

Date du document : 16/10/2025

DÉCISION

CD-25j16-CWaPE-1146

SOLDES RAPPORTES PAR ORES ASSETS (GAZ) CONCERNANT 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

1.	BASE LEGALE.....	5
1.1.	<i>Dispositions législatives applicables pour la détermination des soldes régulatoires relatifs à l'année 2024.....</i>	5
1.2.	<i>Méthodologie tarifaire applicable pour la détermination des soldes régulatoires relatifs à l'année 2024.....</i>	5
1.3.	<i>Dispositions applicables pour la détermination de l'affectation du solde régulatoire relatif à l'année 2024.....</i>	7
2.	HISTORIQUE DE LA PROCEDURE.....	8
3.	RESERVE GENERALE	9
4.	CONTROLE DES MONTANTS RAPPORTES.....	10
5.	EVENEMENTS DE L'ANNEE 2024	11
6.	ECART GLOBAL ENTRE REVENU AUTORISE BUDGETE ET REEL 2024	12
7.	BONUS/MALUS.....	13
7.1.	<i>Détail du bonus/malus relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables</i>	15
7.1.1.	Détail du bonus/malus relatif aux CNC _{autres}	16
7.1.2.	Détail du bonus/malus relatif aux charges nettes contrôlables OSP (CNF _{OSP} et CNV _{OSP}).....	20
7.1.3.	Détail du bonus/malus relatif aux CNI	21
7.2.	<i>Détail du bonus/malus relatif aux charges nettes opérationnelles non contrôlables</i>	23
7.2.1.	Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat de gaz pour l'alimentation de la clientèle propre	23
7.2.2.	Détail du bonus/malus relatif aux indemnités versées aux fournisseurs en cas de retard de placement des compteurs à budget	24
7.3.	<i>Détail du bonus/malus relatif aux projets spécifiques.....</i>	24
7.3.1.	Projet spécifique relatif au déploiement des compteurs communicants	24
7.3.2.	Projet spécifique relatif à la promotion du gaz naturel	25
8.	RESULTAT ANNUEL.....	27
9.	SOLDES REGULATOIRES.....	30
9.1.	<i>Détail du solde régulatoire relatif aux produits issus des tarifs périodiques (SR_{volume})</i>	30
9.2.	<i>Détail du solde régulatoire relatif aux charges opérationnelles non contrôlables</i>	32
9.2.1.	Détail du solde régulatoire relatif aux charges opérationnelles non contrôlables & solde régulatoire relatif aux produits opérationnels non contrôlables (SRC _{non contrôlables} et SRP _{non contrôlables})	32
9.2.2.	Détail du solde régulatoire relatif à la charge d'achat de gaz pour l'alimentation de la clientèle propre (SR achat clientèle).....	33
9.2.3.	Détail du solde relatif aux indemnités versées aux fournisseurs commerciaux en cas de retard de placement des compteurs à budget (SR _{indemnité placement CàB}).....	34
9.3.	<i>Détail du solde relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables variables relatives aux obligations de service public (SR_{volume OSP})</i>	34
9.4.	<i>Détail du solde relatif à la marge bénéficiaire équitable (SR_{marge bénéficiaire équitable})</i>	35
9.5.	<i>Détail du solde relatif aux charges nettes variables relatives aux projets spécifiques (SR_{projets spécifiques})</i>	38
9.5.1.	Écart relatif aux charges nettes variables	38
9.5.2.	Écart relatif aux charges/produits non contrôlables	40
10.	PROPOSITION D'AFFECTATION DU SOLDE REGULATOIRE.....	41
11.	REVISION DES TARIFS POUR LES SOLDES REGULATOIRES 2026 ET 2027	41
12.	DECISION	45
12.1.	<i>Approbation des soldes régulatoires</i>	46
12.2.	<i>Affectation des soldes régulatoires</i>	46
12.3.	<i>Approbation de la révision du tarif pour les soldes régulatoires des années 2026 et 2027</i>	46
13.	VOIES DE RECOURS.....	47
14.	ANNEXES	48

Index graphiques

Graphique 1	Bonus – année 2024	13
Graphique 2	Bonus/malus relatif aux CNF et CNV OSP – année 2024	20
Graphique 3	Investissements réseau bruts – ORES Gaz – 2019-2024 – Hors SWITCH et Promogaz	22
Graphique 4	Investissements hors réseau – ORES Gaz – 2019-2024 – Hors Switch	23
Graphique 5	Réconciliation du résultat tarifaire et comptable – année 2024.....	27
Graphique 6	Composition du résultat tarifaire – année 2024.....	28
Graphique 7	Solde réglementaire – année 2024.....	30
Graphique 8	volumes de prélèvements budgétés et réels 2024.....	31
Graphique 9	Détail solde réglementaire SRC non contrôlables & SRP non contrôlables – année 2024	33
Graphique 10	Détail de l'Écart relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables variables relatives aux obligations de service public – année 2024	35
Graphique 11	Évolution de la Base d'Actifs Régulés de l'année 2024	36
Graphique 12	Détail des investissements et interventions clients - réseau	36
Graphique 13	Détail des investissements – Hors réseau	37
Graphique 14	Simulations des coûts de distribution des années 2025 A 2029 pour le client type T1 (4.652 kWh/an).....	42
Graphique 15	Simulations des coûts de distribution des années 2025 a 2029 pour le client-type T2 (17.000 KWH/AN)	42
Graphique 16	Simulations des coûts de distribution des années 2025 a 2029 pour le client-type T3 (290.750 kwh/an)	43
Graphique 17	Simulations des coûts de distribution des années 2025 a 2029 pour le client-type T4 (2.300.000 KWH/an)	43
Graphique 18	Simulations des coûts de distribution des années 2025 a 2029 pour le client-type T5 (5.000.000 KWH/an)	44
Graphique 19	Simulations des coûts de distribution des années 2024 a 2029 pour le client-type T6 (36.000.000 KWH/an)	44

Index tableaux

Tableau 1	Détail des montants relatifs au projet NEO.....	18
Tableau 2	Détail du bonus/malus relatif aux CNI.....	21
Tableau 3	Détail du bonus/malus relatif aux CNI.....	21
Tableau 4	Détail des charges de désaffectation.....	23
Tableau 5	Bonus/Malus relatif aux charges nettes variables – Projet SWITCH	25
Tableau 6	Bonus/Malus relatif aux projets spécifiques	26

Tableau 7	RÉsultat, dividendes et payout ratio – année 2024.....	29
Tableau 8	Réconciliation de la Base d'Actifs Régulés budgétée et réelle au 31/12/2024.....	37
Tableau 9	solde réglementaire relatif aux charges nettes variables Promogaz – Primes.....	39
Tableau 10	solde réglementaire total relatif aux charges nettes variables Promogaz	39
Tableau 11	soldes réglementaires déjà affectés dans les tarifs 2026 et 2027.....	41
Tableau 12	soldes réglementaires totaux affectés dans les tarifs 2026 et 2027	41

1. BASE LEGALE

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

En vertu de l'article 36, § 2, 12°, du décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz, la CWaPE est chargée de l'approbation des tarifs des gestionnaires des réseaux de distribution.

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

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

En date du 13 avril 2023, le Comité de direction de la CWaPE a adopté la décision portant sur la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz actifs en Région wallonne pour l'année 2024 (ci-après la méthodologie tarifaire 2024), ainsi que les annexes y relatives.

En date du 25 juillet 2023, la méthodologie tarifaire a été modifiée afin de prendre en compte la disparition, au 1er octobre 2023, de la cotation de l'indice HUB101 utilisé dans les calculs des couloirs de prix du gaz. La CWaPE a opté pour les cotations de l'indice TTF101 afin d'assurer la cohérence avec la méthodologie tarifaire relative à la période régulatoire 2025-2029, adoptée entre-temps, dans laquelle la référence au HUB101 avait déjà été remplacée par la référence à l'indice TTF101.

Cette méthodologie tarifaire habilite la CWaPE à contrôler le calcul des écarts entre le budget et la réalité rapportés par le gestionnaire de réseau de distribution (GRD) concernant l'exercice d'exploitation 2024 (article 105). Ce contrôle est réalisé selon la procédure visée au titre IV, chapitre 2, de la méthodologie tarifaire 2024 (articles 130 et 131) et porte notamment sur le respect des articles 8 (rendu applicable au contrôle *ex post* par l'article 107) et 106 à 127 de la méthodologie qui décrivent les modalités de calcul des différentes catégories d'écarts entre le budget et la réalité :

- 1° l'écart relatif aux produits issus des tarifs périodiques de distribution ;
- 2° l'écart relatif aux charges opérationnelles non contrôlables ;
- 3° l'écart relatif aux produits opérationnels non contrôlables ;
- 4° l'écart relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables ;
- 5° l'écart relatif à la marge bénéficiaire équitable ;
- 6° l'écart relatif aux charges nettes relatives aux projets spécifiques ;
- 7° L'écart relatif à l'indexation.

À cette fin, le GRD doit soumettre à la CWaPE son rapport tarifaire *ex post* portant sur l'exercice d'exploitation 2024, lequel doit comporter le modèle de rapport au format Excel (annexe 7 de la méthodologie tarifaire 2024) ainsi que l'ensemble de ses annexes.

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

L'article 4, § 2, 14°, du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité, habilite également la CWaPE à déterminer les modalités selon lesquelles les soldes 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 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 PROCEDURE

1. En date du 29 janvier 2025, la CWaPE a adressé un courrier aux gestionnaires de réseau de distribution afin de leur communiquer la valeur des prix minimum et maximum d'achat de gaz naturel ainsi qu'au délai moyen maximum de placement des compteurs à budget devant être utilisés pour l'établissement des rapports tarifaires ex-post de l'année 2024.
2. En date du 30 juin 2025, la CWaPE a reçu le rapport tarifaire gaz *ex post* d'ORES Assets portant sur l'exercice d'exploitation 2024.
3. En date du 19 juin 2025, ORES a présenté à la CWaPE, lors d'une réunion, les faits marquants de l'année 2024 ainsi que les comptes annuels, les soldes réglementaires et les bonus/malus de l'année 2024.
4. L'analyse du rapport tarifaire *ex post* visé ci-avant a requis de la part de la CWaPE des informations et explications complémentaires. Conformément au calendrier repris à l'article 130, § 2, de la méthodologie tarifaire 2024, la CWaPE a adressé cette demande au gestionnaire de réseau en date du 29 août 2025.
5. En date du 22 septembre 2025, ORES a transmis les réponses et informations complémentaires requises et ce conformément au calendrier repris à l'article 130, § 3, de la méthodologie tarifaire 2024.
6. 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 réglementaire gaz de l'année 2024** établi sur base du rapport tarifaire *ex post* déposé le 30 juin 2025 par ORES Assets.

3. RESERVE GENERALE

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

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

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

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

4. CONTROLE DES MONTANTS RAPPORTES

Sur la base du rapport tarifaire *ex post* daté du 30 juin 2025 et portant sur l'exercice d'exploitation 2024, la CWaPE a contrôlé le calcul des écarts entre le budget et la réalité rapportés par le gestionnaire de réseau de distribution. Ce contrôle a été réalisé conformément à l'article 8, § 2, (rendu applicable au contrôle *ex post* par l'article 107) et aux articles 106 à 127 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 résultat scindés par catégorie d'activité, ainsi qu'une explication des règles d'imputation des coûts et des produits qui ont été appliquées. Ces exigences sont formulées aux articles 156 à 159 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).

En 2024, plus aucune activité « autre » n'est exercée par ORES gaz en dehors de son activité de GRD.

La CWaPE a également contrôlé que les tableaux rapportés par le gestionnaire de réseau donnent une image fidèle de la situation financière de la société. Ce contrôle s'appuie notamment sur le rapport spécifique des Commissaires relatif au bilan et au compte de résultats de l'activité régulée du gestionnaire de réseau.

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

5. EVENEMENTS DE L'ANNEE 2024

Les comptes de l'année 2024 d'ORES sont caractérisés par les éléments importants suivants :

- Retour à un niveau de **charge fiscale normal**, comparativement aux années 2022 et 2023 ;
- **Diminution des volumes de prélèvement** : les volumes de prélèvement réels de l'année 2024 sont inférieurs de 13 % par rapport aux volumes budgétés ce qui entraîne la création d'une créance tarifaire importante (-28 M€). Ces volumes sont toutefois en légère progression par rapport à la réalité 2023 (+5%).
- Au global de la période régulatoire 2019-2023, les charges de personnel réelles d'ORES étaient inférieures au budget 2019 indexé notamment parce qu'ORES a effectué des versements aux fonds de pension très inférieurs aux montants budgétés. **En 2024, les charges de personnel réelles sont supérieures aux charges budgétées indexées.**
- En 2024, ORES a dû prélever sur ses réserves disponibles afin de respecter la politique de dividende convenue avec ses actionnaires qui prévoit le versement de dividendes à hauteur de 70% de la REMCI.

6. ECART GLOBAL ENTRE REVENU AUTORISE BUDGETE ET REEL 2024

Le revenu autorisé budgété pour l'année 2024 et approuvé par la CWaPE en date du 12 octobre 2023 s'élève à 219.875.678 euros.

Conformément aux articles 120 à 124 de la méthodologie tarifaire 2024, le budget **ex post** des charges nettes opérationnelles contrôlables de l'année 2024 s'élève à 120.669.252 euros. La différence entre le budget des charges nettes opérationnelles contrôlables ex-ante et ex-post s'élève à 3.840.172 euros et constitue un solde régulateur, conformément à l'article 125 de la méthodologie tarifaire. Le revenu autorisé budgété ex post de l'année 2024 s'élève à 223.715.850 euros.

Le revenu autorisé réel de l'année 2024 s'élève à 208.489.051 euros. L'écart entre le revenu autorisé budgété ex post et le revenu autorisé réel de l'année 2024 s'élève à 11.386.627 euros auquel il faut ajouter l'écart provenant des produits issus des tarifs périodiques de distribution qui s'élève à -33.547.931 euros.

L'écart global entre le revenu autorisé budgété ex post et le revenu autorisé réel de l'année 2024 s'élève dès lors à **-22.161.304 €** (soit 10 % du revenu autorisé budgété) et se compose d'un **actif régulateur (créance tarifaire) de -14.172.848€** et d'un **malus de -7.988.456€** qui sont détaillés aux points 7 et 9 de la présente décision.

