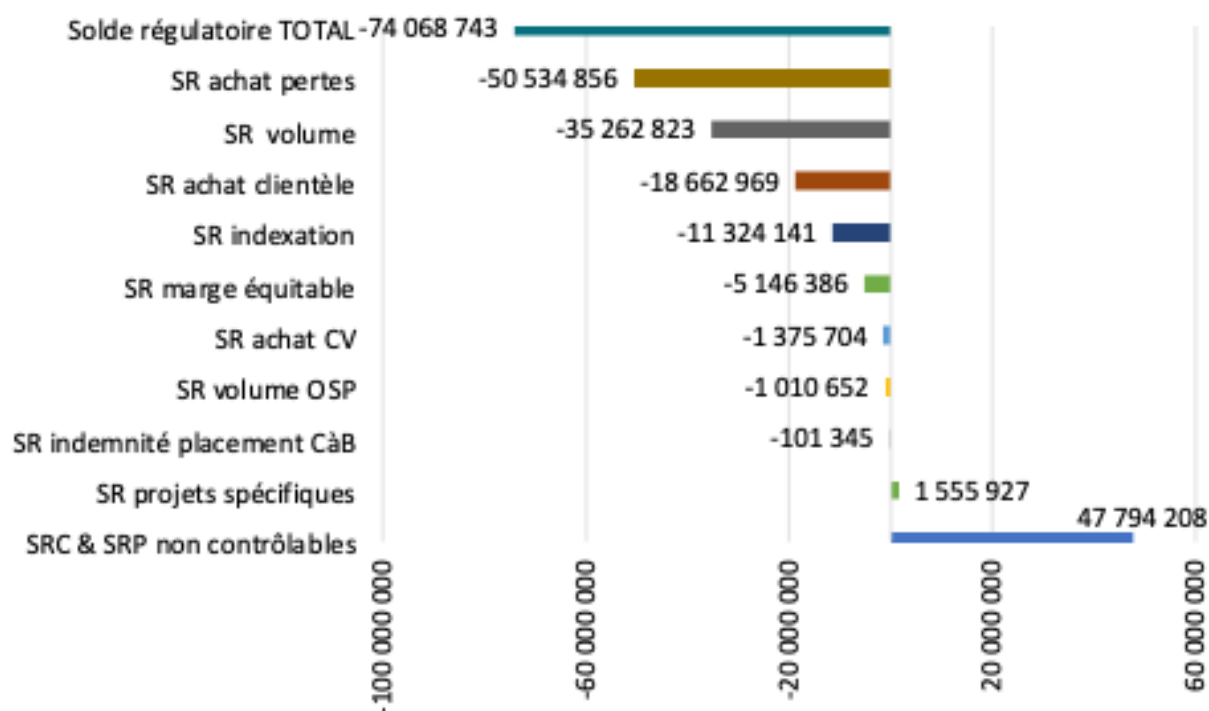
L'article 126 de la méthodologie tarifaire 2024 détermine, pour chaque année de la période régulatoire, le solde régulatoire (SR) annuel total de distribution électricité selon la formule suivante :

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

Chacun des soldes régulatoires composant le solde régulatoire total est détaillé ci-dessous aux points 9.1 à 9.5 de la présente décision.

Le solde régulatoire annuel total de -74 068 743 euros est un actif régulatoire (créance tarifaire) à l'égard des utilisateurs de réseau dans leur ensemble.

GRAPHIQUE 8 SOLDES RÉGULATOIRES 2024



Source : Décision – Soldes Régulatoires / G16

Nota bene :

- solde régulatoire positif = passif régulatoire = dette tarifaire
- solde régulatoire négatif = actif régulatoire = créance tarifaire

9.1. 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. En 2024, ce solde régulateur est un actif régulateur (créance tarifaire) qui s'élève à -35 262 823 euros après déduction des écarts sur le chiffre d'affaires relatif à la redevance de voirie, sur le chiffre d'affaires relatif à l'impôt des sociétés et sur le chiffre d'affaires relatif aux « autres impôts et surcharges ».

TABEAU 12 SOLDE RÉGULATEUR DES PRODUITS DES TARIFS PÉRIODIQUES

DÉTAIL DU CHIFFRE D'AFFAIRES (SIGNE NÉGATIF)	BUDGET	RÉALITÉ	ÉCART	SOLDE RÉGULATEUR	Nature
Chiffre d'affaires - Tarif OSP	-56 386 891,78	-48 907 901,81	-7 478 989,97	-7 478 989,97	Tarif
Chiffre d'affaires - Redevance de voirie	-30 853 196,47	-27 943 962,69	-2 909 233,78	-2 909 233,78	Surcharge
Chiffre d'affaires - Tarif impôts sur les revenus	-30 035 438,99	-26 161 356,97	-3 874 082,02	-3 874 082,02	Surcharge
Chiffre d'affaires - Autres impôts et surcharges	-68 560,53	-57 286,79	-11 273,74	-11 273,74	Surcharge
Chiffre d'affaires - Tarif soldes régulatoires	0,00	444 615,34	-444 615,34	-444 615,34	Tarif
Chiffre d'affaires - Dépassement forfait d'énergie réactive	0,00	-2 440 607,74	2 440 607,74	2 440 607,74	Tarif
Chiffre d'affaires - Tarif injection	-1 350 297,70	-1 883 592,10	533 294,40	533 294,40	Tarif
Chiffre d'affaires - Tarif périodique de distribution	-452 773 948,25	-422 460 828,15	-30 313 120,10	-30 313 120,10	Tarif
TOTAL	-571 468 333,72	-529 410 920,91	-42 057 412,81	-42 057 412,81	Total
Solde régulateur des produits des tarifs périodiques de distribution				-35 262 823,27	Sous-total tarifs

Source : Décision – Soldes régulatoires/A80

Le solde régulateur relatif aux produits issus des tarifs périodiques de distribution (SR_{volume}) ne prend pas en compte les recettes issues des tarifs pour les surcharges (Impôt des sociétés, redevance de voirie, autres impôts et surcharges). Ces dernières sont intégrées respectivement dans le calcul des soldes régulatoires relatif à l'impôt des sociétés, à la redevance de voirie et aux autres impôts et surcharges (voir point 8.2.1).

9.1.1. Chiffre d'affaires issu des tarifs d'utilisation du réseau

ORES ASSETS comptabilise un actif régulateur de -38,08 millions d'euros provenant du chiffre d'affaires issu des tarifs d'utilisation du réseau.

Cet actif régulateur provient d'un actif régulateur (-44,63 millions d'euros) au niveau du chiffre d'affaires issu du terme proportionnel, réduit par un passif régulateur au niveau du chiffre d'affaires issu du terme capacitaire (6,54 millions d'euros), ce dernier étant constitué principalement du terme prosumer (5,77 millions d'euros) et, dans une moindre proportion, du terme capacitaire avec mesure de pointe (0,77 millions d'euros).

9.1.1.1. Chiffre d'affaires issu du tarif prosumer

Depuis l'entrée en vigueur du terme prosumer en 2020, le chiffre d'affaires issu de la facturation du tarif prosumer a toujours été supérieur aux recettes budgétées, ce qui génère un passif régulateur. Ce dernier a fortement augmenté en 2022 et 2023 suite à l'augmentation du nombre de prosumers, mais est redescendu cette année.

TABLEAU 13 ÉVOLUTION DES SOLDES RÉGULATOIRES ISSU DU TARIF PROSUMER

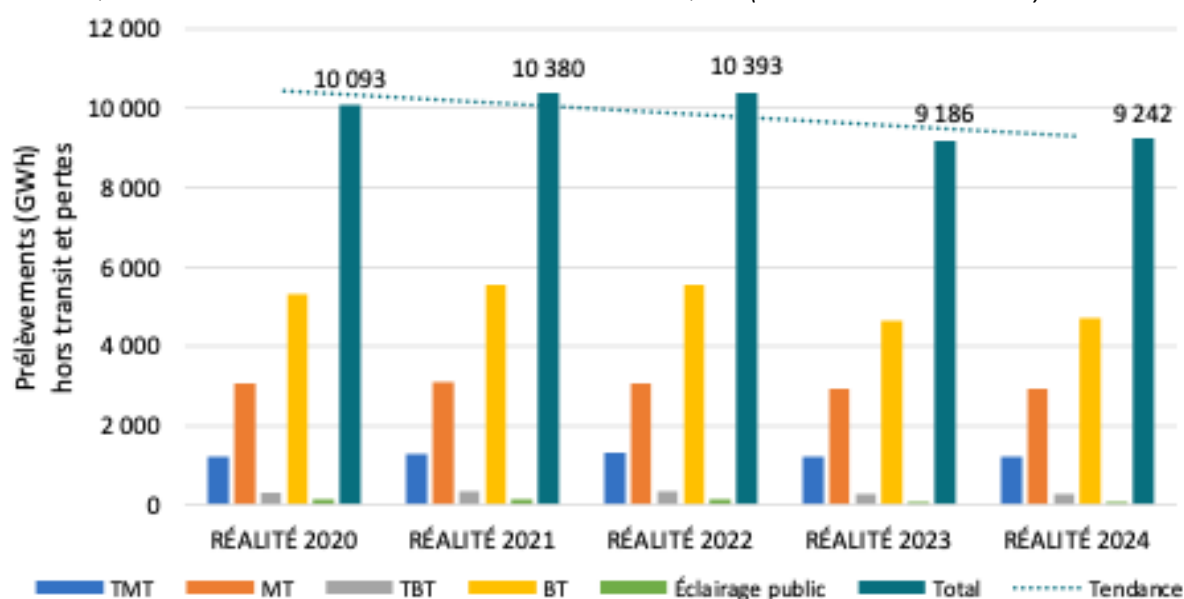
Recettes tarif prosumer	2020	2021	2022	2023	2024
Budget	-43 298 722	-44 482 449	-45 655 104	-46 441 869	-65 349 887
Réalité	-49 617 967	-51 655 529	-61 422 258	-67 065 996	-71 123 906
Solde régulateur	-6 319 245	-7 173 080	-15 767 154	-20 624 127	-5 774 019

Source : Décision – Prosumers | J4

9.1.1.2. Volumes de prélèvement réels

Les kilowattheures d'électricité distribués sur le réseau d'ORES en 2024 sont 9,8 % inférieurs aux volumes budgétés. Les volumes de prélèvement sur le réseau d'ORES ASSETS s'élèvent à 9,2 GWh en 2024, hors transit et pertes, soit une stabilisation (+0,6 %) par rapport aux volumes de l'année précédente.

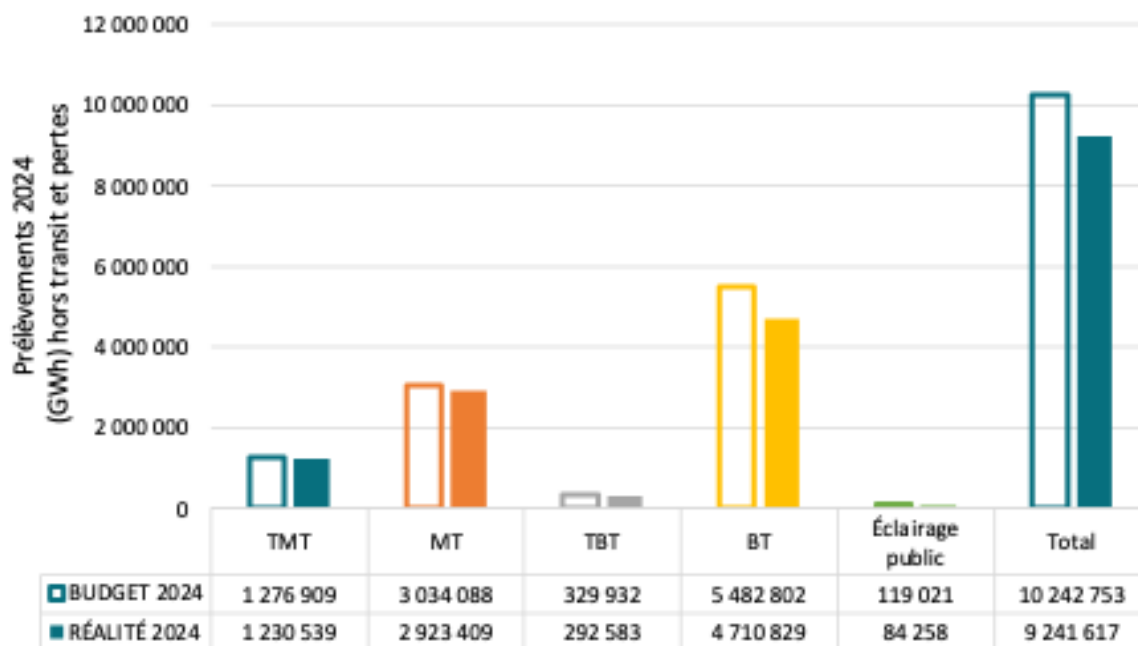
GRAPHIQUE 9 VOLUMES DE PRÉLÈVEMENTS RÉELS SUR CINQ ANS (HORS TRANSIT ET PERTES)



Source : Décision – SR Volumes | B95

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

GRAPHIQUE 10 VOLUMES DE PRÉLÈVEMENTS BUDGÉTÉS ET RÉELS)



Source : Décision – SR Volumes I B132

Les volumes de prélèvement budgétés des années 2019 à 2023 étaient basés sur les volumes facturés hors régularisation de l'année 2017. Le budget 2024 était un prolongement de cette prévision. Les volumes réels de l'année 2024 sont 9,8 % inférieurs aux volumes budgétés.

En basse tension, la baisse continue des prélèvements réels, principalement attribuée au nombre de prosumers en forte augmentation depuis 2017, s'est arrêtée en 2024 (+1,6 %). À ce stade, il paraît probable, mais pas certain, que cette pause soit due à la météorologie particulièrement nuageuse de l'année. Il paraît donc prématuré d'attribuer cette évolution favorable à l'électrification accrue des usages de basse tension, au placement d'un compteur communicant chez les prosumers (son placement entraîne une facturation sur la base des prélèvements bruts au lieu du forfait capacitaire) ou à tout autre facteur conjoncturel. Par ailleurs, les recettes proportionnelles sont -14 % en dessous du budget.

En basse tension toujours, les recettes issues du terme capacitaire augmentent (+6,9 % entre 2023 et 2024), en lien avec le nombre croissant d'utilisateurs dans les segments avec mesure de pointe et prosumers (recettes : +27 % et +6,1 % respectivement). Les recettes du terme capacitaire sont 11 % plus élevées que le budget. Au final, les recettes totales des tarifs d'usage du réseau en basse tension ont diminué de -1,8 %, mais sont inférieures au budget de 9,1 %.

En TBT, les prélèvements réels croissent de 2 % entre 2023 et 2024, mais la baisse (-7,4 %) se poursuit au niveau des volumes d'éclairage public, probablement liée au remplacement du parc de luminaires par des leds. En MT et en TMT, les prélèvements restent stables (respectivement -0,8 % et +0,4 %).

Au total, les recettes des tarifs d'usage du réseau sont inférieures de 8,4 % au budget.

Le solde régulateur relatif aux produits issus des tarifs périodiques de distribution (SR_{volume}) ne prend pas en compte les recettes issues des tarifs pour les surcharges (Impôt des sociétés, redevance de voirie, autres impôts et surcharges). Ces dernières sont intégrées respectivement dans le calcul des

soldes réglementaires relatif à l'impôt des sociétés, à la redevance de voirie et aux autres impôts et surcharges (voir point 9.2.1).

9.1.2. Corrections de chiffre d'affaires

En 2024, les corrections de chiffres d'affaires ont augmenté d'un total de 7,765 millions provenant de la correction des RTNR de distribution et du reclassement des produits issus de la facturation des fraudes.

Annuellement, ORES ASSETS comptabilise des écritures comptables « RTNR » (abréviation de *redevances de transit non relevées*) qui augmentent ou diminuent le chiffre d'affaires avec comme objectif que le chiffre d'affaires comptable reflète de manière plus fidèle les produits de l'année écoulée. Les volumes pris en considération pour déterminer le montant du chiffre d'affaires « manquant » ou « excédentaire » correspondent à la différence entre les volumes d'allocation de l'année N et les volumes facturés aux clients YMR au cours de l'année N. Cette correction des RTNR de distribution s'est élevée à -6,339 millions d'euros.