	Budget 2024 ex-post	REALITE 2024	ECART	SOLDE REGULATEUR	BONUS/MALUS
Charges nettes contrôlables	120.669.252	128.459.116	-7.789.863	-522.579	-7.267.284
Charges nettes contrôlables hors OSP	94.504.258	109.874.106	-15.369.848		-15.369.848
Charges nettes contrôlables OSP	26.164.995	18.585.010	7.579.985	-522.579	8.102.564
Charges et produits non-contrôlables	31.843.485	10.814.570	21.028.915	21.193.289	-164.374
Hors OSP	30.147.196	14.285.950	15.861.246	15.861.246	0
OSP	1.696.289	-3.471.380	5.167.669	5.332.043	-164.374
Charges nettes relatives aux projets spécifiques	7.517.971	4.703.608	2.814.363	3.371.162	-556.798
Indexation 2024			-3.840.172	-3.840.172	
Marge équitable	55.721.698	56.548.315	-826.617	-826.617	
Hors OSP	47.717.594	49.422.433	-1.704.840	-1.704.840	
OSP	8.004.104	7.125.882	878.222	878.222	
Quote-part des soldes régulateurs années précédentes	7.963.444	7.963.443	1	1	
TOTAL	223.715.850	208.489.051	11.386.627	19.375.084	-7.988.456
Chiffre d'affaires (signe négatif)					
Chiffre d'affaires - Tarif OSP	-35.032.827	-27.852.688	-7.180.139	-7.180.139	
Chiffre d'affaires - Redevance de voirie	-18.306.834	-14.707.438	-3.599.396	-3.599.396	
Chiffre d'affaires - Tarif impôts sur les revenus	-11.643.804	-9.500.214	-2.143.590	-2.143.590	
Chiffre d'affaires - Autres impôts et surcharges	-44.099	-38.978	-5.121	-5.121	
Chiffre d'affaires - Tarif soldes régulateurs	-7.963.585	-7.195.675	-767.910	-767.910	
Chiffre d'affaires - Tarif injection	-147.730	-149.671	1.941	1.941	
Chiffre d'affaires - Tarif périodique de distribution	-146.736.800	-126.883.084	-19.853.716	-19.853.716	
Sous-Total	-219.875.678	-186.327.747	-33.547.931	-33.547.931	
TOTAL	3.840.172	22.161.304	-22.161.304	-14.172.848	-7.988.456

Légende :

- signe négatif = créance tarifaire ou malus
- signe positif = dette tarifaire ou bonus

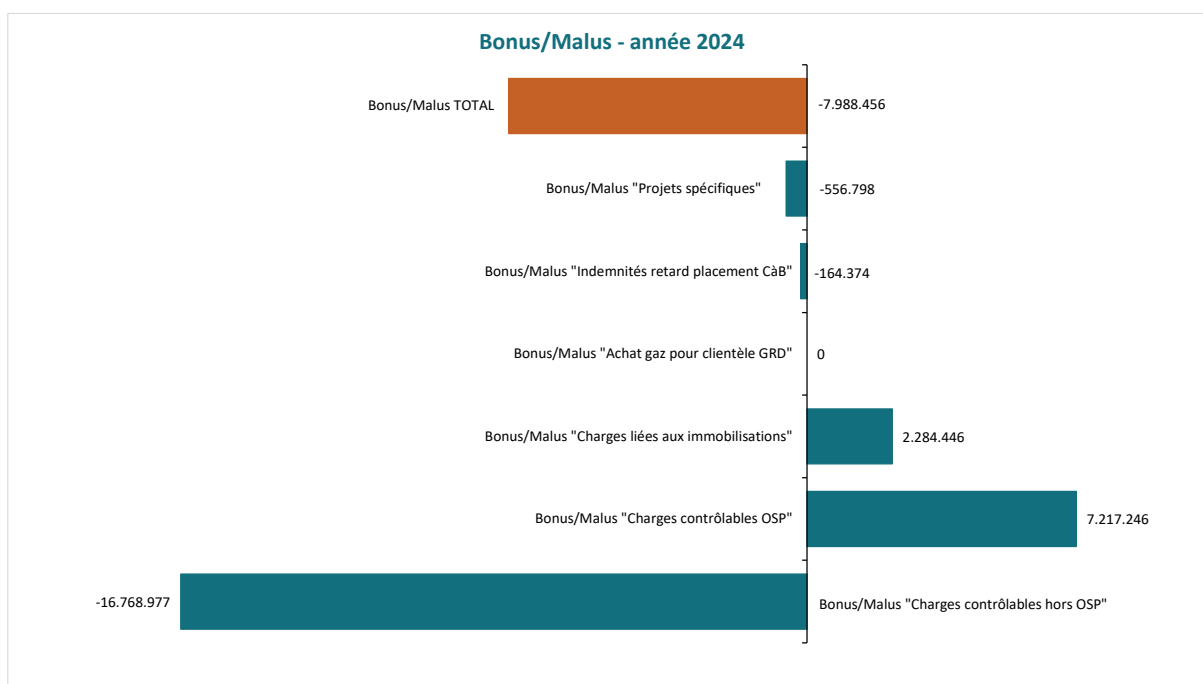
7. BONUS/MALUS

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

1. Le bonus/malus relatif aux charges nettes contrôlables hors OSP (article 114 de la méthodologie tarifaire) ;
2. Le bonus/malus relatif aux charges nettes contrôlables OSP (article 114 de la méthodologie tarifaire). En ce qui concerne les charges nettes variables relatives aux OSP, seul l'effet coût est pris en considération (article 115, § 3, de la méthodologie tarifaire) ;
3. Le bonus/malus relatif aux charges nettes liées aux immobilisations (article 114 de la méthodologie tarifaire) ;
4. Le bonus/malus relatif à la charge d'achat de gaz pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau (article 110 de la méthodologie tarifaire) ;
5. 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) ;
6. Le bonus/malus relatif aux charges nettes fixes ainsi que l'effet coût des charges nettes variables relatives aux projets spécifiques (articles 118 et 119 de la méthodologie tarifaire).

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

GRAPHIQUE 1 BONUS – ANNEE 2024



Les boni (écart sur coûts contrôlables) comptabilisés en 2019, 2020 et 2021 par ORES étaient particulièrement importants.

En effet, **en 2019**, le bonus total (électricité et gaz) s'élevait à **44,4M€ (34,4M€ en électricité et 10M€ en gaz)**, ce qui représentait respectivement 10 % des coûts contrôlables budgétés en électricité et 9 % des coûts contrôlables budgétés en gaz.

En 2020, ORES a généré un bonus de 13,7M€ pour les deux fluides (13,4 M€ en électricité et 0,3 M€ en gaz), et ce, malgré des charges exceptionnelles très importantes de désaffectation des investissements IT et R&D à hauteur de 21M€ ainsi que la comptabilisation du rattrapage des charges d'amortissement des logiciels IT acquis avant 2019 pour un coût total de 8M€. Sans ces éléments exceptionnels et exclusivement liés à des opérations comptables, sans lien avec de nouveaux coûts réels sous-jacents qui auraient été exposés dans le cadre des missions du GRD, le bonus de l'année 2020 d'ORES Assets se serait élevé à environ **43M€ pour les deux fluides (36M€ en électricité et 7M€ en gaz)** soit 11 % des coûts contrôlables budgétés en électricité et 6 % des coûts contrôlables budgétés en gaz.

En 2021, ORES a généré un bonus de **46,7M€** (32,1M€ en électricité et 14,6M€ en gaz) ce qui représente respectivement 9 % des coûts contrôlables budgétés en électricité et 13 % des coûts contrôlables budgétés en gaz.

En 2022, ORES a comptabilisé un malus de **-39,4 M€** (-40,4 M€ en électricité et 1M€ en gaz) qui provenait essentiellement de la comptabilisation d'une provision significative de 49,7 M€ afin d'anticiper le malus que le GRD s'attendait à réaliser en 2023 sur l'achat d'électricité pour la couverture des pertes et l'alimentation de sa clientèle. Sans cet élément exceptionnel, ORES aurait comptabilisé un bonus de **10,3M€** (9,3 M€ en électricité et 1M€ en gaz), et ce, malgré la forte augmentation de l'inflation au cours de l'année 2022.

En 2023, ORES a enregistré un malus de **-23 M€** (-20,3 M€ en électricité et -2,7 M€ en gaz) qui provient essentiellement des charges contrôlables hors OSP.

En 2024, ORES rapporte un malus de **-50,8 M€** (-42,8 M€ en électricité et -8 M€ en gaz) qui provient essentiellement des charges contrôlables hors OSP.

Le tableau suivant reprend les bonus/malus réalisés par ORES au cours de la période régulatoire 2019-2023 et de l'année 2024. **Au terme des 6 années de la période 2019-2024, ORES dégage un malus cumulé de -8,2 M€ (-23,5 M€ en électricité et 15,4 M€ en gaz).**

	Elec	Gaz	Elec+Gaz
Bonus 2019	34.390.158	10.087.509	44.477.667
Bonus 2020	13.432.137	284.520	13.716.657
Bonus 2021	32.100.843	14.647.228	46.748.071
Bonus/Malus 2022	-40.442.551	1.070.400	-39.372.151
Malus 2023	-20.253.620	-2.736.150	-22.989.770
Malus 2024	-42.768.624*	-7.988.456	-50.757.081
	-23.541.657	15.365.051	-8.176.607

** Le contrôle du rapport tarifaire ex-post 2024 d'ORES Electricité étant toujours en cours, le montant rapporté pour l'électricité est mentionné à titre informatif.*

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

Le **budget ex ante** des charges nettes opérationnelles contrôlables de 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 de 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) de 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.

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, ce budget 2023 ayant été établi en 2018 et approuvé le 7 février 2019, puis revu en 2021 afin de réduire le montant des charges nettes relatives au projet spécifique de déploiement des compteurs communicants gaz. Le différentiel de temps important entre le moment de l'élaboration du budget et l'année d'exploitation peut donc rendre la justification de certains écarts constatés sur les charges nettes opérationnelles contrôlables complexe.

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

Le malus sur les charges nettes opérationnelles contrôlables (CNC_{autres}), hors charges nettes relatives aux obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations, s'élève à - **16.768.977€**. Cela signifie que les CNC_{autres} réelles sont **36 % supérieures** aux CNC_{autres} budgétées ex-post de l'année 2024.

	BUDGET 2024 ex-post	REALITE 2024	MALUS	
Charges nettes contrôlables hors OSP	45.981.053	62.750.030	-16.768.977	-36%

Les sections 7.1.1.1. à 7.1.1.5. 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 représente +/- 15M€ et, dans la mesure où il concerne deux catégories de coûts contrôlables, n'a pas

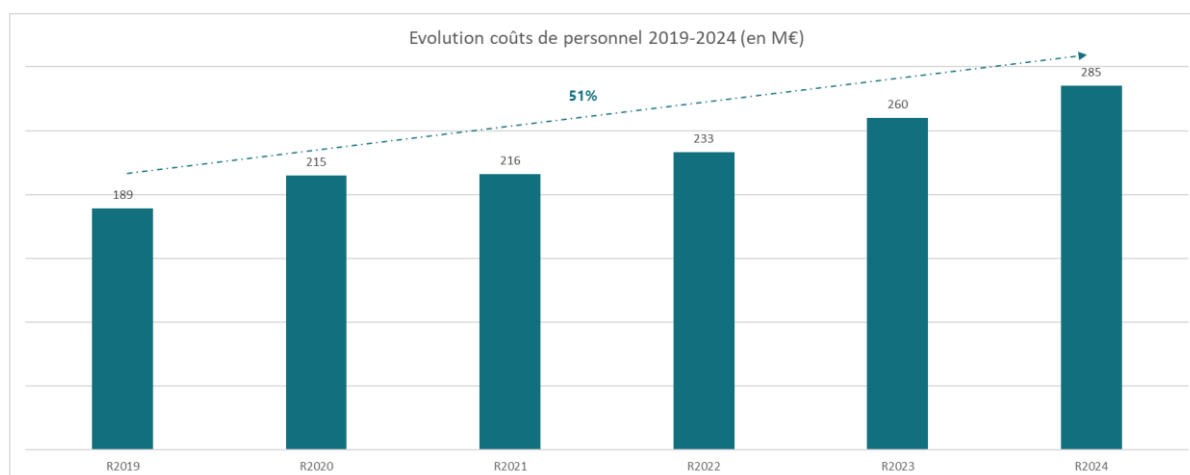
d'impact sur le calcul des soldes réglementaires de l'année 2024. On constate également que ce nouveau modèle d'allocation des coûts diminue le montant des coûts indirects (ou coûts de support) qui sont portés à l'investissement de +/- 2M€.

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

En 2020, ORES a élaboré, en collaboration avec la société Deloitte, 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%.



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 41,5M€ (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 IT

En 2024, ORES réalise un « malus estimé » de **-20,5 M€** sur les charges nettes opérationnelles contrôlables relatives à l'informatique, 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.

OPEX hors amo.	"Budget 2024" ex-post	Réalité 2024		
Hors projet	52.127.958	70.608.133	-18.480.175	-35%
Projet	14.963.324	17.033.810	-2.070.486	-14%
			-20.550.661	

Les coûts opérationnels « **hors projets** » de l'année 2024 augmentent par rapport à 2023 (+29 %). Suite 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 **(+11M€, 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, 3,4M€ de coûts opérationnels et 2,7M€ 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.

TABEAU 1 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	21.340.643
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

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.

Au cours des années 2012 à 2024, ORES a donc versé des redevances à Atrias pour un montant global de plus de 60M€. Le montant global des investissements nécessaires à l'adaptation des systèmes informatiques d'ORES s'élève à 82M€ et les dépenses opérationnelles liées à l'adaptation de ces systèmes totalisent un montant de 62,5M€.

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, la CWaPE 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 178M€. 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 12M€, ce qui porte le **coût global du projet à plus de 190M€**.

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	TOTAL
Atrias Fédéral	545.000	541.128	1.139.376	2.073.127	3.465.766	3.494.826	5.851.858	3.220.387	6.591.212	8.130.720	-101.349	11.492.300	13.960.344	60.404.695
Atrias@ORES - TOTEX				7.855.322	12.597.369	25.207.267	26.365.351	11.400.313	14.591.482	15.294.657	8.965.657	11.487.858	10.903.655	144.668.931
CAPEX				2.433.395	10.365.232	20.936.822	21.193.689	7.978.711	8.966.534	10.087.629	124.102			82.086.114
OPEX				5.421.927	2.232.137	4.270.445	5.171.662	3.421.602	5.624.948	5.207.028	8.841.555	11.487.858	10.903.655	62.582.817
Coûts de projet				79.350	337.586	1.357.681	1.600.645	694.048	779.964	796.078	253.903			5.899.255
consultants				571.742	1.230.282	1.093.119	1.265.116	886.634	558.802	555.447	354.816			6.515.958
coûts IT ORES				4.770.835	664.269	1.819.645	2.305.901	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	545.000	541.128	1.139.376	9.928.449	16.063.135	28.702.093	32.217.209	14.620.700	21.182.694	23.425.377	8.864.308	22.980.158	24.863.999	205.073.626
Amortissement estimé				486.679	2.559.725	6.747.090	10.985.828	11.783.699	12.193.673	2.703.287	2.715.698	2.715.698	2.715.698	
Dépenses annuelles	545.000	541.128	1.139.376	7.981.733	8.257.628	14.512.361	22.009.348	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
														190.701.295

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 **2,5M€** au niveau des produits d'exploitation (gaz). Ce « bonus estimé » est calculé par la CWaPE comme étant la différence entre le budget des produits d'exploitation 2019, indexé quatre fois au taux de 0,075 % et ensuite indexé une fois au taux de 3,287%, et les produits d'exploitation réels de l'année 2024.

GAZ	"Budget 2024" ex-post	Réalité 2024	Bonus estimé 2024
Produits d'exploitation	-1.749.652	-4.199.112	2.449.459
Produits issus des tarifs non périodiques (signe négatif)	-889.795	-1.111.329	221.533
Autres produits d'exploitation (signe négatif)	-859.857	-3.087.783	2.227.926

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 SC et ensuite refacturés à ORES Assets.

Certains produits contrôlables n'ont pas été budgétés ou seulement partiellement budgétés en 2019 (notamment les produits issus de la facturation des études) ce qui implique la création d'écarts favorables à ORES chaque année depuis 2019.