Par ailleurs, le reclassement des produits issus de la facturation des fraudes et IAC a constitué un montant de -1,426 millions d'euros.

9.2. Détail du solde réglementaire relatif aux charges opérationnelles non contrôlables

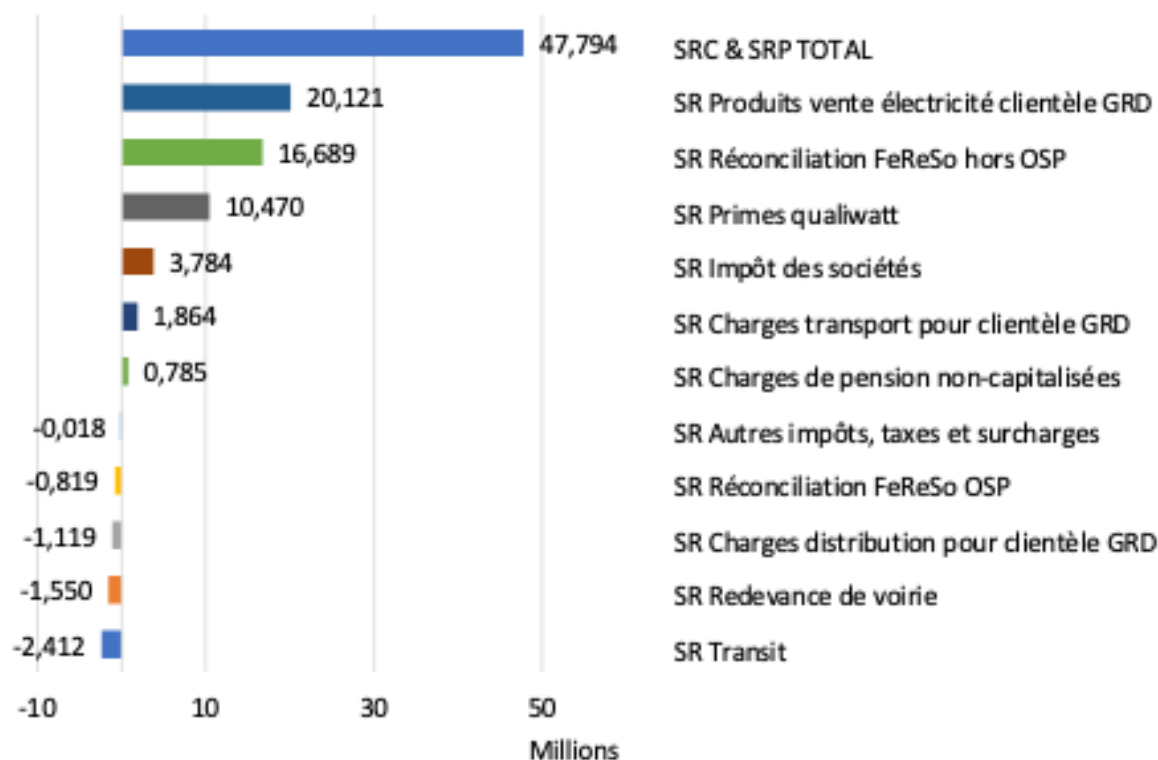
9.2.1. Détail du solde réglementaire relatif aux charges et produits opérationnels non-contrôlables (SRC non contrôlables et SRP non contrôlables)

Le solde réglementaire relatif aux produits opérationnels non-contrôlables (SRP_{non-contrôlables}) est défini à l'article 113 de la méthodologie tarifaire. Au bout de l'exercice, ce solde est un passif réglementaire (dette tarifaire) qui s'élève à 20 121 186 euros.

Le solde réglementaire 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 CàB, est défini à l'article 107 de la méthodologie tarifaire. En 2024, ce solde réglementaire est un passif réglementaire (dette tarifaire) qui s'élève à 27 673 022 euros.

Le cumul de ces deux soldes réglementaires est un passif réglementaire (dette tarifaire) qui s'élève à 47,8 millions d'euros et dont le détail est repris dans le graphique ci-dessous :

GRAPHIQUE 11 DÉTAIL SOLDE RÉGULATOIRE SRC NON CONTRÔLABLES & SRP NON CONTRÔLABLES



Source : Décision – Soldes Régulateurs I G42

En 2024, le solde régulateur relatif aux charges opérationnelles non-contrôlables se compose notamment :

- D'un passif régulateur (dette tarifaire) de 20 121 186 euros qui provient des produits issus de la vente d'électricité à la clientèle du GRD ainsi que des montants versés par la CREG au titre de compensation pour l'alimentation des clients protégés :
 - les produits réels issus de la facturation des clients protégés sont 2,3 fois plus élevés que les produits budgétés car, d'une part, le volume de kilowattheures distribués est 38% plus élevé que budgété et, d'autre part, le tarif social est 68 % supérieur au tarif social budgété ;
 - les produits réels issus de la facturation des clients sous fournisseur X sont 29 % plus élevés que les produits budgétés car, alors que le volume est en baisse, le prix unitaire réel moyen est 86 % supérieur au prix unitaire budgété ;
 - après deux exercices inhabituels où la compensation CREG était un multiple du budget, notamment suite à l'augmentation du nombre de clients protégés et à l'écart important entre les tarifs social et de référence, la compensation CREG comptabilisée de 4,36 millions d'euros est 75 % au-dessus du budget ;
- D'un passif régulateur (dette tarifaire) de 16,7 millions d'euros sur les charges et produits issus de la réconciliation FeReSo (hors OSP). ORES ASSETS avait budgété une charge de 1,2 millions d'euros mais il s'est avéré que ce fut un produit de 15,5 millions d'euros : les volumes réels étaient plus élevés et de sens contraire aux volumes budgétés et le prix unitaire moyen de réconciliation s'élève à 303 euros/MWh au lieu de 55 euros/MWh budgété.

- D'un passif régulateur (dette tarifaire) de 10,47 millions d'euros sur les primes Qualiwhatt. Ce passif provient à la fois d'une surestimation importante du nombre de primes à payer (budgétées lors de l'élaboration de la proposition de revenu autorisé, ORES ASSETS n'aurait pas pu savoir que le système de soutien Qualiwhatt serait arrêté peu après¹⁴) et également d'une surestimation du montant des primes. En 2024, ORES ASSETS n'a versé aucune prime Qualiwhatt.
- D'un passif régulateur (dette tarifaire) de 3,8 millions d'euros sur les charges liées à l'impôt des sociétés, provenant d'une surestimation de l'impôt budgété en lien avec un résultat plus faible notamment à cause d'un chiffre d'affaires inférieur au budget ;
- D'un actif régulateur (créance tarifaire) de -2,4 millions d'euros sur les charges et produits issus du transit. Dans la proposition de revenus autorisés initiale en 2019, les charges et produits issus du transit incluaient la facturation du tarif de transport entre GRD. Dans la réalité, les GRD wallons se sont accordés pour ne plus facturer entre eux le tarif de transport péréquité. Par conséquent et pour la dernière fois, il en résulte un solde régulateur équivalent aux coûts de transport entre ORES ASSETS et ses autres GRD voisins.

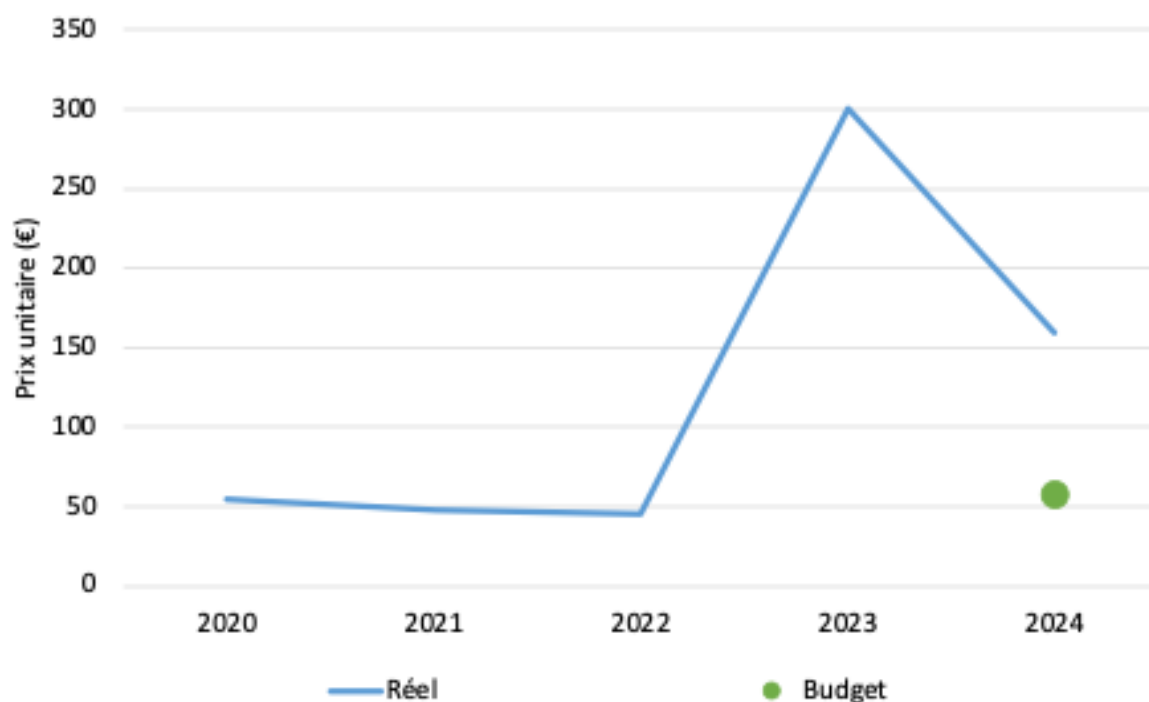
9.2.2. Détail du solde régulateur relatif à la charge d'achat des pertes électriques (SR_{achat pertes})

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. Le prix d'achat réel d'électricité destinée à la couverture des pertes de l'année 2024 reste inférieur au prix maximum, mais 2,8 fois supérieur au budget. L'écart, un actif régulateur, qui en résulte s'élève à -50,5 millions d'euros. Il est répercuté exclusivement sur les utilisateurs de réseau en tant que solde régulateur.

Cet écart se décompose d'une part en un effet coût (-57,7 millions d'euros) et, d'autre part, en un effet volume (6,7 millions d'euros), auquel s'ajoute l'écart sur les facturations foraines (0,5 million d'euros).

¹⁴ Bien que la fin du système Qualiwhatt ait été décidée en juin 2019, le budget 2024 relatif à ce poste est une prolongation du budget 2023, lequel avait été établi en 2018.

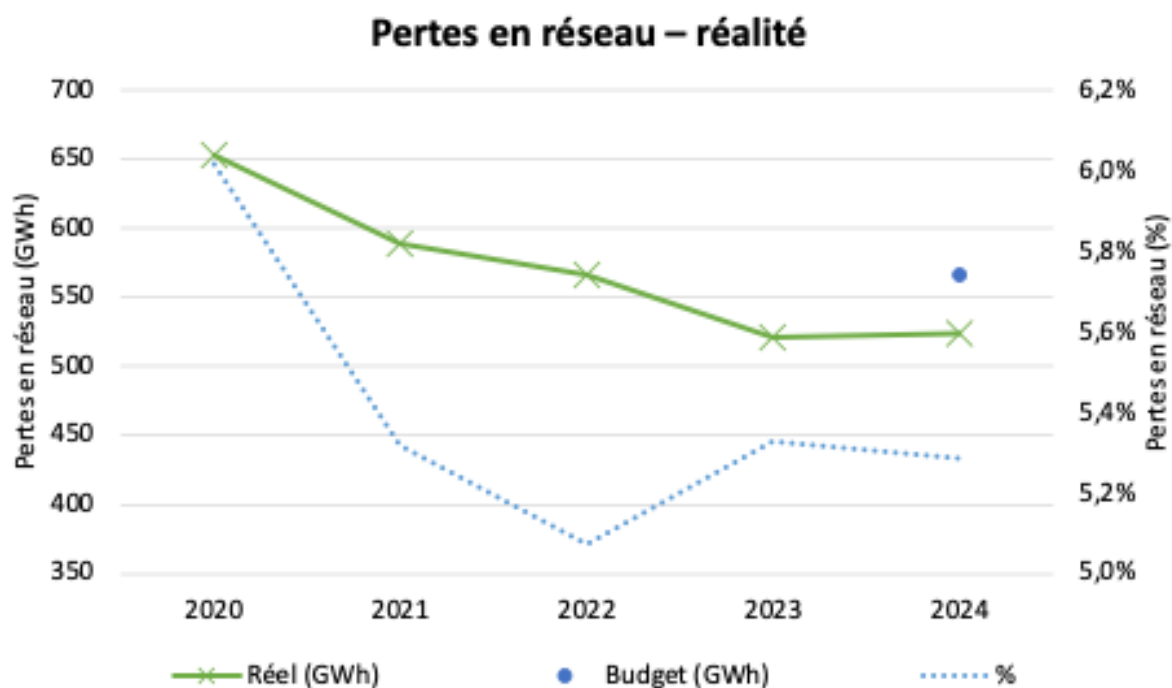
GRAPHIQUE 12 PRIX UNITAIRES D'ACHAT DES PERTES D'ÉLECTRICITÉ



Source : Décision – SR Volumes I Z111

À côté d'un prix unitaire toujours élevé (voir graphique ci-dessus), les volumes réels de pertes en réseau de l'année 2024 sont 7 % inférieurs aux volumes budgétés. ORES ASSETS constate une diminution importante des volumes de pertes depuis quelques années en partie liée à l'augmentation du nombre d'unités de production sur son réseau. Cette diminution n'a pas été observée cette année, comme l'indique le graphique ci-dessous.

GRAPHIQUE 13 ÉVOLUTION DES PERTES EN RÉSEAU



Source : Décision – SR volumes IQ111

Les pertes en réseau représentent en moyenne 5,3 % de l'électricité totale distribuée sur le réseau (transit et éclairage public inclus). Les pertes en BT constituent 85 % du volume total des pertes.

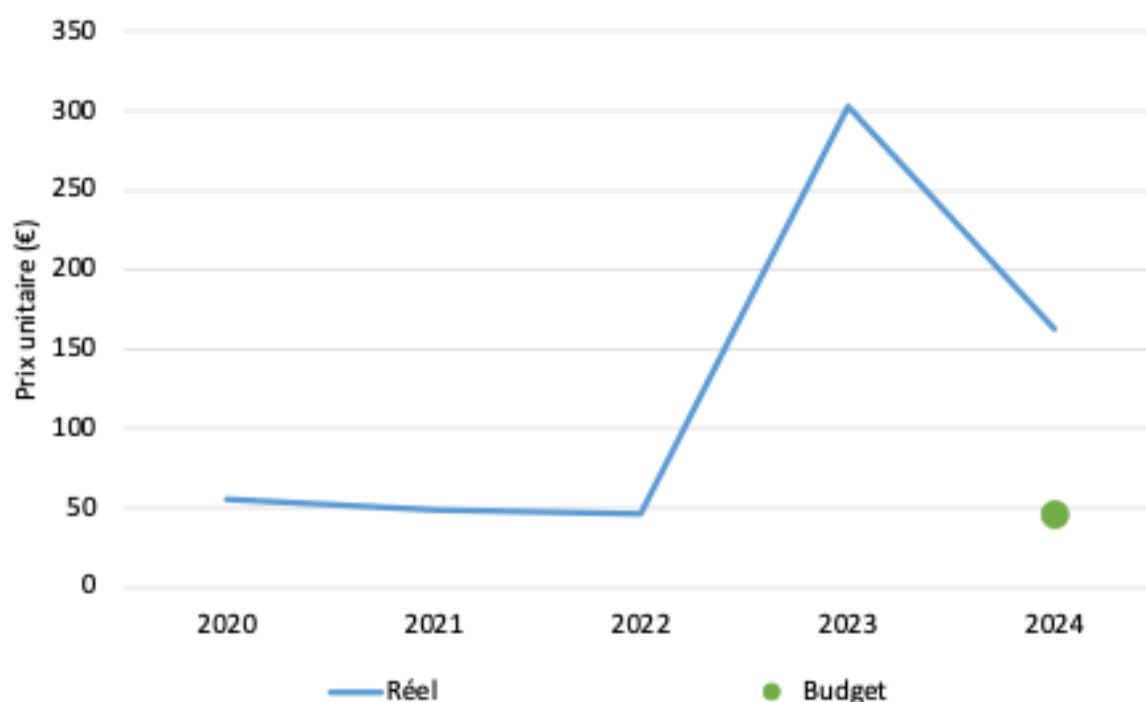
Pour mémoire, les pertes estimées pour le niveau BT sont déduites de l'écart entre les volumes estimés entrant sur le réseau (« in-feed ») et les volumes estimés distribués sur le réseau déduction faite des pertes attribuées aux niveaux TMT, MT et TBT.

9.2.3. 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. Le prix d'achat réel d'électricité destinée à l'alimentation de la clientèle propre de l'année 2024 reste inférieur au prix maximum, mais 2,5 fois supérieur au budget. L'écart, un actif régulateur, qui en résulte s'élève à -18,7 millions d'euros. Il est répercuté exclusivement sur les utilisateurs de réseau en tant que solde régulateur.

Cet écart se décompose d'une part en un effet coût (-13,9 millions d'euros) et, d'autre part, en un effet volume (-4,7 millions d'euros).

GRAPHIQUE 14 PRIX UNITAIRES D'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ POUR LA CLIENTÈLE PROPRE



Source : Décision – SR volumes IZ151

Les volumes réels d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre de l'année 2024 sont 24 % supérieurs aux volumes budgétés, le nombre de clients alimentés étant supérieur aux prévisions.

9.2.4. Détail du solde régulateur relatif à l'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. Le prix d'achat réel des certificats verts de cet exercice étant situé à l'intérieur du couloir de prix autorisé, l'écart est intégralement supporté par les utilisateurs de réseau.

Cet écart constitue un passif régulateur qui s'élève à -1 375 704 euros. Il se compose d'une part d'un effet coût de -0,1 million d'euros et, d'autre part, d'un effet volume de -1,276 million d'euros. Le prix d'achat réel des certificats verts est proche du prix d'achat budgété et la quantité de certificats verts achetés est 73 % supérieur au volume budgété.

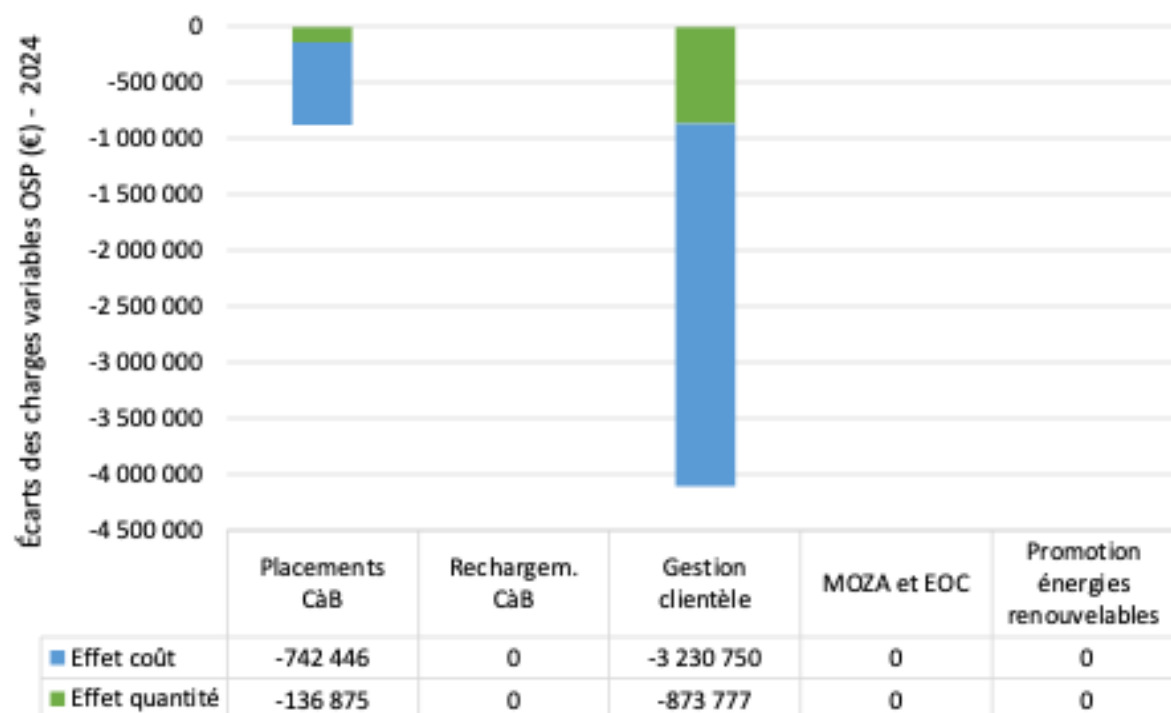
9.2.5. Détail du solde relatif aux indemnités versées aux fournisseurs commerciaux en cas de retard de placement des compteurs à budget ($SR_{indemnité placement C\grave{a}B}$)

L'écart relatif aux indemnités versées aux fournisseurs d'électricité résultant du retard de placement des compteurs à budget est défini à l'article 112 de la méthodologie tarifaire. Le délai réel moyen de placement des compteurs à budget de l'année étant supérieur au délai moyen de placement maximum fixé par la méthodologie tarifaire, l'écart (actif régulateur) qui s'élève à -280 647 euros est réparti entre le GRD et les utilisateurs de réseau. Le montant à charge des utilisateurs de réseau s'élève à -101 345 euros (solde régulateur) et le montant à charge du GRD (malus) s'élève à -179 302 euros.

9.3. 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 malus de -3 973 196 euros (cf. point 7.1.2 ci-dessus) et, d'autre part, l'effet quantité pour un montant de -1 010 652 euros constituant une créance tarifaire envers les utilisateurs de réseau.

GRAPHIQUE 15 DÉTAIL DE L'ÉCART RELATIF AUX CHARGES VARIABLES DES OBLIGATIONS DE SERVICE PUBLIC



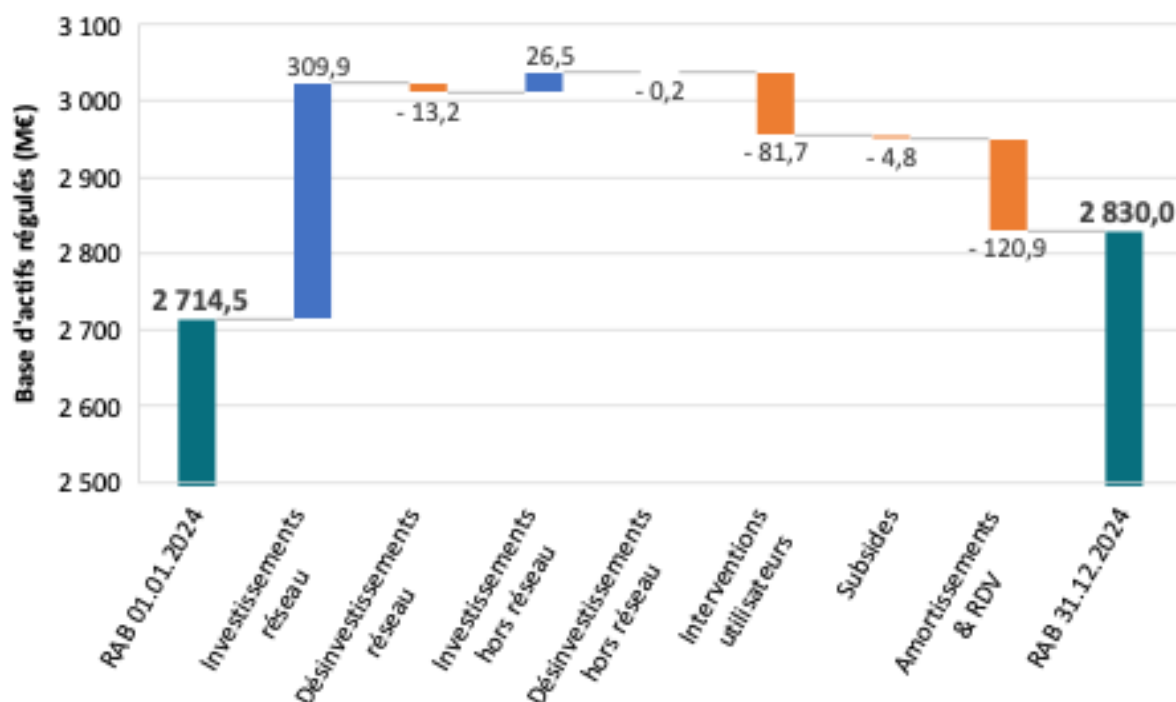
Source : Décision – VNFetOSP / G66

Le solde régulateur, l'effet quantité, se compose d'une créance tarifaire de -136 875 euros sur les charges nettes contrôlables variables relatives à la gestion des compteurs à budget et d'une créance tarifaire de -873 777 euros sur les charges nettes contrôlables variables relatives à la gestion de la clientèle. En ce qui concerne la gestion des compteurs à budget, le nombre réel de demandes de placement de l'année est inférieur au budget, mais le coût unitaire associé étant négatif, le solde régulateur est une créance tarifaire. Au niveau de la gestion de la clientèle, le nombre réel de clients alimentés par le GRD en 2024 est supérieur de 24 % au budget, ce qui explique l'actif régulateur.

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

La valeur de la base d'actifs régulés (RAB) s'élève à 2 714 521 003 euros au 1^{er} janvier 2024 et à 2 829 992 253 euros au 31 décembre 2024. La valeur moyenne de la RAB de l'année calculée conformément à l'article 20 de la méthodologie, s'élève à 2 772 256 628 euros.

GRAPHIQUE 16 ÉVOLUTION DE LA BASE D'ACTIFS RÉGULÉS RÉELLE DE L'ANNÉE 2024

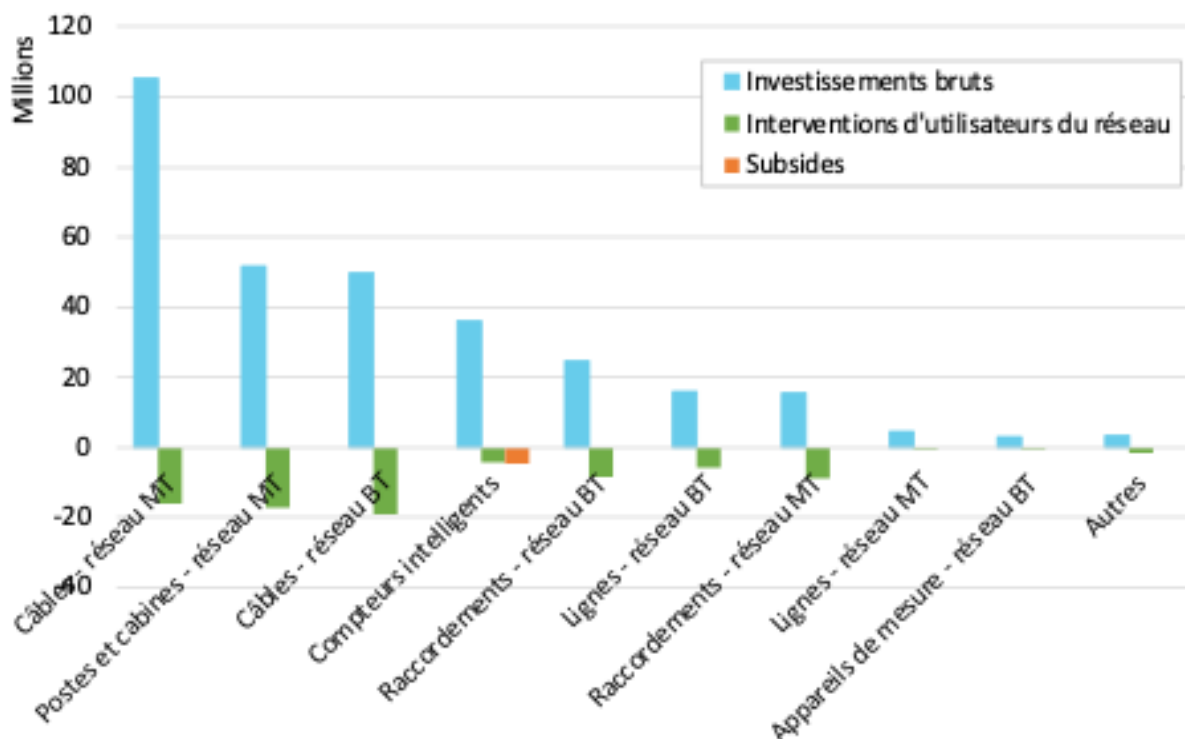


Source : Décision – SR-MBE (2) / Q16

Les investissements réseau de l'année 2024 s'élèvent à 309,9 millions d'euros, les interventions clients s'élèvent à 81,7 millions d'euros et les subsides à 4,8 millions d'euros. Comme indiqué au point 7.1.3 de la présente décision, les investissements réseau de l'année sont supérieurs aux investissements budgétés. Ces investissements, ainsi que les interventions tiers¹⁵ y afférentes, sont répartis par type d'actif réseau selon le graphique ci-dessous.

¹⁵ Il peut y avoir un décalage entre l'intervention tiers et l'investissement expliquant qu'il arrive que les interventions tiers soient supérieures aux investissements.

GRAPHIQUE 17 DÉTAIL DES INVESTISSEMENTS RÉSEAU, INTERVENTIONS CLIENTS ET SUBSIDES



Source : Décision – TAB9.1 (2) / AT40

Le pourcentage de rendement autorisé calculé conformément à l'article 27 de la méthodologie tarifaire 2024 est fixé *ex ante* et n'est pas revu *ex post*. Ce taux de 4,053 % a été correctement appliqué à la RAB par le gestionnaire de réseau de distribution afin d'obtenir le montant de la marge bénéficiaire équitable qui s'élève à 112 359 561 euros pour l'année 2024.

Le solde régulateur relatif à la marge bénéficiaire équitable est défini à l'article 117 de la méthodologie tarifaire. Pour cette année, il s'élève à -5 146 386 euros et constitue une créance tarifaire à l'égard des utilisateurs du réseau.

Le solde régulateur relatif à la marge bénéficiaire équitable s'explique exclusivement par la variation de la RAB moyenne réelle par rapport à la RAB moyenne budgétée. En 2024, cette variation qui s'élève à 126 977 204 euros est le résultat des différentes variations suivantes :

- la valeur réelle de la RAB au 01/01/2024 est supérieure à la valeur budgétée,
- les investissements réseau réels sont largement plus élevés que ceux budgétés,
- les investissements hors réseau réels sont légèrement plus élevés que ceux budgétés,
- les désinvestissements réseau et hors réseau réels sont plus élevés que budgétés,
- les interventions clients réelles sont largement supérieures au budget,
- les charges d'amortissement et de réductions de valeur sur les actifs réels plus élevées que celles budgétées.

TABLEAU 14 BASE D'ACTIFS RÉGULÉS BUDGÉTÉE ET RÉELLE

Libellé	BUDGET	RÉALITÉ	ÉCART
RAB 01/01/2024	2 633 265 249,41	2 714 521 002,93	81 255 753,52
Investissements réseau	169 396 204,18	309 854 719,83	140 458 515,65
Désinvestissements réseau	-5 236 390,35	-13 182 710,79	-7 946 320,44
Investissements hors réseau	26 161 716,20	26 469 100,64	307 384,44
Désinvestissements hors réseau	0,00	-218 281,18	-218 281,18
Interventions utilisateurs	-50 696 931,66	-81 740 367,67	-31 043 436,01
Subsides	0,00	-4 788 928,27	-4 788 928,27
Amortissements & reprises de valeur	-115 596 249,85	-120 922 282,29	-5 326 032,44
RAB 31/12/2024	2 657 293 597,93	2 829 992 253,20	172 698 655,27
RAB moyenne	2 645 279 423,67	2 772 256 628,07	126 977 204,40

Source : Décision – SR-MBE (2) / L23

9.5. Détail du solde relatif aux charges nettes des projets spécifiques (SR projets spécifiques)

Le solde régulateur (dette tarifaire) relatif aux charges nettes des projets spécifiques s'élève à 1 555 927 euros en 2024. Il se compose de l'écart relatif aux charges nettes variables et de l'écart relatif aux charges et produits fixes non-contrôlables.