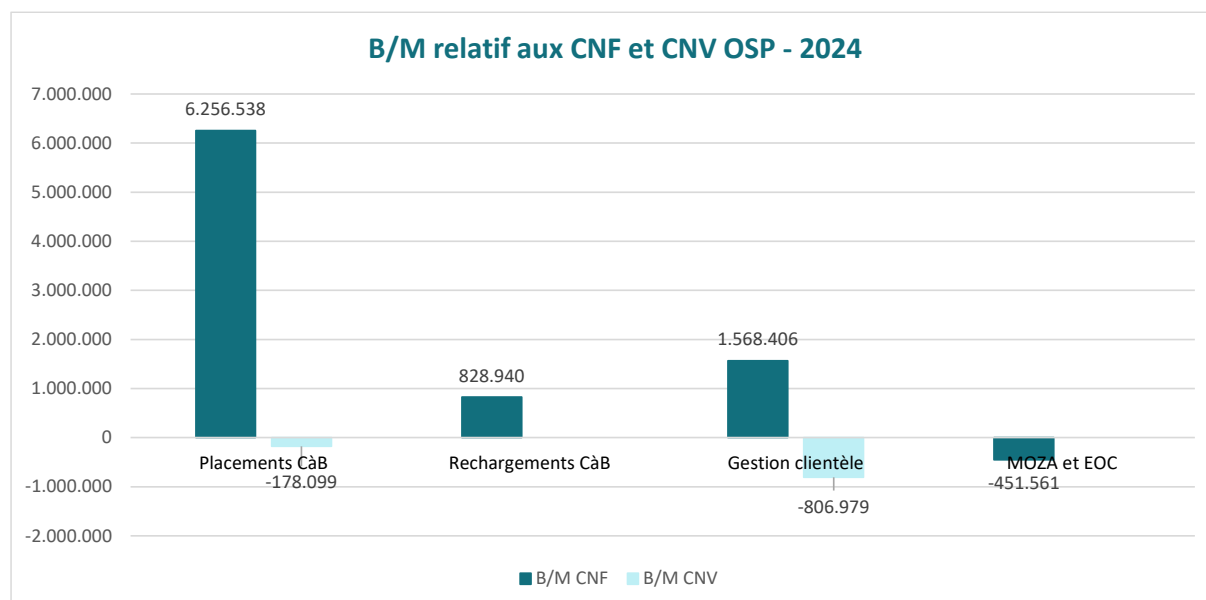
7.1.1.6. Les reprises/dotations en provision pour risques et charges

En 2024, 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 nettes contrôlables OSP (CNF_{OSP} et CNV_{OSP})

Le bonus de l'année 2024 relatif aux charges nettes contrôlables OSP (fixes et variables) hors charges d'amortissement s'élève à 7.217.246€. Il peut être décomposé selon les 4 catégories d'OSP : placement CàB, rechargement CàB, gestion clientèle, MOZA et EOC.

GRAPHIQUE 2 BONUS/MALUS RELATIF AUX CNF ET CNV OSP – ANNÉE 2024



Légende :

- montant positif = bonus
- montant négatif = malus

Dans son budget 2023, indexé pour 2024, relatif aux charges nettes contrôlables OSP, ORES avait budgété 94 % de ses charges comme étant fixes, les 6 % restant étant variables.

Comme indiqué au point 7.1.1.1 de la présente décision, le changement de système d'imputation opéré par ORES en 2019 a eu comme conséquence de faire glisser certaines charges nettes opérationnelles contrôlables des activités relatives aux OSP vers les activités dites « hors OSP ». Toutes choses égales par ailleurs, cela génère des écarts positifs sur les activités OSP qui sont compensés par des écarts négatifs sur les activités « hors OSP ». Le changement de système d'imputation en cours de période réglementaire complexifie la possibilité de comparer les coûts budgétés avec les coûts réels

puisque'ils ne sont plus comptabilisés de la même façon. Par exemple, les coûts des services support tels que IT, RH, Finances, Direction, call center, etc., qui auparavant étaient répartis sur les activités techniques et en partie activés, ne le sont plus.

Par ailleurs, les coûts fixes relatifs au placement des CàB sont largement inférieurs au budget. Cette diminution des coûts de placement des CàB est liée au placement des compteurs communicants.

Ces éléments sont les principales sources des *boni* constatés au niveau des charges nettes fixes des activités OSP à caractère social (placement et gestion CàB, rechargement CàB, gestion clientèle, MOZA et EOC).

Au niveau des charges nettes variables OSP, le coût unitaire variable réel pour la gestion des compteurs à budget est supérieur au coût unitaire variable budgété (diminution des recettes) et le nombre de demandes de placements de compteurs à budgets est beaucoup plus faible que prévu, ce qui crée un malus sur ces charges variables. En ce qui concerne la gestion de la clientèle propre, le coût unitaire réel est supérieur au coût unitaire budgété et le nombre de clients alimentés par le GRD est supérieur de 29 % au nombre budgété, ce qui crée un malus sur ces charges nettes variables OSP.

7.1.3. Détail du bonus/malus relatif aux CNI

Le bonus de l'année 2024 relatif aux CNI s'élève à **2.284.446€** et se compose d'un bonus sur les CNI hors OSP de 1.399.129€ et d'un bonus sur les CNI OSP de 885.318€.

TABEAU 2 DETAIL DU BONUS/MALUS RELATIF AUX CNI

	BUDGET ex-post 2024	REALITE 2024	ECART
Charges d'amortissement des actifs régulés	43.809.087	42.836.543	972.544
Charges d'amortissement/désaffectations relatives aux plus-values iRAB et indexation historique	4.714.118	4.287.533	426.585
Charges nettes liées aux immobilisations hors OSP	48.523.205	47.124.076	1.399.129
Gestion des compteurs à budget	3.586.325	2.663.122	923.203
Raccordements standard gratuits	7.392.199	7.430.085	-37.886
Charges nettes liées aux immobilisations OSP	10.978.524	10.093.207	885.318
TOTAL	59.501.729	57.217.283	2.284.446

Le bonus sur les CNI peut également se décomposer comme suit :

TABEAU 3 DÉTAIL DU BONUS/MALUS RELATIF AUX CNI

	BUDGET ex-post 2024	REALITE 2024	ECART
Charges d'amortissement immo corporelles	49.074.523	48.970.983	103.540
Charges d'amortissement immo incorporelles	4.600.670	1.450.927	3.149.743
Charges de désaffectation immo corporelles	1.112.417	2.507.839	-1.395.422
Charges de désaffectation immo incorporelles			0
Charges d'amortissement plus-value iRAB	4.714.118	4.287.533	426.585
CNI	59.501.728	57.217.282	2.284.446

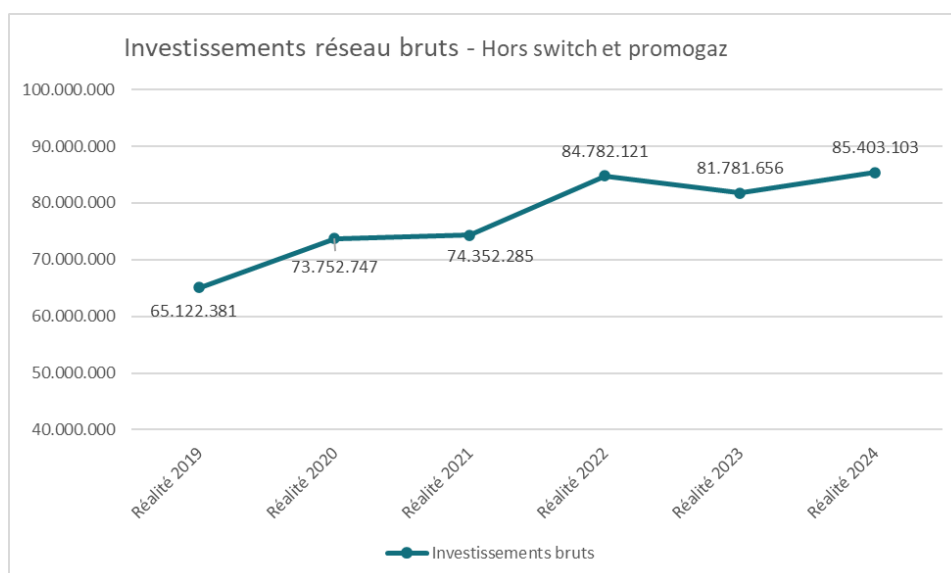
On constate qu'ORES a dégagé un **bonus de 3.253.283€** sur les charges d'amortissement de l'année 2023 et réalise un **malus de -1.395.422€** sur les charges de désaffectation.

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. Bonus sur les charges d’amortissement de l’année 2024

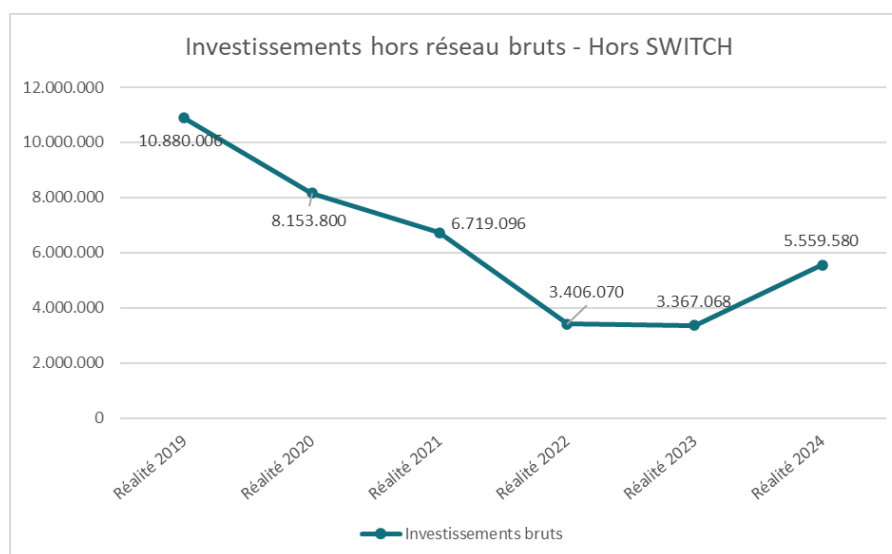
Les investissements réseau (déduction faite des investissements relatifs aux projets spécifiques SWITCH et Promogaz dont les charges d’amortissement sont prises en compte dans les CPS) augmentent de 31 % entre 2019 et 2024.

GRAPHIQUE 3 INVESTISSEMENTS RÉSEAU BRUTS – ORES GAZ – 2019-2024 – HORS SWITCH ET PROMOGAZ



Les investissements hors réseau (déduction faite des investissements IT relatifs au projet de déploiement des compteurs communicants (SWITCH) dont les charges d’amortissement sont prises en compte dans les CPS) diminuent de 49 % entre 2019 et 2024. Ce sont principalement les investissements relatifs aux bâtiments administratifs (siège social de Gosselies) et aux logiciels informatiques qui ont diminué entre 2019 et 2024.

GRAPHIQUE 4 INVESTISSEMENTS HORS RÉSEAU – ORES GAZ – 2019-2024 – HORS SWITCH



7.1.3.2. Malus sur les charges de désaffectation de l'année 2024

Le tableau ci-dessous répartit les charges de désaffectation entre les charges relatives aux investissements corporels et incorporels.

TABEAU 4 DÉTAIL DES CHARGES DE DÉSAFFECTATION

	BUDGET ex-post 2024	REALITE 2024	ECART
Charges de désaffectation corporelle	1.112.417	2.507.839	-1.395.422
Charges de désaffectation incorporelle		0	0
Charges de désaffectation Totales	1.112.417	2.507.839	-1.395.422

Le montant des désaffectations est exclusivement lié aux désinvestissements d'immobilisations corporelles.

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 de gaz pour l'alimentation de la clientèle propre

L'écart relatif à la charge d'achat de gaz pour l'alimentation de la clientèle propre est défini à l'article 110, § 2, de la méthodologie tarifaire. Le prix d'achat réel de gaz pour l'alimentation de la clientèle propre en 2024 étant situé à l'intérieur du couloir de prix autorisé, ORES ne réalise ni bonus ni malus lié à l'effet coût.

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

L'écart relatif aux indemnités versées aux fournisseurs commerciaux en cas de retard de placement des compteurs à budget est défini à l'article 112, §§ 3 et 4, de la méthodologie tarifaire.

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

Au cours de l'année 2024, le GRD a versé des indemnités d'un montant total de 251.593€ aux fournisseurs pour retard de placement des compteurs à budget. Le délai réel moyen de placement d'un compteur à prépaiement par ORES étant de 115 jours en 2024 (le délai moyen maximum autorisé étant de 66 jours), ORES réalise un malus de -164.374€.

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.

7.3.1. Projet spécifique relatif au déploiement des compteurs communicants

Le 28 octobre 2021, la CWaPE a adopté la décision CD-21j28-CWaPE-0579 portant sur la révision des charges nettes relatives au projet spécifique de déploiement des compteurs communicants gaz d'ORES Assets. À travers cette décision, la CWaPE a revu les budgets des années 2019 à 2023 relatifs au projet de déploiement des compteurs communicants gaz. Pour l'année 2023, le budget révisé s'élève à **1.482.345€** qui se répartit en coûts variables (992.847€), coûts fixes (466.102€) et coûts non-contrôlables (23.395€).

Conformément à l'article 43 de la méthodologie tarifaire 2024, les charges nettes relatives aux projets spécifiques budgétées de l'année 2024 correspondent aux charges nettes relatives aux projets spécifiques budgétées de l'année 2023 telles qu'approuvées par la CWaPE.

En 2024, les charges nettes fixes budgétées relatives au projet de déploiement des compteurs communicants s'élèvent à 466.102€ tandis que les charges nettes fixes réelles relatives au projet de déploiement des compteurs communicants s'élèvent à 1.395.482€ ce qui génère un **malus de - 929.380€**.

À ce malus de -929.380€, s'ajoute un bonus de 372.582€ sur les charges nettes variables des compteurs communicants. 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 ont convenu que les quantités de compteurs communicants à prendre en considération pour le calcul du solde régulateur et du bonus/malus étaient le nombre de compteurs communicants hors BAU c'est-à-dire les placements de compteurs supplémentaires aux placements de compteurs qui font partie de l'activité ordinaire d'ORES.

Étant donné que les charges additionnelles d'amortissement sont des charges cumulées, la CWaPE et ORES 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 ont convenu de calculer deux coûts variables unitaires : un premier étant fonction du nombre de compteurs communicants placés cumulés et un second étant fonction du nombre de compteurs communicants placés annuellement.

TABLEAU 5 BONUS/MALUS RELATIF AUX CHARGES NETTES VARIABLES – PROJET SWITCH

	BUDGET 2024	REALITE 2024	ECART BUDGET 2024 - REALITE 2024	SOLDE REGULATEUR	BONUS/MALUS
Coût unitaire fonction du nombre de compteurs cumulés	-14,29	0,00	-14,29		-145.866
Coût unitaire fonction du nombre de compteurs annuels	148,85	0,00	148,85		518.448

Le total des CNI additionnelles étant inférieur à zéro, le coût unitaire variable réel fonction du nombre de compteurs communicants cumulés est fixé à zéro et la différence entre les deux coûts unitaires, soit -14,29€, multipliée par le nombre cumulé de compteurs communicants hors BAU, soit 10.206 compteurs, constitue un **malus de -145.866€**.

Le total des CNI additionnelles étant inférieur à zéro, le coût unitaire variable réel fonction du nombre de compteurs communicants annuels est fixé à zéro et la différence entre les deux coûts unitaires, soit 148,85€, multipliée par le nombre annuel de compteurs intelligents hors BAU placés en 2024, soit 3.483 compteurs, constitue un **bonus de 518.448€**.

7.3.2. Projet spécifique relatif à la promotion du gaz naturel

En 2024, les charges nettes fixes budgétées relatives au projet de promotion du gaz naturel s'élèvent à 3.182.468 € tandis que les charges nettes fixes réelles relatives au projet de promotion du gaz naturel s'élèvent à 1.194.732€ ce qui génère un écart de **1.987.736€**. Bien que l'article 118 de la méthodologie tarifaire 2024 prévoit que cet écart constitue un « bonus » pour le gestionnaire de réseau, ORES souhaite restituer ce montant dans les tarifs de distribution et propose que ce montant constitue un passif régulateur.