9.5.1. Écart relatif aux charges nettes variables

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 :

$$\text{Effet quantité} = (\text{Variable}_{\text{budgétée}} - \text{Variable}_{\text{réelle}}) \times \text{CNU}_{\text{budgétée}}$$

$$\text{Effet coût} = \text{Variable}_{\text{réelle}} \times (\text{CNU}_{\text{budgétée}} - \text{CNU}_{\text{réelle}})$$

où CNU est l'abréviation de la charge nette unitaire.

Le solde régulateur relatif aux charges nettes variables de chaque projet spécifique est calculé sur la base de la formule « effet quantité ». Ce solde régulateur 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 ».

En 2024, ORES ASSETS comptabilise un solde régulateur de 425 056 euros (dette tarifaire) au niveau des charges nettes variables relatives au projet de déploiement des compteurs communicants. En effet, ORES a placé 45 012 compteurs communicants électricité alors qu'il prévoyait initialement d'en placer 47 196. Le nombre cumulé de compteurs communicants placés au 31/12/2024 s'élève à 154 645 alors qu'ORES avait prévu d'atteindre 181 442 unités.

TABEAU 15 DÉTAIL DU SOLDE RELATIF AUX CHARGES NETTES VARIABLES DES PROJETS SPÉCIFIQUES

Charges nettes	Compteurs	Budget			Réalité			Écart	Solde rég.	Bonus (+) / malus (-)
		Montant	Nb. hors BAU	Coût unitaire	Montant	Nb. hors BAU	Coût unitaire			
		M€	#	€/cpt	M€	#	€/cpt			
variables	cumulés	2 062 925	181 442	11,37	73 930	154 645	0,48	1 988 996	304 672	1 684 324
variables	annuels	2 601 491	47 196	55,12	4 281 346	45 012	95,12	-1 679 855	120 384	-1 800 240
fixes		5 496 632			6 741 314			-1 244 682	1 130 871	-2 375 553
Total		10 161 048			11 096 590			-935 542	1 555 927	-2 491 469

Source : Décision -TAB8/B88

9.5.2. Écart relatif aux charges et produits fixes non-contrôlables

Afin que les charges nettes relatives au projet de déploiement des compteurs communicants reflètent une vision globale du projet, ORES ASSETS a intégré au sein du budget des charges nettes relatives au projet de déploiement des compteurs communicants les éléments fixes non-contrôlables suivants :

- les produits/gains sur les coûts d'achat d'électricité pour la couverture des pertes et des fraudes dus au déploiement des compteurs communicants ;
- la marge équitable différentielle qui représente la différence entre d'une part la marge équitable calculée sur la base d'actifs régulés selon le scénario de déploiement des compteurs communicants et d'autre part, la marge équitable calculée sur la base d'actifs régulés selon le scénario de non-déploiement des compteurs communicants ;
- la charge fiscale différentielle calculée sur la base de la marge équitable différentielle ;

En *ex post*, les écarts sur la marge équitable différentielle et la charge fiscale différentielle sont traitées conformément aux dispositions visées par les articles 107 et 117 de la méthodologie tarifaire. Ces écarts s'élèvent à 1,13 million d'euros (dette tarifaire). De même, les produits/gains sur les coûts d'achat d'électricité pour la couverture des pertes et des fraudes, sont traités en *ex post* conformément aux dispositions visées par l'article 108 de la méthodologie tarifaire.

9.6. Détail de l'écart relatif à l'indexation

Le solde régulateur relatif à l'écart d'indexation s'élève à 11 324 141 euros (dette tarifaire) en 2024.

Il est obtenu par différence entre le budget initial (budget *ex ante*) des charges nettes opérationnelles contrôlables de l'année 2024 calculé conformément à l'article 36 de la méthodologie tarifaire 2024, soit 344 513 010 euros, et le même budget indexé (budget *ex post*), soit 355 837 151 euros, par l'indice santé réel conformément à l'article 120.

10. PROPOSITION D'AFFECTATION DU SOLDE RÉGULATOIRE

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.

Le solde régulateur de l'année 2024 est particulièrement important. Après un exercice 2023 où le solde était exceptionnellement élevé, ORES ASSETS avait initialement demandé à la CWaPE d'affecter le solde 2024 pour moitié chacun aux tarifs des années 2026 et 2027. Après analyse de plusieurs scénarios, la répercussion envisagée sera différenciée en fonction du niveau de tension, sans modifier la répartition du solde régulateur entre eux. Ainsi, l'affectation du solde relatif à la basse tension restera conforme à la proposition initiale, à savoir une affectation sur 2 années ; par contre, l'affectation du solde régulateur sur les autres niveaux de tension sera plus graduelle à raison de 20 % en 2026, 25 % en 2027 et 2028, et 30 % en 2029. Cette proposition cherche à concilier le besoin du GRD de recouvrer le montant des soldes régulatoires dans des délais raisonnables compte tenu du coût de financement de ces soldes et la recherche d'une stabilité et prévisibilité tarifaire, en particulier pour les utilisateurs du réseau de distribution moyenne tension. L'étalement pour les niveaux de tension supérieurs atténue l'augmentation de 2026 et la baisse de 2028. Cette fluctuation réduite améliore la stabilité tarifaire.

TABLEAU 16 RÉPARTITION DU SOLDE RÉGULATOIRE 2024 DANS LES EXERCICES TARIFAIRES 2026-2029

Solde 2024 réparti	TMT	MT	TBT	BT	TOTAL
2026	148 137	4 285 655	510 704	24 673 132	29 617 628
2027	185 172	5 357 068	638 380	24 673 132	30 853 752
2028	185 172	5 357 068	638 380	0	6 180 620
2029	222 206	6 428 482	766 056	0	7 416 744
TOTAL	740 687	21 428 273	2 553 520	49 346 263	74 068 743

Source : Simulations_Proposition_2 Tarif_SP IA65

Par ailleurs, la section 12 ci-dessous fait le point sur les soldes régulatoires d'exercices antérieurs en précisant les montants qui ont déjà été affectés et ceux qui restent à affecter.

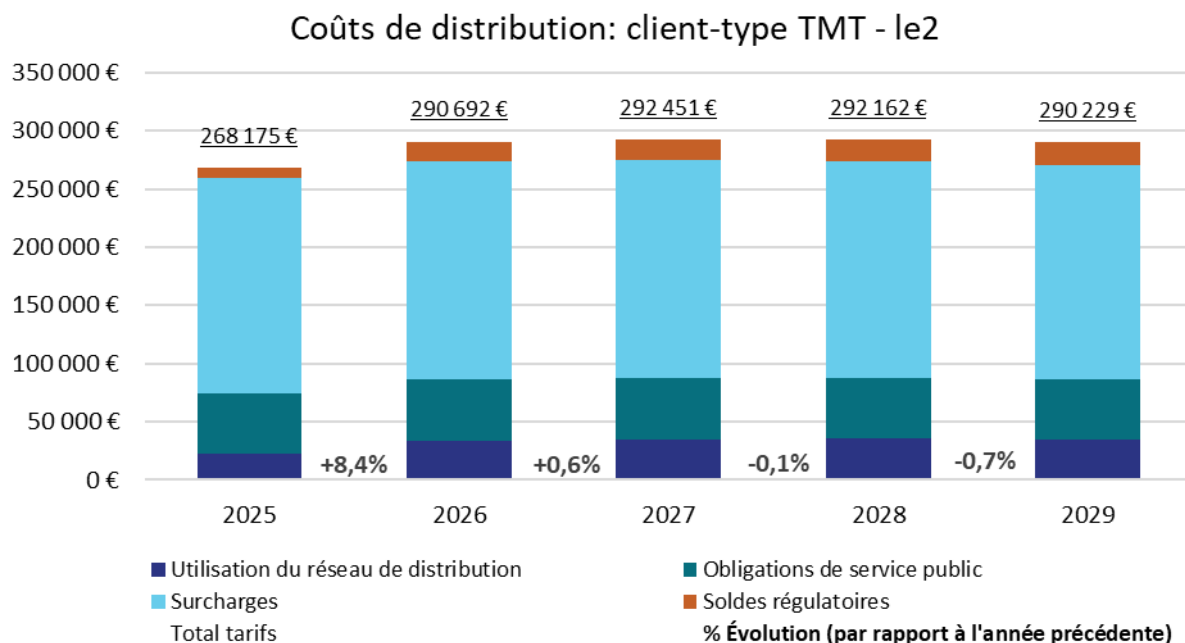
11. RÉVISION DU TARIF POUR SOLDES RÉGULATOIRES DE 2026 À 2029

La révision des tarifs pour les soldes régulatoires des années 2026 et 2027 est réalisée conformément aux articles 60 et 130 de la méthodologie tarifaire 2024 et aux articles 91 et 171 de la méthodologie tarifaire 2025-2029. Les nouvelles grilles tarifaires relatives au prélèvement d'électricité sur le réseau de distribution d'ORES ASSETS sont reprises aux annexes II et III de la présente décision.

Sur la base de ces grilles tarifaires révisées, les graphiques ci-dessous montrent l'évolution simulée des coûts de distribution (prélèvement) entre 2025 et 2029 d'ORES ASSETS pour différents client-types.

11.1.1.1. Constats - niveau de tension TMT

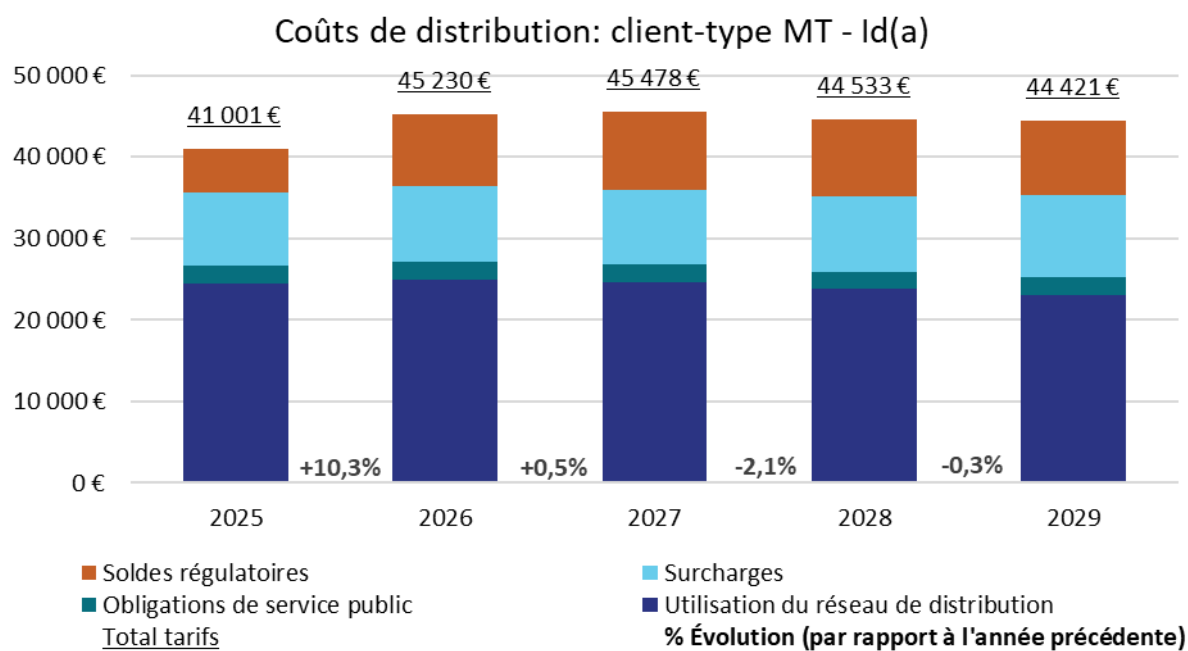
GRAPHIQUE 1 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION POUR UN CLIENT-TYPE TMT



Le client-type TMT considéré consomme 50 GWh par an avec une pointe de 8 330 kW.

11.1.1.2. Constats - niveau de tension MT

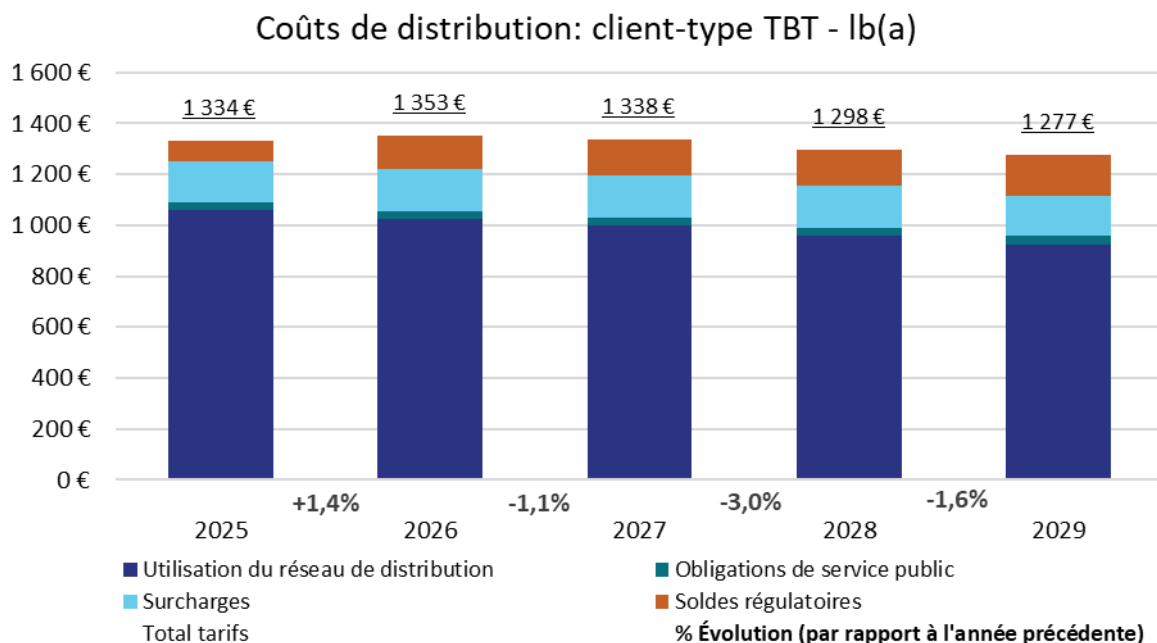
GRAPHIQUE 2 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION POUR UN CLIENT-TYPE MT



Le client-type MT considéré consomme 2 GWh par an avec une pointe de 333 kW.

11.1.1.3. Constats - niveau de tension TBT

GRAPHIQUE 3 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION POUR LE CLIENT-TYPE TBT

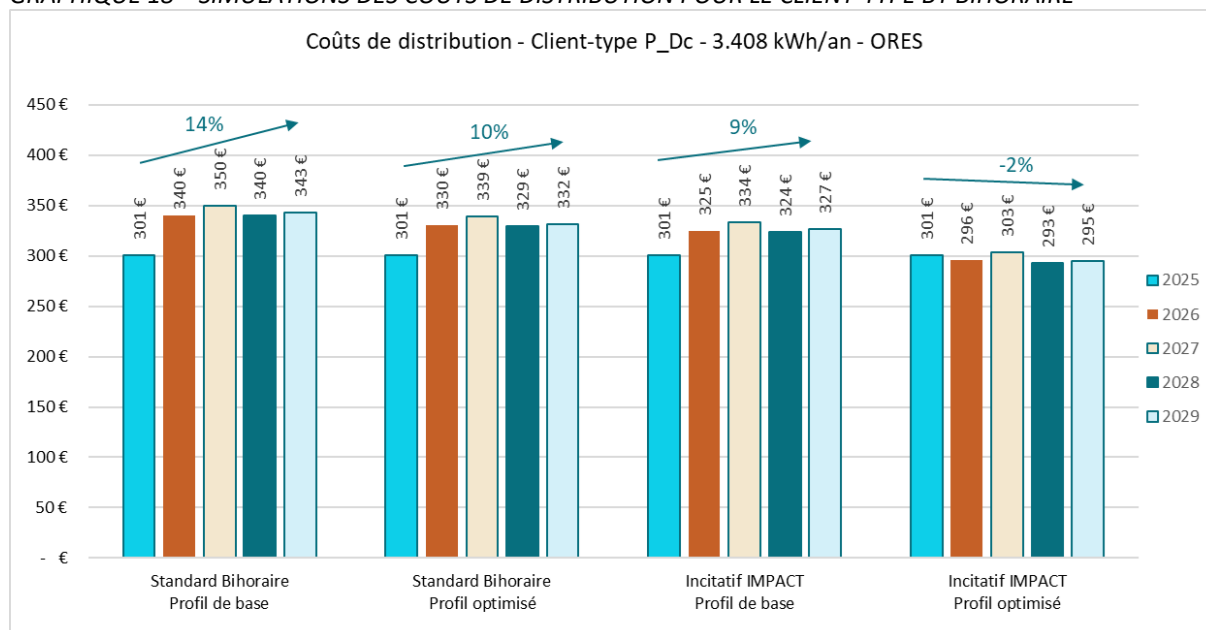


Source : Décision - Simulations prélèvement

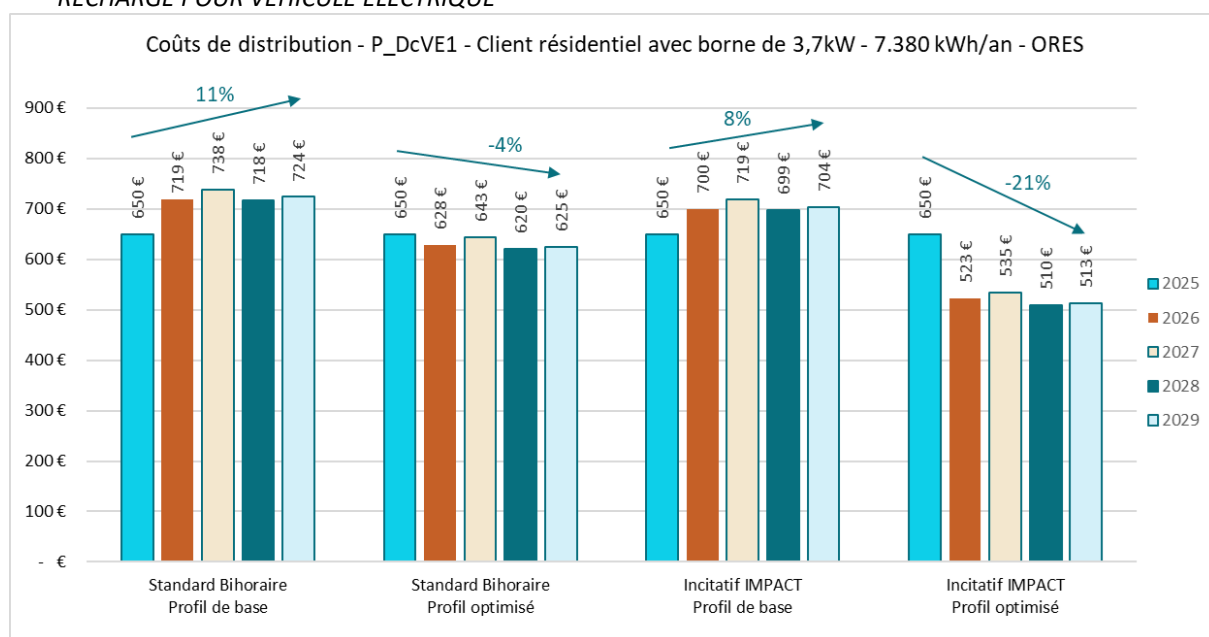
Le client-type TBT considéré consomme 30 000 kWh par an avec une pointe de 5,3 kW.

11.1.1.4. Constats - niveau de tension BT

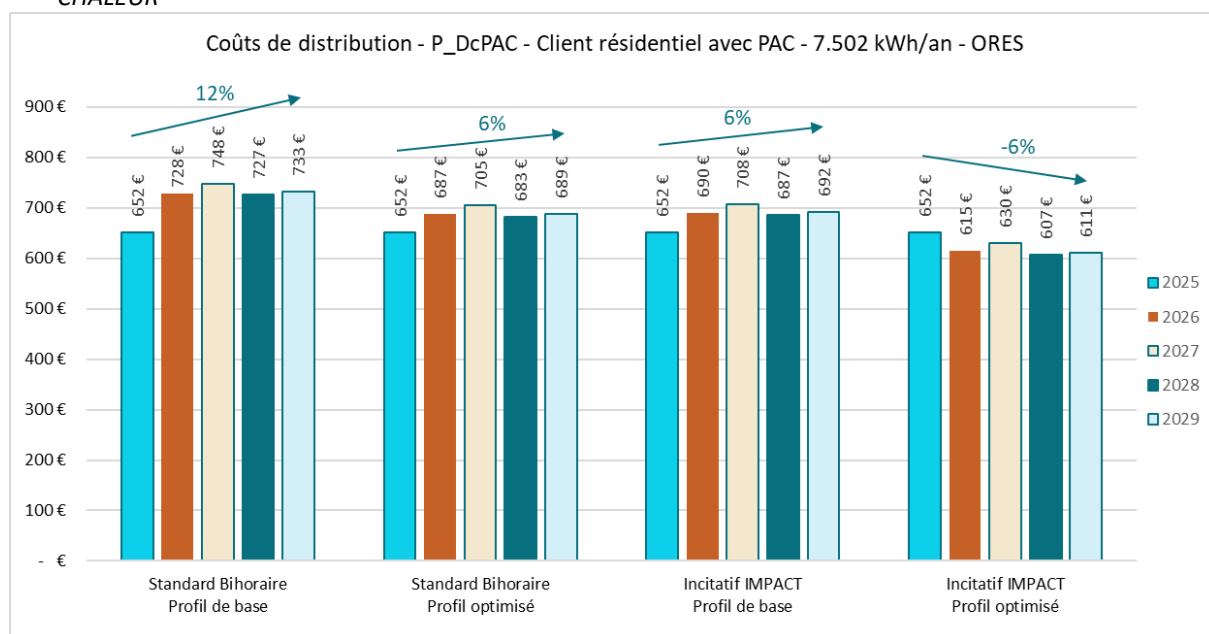
GRAPHIQUE 18 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION POUR LE CLIENT-TYPE BT BIHORAIRE



GRAPHIQUE 19 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION POUR LE CLIENT-TYPE BT AVEC UNE BORNE DE RECHARGE POUR VÉHICULE ÉLECTRIQUE



GRAPHIQUE 20 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION POUR LE CLIENT-TYPE BT AVEC UNE POMPE À CHALEUR



12. SOLDES RÉGULATOIRES NON AFFECTÉS

Le tableau suivant reprend le montant des soldes régulatoires d'ORES ASSETS électricité approuvés, partiellement affectés ou non affectés, sur base du périmètre actuel :

TABLEAU 17 SOLDES RÉGULATOIRES NON AFFECTÉS

	Montants approuvés (périmètre adapté)	Montants affectés dans les tarifs 2022-2025	Montants affectés dans les tarifs 2026	Montants affectés après 2026
Solde régulateur 2015	822 547	-559 332	-65 804	-197 411
Solde régulateur 2016	663 208	-450 982	-53 057	-159 169
Solde régulateur 2017	-1 904 996	4 511 264	-651 567	-1 954 701
Solde régulateur 2018	-11 124 312	12 466 713	-335 600	-1 006 800
Solde régulateur 2019	-18 975 155	12 916 269	1 514 722	4 544 164
Solde régulateur 2020	-22 796 679	4 559 336	4 559 336	13 678 007
Solde régulateur 2021	-881 780	176 356	176 356	529 068
Solde régulateur 2022	922 557	-184 511	-184 511	-553 535
Solde révision smart 2019-2023	36 608 724	-7 321 745	-7 321 745	-21 965 234
Solde régulateur 2023	-131 223 429	26 244 686	26 244 686	78 734 057
Révision revenu autorisé 2025	-9 031 524	0	2 257 881	6 773 643
Solde régulateur 2024	-74 068 743	0	29 617 628	44 451 116
TOTAL	-230 989 576	52 358 054	55 758 325	122 873 204

Source : Décision - Soldes

Légende :

Solde régulateur négatif = actif régulateur (créance tarifaire) ;

Solde régulateur positif = passif régulateur (dette tarifaire)

13. DÉCISION

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

Vu les articles 4, §2, 14°, 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 méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz actifs en Région wallonne pour l'année 2024 ;

Vu l'approbation par la CWaPE le 12 octobre 2023 de la proposition de revenu autorisé 2024 électricité d'ORES ASSETS par sa décision référencée CD-23j12-CWaPE-0804 ;

Vu l'approbation par la CWaPE le 29 août 2018 de la proposition de revenu autorisé 2019-2023 électricité d'ORES ASSETS par sa décision référencée CD-18h29-CWaPE-0216 ; vu la révision des charges nettes relatives au projet spécifique de déploiement des compteurs communicants électricité d'ORES ASSETS par la décision référencée CD-21j28-CWaPE-0578 ;

Vu l'approbation par la CWaPE le 28 mars 2024 de la proposition de revenu autorisé 2025-2029 électricité d'ORES ASSETS par sa décision référencée CD-23j12-CWaPE-0889 ; vu la révision de ce revenu autorisé par la décision référencée CD-25b20-CWaPE-1042 ; vu la révision de ce revenu autorisé par la décision référencée CD-25d03-CWaPE-1056 ;

Vu l'approbation par la CWaPE le 26 juin 2025 de la proposition de tarifs périodiques de distribution d'électricité 2026-2029 d'ORES ASSETS par sa décision référencée CD-25f26-CWaPE-1121 ;

Vu le rapport tarifaire *ex post* électricité portant sur l'exercice d'exploitation 2024 introduit par ORES ASSETS auprès de la CWaPE en date du 30 juin 2025, complété successivement le 10 juillet et le 10 octobre, puis modifié partiellement le 26 novembre 2025 ;

Vu les informations complémentaires transmises par ORES ASSETS jusqu'au 26 novembre 2025 par écrit ou lors de réunions ;

Vu l'analyse réalisée par la CWaPE du rapport tarifaire *ex post* électricité portant sur l'exercice d'exploitation 2024 d'ORES ASSETS ;

Considérant que, à l'issue du contrôle du calcul du solde régulateur de l'exercice 2024 d'ORES ASSETS 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 de l'année 2024 retenue cherche à concilier le besoin du GRD de recouvrer le montant des soldes régulatoires dans des délais raisonnables compte tenu du coût de financement de ces soldes et la recherche d'une stabilité et prévisibilité tarifaire, en particulier pour les utilisateurs du réseau de distribution moyenne tension ; considérant que l'étalement pour les niveaux de tension supérieurs atténue l'augmentation de 2026 et la baisse de 2028 ; considérant que cette fluctuation réduite améliore la stabilité tarifaire ;

Considérant que les tarifs pour les soldes régulatoires des années 2026 à 2029, 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 ;

1. La CWaPE approuve les soldes régulatoires électricité de l'année 2024 rapportés par ORES ASSETS dans son rapport tarifaire *ex post* daté du 26 novembre 2025. Le solde régulateur total électricité d'ORES ASSETS de l'année 2024 est un actif régulateur qui s'élève à -74 068 743 euros.
2. La CWaPE affecte le solde régulateur de l'année 2024 d'ORES ASSETS de façon différenciée selon les niveaux de tension :
 - la quote-part du solde régulateur affectée en basse tension l'est pour moitié aux tarifs de l'année 2026 et pour moitié aux tarifs de 2027 ;
 - la quote-part du solde régulateur affectée aux autres niveaux de tension l'est à raison de 20 % en 2026, 25 % en 2027 et 2028 et 30 % en 2029.
3. La CWaPE approuve la révision du tarif pour les soldes régulatoires des années 2026 à 2029 en application de l'affectation des soldes régulatoires 2024 décrite ci-dessus. Les grilles tarifaires approuvées par la CWaPE sont reprises à l'annexes II de la présente décision et seront publiées par le GRD sur son site internet.

14. VOIES DE RECOURS

La présente décision peut, en vertu de l'article 50^{ter} 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 50^{ter}, § 4, alinéa 3, du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité).

* *

*

15. ANNEXES

Annexe I. Évolution du revenu autorisé électricité d'ORES ASSETS pour les années 2018 à 2024

Annexe II. Grilles tarifaires d'ORES ASSETS pour les exercices 2026 à 2029

Date du document : 18/12/2025

DÉCISION

CD-25118-CWaPE-1173

SOLDES RAPPORTÉS PAR ORES ASSETS POUR SON ACTIVITÉ ÉLECTRICITÉ 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.	ÉVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ	3
1.1.	Évolution du revenu autorisé 2023-2024.....	3
1.2.	Évolution du revenu autorisé entre 2018 et 2024	5
2.	ÉVOLUTION DES VOLUMES DE PRÉLÈVEMENT	7

Index graphiques

GRAPHIQUE 1	ÉVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ 2023-2024	3
GRAPHIQUE 2	ÉVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ 2018-2024	5
GRAPHIQUE 3	ÉVOLUTION DES VOLUMES DE PRÉLÈVEMENT 2018-2024	7

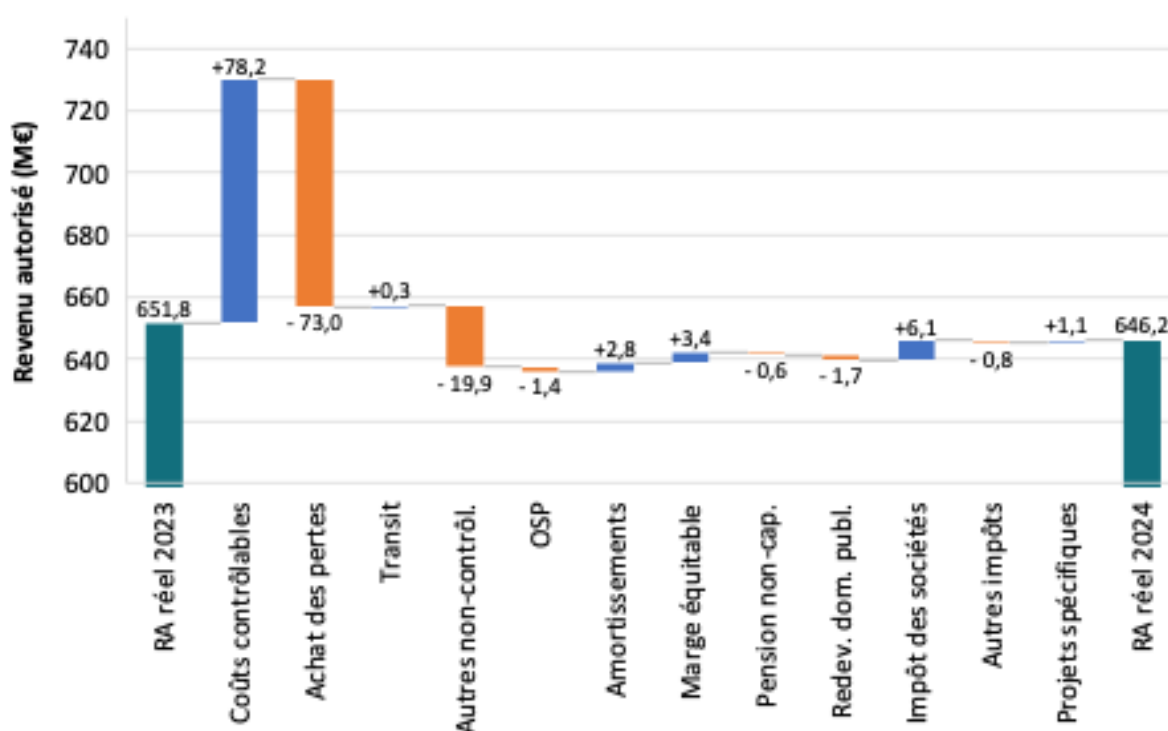
1. ÉVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ

1.1. Évolution du revenu autorisé 2023-2024

Sur la base des données introduites dans le rapport tarifaire *ex post* daté du 26 novembre 2025, le revenu autorisé réel de l'année 2024 est de 646 248 288 euros (hors soldes régulatoires), soit en **baisse de -3,6 % 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



Source : Décision – Waterfall IE75

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

- les coûts d'achat des pertes réseau : -47 % ;
- l'impôt des sociétés : +38 %
- les coûts contrôlables en forte hausse (+50 %). Une forte hausse apparaît artificiellement en 2024. En effet, l'exercice 2023 a vu l'extourne d'une importante provision constituée en 2022, ce qui dissimulait la hauteur des coûts contrôlables de cette année 2023 et fait apparaître mécaniquement une hausse en 2024. Par ailleurs, les coûts salariaux, les coûts des matériaux et les coûts d'entrepreneurs sont en augmentation en 2024.