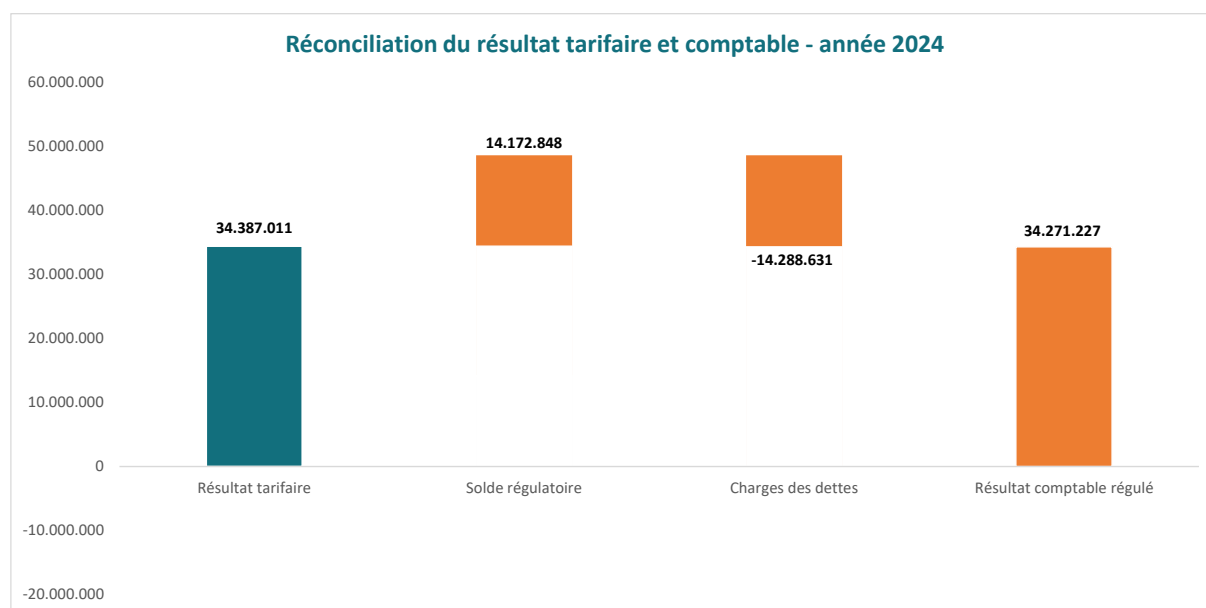
TABLEAU 6 *BONUS/MALUS RELATIF AUX PROJETS SPÉCIFIQUES*

Bonus/Malus CPS	REALITE 2024
Swich - couts fixes	-929.380
Swich - couts variables - amortissements	-145.866
Swich - couts variables - désaffectations	518.448
Promogaz - couts fixes	0
TOTAL	-556.798

8. RESULTAT ANNUEL

Pour l'année 2024, le résultat tarifaire, c'est-à-dire la différence entre les produits et les charges déterminés selon la méthodologie tarifaire 2024, s'élève à **34.387.011€**. Le résultat comptable, calculé pour l'activité régulée du gestionnaire de réseau s'élève quant à lui à **34.271.227€**. L'écart entre ces deux montants est ventilé dans le graphique ci-dessous et s'explique par la comptabilisation du solde régulateur de l'année 2024 (14.172.848€) et par la prise en compte des charges financières (- 14.288.631€).

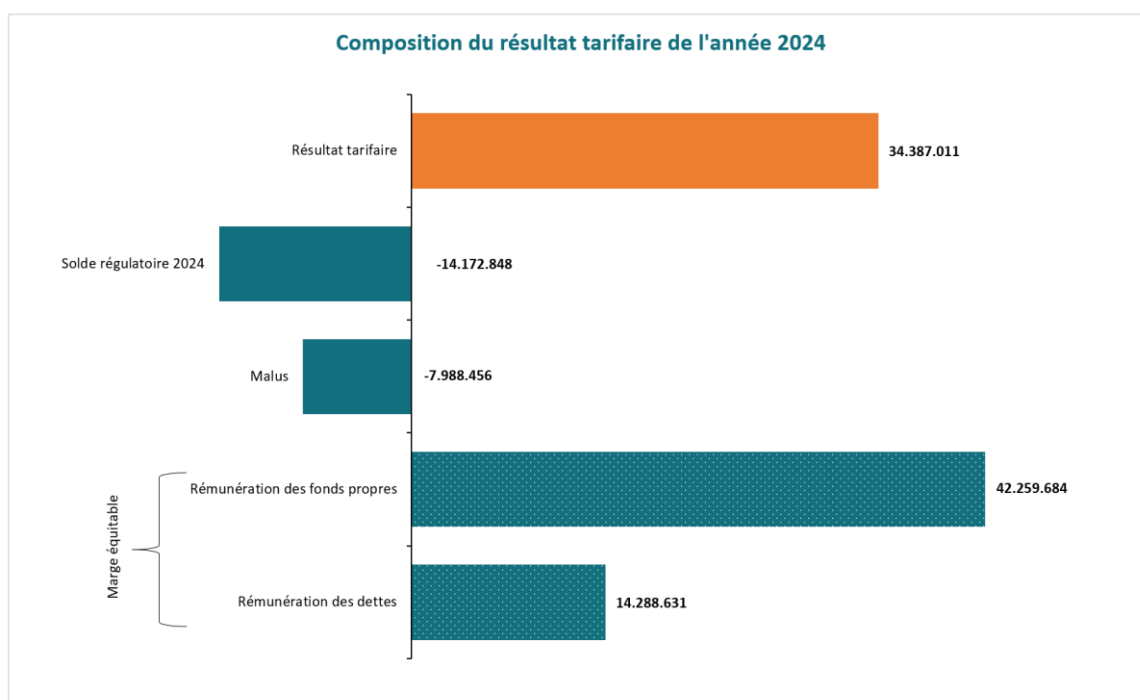
GRAPHIQUE 5 RECONCILIATION DU RESULTAT TARIFAIRE ET COMPTABLE – ANNEE 2024



Le résultat tarifaire de l'année 2024 est composé de la **marge bénéficiaire équitable** dont le total s'élève à **56.548.315€** et de **l'écart global** entre les produits et les charges réelles qui s'élève à **- 22.161.304€** et qui correspond à la somme du malus (-7.988.456€) et du solde régulateur de l'année 2024 (-14.172.848€).

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 **14.288.631€** au gestionnaire de réseau. Il reste par conséquent un montant de **42.259.684€** pour la rémunération des fonds propres de l'activité régulée.

GRAPHIQUE 6 COMPOSITION DU RÉSULTAT TARIFAIRE – ANNÉE 2024



Le montant moyen des fonds propres régulés de l'activité gaz pour l'année 2024 s'élève à **606.098.549€¹**. On peut en déduire que le taux de rendement des fonds propres du gestionnaire de réseau pour l'année 2024 est de **7 %** ($42.259.684/606.098.549$) selon les règles de la méthodologie tarifaire 2024. Ce taux de rendement peut augmenter si le gestionnaire de réseau a généré un bonus sur la partie contrôlable de son activité, ou au contraire, diminuer, s'il s'agit d'un malus. Dans le cas présent, le gestionnaire de réseau a généré un malus de -7.988.456€, ce qui réduit le taux de rendement réel des fonds propres régulés à **6 %** ($(42.259.684 - 7.988.456)/606.098.549$).

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€** avant le transfert de 997.770€ et le prélèvement de 269.440€ aux réserves immunisées (tax shelter). Le résultat de l'exercice (électricité + gaz) à affecter s'élève dès lors à **71.732.362€**.

Les activités non-régulées (entretien de l'éclairage public non OSP, les projets-pilotes Logis-CER et Reactive Power Market) du gestionnaire de réseau ont généré une perte de **-82.766€**.

Le résultat total à affecter d'ORES Assets s'élève à 71.649.596€.

Le bénéfice 2024 est en diminution de -35,5 M€ 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 a effectué un prélèvement sur les réserves disponibles d'un montant de 4.764 k€. Les dividendes 2024 revenant aux associés s'élèvent ainsi à 76.145 k€ contre 74.668 k€ en 2023.

¹ Les fonds propres incluent les apports disponibles et indisponibles, les plus-values de réévaluation, les réserves et les subsides en capital.

TABEAU 7 **RÉSULTAT, DIVIDENDES ET PAYOUT RATIO – ANNÉE 2024**

Année 2024	ELEC + GAZ
Résultat de l'activité régulée	72.460.692
Résultat de l'activité non-régulée	-82.766
Résultat des autres activités	0
Résultat global de la société	72.377.926
Transfert aux réserves immunisées	-997.770
Prélèvements sur les réserves immuni:	269.440
Bénéfice à affecter	71.649.596
Dividendes versés	76.144.571
Payout ratio	106%

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 REGULATEIRES

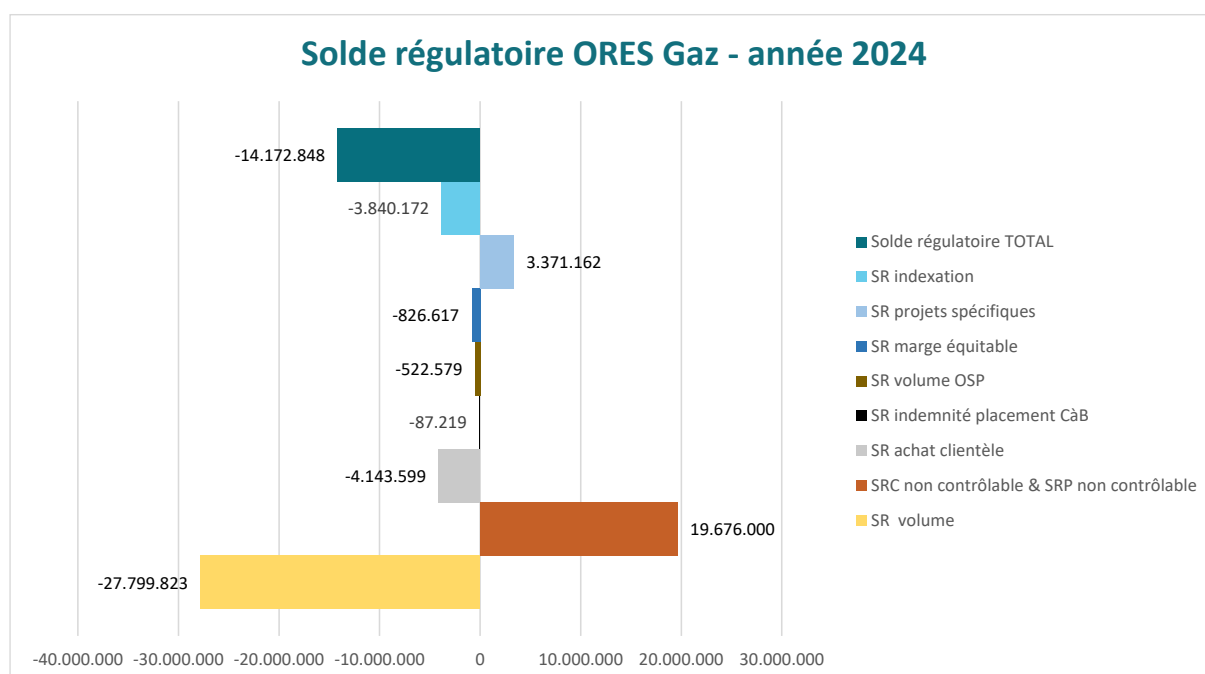
L'article 127 de la méthodologie tarifaire 2024 détermine, pour chaque année de la période régulatoire, le solde régulatoire annuel total de distribution gaz selon la formule suivante :

$$SR_{total\ gaz} = SR_{volume} + SRC_{non\ contrôlables} + SR_{achat\ clientèle} + SR_{indemnité\ placement\ CàB} + SRP_{non\ contrôlables} + SR_{volume\ OSP} + SR_{marge\ équitable} + SR_{projets\ spécifiques} + SR_{indexation}$$

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

Le solde régulatoire annuel total de **-14.172.848€** est un actif régulatoire (créance tarifaire) à l'égard des utilisateurs de réseau dans leur ensemble.

GRAPHIQUE 7 SOLDE RÉGULATOIRE – ANNÉE 2024



9.1. **Détail du solde régulatoire relatif aux produits issus des tarifs périodiques (SR_{volume})**

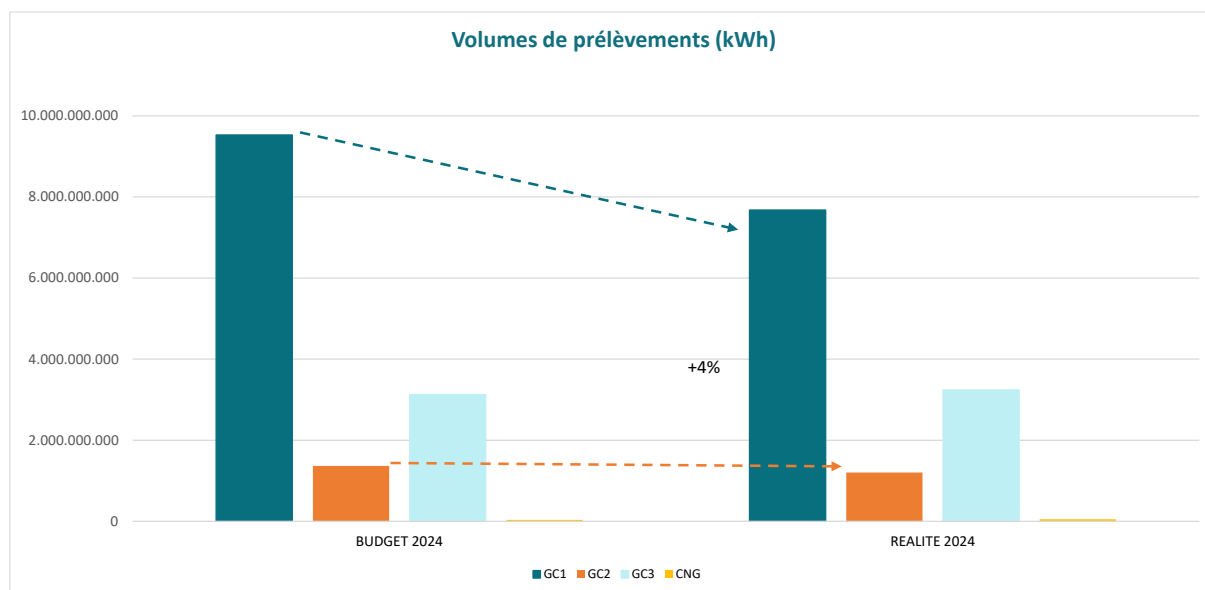
Le solde régulatoire relatif aux **produits issus des tarifs périodiques** de distribution (**SR_{volume}**) est défini à l'article 106 de la méthodologie tarifaire 2024. Ce solde régulatoire est un actif régulatoire (créance tarifaire) et s'élève à **-27.799.823€**. Ce solde provient essentiellement d'une baisse significative des volumes de consommation, laquelle se traduit en une diminution du chiffre d'affaires de distribution. Cette baisse globale des volumes de consommation de gaz est constatée depuis la crise énergétique et la très forte hausse des prix du gaz en 2022. Il est à noter que les volumes prélevés en 2024 sur le réseau de distribution sont supérieurs aux volumes prélevés en 2023.

Pour rappel, les hypothèses retenues pour établir les volumes budgétés de l'année 2024 sont les suivantes : *pour l'ensemble des catégories tarifaires, les volumes 2024 sont maintenus au niveau de la*

réalité 2022 afin d'éviter de les surestimer. Ces volumes sont inférieurs aux volumes budgétés pour l'année 2023 dans la proposition tarifaire 2019-2023 et sont assez proches de la moyenne observée des 4 dernières années. Au moment de l'établissement de ces volumes budgétés, les volumes réels de l'année 2023 n'étaient pas encore connus.

Le graphique ci-dessous montre les volumes de prélèvement budgétés et réels de l'année 2024, par catégorie tarifaire.

GRAPHIQUE 8 VOLUMES DE PRÉLÈVEMENTS BUDGÉTÉS ET RÉELS 2024



Légende :
 GC1 = T1+T2+T3
 GC2 = T4 + T5
 GC3 = T6

Les volumes de prélèvement des stations CNG sont pour la première fois supérieurs aux volumes budgétés et très légèrement inférieurs aux volumes réels de l'année 2023.

ORES avait également budgétés des injections de gaz pour un volume de 148 MWh. Les volumes de gaz qui ont été réellement injectés dans le réseau en 2024 s'élèvent à 168 MWh.

Il est à noter que 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 relatifs à l'impôt des sociétés, à la redevance de voirie et aux autres impôts et surcharges (voir point 9.2.1).

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

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

Le solde régulateur relatif aux **charges opérationnelles non-contrôlables (SRC_{non-contrôlables})**, à l'exception des soldes relatifs à l'achat de gaz pour l'alimentation de la clientèle propre et aux indemnités de retard de placement de compteur à budget (CàB), est défini à l'article 107 de la méthodologie tarifaire. Ce solde régulateur est un passif régulateur (dette tarifaire) qui s'élève à **9.024.912€** pour l'année 2024.

Le solde régulateur relatif aux **produits opérationnels non-contrôlables (SRP_{non-contrôlables})** est défini à l'article 113 de la méthodologie tarifaire. Ce solde régulateur est un passif régulateur (dette tarifaire) qui s'élève à **10.651.088€** pour l'année 2024.

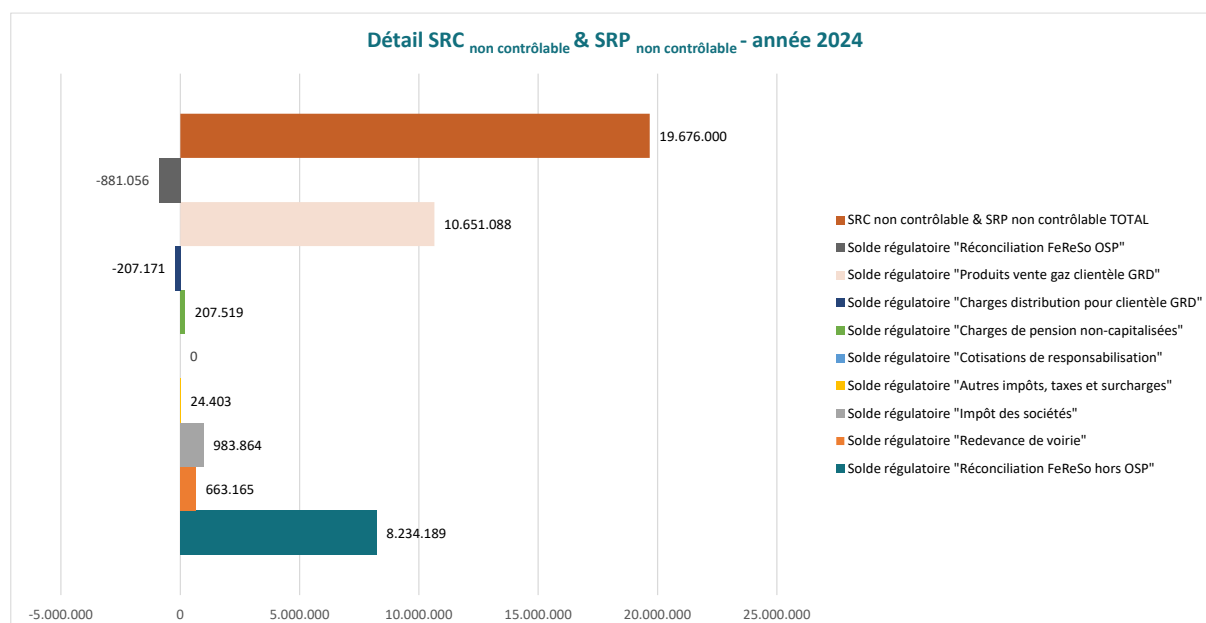
Les produits réels issus de la facturation des clients protégés sont 84% supérieurs aux produits budgétés, les volumes de gaz distribués à ces clients étant plus élevés de 37% par rapport aux volumes budgétés et le prix unitaire réel moyen facturé à ces clients étant plus élevé de 34% par rapport au prix unitaire budgété.

Les produits réels issus de la facturation des clients sous fournisseur X sont supérieurs de 5% par rapport aux produits budgétés. Les volumes de gaz distribués à ces clients sont inférieurs de -58% par rapport aux volumes budgétés. Le prix unitaire réel moyen facturé à ces clients est quant à lui 2,5 fois plus élevé que le prix unitaire budgété. Le tarif pour la fourniture X appliqué par chaque GRD est contrôlé par la CREG et se base sur le prix des offres des fournisseurs commerciaux. Cette hausse est donc essentiellement due à la hausse globale des prix du gaz.

En outre, le montant comptabilisé en 2024 au titre de compensation CREG s'élève à 6.679.363€ et est 4,4 fois supérieur au montant budgété (1.504.755€), lequel est identique au montant budgété pour 2023. Cette augmentation très importante s'explique par l'écart important entre le tarif social et le tarif de référence et par l'augmentation du nombre de clients protégés notamment à la suite de l'octroi temporaire du statut de clients protégés aux clients « BIM ».

La somme de ces deux soldes réglementaires est un passif réglementaire (dette tarifaire) qui s'élève à **19.676.000€** dont le détail est repris dans le graphique ci-dessous :

GRAPHIQUE 9 DÉTAIL SOLDE RÉGULATOIRE SRC NON CONTRÔLABLES & SRP NON CONTRÔLABLES – ANNEE 2024



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

- D'un actif réglementaire (créance tarifaire) de **-207.171€** sur les charges de distribution pour la clientèle GRD provenant de l'augmentation des volumes consommés par la clientèle propre du GRD ;
- D'un passif réglementaire (dette tarifaire) de **983.864€** sur les charges liées à l'impôt des sociétés qui résulte de la diminution de -20% du résultat avant impôt ;
- D'un passif réglementaire (dette tarifaire) de **663.165€** sur les charges nettes liées à la redevance de voirie. Ce solde est constitué d'une part, d'un passif réglementaire de 4.262.561€ sur le montant de la redevance de voirie due par le gestionnaire de réseau, et d'autre part, d'un actif réglementaire de -3.599.396€ sur les recettes issues du tarif pour les surcharges associées à la redevance de voirie ;
- D'un passif réglementaire (dette tarifaire) de **8.234.189€** sur les charges et produits issus de la réconciliation FeReSo (hors OSP). Dans la proposition de revenu autorisé, ORES n'avait budgété aucune charge et produit liés à la réconciliation.

9.2.2. Détail du solde réglementaire relatif à la charge d'achat de gaz pour l'alimentation de la clientèle propre (SR achat clientèle)

L'écart relatif à la **charge d'achat de gaz pour l'alimentation de la clientèle propre (SR achat clientèle)** est défini à l'article 110, § 2, de la méthodologie tarifaire.

Le prix d'achat réel de gaz pour l'alimentation de la clientèle propre d'ORES en 2024 étant **situé à l'intérieur du couloir de prix autorisé**, le solde réglementaire relatif à la charge d'achat de gaz pour l'alimentation de la clientèle propre s'élève à **-4.143.599€** et est calculé sur base du prix réel d'achat

de gaz naturel pour l'alimentation de la clientèle d'ORES. Cet écart se compose d'une part de l'**effet coût (-3.157.269€)** et, d'autre part, de l'**effet volume (-986.330€)**.

9.2.3. Détail du solde relatif aux indemnités versées aux fournisseurs commerciaux en cas de retard de placement des compteurs à budget (SR indemnité placement CàB)

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.

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

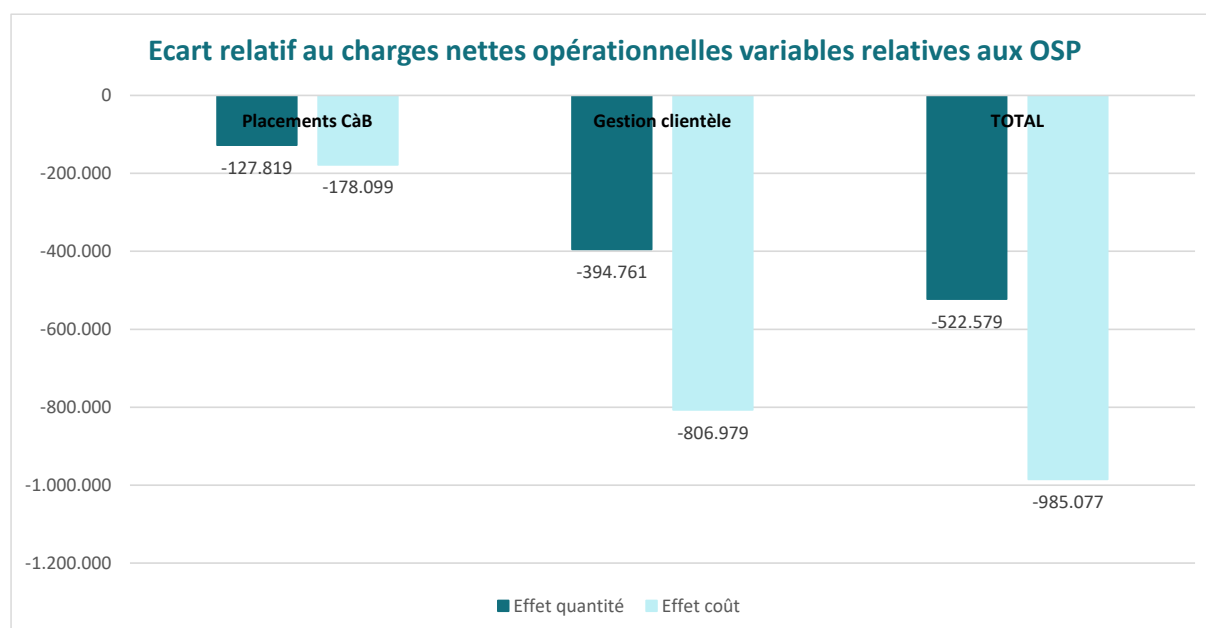
Au cours de l'année 2024, le GRD a versé des indemnités d'un montant total de **251.593€** aux fournisseurs pour retard de placement des compteurs à budget. Le délai réel moyen de placement d'un compteur à prépaiement par ORES étant de 115 jours en 2024 (le délai moyen maximum autorisé étant de 66 jours), le montant de ces indemnités est réparti entre le GRD et les utilisateurs de réseau.

Le montant à charge des utilisateurs de réseau s'élève à **-87.219€** et le montant à charge du GRD (malus) s'élève à **-164.374€**.

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 -985.077€** (cf. point 7.1.2 ci-dessus) et, d'autre part, l'**effet quantité** pour un montant de **-522.579€** constituant une **créance tarifaire** envers les utilisateurs de réseau.

GRAPHIQUE 10 DÉTAIL DE L'ÉCART RELATIF AUX CHARGES NETTES OPÉRATIONNELLES CONTRÔLABLES VARIABLES RELATIVES AUX OBLIGATIONS DE SERVICE PUBLIC – ANNÉE 2024

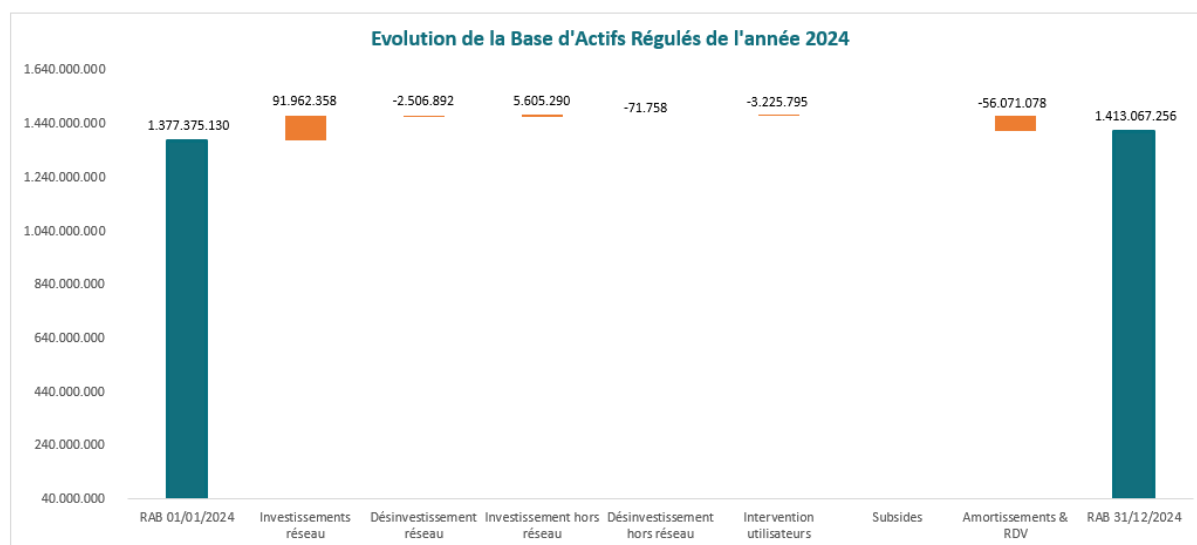


L'actif régulateur de **-522.579€** se compose d'un actif régulateur de **-127.819€** sur les charges nettes contrôlables variables relatives à la gestion des compteurs à budget et d'un actif régulateur de **-394.761€** sur les charges nettes contrôlables variables relatives à la gestion de la clientèle. Au niveau de la gestion de la clientèle, le nombre réel de clients alimentés par le GRD en 2024 est supérieur au nombre budgété (+29 %), ce qui explique la création d'un actif régulateur. Au niveau de la gestion des compteurs à budget, le nombre réel de demandes de placement en 2024 est nettement inférieur au nombre budgété (-35 %) mais le coût unitaire budgété y associé étant négatif, le solde régulateur est également une créance tarifaire.

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

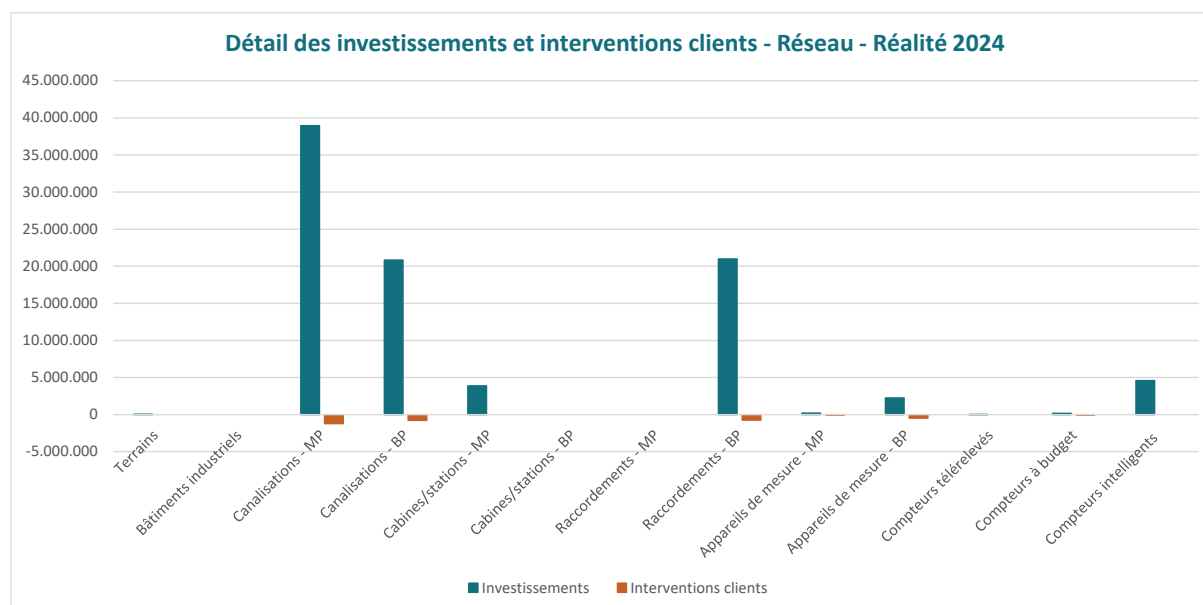
La valeur de la Base d'Actifs Régulés s'élève à **1.377.375.130€** au 1^{er} janvier 2024 et à **1.413.067.256€** au 31 décembre 2024. La valeur moyenne de la RAB de l'année 2024 calculée conformément à l'article 20 de la méthodologie, s'élève à **1.395.221.193€**.