TABLEAU 1 DÉTAIL DES CHARGES NETTES CONTRÔLABLES HORS CHARGES D'IMMOBILISATION

Intitulés	Réalité 2023	Réalité 2024	Variation
Dotations et reprises provisions	-53 262 524,69	0,00	53 262 524,69
Services et biens divers	133 576 134,15	148 184 817,95	14 608 683,80
Rémunérations etc.	113 056 848,27	124 115 212,72	11 058 364,45
Produits d'exploitation	-49 702 874,00	-48 452 003,59	1 250 870,41
Approvisionnements	15 685 587,71	16 890 004,85	1 204 417,14
Impôts sur le résultat (+)/(-)	1 683 786,85	2 441 786,40	757 999,55
Produits financiers (-)	-698 983,65	-576 972,46	122 011,19
Autres charges d'exploitation	2 667 864,13	2 407 613,83	-260 250,30
Projet Smart	-5 309 245,73	-5 630 673,72	-321 427,99
Amortissements et réd. de valeur	-779 497,59	-4 309 702,70	-3 530 205,11
Charges nettes contrôlables hors charges nettes liées aux immobilisations	156 917 095,44	235 070 083,27	78 152 987,83

Source : Décision – CNCautres TAB4bis IE182

- coûts des obligations de service public (OSP) : -4 %. La baisse des coûts OSP est essentiellement due à la forte diminution du prix d'achat de l'électricité, laquelle se répercute avec un décalage dans le prix facturé à la clientèle du GRD. En outre, la compensation CREG diminue aussi, le tarif social ayant baissé. Enfin, la dotation accrue aux réductions de valeur et irrécouvrables sur les créances liées à la fourniture à la clientèle propre contrebalance ces diminutions.

TABLEAU 2 DÉTAIL DES CHARGES NETTES OSP

Intitulés	Réalité 2023	Réalité 2024	Variation	Variation variable	Variation prix unit.
Placem. CàB	782 488,64	925 651,34	143 162,70	+24%	+∞%
Recharg. CàB	5 415 814,84	5 337 982,75	-77 832,09	-	-
Gestion clientèle	10 169 229,82	12 649 000,50	2 479 770,68	-11%	+54%
MOZA et EOC	1 689 461,75	2 342 687,54	653 225,79	-	-
Promotion énergies renouvel.	2 178 881,52	1 504 350,94	-674 530,58	-	-
Éclairage public	9 879 307,85	10 480 941,25	601 633,40	-	-
Sous-total contrôlables OSP hors amortissements	30 115 184,42	33 240 614,32	3 125 429,90	Variation : +10%	
Achats d'électricité pour la clientèle propre du GRD	48 316 137,50	24 166 240,53	-24 149 896,97	-7%	-46%
Charges de distribution pour la clientèle propre	13 248 325,00	11 628 528,20	-1 619 796,80	+9%	-18%
Charges de transport pour la clientèle propre	3 846 120,58	3 096 151,30	-749 969,28	-52%	+67%
Produits de la clientèle propre & compensation CREG	-62 362 756,19	-39 618 464,99	22 744 291,20		
Achat des certificats verts	3 207 794,80	3 014 530,10	-193 264,70	-6%	+0%
Primes « Quali watt »	29 384,40	4 976,62	-24 407,78	-	-
Réconciliation FeReSo	1 280 232,44	819 074,24	-461 158,20	-	-
Indemnités pour retards de placement des CàB	381 798,90	280 647,18	-101 151,72	-	-
Sous-total non-contrôlables OSP	7 947 037,43	3 391 683,18	-4 555 354,25	Variation : -57%	
Total OSP	38 062 221,85	36 632 297,50	-1 429 924,35	Variation : -4%	

Source : Décision – Évolution RA réel Elec1B111

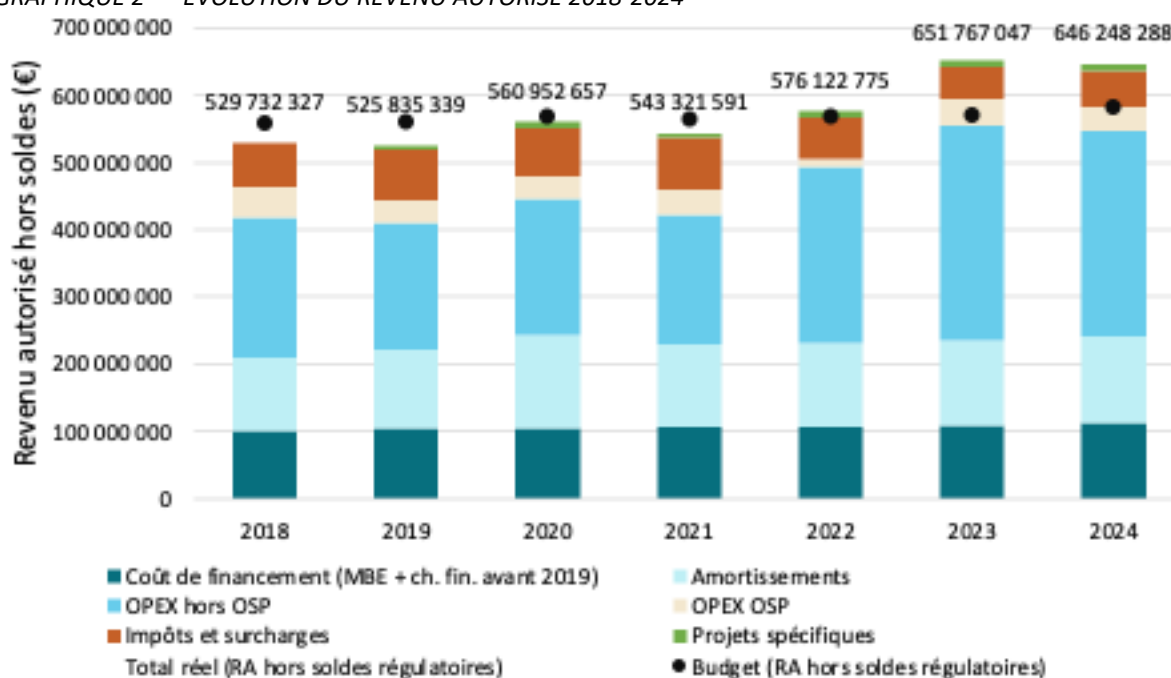
- les autres coûts non-contrôlables (principalement réconciliation) : -459%
- les charges nettes relatives aux projets spécifiques : +11%.

1.2. Évolution du revenu autorisé entre 2018 et 2024

Le graphique ci-dessous illustre l'évolution du revenu autorisé réel du gestionnaire de réseau entre les années 2018 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 2018-2024



Source : Décision – Évolution RA réel ElecIV73

Le revenu autorisé réel d'ORES ASSETS (hors soldes réglementaires) s'élève au 31 décembre 2024 à 646 248 288 euros.

Globalement, ce revenu a augmenté de 116 515 961 euros sur la période 2018-2024, soit une hausse de + 22 %.

La comparaison avec 2018 reste délicate car la méthodologie tarifaire reposait sur des bases différentes. Néanmoins, les principales variations entre 2018 et 2024 s'expliquent par :

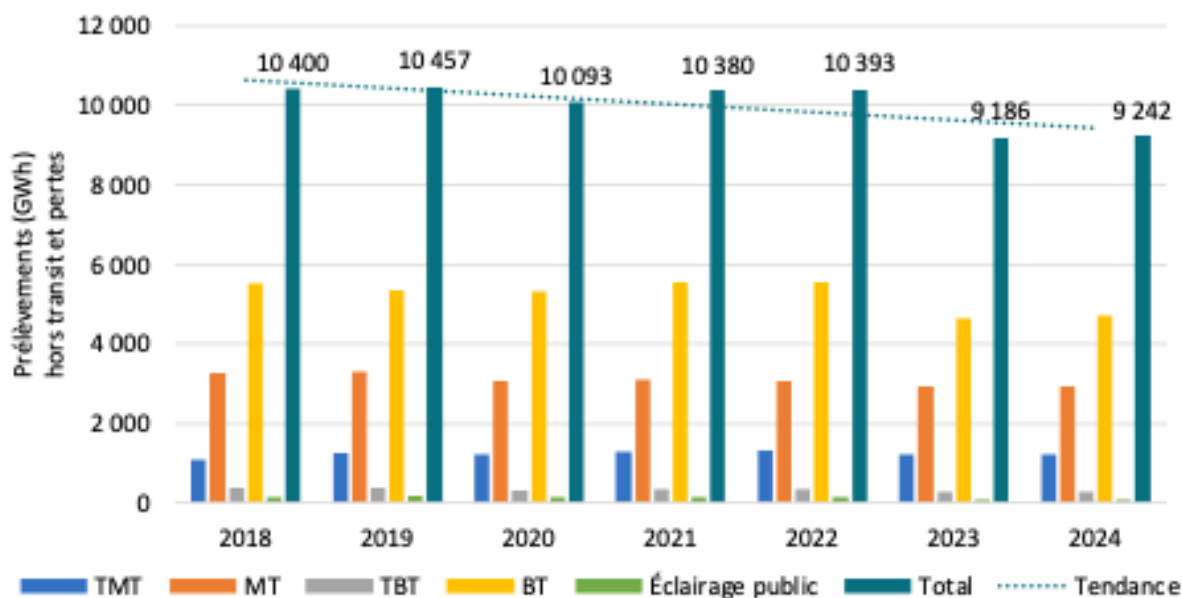
- L'augmentation des **charges opérationnelles hors OSP** de **108 millions d'euros (+55 %)** entre 2018 et 2024. Cette augmentation provient principalement de la forte augmentation des coûts d'achat d'électricité entre 2022 et 2023.

- La diminution des **charges opérationnelles OSP** de **10 millions d'euros (-21 %)** entre 2018 et 2024. La fin du soutien à la petite production solaire (système Quali watt) a constitué une part importante de la baisse dès 2019. Ces charges sont stables en 2019 et 2020, puis ont augmenté (+11 %) en 2021, notamment à la suite de l'augmentation de la clientèle sociale et des volumes associés. Une très forte baisse a été observée en 2022, mais depuis, les charges opérationnelles pour obligations de service public ont retrouvé le même niveau et restent assez stables (+6 % depuis 2019).
- L'augmentation des **charges d'amortissement** de **18 millions d'euros (+16 %)** entre 2018 et 2024. Entre 2019 et 2020, on constate une augmentation de 18 % liée aux importantes désaffectations comptabilisées sur les investissements IT. Le niveau des charges d'amortissement diminue dès lors de 11 % entre 2020 et 2021 pour augmenter de 2 % en 2022, se stabiliser en 2023, puis augmenter de nouveau de 2 % en 2024 ;
- L'augmentation de la **marge équitable** de **52 millions d'euros (+86 %)** entre 2018 et 2024 qui est corrélée avec l'évolution de la RAB et le pourcentage de rendement autorisé. Ce dernier a changé en 2019 et est resté fixe jusqu'en 2024 ;
- La diminution des **impôts et surcharges** de 16 millions d'euros **(-41 %)** entre 2018 et 2024. Cette diminution provient essentiellement de la baisse de la charge fiscale liée à l'impôt des sociétés en 2022 et en 2023.

2. ÉVOLUTION DES VOLUMES DE PRÉLÈVEMENT

L'évolution observée des volumes de prélèvement, par niveau de tension, entre l'année 2018 et l'année 2024 est illustrée dans le graphique ci-dessous :

GRAPHIQUE 3 ÉVOLUTION DES VOLUMES DE PRÉLÈVEMENT 2018-2024



Source : Décision – SR Volumes IB107

Les volumes de prélèvement totaux d'ORES ASSETS s'élèvent au 31 décembre 2024 à 9 241 617 150 kWh. Ces volumes de prélèvement totaux ont diminué de -1 158 142 500 kWh entre 2018 et 2024, soit une baisse totale de -11,1 % qui dissimule une diminution nettement plus marquée en BT (-45,4 %).

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	0,1930874	-	1,3971943	-	1,7975673	-	3,5225396
Pointe mensuelle	(EUR/kW)	E210	0,3861749	-	2,7943885	-	3,5951346	-	7,0450792
C. Terme fixe		E270	875,69		637,34		383,44		13,30
D. Terme proportionnel									
Heures normales	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	-	0,0091005
Heures pleines	(EUR/kWh)	E210	0,0001695	0,0001695	0,0051818	0,0051818	0,0099081	0,0099081	0,0103049
Heures creuses	(EUR/kWh)	E210	0,0000881	0,0000881	0,0028820	0,0028820	0,0052349	0,0052349	0,0048179
Exclusif de nuit	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	-	0,0048179
II. Tarif pour les Obligations de Service Public		E215	0,0010523		0,0010738		0,0010962		0,0051022
III. Tarif pour les surcharges									
Redevance de voirie	(EUR/kWh)	E891	0,0034069		0,0034069		0,0034069		0,0034092
Impôt sur les sociétés	(EUR/kWh)	E850	0,0003103		0,0012020		0,0020538		0,0047818
Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux	(EUR/kWh)	E890	0,0000353		0,0000360		0,0000367		0,0000387
IV. Tarif pour les soldes régulatoires		E410	0,0003328		0,0043912		0,0044039		0,0075962

Modalités d'application et de facturation :

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

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

Le terme capacitaire est applicable aux utilisateurs de réseau pour lesquels une pointe peut être mesurée

- Le terme capacitaire ne s'applique pas aux alimentations de secours. La durée d'utilisation maximale d'une alimentation de secours est de 500 heures par an.
- Aucun prix maximum n'est appliqué sur les termes capacitaires

I.A.a. Pour les compteurs avec mesure de pointe

- Le tarif pour la **pointe mensuelle** est applicable à la onzième plus haute puissance (pointe) quart-horaire du mois. À défaut de données suffisantes, la pointe mensuelle est égale à la puissance maximale du mois.
Le tarif pour la **pointe annuelle** est appliqué à la plus haute des pointes mensuelles des douze derniers mois (celles du mois considéré et des onze mois précédents, ou, à défaut de données complètes, celles disponibles pendant cette période).
- En cas d'activation de la flexibilité, la capacité demandée par le gestionnaire de réseau de distribution est déduite de la pointe du quart d'heure concerné.
- Pour les clients T-MT, MT et T-BT, un coefficient de dégressivité sera intégré dans le calcul du terme capacitaire. Toutefois, son effet diminue progressivement de façon à disparaître au 1er janvier 2030 via le paramètre de progression.

Coéfficient de dégressivité (E1): $0,1 + (796,5 / (885 + kW))$

Paramètre de progression i ($i = \{2025 \dots 2030\}$) : 2025=83,33%; 2026=66,67%; 2027=50%; 2028=33,33%; 2029=16,67%; 2030=0% (fin de l'application du E1)

Application du paramètre de progression : $kW + (E1 \times kW - kW) \times \text{Paramètre de progression } i$

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

- Le terme fixe s'applique au prorata du nombre de jours couverts par la période facturée ;

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 (reprise sous le code de globalisation E216 en distribution et E526 en transport) .
Aucune réduction n'est applicable à l'électricité prélevée résiduelle.

Pour les URDs raccordés au niveau de tension BT > 56 KVA

- Le tarif pour les heures normales est applicable 24h/24.
- Les heures associées aux heures pleines et aux heures creuses :
 - a) Les heures associées aux heures creuses sont entre 22 heures et 7 heures et le week-end du vendredi à 22h au lundi à 7h avec une particularité pour les communes ci-dessous pour lesquelles les heures creuses s'étendent de 21h à 6h et le week-end s'étend du vendredi à 21h au lundi à 6h.