GRAPHIQUE 11 ÉVOLUTION DE LA BASE D'ACTIFS RÉGULÉS DE L'ANNÉE 2024



Les investissements réseau de l'année 2024, y inclus les projets spécifiques Switch et Promogaz, sont supérieurs aux investissements budgétés. Ces investissements, ainsi que les interventions tiers² y afférentes, sont répartis selon le graphique ci-dessous :

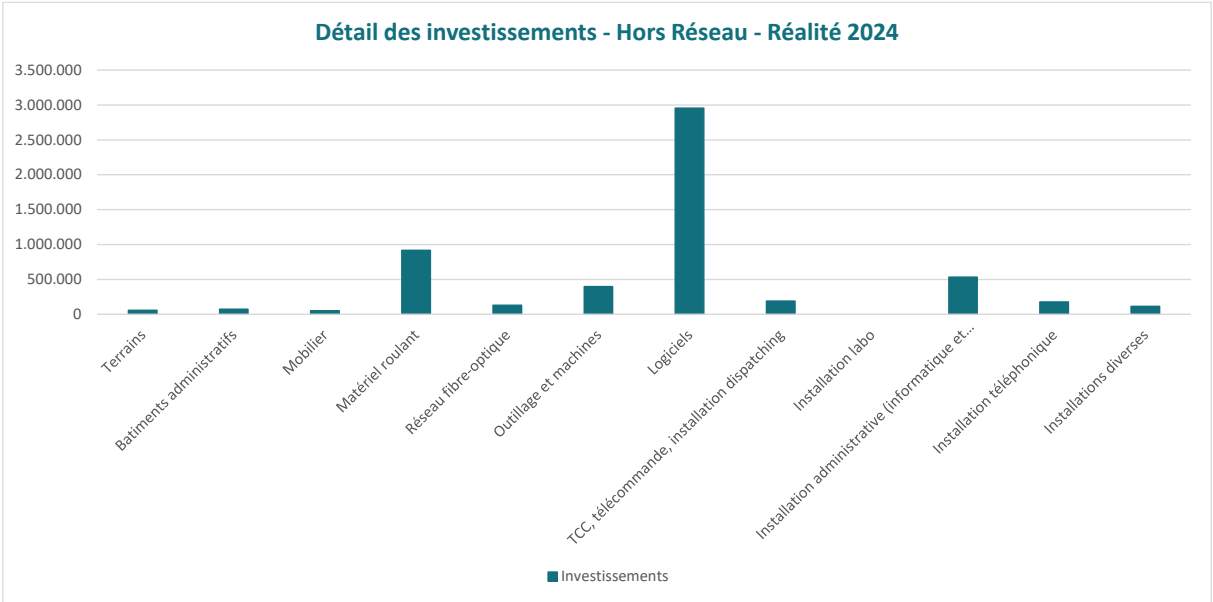
GRAPHIQUE 12 DÉTAIL DES INVESTISSEMENTS ET INTERVENTIONS CLIENTS - RÉSEAU



² Il peut y avoir un décalage entre l'intervention tiers et l'investissement expliquant que les interventions tiers sont supérieures aux investissements.

Les investissements hors réseau de l’année 2024, y inclus les investissements Switch, sont inférieurs aux investissements budgétés mais supérieurs aux investissements hors réseau de l’année 2023. Ces investissements sont répartis selon le graphique ci-dessous :

GRAPHIQUE 13 DÉTAIL DES INVESTISSEMENTS – HORS RÉSEAU



Le pourcentage de rendement autorisé calculé conformément aux articles 27 à 29 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 base d’actifs régulés par le gestionnaire de réseau de distribution. Le montant total de la marge équitable s’élève à **56.548.315€** pour l’année 2024 (cf. point 8).

Le solde régulateur relatif à la marge bénéficiaire équitable est défini à l’article 117 de la méthodologie tarifaire. Pour l’année 2024, il s’élève à **-826.617€** et constitue une dette 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 Base d’Actifs Régulés moyenne budgétée par rapport à la Base d’Actifs Régulés moyenne réelle. Cette variation qui s’élève à -20.395.191€ est le résultat des différentes variations suivantes :

TABEAU 8 RÉCONCILIATION DE LA BASE D’ACTIFS RÉGULÉS BUDGÉTÉE ET RÉELLE AU 31/12/2024

	BUDGET 2024	REALITE 2024	ECART
RAB au 01/01/2024	1.360.862.069	1.377.375.130	-16.513.061
Investissements réseau	83.185.451,4	91.962.357,9	-8.776.906,5
Investissements hors réseau	7.532.597,5	5.605.290,4	1.927.307,1
Interventions clients	-3.887.079,2	-3.225.795,0	-661.284,3
Désinvestissements réseau	-1.011.753,4	-2.506.892,1	1.495.138,7
Désinvestissements hors réseau	0,0	-71.757,8	71.757,8
Amortissements et RDV	-57.891.350,9	-56.071.077,7	-1.820.273,2
RAB au 31/12/2024	1.388.789.934	1.413.067.256	-24.277.322
RAB moyenne	1.374.826.001	1.395.221.193	-20.395.191

- La valeur réelle de la RAB au 01/01/2024 est supérieure à la valeur budgétée de la RAB au 01/01/2024 ;
- Les investissements réseau réels de l'année 2024 sont supérieurs aux investissements réseau budgétés ;
- Les investissements hors réseau réels de l'année 2024 sont inférieurs aux investissements hors réseau budgétés ;
- Les interventions clients réelles de l'année 2024 sont inférieures aux interventions clients budgétés ;
- Les désinvestissements réseau et hors réseau réels de l'année 2024 sont supérieurs aux désinvestissements réseau et hors réseau budgétés ;
- Les charges d'amortissement et de réduction de valeurs sur les actifs réelles sont inférieures aux charges d'amortissement et de réduction de valeurs budgétées.

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

Le solde régulateur (dette tarifaire) relatif aux charges nettes des projets spécifiques s'élève à **3.371.162€** en 2024. Il se compose de l'écart relatif aux charges nettes variables et de l'écart relatif aux charges/produits 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 :

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

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

Le solde 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 ce qui concerne le projet de déploiement des compteurs communicants, ORES comptabilise un solde régulateur (dette tarifaire) de **620.266€** au niveau des charges nettes variables en 2024. En effet, ORES a placé 3 483 compteurs communicants gaz (hors BAU) alors qu'il était initialement prévu d'en placer 9 514 en 2024.

Les premiers compteurs ayant été placés en 2021, le nombre cumulé de compteurs communicants (hors BAU) placés s'élève au 31/12/2024 à 10 206 compteurs.

En ce qui concerne le projet de promotion du gaz naturel, ORES comptabilise un solde régulateur (dette tarifaire) de **739.765€** au niveau des charges nettes variables en 2024. Ce solde est composé de l'écart relatif au nombre de primes versées et de l'écart relatif aux charges d'amortissements issues des raccordements réalisés dans le cadre du projet Promo Gaz.

En ce qui concerne les primes, aucune prime à 250€ pour le raccordement des nouvelles habitations n'a été versée en 2024 tandis que le nombre de prime à 400€ pour les conversions ou les activations de compteurs scellés est supérieur au nombre budgété :

TABEAU 9 SOLDE RÉGULATEUR RELATIF AUX CHARGES NETTES VARIABLES PROMOGAZ – PRIMES

Nbre Primes	BUDGET 2024	REALITE 2024	ECART
250 €	3.212	0	3.212
400 €	1.953	2.090	-137
En €	BUDGET 2024	REALITE 2024	ECART
250 €	€ 802.949	€ 0	€ 802.949
400 €	€ 781.282	€ 836.000	-€ 54.718
			€ 748.231

Dans son rapport d'avancement annuel relatif à l'année 2021, ORES proposait de ne plus octroyer de prime de 250€ pour l'installation d'un système de chauffage gaz dans une nouvelle construction à partir du 01/01/2023 au vu du faible nombre de primes versées.

En ce qui concerne les charges d'amortissement, ORES a réalisé 1 181 raccordements. L'écart sur les charges d'amortissement s'élève à -8.466€.

Sur proposition d'ORES, l'écart constaté sur les charges nettes fixes est affecté aux soldes régulateurs et constitue une dette tarifaire à l'égard des utilisateurs de réseau. Pour l'année 2024, le gain d'efficience s'élève à **1.987.736€**.

TABEAU 10 SOLDE RÉGULATEUR TOTAL RELATIF AUX CHARGES NETTES VARIABLES PROMOGAZ

SR PromoGaz	
Ecart sur les prime à 250€	802.949
Ecart sur les primes à 400€	-54.718
Ecart sur les amortissements	-8.466
TOTAL	739.765
Ecart sur les coûts fixes	1.987.736
TOTAL SR PromoGaz	2.727.501

9.5.2. Écart relatif aux charges/produits non-contrôlables

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

- Les produits/gains sur les coûts d'achat de gaz 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*, l'écart 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.

En 2024, les écarts sur ces éléments non contrôlables forment un solde régulateur (dette tarifaire) qui s'élève à **23.395€**.

10. PROPOSITION D'AFFECTATION DU SOLDE REGULATEIRE

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 un **actif régulateur** (créance tarifaire) qui s'élève à **- 14.172.848€**. ORES propose de le **répercuter dans le tarif pour les soldes régulateurs des années 2026 et 2027, à hauteur de 50%/an**.

Le tableau ci-dessous présente les soldes régulateurs déjà affectés aux tarifs des années 2026 et 2027 avant affectation du solde régulateur de l'année 2024. Un montant de **9.088.087€/an** portant sur les soldes régulateurs des années 2022 et 2023 ainsi que sur la révision des soldes régulateurs des années 2017 et 2018 sont déjà répercutés dans les tarifs de ces 2 années.

TABEAU 11 SOLDES REGULATEIRES DEJA AFFECTES DANS LES TARIFS 2026 ET 2027

Soldes régulateurs des années 2008 à 2024						
	2017	2018	2022	2023	2024	TOTAL
Solde régulateur distribution	7.980.646	-670.552	-28.088.470	-25.509.619	-14.172.848	-82.422.600
Solde régulateur transport						0
Solde régulateur révision RA						
Total solde régulateur	7.980.646	-670.552	-28.088.470	-25.509.619	-14.172.848	-82.422.600
Montant déjà affectés dans les tarifs de distribution						
2025	-688.408	-943.123	5.617.694	5.101.924		9.088.087
2026	-688.408	-943.123	5.617.694	5.101.924		9.088.087
2027	-688.408	-943.123	5.617.694	5.101.924		9.088.087
2028	-688.408	-943.123	5.617.694	5.101.924		9.088.087
2029	-688.408	-943.123	5.617.694	5.101.924		9.088.087
Solde régulateur non affecté	0	0	0	0	-14.172.848	0

L'affectation du solde régulateur de l'année 2024 porte le montant affecté annuellement aux tarifs de distribution des années 2026 et 2027 à **16.174.511€/an**, ce qui correspond à 7% du revenu autorisé budgété de chaque année.

TABEAU 12 SOLDES REGULATEIRES TOTAUX AFFECTES DANS LES TARIFS 2026 ET 2027

	2026	2027
Soldes régulateurs des années précédentes déjà affectés aux revenus autorisés des années 2025 à 2026	9.088.087	9.088.087
Montant à affecter aux revenus autorisés des années 2025 à 2026	7.086.424	7.086.424
Total des montants affectés aux revenus	16.174.511	16.174.511

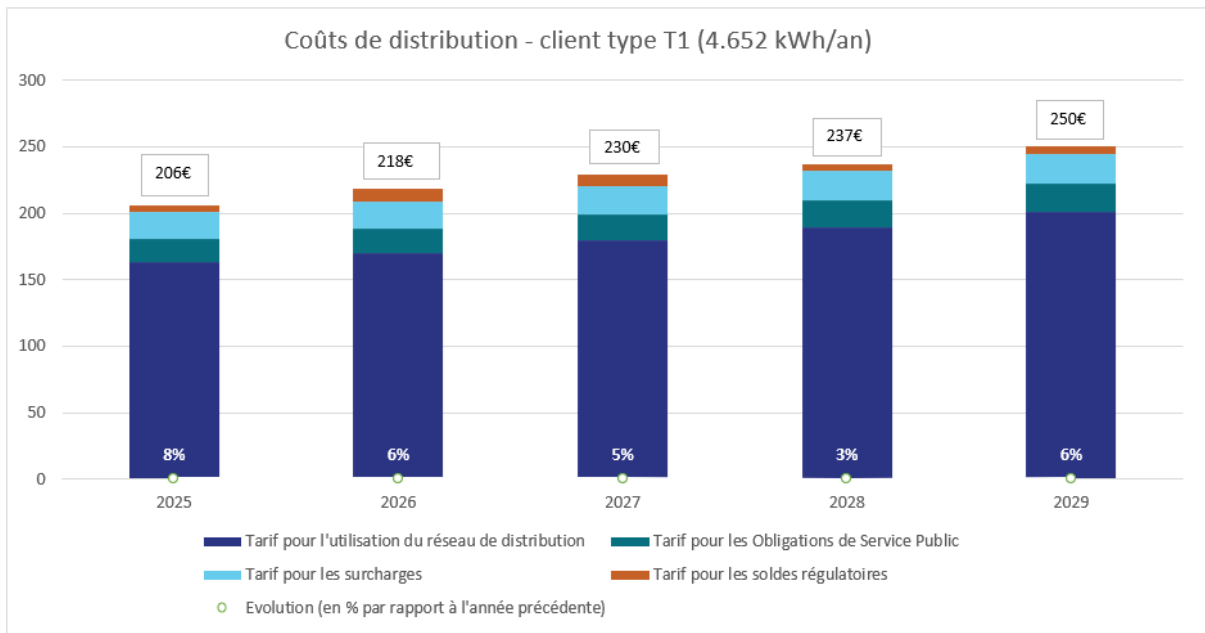
11. REVISION DES TARIFS POUR LES SOLDES REGULATEIRES 2026 ET 2027

La révision des tarifs pour les soldes régulateurs des années 2026 et 2027 est réalisée conformément aux articles 76 et 130 de la méthodologie tarifaire 2024 ainsi qu'aux articles 91 et 171 de la méthodologie tarifaire 2025-2029. Les nouvelles grilles tarifaires relatives au prélèvement de gaz naturel sur le réseau de distribution d'ORES Assets sont reprises aux annexes II et III de la présente décision.