Communes : 1315 Glimes, Opprebais, Piétrebais, Roux-Miroir, 1320 Beauvechain, 1350 Orp-Jauche, 1357 Hélécine, 1360 Malèves-Sainte-Marie-Wastines, Thorembais-Saint-Trond, Thorembais-les-Béguines, Orbais (hors ville de Perwez), 1367 Ramillies, 1370 Jodoigne, 4287 Lincet, 7750 Mont-de-l'Enclus, 7760 Celles, Escanaffles, Pottes, 7780, 7781, 7782, 7783, 7784 Comines-Warneton, 7890 Ellezelles, 7910 et 7912 Frasnes (Anvaing, Arc-Ainières, Wattripont, Saint-Sauveur et Dergneau)

- b) Les heures pleines sont les périodes non mentionnées en a)
Les horaires pour le compteur exclusif de nuit varient en fonction de votre lieu de résidence et de votre installation. De façon très générale, le compteur exclusif de nuit fonctionne entre 22 heures et 7 heures ou entre 23 heures et 8 heures. Pour connaître la plage de fonctionnement de votre compteur exclusif de nuit, nous vous invitons à nous contacter [via le formulaire repris sur notre site](#).

Pour les URDs raccordés aux niveaux de tension supérieurs à la BT

- Les heures associées aux heures pleines et aux heures creuses :
 - a) Les heures associées aux heures creuses sont entre 22 heures et 7 heures, le week-end du vendredi à 22h au lundi à 7h et les jours fériés avec une particularité pour les communes ci-dessous pour lesquelles les heures creuses s'étendent de 21h à 6h, le week-end s'étend du vendredi à 21h au lundi à 6h et les jours fériés.
Communes : 1315 Glimes, Opprebais, Piétrebais, Roux-Miroir, 1320 Beauvechain, 1350 Orp-Jauche, 1357 Hélécine, 1360 Malèves-Sainte-Marie-Wastines, Thorembais-Saint-Trond, Thorembais-les-Béguines, Orbais (hors ville de Perwez), 1367 Ramillies, 1370 Jodoigne, 4287 Lincet, 7750 Mont-de-l'Enclus, 7760 Celles, Escanaffles, Pottes, 7780, 7781, 7782, 7783, 7784 Comines-Warneton, 7890 Ellezelles, 7910 et 7912 Frasnes (Anvaing, Arc-Ainières, Wattripont, Saint-Sauveur et Dergneau)
 - b) Les heures pleines sont les périodes non mentionnées en a)

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 au cours d'une année civile. Toutefois, afin d'appliquer cette notion, une correction et un remboursement qui en découle seront réalisées au cours du mois de janvier de l'année Y+1.

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 au cours d'une année civile. Toutefois, afin d'appliquer cette notion, une correction et un remboursement qui en découle seront réalisées au cours du mois de janvier de l'année Y+1.

IV. Tarif pour les soldes régulateurs

Période de validité : du 01.01.2026 au 31.12.2026

			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 <i>prosumer</i>	(EUR/kWe)	E250	80,9813336	
C. Terme fixe					
D. Terme proportionnel					
	Monohoraire Heures normales	(EUR/kWh)	E210	-	0,0920974
Bihoraire	Heures pleines	(EUR/kWh)	E210	-	0,1042868
	Heures creuses	(EUR/kWh)	E210	-	0,0487574
IMPACT	Heures PIC	(EUR/kWh)	E210	0,1354374	-
	Heures MEDIUM	(EUR/kWh)	E210	0,0812624	-
	Heures ECO	(EUR/kWh)	E210	0,0270875	-
	Exclusif de nuit	(EUR/kWh)	E210	0,0487574	
II. Tarif pour les Obligations de Service Public					
		(EUR/kWh)	E215	0,0051022	
III. Tarif pour les surcharges					
	Redevance de voirie	(EUR/kWh)	E891	0,0034092	
	Impôt sur les sociétés	(EUR/kWh)	E850	0,0047818	
	Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux	(EUR/kWh)	E890	0,0000387	
IV. Tarif pour les soldes régulateurs					
		(EUR/kWh)	E410	0,0075962	

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 au prorata du nombre de jours couverts par la période facturée ;
- 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 tarif fixe s'applique au prorata du nombre de jours couverts par la période facturée ;

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 (reprise sous le code de globalisation E216 en distribution et E526 en transport) . Aucune réduction n'est applicable à l'électricité prélevée résiduelle.
- Les horaires pour le compteur exclusif de nuit varient en fonction de votre lieu de résidence et de votre installation. De façon très générale, le compteur exclusif de nuit fonctionne entre 22 heures et 7 heures ou entre 23 heures et 8 heures. Pour connaître la plage de fonctionnement de votre compteur exclusif de nuit, nous vous invitons à nous contacter [via le formulaire repris sur notre site](#).

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 au cours d'une année civile. Toutefois, afin d'appliquer cette notion, une correction et un remboursement qui en découle seront réalisées au cours du mois de janvier de l'année Y+1.

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 au cours d'une année civile. Toutefois, afin d'appliquer cette notion, une correction et un remboursement qui en découle seront réalisées au cours du mois de janvier de l'année Y+1.

IV. Tarif pour les soldes régulateurs

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	
<u>I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution</u>										
<u>A. Terme capacitaire</u>										
<u>a. Pour les compteurs avec mesure de pointe</u>										
	Pointe annuelle	(EUR/kW)	E210	0,1584626	-	1,2955875	-	1,6452300	-	3,6639574
	Pointe mensuelle	(EUR/kW)	E210	0,3169251	-	2,5911750	-	3,2904601	-	7,3279147
<u>C. Terme fixe</u>			E270	891,45		648,81		390,34		13,54
<u>D. Terme proportionnel</u>										
	Heures normales	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	-	0,0093929
	Heures pleines	(EUR/kWh)	E210	0,0001542	0,0001542	0,0051679	0,0051679	0,0097863	0,0097863	0,0106360
	Heures creuses	(EUR/kWh)	E210	0,0000802	0,0000802	0,0028743	0,0028743	0,0051784	0,0051784	0,0049727
	Exclusif de nuit	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	-	0,0049727
<u>II. Tarif pour les Obligations de Service Public</u>			E215	0,0010479		0,0010693		0,0010916		0,0050252
<u>III. Tarif pour les surcharges</u>										
	Redevance de voirie	(EUR/kWh)	E891	0,0033923		0,0033923		0,0033923		0,0033944
	Impôt sur les sociétés	(EUR/kWh)	E850	0,0003126		0,0012008		0,0020313		0,0046995
	Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux	(EUR/kWh)	E890	0,0000345		0,0000352		0,0000359		0,0000378
<u>IV. Tarif pour les soldes régulatoires</u>			E410	0,0003629		0,0047351		0,0047993		0,0072945

Modalités d'application et de facturation :

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

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

Le terme capacitaire est applicable aux utilisateurs de réseau pour lesquels une pointe peut être mesurée

- Le terme capacitaire ne s'applique pas aux alimentations de secours. La durée d'utilisation maximale d'une alimentation de secours est de 500 heures par an.
- Aucun prix maximum n'est appliqué sur les termes capacitaires

I.A.a. Pour les compteurs avec mesure de pointe

- Le tarif pour la **pointe mensuelle** est applicable à la onzième plus haute puissance (pointe) quart-horaire du mois. À défaut de données suffisantes, la pointe mensuelle est égale à la puissance maximale du mois.
Le tarif pour la **pointe annuelle** est appliqué à la plus haute des pointes mensuelles des douze derniers mois (celles du mois considéré et des onze mois précédents, ou, à défaut de données complètes, celles disponibles pendant cette période).
- En cas d'activation de la flexibilité, la capacité demandée par le gestionnaire de réseau de distribution est déduite de la pointe du quart d'heure concerné.
- Pour les clients T-MT, MT et T-BT, un coefficient de dégressivité sera intégré dans le calcul du terme capacitaire. Toutefois, son effet diminue progressivement de façon à disparaître au 1er janvier 2030 via le paramètre de progression.

Coéfficient de dégressivité (E1): $0,1 + (796,5 / (885 + kW))$

Paramètre de progression i ($i = \{2025 \dots 2030\}$) : 2025=83,33%; 2026=66,67%; 2027=50%; 2028=33,33%; 2029=16,67%; 2030=0% (fin de l'application du E1)

Application du paramètre de progression : $kW + (E1 \times kW - kW) \times \text{Paramètre de progression } i$

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

- Le terme fixe s'applique au prorata du nombre de jours couverts par la période facturée ;

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 (reprise sous le code de globalisation E216 en distribution et E526 en transport) .
Aucune réduction n'est applicable à l'électricité prélevée résiduelle.

Pour les URDs raccordés au niveau de tension BT > 56 KVA

- Le tarif pour les heures normales est applicable 24h/24.
- Les heures associées aux heures pleines et aux heures creuses :
 - a) Les heures associées aux heures creuses sont entre 22 heures et 7 heures et le week-end du vendredi à 22h au lundi à 7h avec une particularité pour les communes ci-dessous pour lesquelles les heures creuses s'étendent de 21h à 6h et le week-end s'étend du vendredi à 21h au lundi à 6h.

Communes : 1315 Glimes, Opprebais, Piétrebais, Roux-Miroir, 1320 Beauvechain, 1350 Orp-Jauche, 1357 Hélécine, 1360 Malèves-Sainte-Marie-Wastines, Thorembais-Saint-Trond, Thorembais-les-Béguines, Orbais (hors ville de Perwez), 1367 Ramillies, 1370 Jodoigne, 4287 Lincet, 7750 Mont-de-l'Enclus, 7760 Celles, Escanaffles, Pottes, 7780, 7781, 7782, 7783, 7784 Comines-Warneton, 7890 Ellezelles, 7910 et 7912 Frasnes (Anvaing, Arc-Ainières, Wattripont, Saint-Sauveur et Dergneau)

- b) Les heures pleines sont les périodes non mentionnées en a)

Les horaires pour le compteur exclusif de nuit varient en fonction de votre lieu de résidence et de votre installation. De façon très générale, le compteur exclusif de nuit fonctionne entre 22 heures et 7 heures ou entre 23 heures et 8 heures. Pour connaître la plage de fonctionnement de votre compteur exclusif de nuit, nous vous invitons à nous contacter [via le formulaire repris sur notre site](#).

Pour les URDs raccordés aux niveaux de tension supérieurs à la BT

- Les heures associées aux heures pleines et aux heures creuses :
 - a) Les heures associées aux heures creuses sont entre 22 heures et 7 heures, le week-end du vendredi à 22h au lundi à 7h et les jours fériés avec une particularité pour les communes ci-dessous pour lesquelles les heures creuses s'étendent de 21h à 6h, le week-end s'étend du vendredi à 21h au lundi à 6h et les jours fériés.

Communes : 1315 Glimes, Opprebais, Piétrebais, Roux-Miroir, 1320 Beauvechain, 1350 Orp-Jauche, 1357 Hélécine, 1360 Malèves-Sainte-Marie-Wastines, Thorembais-Saint-Trond, Thorembais-les-Béguines, Orbais (hors ville de Perwez), 1367 Ramillies, 1370 Jodoigne, 4287 Lincet, 7750 Mont-de-l'Enclus, 7760 Celles, Escanaffles, Pottes, 7780, 7781, 7782, 7783, 7784 Comines-Warneton, 7890 Ellezelles, 7910 et 7912 Frasnes (Anvaing, Arc-Ainières, Wattripont, Saint-Sauveur et Dergneau)

- b) Les heures pleines sont les périodes non mentionnées en a)

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 au cours d'une année civile. Toutefois, afin d'appliquer cette notion, une correction et un remboursement qui en découle seront réalisées au cours du mois de janvier de l'année Y+1.

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 au cours d'une année civile. Toutefois, afin d'appliquer cette notion, une correction et un remboursement qui en découle seront réalisées au cours du mois de janvier de l'année Y+1.

IV. Tarif pour les soldes régulateurs

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	84,5140585	
C. Terme fixe					
D. Terme proportionnel					
	Monohoraire	Heures normales (EUR/kWh)	E210	-	0,0958761
	Bihoraire	Heures pleines (EUR/kWh)	E210	-	0,1085656
		Heures creuses (EUR/kWh)	E210	-	0,0507579
	IMPACT	Heures PIC (EUR/kWh)	E210	0,1409942	-
		Heures MEDIUM (EUR/kWh)	E210	0,0845965	-
		Heures ECO (EUR/kWh)	E210	0,0281988	-
	Exclusif de nuit	(EUR/kWh)	E210	0,0507579	
II. Tarif pour les Obligations de Service Public					
		(EUR/kWh)	E215	0,0050252	
III. Tarif pour les surcharges					
	Redevance de voirie	(EUR/kWh)	E891	0,0033944	
	Impôt sur les sociétés	(EUR/kWh)	E850	0,0046995	
	Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux	(EUR/kWh)	E890	0,0000378	
IV. Tarif pour les soldes régulateurs					
		(EUR/kWh)	E410	0,0072945	

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 au prorata du nombre de jours couverts par la période facturée ;
- 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 tarif fixe s'applique au prorata du nombre de jours couverts par la période facturée ;

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 (reprise sous le code de globalisation E216 en distribution et E526 en transport) . Aucune réduction n'est applicable à l'électricité prélevée résiduelle.
- Les horaires pour le compteur exclusif de nuit varient en fonction de votre lieu de résidence et de votre installation. De façon très générale, le compteur exclusif de nuit fonctionne entre 22 heures et 7 heures ou entre 23 heures et 8 heures. Pour connaître la plage de fonctionnement de votre compteur exclusif de nuit, nous vous invitons à nous contacter [via le formulaire repris sur notre site](#).

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 au cours d'une année civile. Toutefois, afin d'appliquer cette notion, une correction et un remboursement qui en découle seront réalisées au cours du mois de janvier de l'année Y+1.

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 au cours d'une année civile. Toutefois, afin d'appliquer cette notion, une correction et un remboursement qui en découle seront réalisées au cours du mois de janvier de l'année Y+1.

IV. Tarif pour les soldes régulateurs

Tarifs périodiques de distribution d'électricité

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

ORES ASSETS

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
<u>I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution</u>										
<u>A. Terme capacitaire</u>										
<u>a. Pour les compteurs avec mesure de pointe</u>										
	Pointe annuelle	(EUR/kW)	E210	0,1359057	-	1,2093427	-	1,5068236	-	3,7658835
	Pointe mensuelle	(EUR/kW)	E210	0,2718115	-	2,4186855	-	3,0136473	-	7,5317671
<u>C. Terme fixe</u>			E270	907,50		660,49		397,37		13,78
<u>D. Terme proportionnel</u>										
	Heures normales	(EUR/kWh)	E210		-	-	-	-	-	0,0081797
	Heures pleines	(EUR/kWh)	E210	0,0001414	0,0001414	0,0049139	0,0049139	0,0091026	0,0091026	0,0092623
	Heures creuses	(EUR/kWh)	E210	0,0000736	0,0000736	0,0027330	0,0027330	0,0048250	0,0048250	0,0043304
	Exclusif de nuit	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	-	0,0043304
<u>II. Tarif pour les Obligations de Service Public</u>			E215	0,0010419		0,0010631		0,0010853		0,0048275
<u>III. Tarif pour les surcharges</u>										
	Redevance de voirie	(EUR/kWh)	E891	0,0033652		0,0033652		0,0033652		0,0033673
	Impôt sur les sociétés	(EUR/kWh)	E850	0,0003198		0,0012098		0,0020248		0,0046207
	Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux	(EUR/kWh)	E890	0,0000337		0,0000344		0,0000351		0,0000367
<u>IV. Tarif pour les soldes régulatoires</u>			E410	0,0003629		0,0046918		0,0048298		0,0029060

Modalités d'application et de facturation :

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

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

Le terme capacitaire est applicable aux utilisateurs de réseau pour lesquels une pointe peut être mesurée

- Le terme capacitaire ne s'applique pas aux alimentations de secours. La durée d'utilisation maximale d'une alimentation de secours est de 500 heures par an.
- Aucun prix maximum n'est appliqué sur les termes capacitaires

I.A.a. Pour les compteurs avec mesure de pointe

- Le tarif pour la **pointe mensuelle** est applicable à la onzième plus haute puissance (pointe) quart-horaire du mois. À défaut de données suffisantes, la pointe mensuelle est égale à la puissance maximale du mois.
Le tarif pour la **pointe annuelle** est appliqué à la plus haute des pointes mensuelles des douze derniers mois (celles du mois considéré et des onze mois précédents, ou, à défaut de données complètes, celles disponibles pendant cette période).
- En cas d'activation de la flexibilité, la capacité demandée par le gestionnaire de réseau de distribution est déduite de la pointe du quart d'heure concerné.
- Pour les clients T-MT, MT et T-BT, un coefficient de dégressivité sera intégré dans le calcul du terme capacitaire. Toutefois, son effet diminue progressivement de façon à disparaître au 1er janvier 2030 via le paramètre de progression.