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

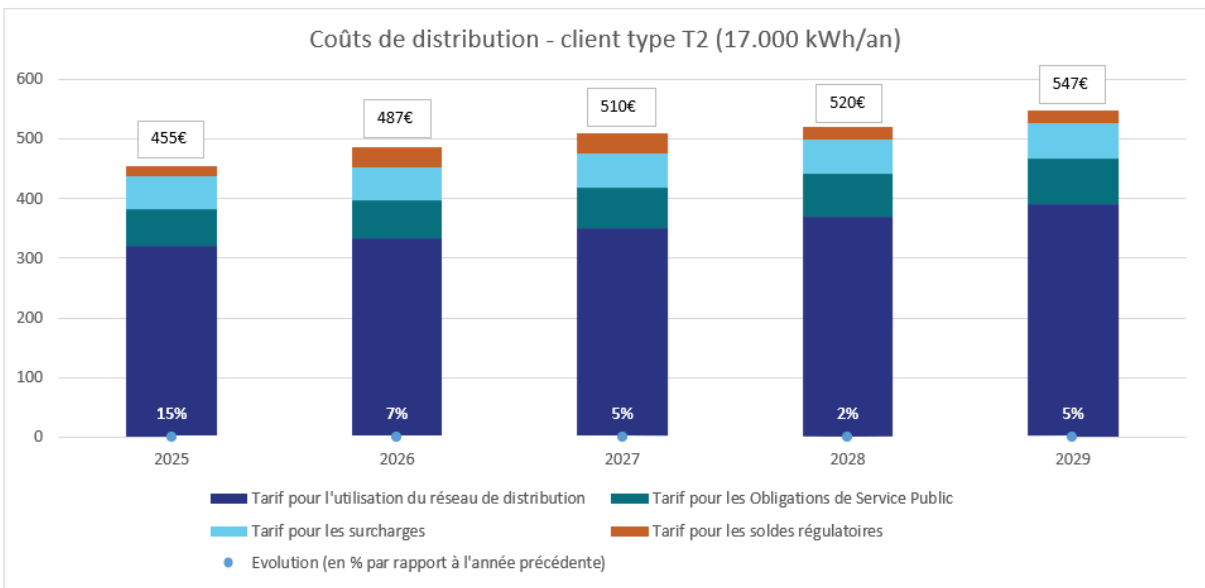
Constats – catégorie T1

GRAPHIQUE 14 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DES ANNEES 2025 A 2029 POUR LE CLIENT TYPE T1 (4.652 KWH/AN)



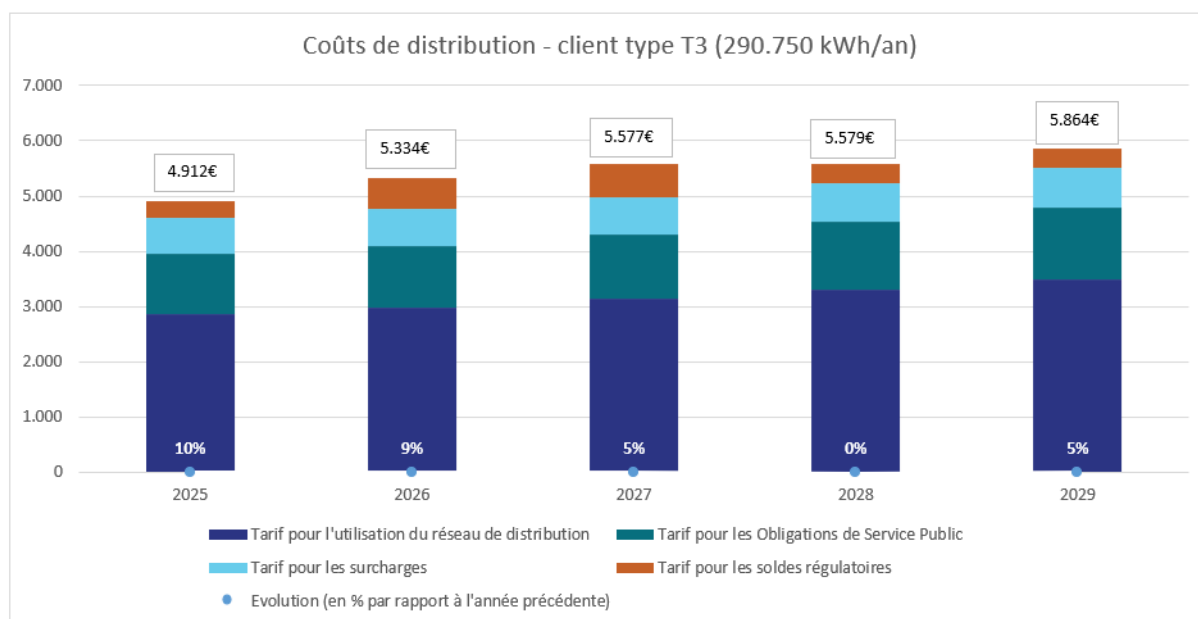
Constats – catégorie T2

GRAPHIQUE 15 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DES ANNEES 2025 A 2029 POUR LE CLIENT-TYPE T2 (17.000 KWH/AN)



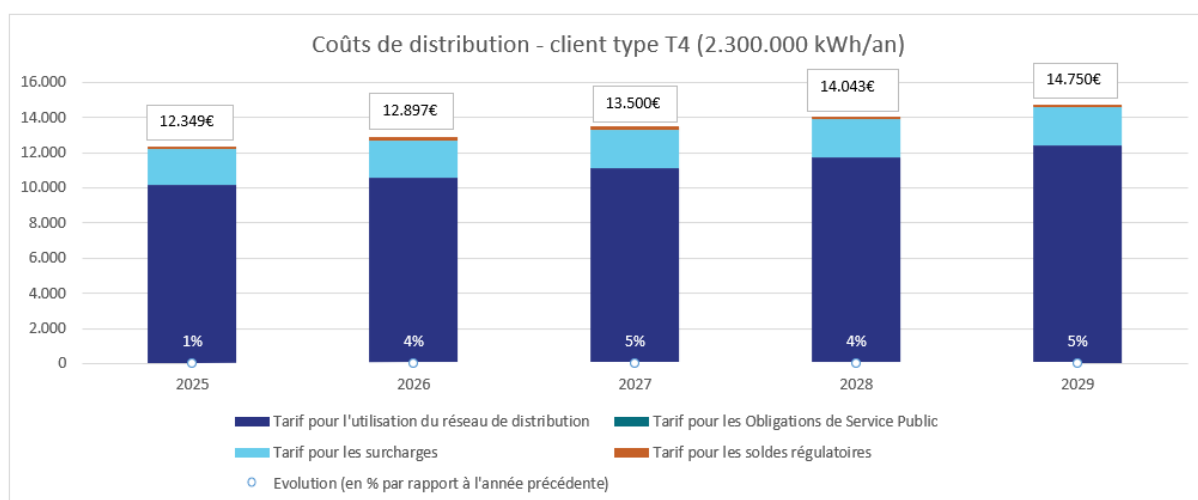
Constats – catégorie T3

GRAPHIQUE 16 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DES ANNEES 2025 A 2029 POUR LE CLIENT-TYPE T3 (290.750 KWH/AN)



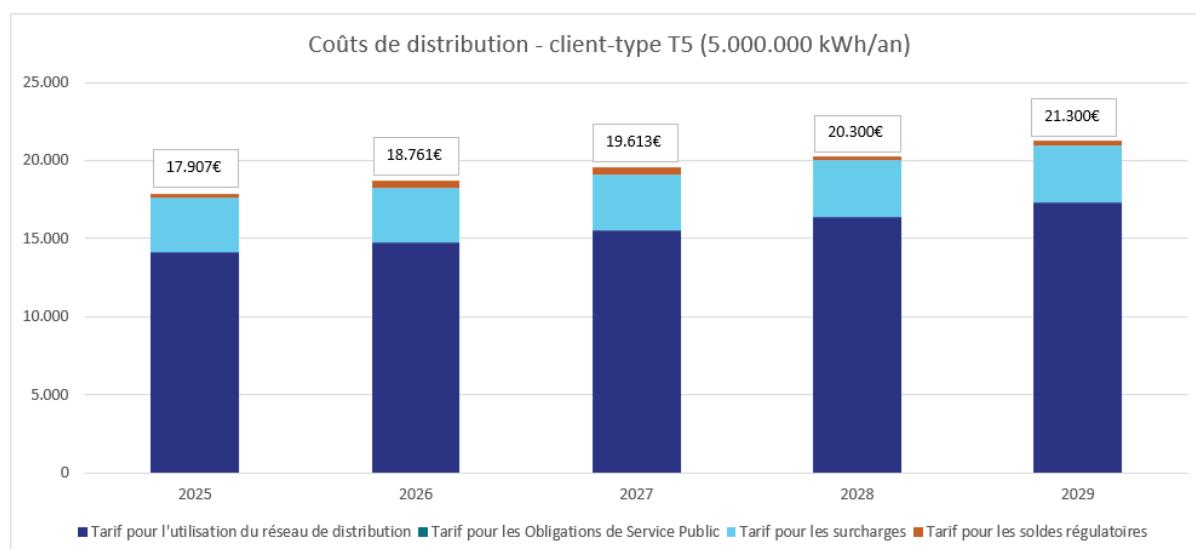
Constats – catégorie T4

GRAPHIQUE 17 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DES ANNEES 2025 A 2029 POUR LE CLIENT-TYPE T4 (2.300.000 KWH/AN)



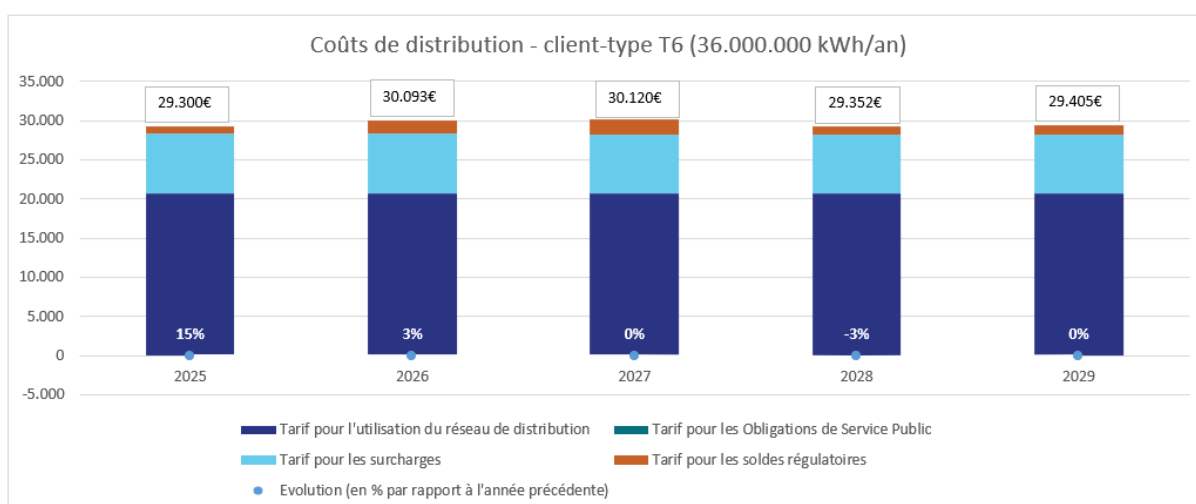
Constats – catégorie T5

GRAPHIQUE 18 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DES ANNEES 2025 A 2029 POUR LE CLIENT-TYPE T5 (5.000.000 KWH/AN)



Constats – catégorie T6

GRAPHIQUE 19 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DES ANNEES 2024 A 2029 POUR LE CLIENT-TYPE T6 (36.000.000 KWH/AN)



12. DECISION

Vu l'article 36, § 2, 12°, du décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz ;

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

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

Vu la décision CD-23g25-CWaPE-0797 du 25 juillet 2023 modifiant la décision CD-17g17- CWaPE-0107 du 17 juillet 2017 relative à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2019-2023 et de la décision CD-23d13- CWaPE-0766 du 13 avril 2023 relative à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz actifs en région wallonne pour l'année 2024 ;

Vu la décision CD-23e31-CWaPE du 31 mai 2023 relative à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2025-2029 ;

Vu le rapport tarifaire *ex post* gaz portant sur l'exercice d'exploitation 2024 introduit par ORES Assets auprès de la CWaPE en date du 30 juin 2025 ;

Vu les informations complémentaires transmises par ORES Assets le 22 septembre 2025 ;

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

Vu la demande de révision des tarifs pour les soldes régulatoires des années 2026 et 2027 d'ORES Assets formulée au travers du rapport tarifaire *ex post* gaz 2024 du 30 juin 2025 ;

Considérant qu'à l'issue de son contrôle du calcul du solde régulatoire de l'année 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 régulatoire de l'année 2024 a été déterminée de façon à permettre au GRD de récupérer rapidement ces soldes régulatoires tout en conservant un niveau raisonnable des coûts de distribution pour les URD ;

Considérant que les tarifs pour les soldes régulatoires des années 2026 et 2027, 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 ;

12.1. Approbation des soldes régulatoires

La CWaPE approuve le solde régulateur gaz de l'année 2024 rapporté par ORES Assets au travers de son rapport tarifaire *ex post* daté du 30 juin 2025. Le solde régulateur de l'année 2024 est un actif régulateur qui s'élève à - 14.172.848€.

12.2. Affectation des soldes régulatoires

La CWaPE décide d'affecter à hauteur de 50 % par an le solde régulateur gaz de l'année 2024 d'ORES Assets aux tarifs périodiques de distribution de gaz des années 2026 et 2027, ce qui correspond à un montant de 7.086.424€ par an.

12.3. Approbation de la révision du tarif pour les soldes régulatoires des années 2026 et 2027

La CWaPE décide d'approuver la demande de révision du tarif pour les soldes régulatoires des années 2026 et 2027 d'ORES Assets gaz, telle qu'introduite le 30 juin 2025 à travers le rapport tarifaire *ex-post* 2024 gaz.

Les grilles tarifaires approuvées par la CWaPE sont reprises aux annexes II et III de la présente décision et doivent être publiées par le GRD sur son site internet.

13. 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 et de l'article 37 du décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz, 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 50^{bis} du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et de l'article 37 du décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz, 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, pendant deux mois à dater de la réception de la plainte ou des compléments d'information sollicités par la CWaPE »* (article 50^{ter}, § 4, du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité).