Coéfficient de dégressivité (E1): $0,1 + (796,5 / (885 + kW))$

Paramètre de progression i ($i = \{2025 \dots 2030\}$) : 2025=83,33%; 2026=66,67%; 2027=50%; 2028=33,33%; 2029=16,67%; 2030=0% (fin de l'application du E1)

Application du paramètre de progression : $kW + (E1 \times kW - kW) \times \text{Paramètre de progression } i$

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

- Le terme fixe s'applique au prorata du nombre de jours couverts par la période facturée ;

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 (reprise sous le code de globalisation E216 en distribution et E526 en transport) .
Aucune réduction n'est applicable à l'électricité prélevée résiduelle.

Pour les URDs raccordés au niveau de tension BT > 56 KVA

- Le tarif pour les heures normales est applicable 24h/24.
- Les heures associées aux heures pleines et aux heures creuses :
 - a) Les heures associées aux heures creuses sont entre 22 heures et 7 heures et le week-end du vendredi à 22h au lundi à 7h avec une particularité pour les communes ci-dessous pour lesquelles les heures creuses s'étendent de 21h à 6h et le week-end s'étend du vendredi à 21h au lundi à 6h.

Communes : 1315 Glimes, Opprebais, Piétrebais, Roux-Miroir, 1320 Beauvechain, 1350 Orp-Jauche, 1357 Hélécine, 1360 Malèves-Sainte-Marie-Wastines, Thorembais-Saint-Trond, Thorembais-les-Béguines, Orbais (hors ville de Perwez), 1367 Ramillies, 1370 Jodoigne, 4287 Lincet, 7750 Mont-de-l'Enclus, 7760 Celles, Escanaffles, Pottes, 7780, 7781, 7782, 7783, 7784 Comines-Warneton, 7890 Ellezelles, 7910 et 7912 Frasnes (Anvaing, Arc-Ainières, Wattripont, Saint-Sauveur et Dergneau)

- b) Les heures pleines sont les périodes non mentionnées en a)
Les horaires pour le compteur exclusif de nuit varient en fonction de votre lieu de résidence et de votre installation. De façon très générale, le compteur exclusif de nuit fonctionne entre 22 heures et 7 heures ou entre 23 heures et 8 heures. Pour connaître la plage de fonctionnement de votre compteur exclusif de nuit, nous vous invitons à nous contacter [via le formulaire repris sur notre site](#).

Pour les URDs raccordés aux niveaux de tension supérieurs à la BT

- Les heures associées aux heures pleines et aux heures creuses :
 - a) Les heures associées aux heures creuses sont entre 22 heures et 7 heures, le week-end du vendredi à 22h au lundi à 7h et les jours fériés avec une particularité pour les communes ci-dessous pour lesquelles les heures creuses s'étendent de 21h à 6h, le week-end s'étend du vendredi à 21h au lundi à 6h et les jours fériés.
Communes : 1315 Glimes, Opprebais, Piétrebais, Roux-Miroir, 1320 Beauvechain, 1350 Orp-Jauche, 1357 Hélécine, 1360 Malèves-Sainte-Marie-Wastines, Thorembais-Saint-Trond, Thorembais-les-Béguines, Orbais (hors ville de Perwez), 1367 Ramillies, 1370 Jodoigne, 4287 Lincet, 7750 Mont-de-l'Enclus, 7760 Celles, Escanaffles, Pottes, 7780, 7781, 7782, 7783, 7784 Comines-Warneton, 7890 Ellezelles, 7910 et 7912 Frasnes (Anvaing, Arc-Ainières, Wattripont, Saint-Sauveur et Dergneau)
 - b) Les heures pleines sont les périodes non mentionnées en a)

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 au cours d'une année civile. Toutefois, afin d'appliquer cette notion, une correction et un remboursement qui en découle seront réalisées au cours du mois de janvier de l'année Y+1.

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 au cours d'une année civile. Toutefois, afin d'appliquer cette notion, une correction et un remboursement qui en découle seront réalisées au cours du mois de janvier de l'année Y+1.

IV. Tarif pour les soldes régulateurs

			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 <i>prosumer</i>	(EUR/kWe)	E250	85,6768976	
C. Terme fixe					
D. Terme proportionnel					
	Monohoraire Heures normales	(EUR/kWh)	E210	-	0,0982203
	Bihoraire Heures pleines	(EUR/kWh)	E210	-	0,1112201
		(EUR/kWh)	E210	-	0,0519990
	IMPACT Heures PIC	(EUR/kWh)	E210	0,1444417	-
		(EUR/kWh)	E210	0,0866650	-
		(EUR/kWh)	E210	0,0288883	-
	Heures ECO	(EUR/kWh)	E210		-
	Exclusif de nuit	(EUR/kWh)	E210	0,0519990	
II. Tarif pour les Obligations de Service Public					
		(EUR/kWh)	E215	0,0048275	
III. Tarif pour les surcharges					
	Redevance de voirie	(EUR/kWh)	E891	0,0033673	
	Impôt sur les sociétés	(EUR/kWh)	E850	0,0046207	
	Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux	(EUR/kWh)	E890	0,0000367	
IV. Tarif pour les soldes régulateurs					
		(EUR/kWh)	E410	0,0029060	

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 au prorata du nombre de jours couverts par la période facturée ;
- 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 tarif fixe s'applique au prorata du nombre de jours couverts par la période facturée ;

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 (reprise sous le code de globalisation E216 en distribution et E526 en transport) . Aucune réduction n'est applicable à l'électricité prélevée résiduelle.
- Les horaires pour le compteur exclusif de nuit varient en fonction de votre lieu de résidence et de votre installation. De façon très générale, le compteur exclusif de nuit fonctionne entre 22 heures et 7 heures ou entre 23 heures et 8 heures. Pour connaître la plage de fonctionnement de votre compteur exclusif de nuit, nous vous invitons à nous contacter [via le formulaire repris sur notre site](#).

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 au cours d'une année civile. Toutefois, afin d'appliquer cette notion, une correction et un remboursement qui en découle seront réalisées au cours du mois de janvier de l'année Y+1.

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 au cours d'une année civile. Toutefois, afin d'appliquer cette notion, une correction et un remboursement qui en découle seront réalisées au cours du mois de janvier de l'année Y+1.

IV. Tarif pour les soldes régulateurs

Tarifs périodiques de distribution d'électricité			- Prélèvement T-MT, MT, T-BT et BT > 56 kVA -				ORES ASSETS			
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	
<u>I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution</u>										
<u>A. Terme capacitaire</u>										
<u>a. Pour les compteurs avec mesure de pointe</u>										
Pointe annuelle	(EUR/kW)	E210	0,1119559	-	1,1218961	-	1,3668613	-	3,8853689	
Pointe mensuelle	(EUR/kW)	E210	0,2239118	-	2,2437922	-	2,7337226	-	7,7707378	
C. Terme fixe	(EUR/an)	E270	923,84		672,38		404,52		14,03	
<u>D. Terme proportionnel</u>										
Heures normales	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	-	0,0074557	
Heures pleines	(EUR/kWh)	E210	0,0001276	0,0001276	0,0047605	0,0047605	0,0086313	0,0086313	0,0084425	
Heures creuses	(EUR/kWh)	E210	0,0000664	0,0000664	0,0026477	0,0026477	0,0045844	0,0045844	0,0039471	
Exclusif de nuit	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	-	0,0039471	
<u>II. Tarif pour les Obligations de Service Public</u>			E215	0,0010319	0,0010530	0,0010749	0,0046787			
<u>III. Tarif pour les surcharges</u>										
Redevance de voirie	(EUR/kWh)	E891	0,0033277	0,0033277	0,0033277	0,0033296				
Impôt sur les sociétés	(EUR/kWh)	E850	0,0003233	0,0012132	0,0020178	0,0045464				
Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux	(EUR/kWh)	E890	0,0000328	0,0000335	0,0000342	0,0000356				
<u>IV. Tarif pour les soldes régulateurs</u>			E410	0,0003930	0,0050337	0,0052922	0,0028078			

20251126

Modalités d'application et de facturation :

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

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

Le terme capacitaire est applicable aux utilisateurs de réseau pour lesquels une pointe peut être mesurée

- Le terme capacitaire ne s'applique pas aux alimentations de secours. La durée d'utilisation maximale d'une alimentation de secours est de 500 heures par an.
- Aucun prix maximum n'est appliqué sur les termes capacitaires

I.A.a. Pour les compteurs avec mesure de pointe

- Le tarif pour la **pointe mensuelle** est applicable à la onzième plus haute puissance (pointe) quart-horaire du mois. À défaut de données suffisantes, la pointe mensuelle est égale à la puissance maximale du mois.
Le tarif pour la **pointe annuelle** est appliqué à la plus haute des pointes mensuelles des douze derniers mois (celles du mois considéré et des onze mois précédents, ou, à défaut de données complètes, celles disponibles pendant cette période).
- En cas d'activation de la flexibilité, la capacité demandée par le gestionnaire de réseau de distribution est déduite de la pointe du quart d'heure concerné.
- Pour les clients T-MT, MT et T-BT, un coefficient de dégressivité sera intégré dans le calcul du terme capacitaire. Toutefois, son effet diminue progressivement de façon à disparaître au 1er janvier 2030 via le paramètre de progression.

Coéfficient de dégressivité (E1): $0,1 + (796,5 / (885 + kW))$

Paramètre de progression i ($i = \{2025 \dots 2030\}$) : 2025=83,33%; 2026=66,67%; 2027=50%; 2028=33,33%; 2029=16,67%; 2030=0% (fin de l'application du E1)

Application du paramètre de progression : $kW + (E1 \times kW - kW) \times \text{Paramètre de progression } i$

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

- Le terme fixe s'applique au prorata du nombre de jours couverts par la période facturée ;

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 (reprise sous le code de globalisation E216 en distribution et E526 en transport) .
Aucune réduction n'est applicable à l'électricité prélevée résiduelle.

Pour les URDs raccordés au niveau de tension BT > 56 KVA

- Le tarif pour les heures normales est applicable 24h/24.
- Les heures associées aux heures pleines et aux heures creuses :
 - a) Les heures associées aux heures creuses sont entre 22 heures et 7 heures et le week-end du vendredi à 22h au lundi à 7h avec une particularité pour les communes ci-dessous pour lesquelles les heures creuses s'étendent de 21h à 6h et le week-end s'étend du vendredi à 21h au lundi à 6h.

Communes : 1315 Glimes, Opprebais, Piétrebais, Roux-Miroir, 1320 Beauvechain, 1350 Orp-Jauche, 1357 Hélécine, 1360 Malèves-Sainte-Marie-Wastines, Thorembais-Saint-Trond, Thorembais-les-Béguines, Orbais (hors ville de Perwez), 1367 Ramillies, 1370 Jodoigne, 4287 Lincet, 7750 Mont-de-l'Enclus, 7760 Celles, Escanaffles, Pottes, 7780, 7781, 7782, 7783, 7784 Comines-Warneton, 7890 Ellezelles, 7910 et 7912 Frasnes (Anvaing, Arc-Ainières, Wattripont, Saint-Sauveur et Dergneau)

- b) Les heures pleines sont les périodes non mentionnées en a)
Les horaires pour le compteur exclusif de nuit varient en fonction de votre lieu de résidence et de votre installation. De façon très générale, le compteur exclusif de nuit fonctionne entre 22 heures et 7 heures ou entre 23 heures et 8 heures. Pour connaître la plage de fonctionnement de votre compteur exclusif de nuit, nous vous invitons à nous contacter [via le formulaire repris sur notre site](#).

Pour les URDs raccordés aux niveaux de tension supérieurs à la BT

- Les heures associées aux heures pleines et aux heures creuses :
 - a) Les heures associées aux heures creuses sont entre 22 heures et 7 heures, le week-end du vendredi à 22h au lundi à 7h et les jours fériés avec une particularité pour les communes ci-dessous pour lesquelles les heures creuses s'étendent de 21h à 6h, le week-end s'étend du vendredi à 21h au lundi à 6h et les jours fériés.
Communes : 1315 Glimes, Opprebais, Piétrebais, Roux-Miroir, 1320 Beauvechain, 1350 Orp-Jauche, 1357 Hélécine, 1360 Malèves-Sainte-Marie-Wastines, Thorembais-Saint-Trond, Thorembais-les-Béguines, Orbais (hors ville de Perwez), 1367 Ramillies, 1370 Jodoigne, 4287 Lincet, 7750 Mont-de-l'Enclus, 7760 Celles, Escanaffles, Pottes, 7780, 7781, 7782, 7783, 7784 Comines-Warneton, 7890 Ellezelles, 7910 et 7912 Frasnes (Anvaing, Arc-Ainières, Wattripont, Saint-Sauveur et Dergneau)
 - b) Les heures pleines sont les périodes non mentionnées en a)

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 au cours d'une année civile. Toutefois, afin d'appliquer cette notion, une correction et un remboursement qui en découle seront réalisées au cours du mois de janvier de l'année Y+1.

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 au cours d'une année civile. Toutefois, afin d'appliquer cette notion, une correction et un remboursement qui en découle seront réalisées au cours du mois de janvier de l'année Y+1.

IV. Tarif pour les soldes régulateurs

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 <i>prosumer</i>	(EUR/kWe)	E250	86,2877391	
C. Terme fixe					
D. Terme proportionnel					
	Monohoraire Heures normales	(EUR/kWh)	E210	-	0,0996029
	Bihoraire Heures pleines	(EUR/kWh)	E210	-	0,1127856
		(EUR/kWh)	E210	-	0,0527309
	IMPACT Heures PIC	(EUR/kWh)	E210	0,1464749	-
		(EUR/kWh)	E210	0,0878849	-
		(EUR/kWh)	E210	0,0292950	-
	Heures ECO	(EUR/kWh)	E210		-
	Exclusif de nuit	(EUR/kWh)	E210	0,0527309	
II. Tarif pour les Obligations de Service Public					
		(EUR/kWh)	E215	0,0046787	
III. Tarif pour les surcharges					
	Redevance de voirie	(EUR/kWh)	E891	0,0033296	
	Impôt sur les sociétés	(EUR/kWh)	E850	0,0045464	
	Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux	(EUR/kWh)	E890	0,0000356	
IV. Tarif pour les soldes régulateurs					
		(EUR/kWh)	E410	0,0028078	

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 au prorata du nombre de jours couverts par la période facturée ;
- 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 tarif fixe s'applique au prorata du nombre de jours couverts par la période facturée ;

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 (reprise sous le code de globalisation E216 en distribution et E526 en transport) . Aucune réduction n'est applicable à l'électricité prélevée résiduelle.
- Les horaires pour le compteur exclusif de nuit varient en fonction de votre lieu de résidence et de votre installation. De façon très générale, le compteur exclusif de nuit fonctionne entre 22 heures et 7 heures ou entre 23 heures et 8 heures. Pour connaître la plage de fonctionnement de votre compteur exclusif de nuit, nous vous invitons à nous contacter [via le formulaire repris sur notre site](#).

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 au cours d'une année civile. Toutefois, afin d'appliquer cette notion, une correction et un remboursement qui en découle seront réalisées au cours du mois de janvier de l'année Y+1.

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 au cours d'une année civile. Toutefois, afin d'appliquer cette notion, une correction et un remboursement qui en découle seront réalisées au cours du mois de janvier de l'année Y+1.

IV. Tarif pour les soldes régulateurs