14. ANNEXES

- Annexe I : Évolution du revenu autorisé gaz d'ORES Assets pour les années 2018 à 2023
- Annexe II : Tarifs périodiques de prélèvement de gaz d'ORES Assets applicables du 01.01.2026 au 31.12.2026
- Annexe III : Tarifs périodiques de prélèvement de gaz d'ORES Assets applicables du 01.01.2027 au 31.12.2027

Date du document : 16/10/2025

DÉCISION

CD-25j16-CWaPE-1146

SOLDES RAPPORTES PAR ORES ASSETS CONCERNANT L'EXERCICE D'EXPLOITATION 2024

ANNEXE I : ÉVOLUTION DU REVENU AUTORISE GAZ

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 2019 et 2024	4
2.	ÉVOLUTION DES VOLUMES DE PRELEVEMENT ENTRE 2019 ET 2024	6

Index graphiques

Graphique 1	Évolution du revenu autorisé 2023-2024	3
Graphique 2	Évolution du revenu autorisé 2019-2024	4
Graphique 3	Évolution au sein du revenu autorisé 2019-2024.....	4
Graphique 4	Évolution des volumes de prélèvement 2019-2024.....	6

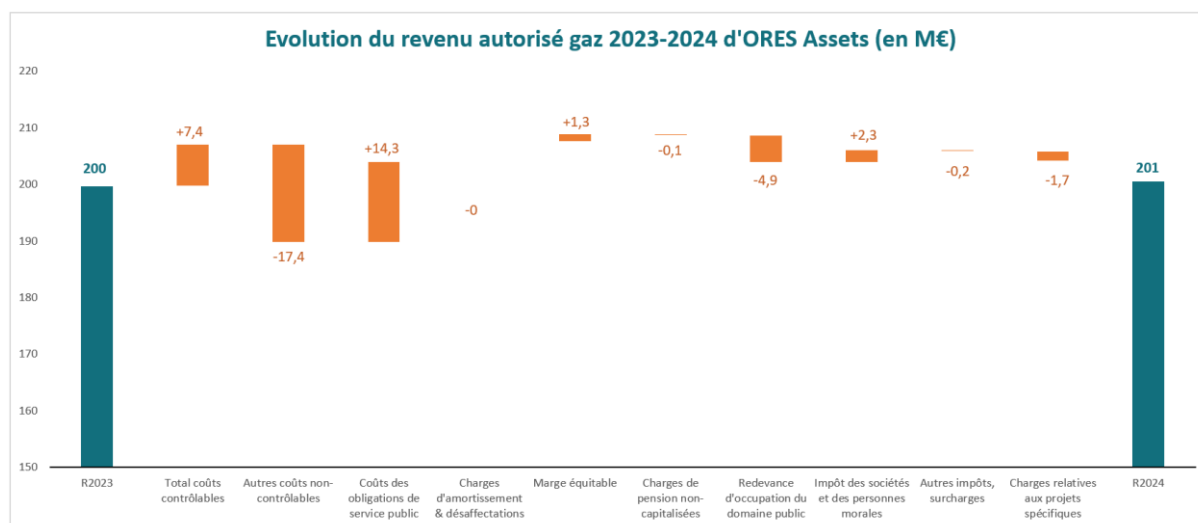
1. ÉVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ

1.1. Évolution du revenu autorisé 2023-2024

Sur la base des données introduites dans le rapport tarifaire *ex post* gaz 2024 daté du 30 juin 2025, le revenu autorisé gaz réel de l'année 2024 est de **200.525.608€** (hors soldes régulateurs du passé), **soit une augmentation de 6 % par rapport aux coûts réels rapportés de l'exercice d'exploitation 2023 (199.689.121€).**

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

GRAPHIQUE 1 ÉVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ 2023-2024

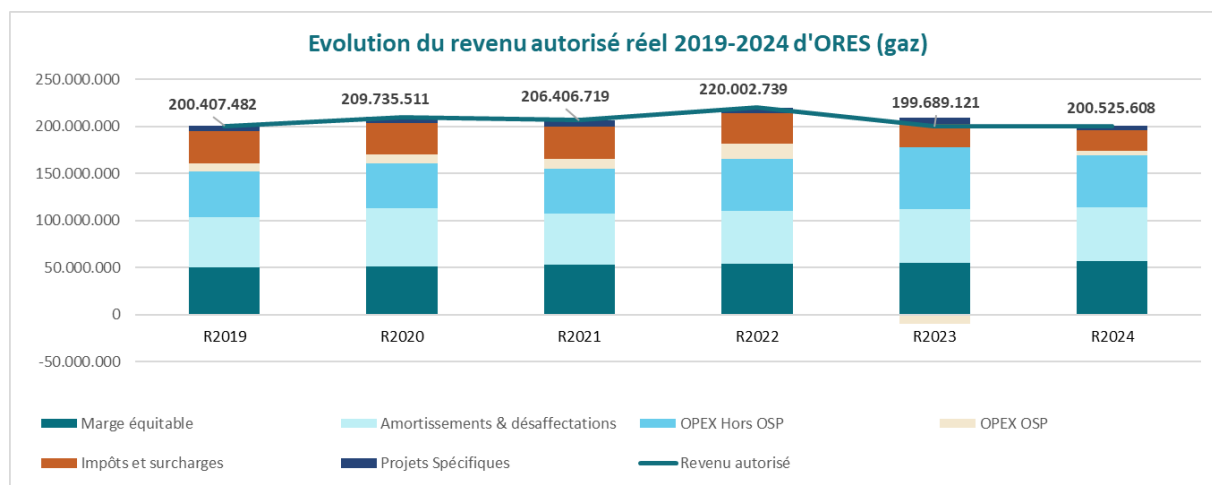


Les principales variations entre 2023 et 2024 s'expliquent par :

- **Coûts contrôlables (+7.360.298€ soit +13 %)** : cette augmentation est principalement due à l'augmentation des coûts salariaux, des coûts des matériaux et des coûts des entrepreneurs.
- **Autres coûts non contrôlables (-17.385.859 € soit -190 %)** : il s'agit exclusivement des coûts de réconciliation hors OSP, c'est-à-dire des montants émanant de factures émises par la société FeReSO dans le cadre du processus de réconciliation. En 2024, il s'agit d'un produit important de 8M€ alors qu'il s'agissait d'une charge de plus de 9M€ en 2023.
- **Coûts des obligations de service public (+14.272.455€ soit +154 %)** : La forte augmentation des coûts OSP entre 2023 et 2024 s'explique essentiellement par le montant très important comptabilisé en 2023 (- 24M€) au titre de compensation CREG. Ce produit n'est plus que de - 6,7M€ en 2024. Cette augmentation très importante en 2023 s'expliquait par l'écart important entre le tarif social et le tarif de référence et à l'augmentation du nombre de clients protégés notamment à la suite de l'octroi temporaire du statut de clients protégés aux clients « BIM ».

1.2. Évolution du revenu autorisé entre 2019 et 2024

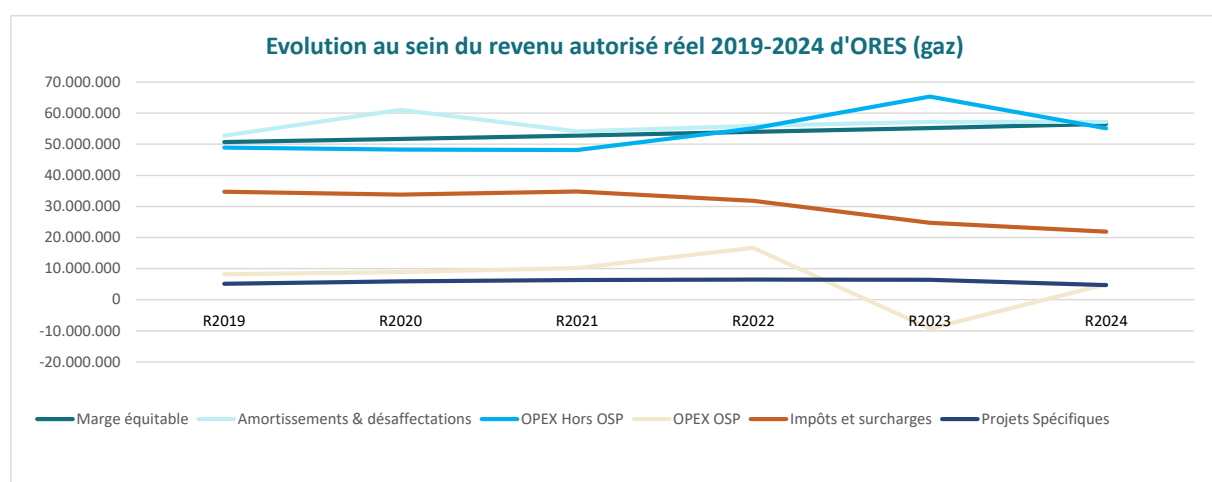
GRAPHIQUE 2 ÉVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ 2019-2024



Le revenu autorisé gaz d'ORES Assets s'élève au 31 décembre 2024 à **200.525.608€**. Ce revenu global **est stable** sur la période 2019-2024.

Les principales évolutions au sein du revenu global entre 2019 et 2024 sont :

GRAPHIQUE 3 ÉVOLUTION AU SEIN DU REVENU AUTORISÉ 2019-2024



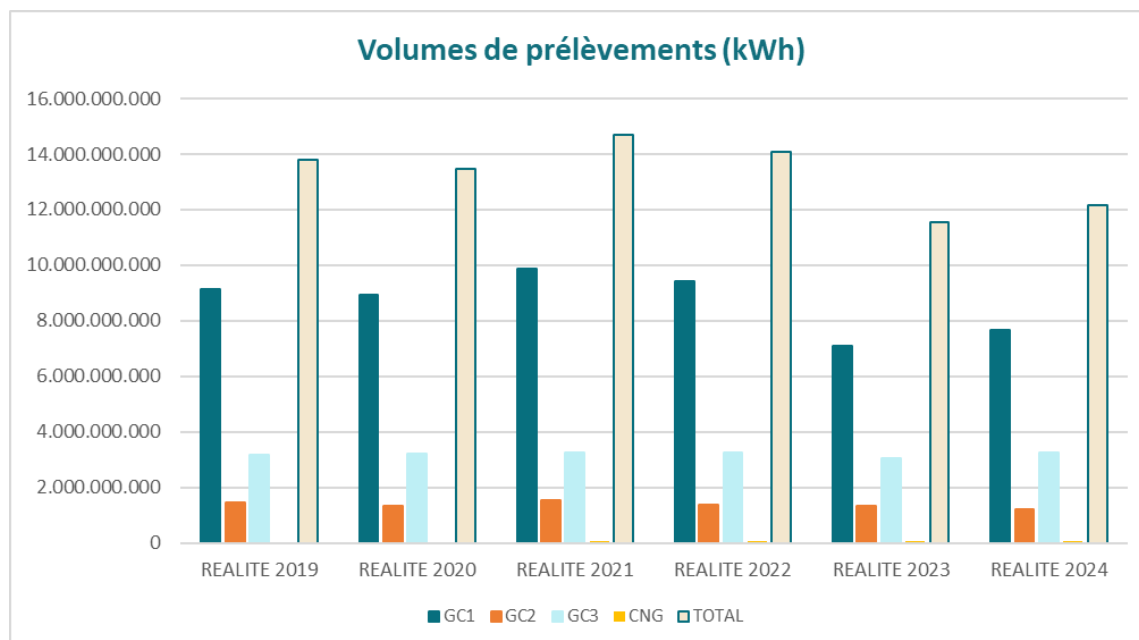
- La **marge équitable augmente de 2% chaque année** entre 2019 et 2024, soit **+5,8M€** sur la période. Cette évolution est corrélée avec l'évolution de la RAB, le pourcentage de rendement autorisé étant fixe depuis 2019.
- Les **charges d'amortissement et de désaffectation** augmentent de **4,4M€ (+8 %)** entre 2019 et 2024. Entre 2019 et 2020, l'augmentation est de +16 % et s'explique par les importantes désaffectations réalisées sur les logiciels IT. Entre 2020 et 2021, les charges d'amortissement et de désaffectation diminuent de -11 % puis augmentent de 3 % entre 2021 et 2022 et de 2 % entre 2022 et 2023. Ces charges sont stables entre 2023 et 2024.

- L'augmentation des **charges opérationnelles hors OSP** de **6,3M€ (+13 %)** entre 2019 et 2024. Entre 2019 et 2021, les charges opérationnelles hors OSP sont stables. Elles augmentent de 15 % entre 2021 et 2022, essentiellement en raison de la forte inflation des coûts durant l'année 2022 et continuent d'augmenter avec une hausse de 19 % entre 2022 et 2023. Entre 2023 et 2024, les charges opérationnelles hors OSP diminuent de -16% en raison de la comptabilisation d'un produit relatif à la réconciliation FeReSo.
- La diminution des **charges opérationnelles OSP** de **-3,2M€ (-39 %)** entre 2019 et 2024. Ces charges augmentent de +9 % entre 2019 et 2020 et de +14% entre 2020 et 2021, notamment en raison de l'augmentation de la clientèle sociale et des volumes y associés. L'augmentation est significative entre 2021 et 2022 (+64%) car la très forte hausse du prix du gaz durant l'année 2022 vient s'ajouter à l'augmentation de la clientèle sociale. Entre 2022 et 2023, les charges nettes opérationnelles OSP diminuent fortement (-155%). Le prix du gaz est redescendu par rapport aux niveaux atteints en 2022 et les produits relatifs à la vente de gaz à la clientèle propre du GRD sont en forte augmentation, en particulier les montants versés par la CREG afin de compenser le manque à gagner du GRD issus de la facturation des clients protégés fédéraux au tarif social. En 2024, ces charges retrouvent un niveau proche des valeurs d'avant la crise de 2022.
- La réduction des **impôts et surcharges** de **-12,8M€ (-37 %)** entre 2019 et 2024. Entre 2019 et 2021, les charges liées à l'impôt sont assez stables. Entre 2021 et 2022, cette charge fiscale diminue de -9 %. Une baisse plus marquée de -22 % est constatée entre 2022 et 2023, ORES ayant enregistré un malus globalement pour l'électricité et le gaz et bénéficiant d'un crédit d'impôt de 12,5M par suite de l'extourne d'une provision importante déjà taxée en 2022. En 2024, la charge fiscale est encore en diminution de 11% par rapport à 2023, le malus global pour l'électricité et le gaz étant important (-50,8M€).
- Le montant de l'enveloppe spécifique dédiée à la réalisation de projets (Switch et Promogaz) augmente au cours de la période régulatoire 2019-2023, passant de 5M€ en 2019 à 6,4M€ en 2023. Cette enveloppe diminue en 2024 passant à 4,7M€ (-27% par rapport à 2023) en raison de la fin du projet promogaz.

2. ÉVOLUTION DES VOLUMES DE PRELEVEMENT ENTRE 2019 ET 2024

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

GRAPHIQUE 4 ÉVOLUTION DES VOLUMES DE PRELEVEMENT 2019-2024



Légende :

GC1 = T1+T2+T3

GC2 = T4+T5

GC3 = T6

La forte augmentation du prix du gaz durant l'année 2022 a incité les URD à réduire leur consommation. Cette baisse des consommations est constatée sur l'année 2022 et se marque de manière encore plus significative en 2023. Les consommations repartent à la hausse en 2024.

Annexe II

Tarifs périodiques de distribution de gaz naturel				- Prélèvement -		ORES Assets		
Période de validité : du 01.01.2026 au 31.12.2026								
	Code EDIEL	T1	CLIENTS NON TELEMESURES		T4	CLIENTS TELEMESURES		CNG
			T2	T3		T5	T6	
			Consommation annuelle (kWh)					
		0 - 5 000	5 001 - 150 000	150 001 - 1 000 000	> 1 000 000	< 10 000 000	> 10 000 000	
I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution								
Capacité (EUR/kW/an)	G140					1,7479370	0,5064973	
Fixe (EUR/an)	G140	30,10	132,95	839,13	6.731,46	6.236,29	8.416,63	5.127,69
Proportionnel								
gaz acheminé par conduites (EUR/kWh)	G140	0,0302172	0,0117696	0,0073673	0,0016698	0,0008348	0,0001732	0,0055286
supplément pour gaz porté (EUR/kWh)	G140	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
II. Tarif pour les obligations de service public (EUR/kWh)								
	G145	0,0038412	0,0038411	0,0038412	0,0000000	0,0000000	0,0000000	
III. Tarif pour les surcharges								
Redevances de voirie (EUR/kWh)	G861	0,0019100	0,0019100	0,0015111	0,0006352	0,0005002	0,0001767	0,0009431
Impôt sur les sociétés (EUR/kWh)	G850	0,0024917	0,0013069	0,0007626	0,0002730	0,0001923	0,0000336	0,0000935
Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux (EUR/kWh)	G860	0,0000357	0,0000107	0,0000078	0,0000073	0,0000051	0,0000005	0,0000068
IV. Tarif pour les soldes régulateurs (EUR/kWh)								
	G410	0,0019706	0,0019706	0,0019706	0,0000954	0,0000985	0,0000493	0,0000000

Modalités d'application et de facturation :

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

Modalités d'affectation aux catégories tarifaires

- L'utilisateur **en relevé annuel** ou **équipé d'un compteur communicant ayant opté pour une fréquence de facturation annuelle** est affecté à une des catégories tarifaires T1 , T2, T3 ou T4 sur la base de sa consommation la plus récemment mesurée, extrapolée à un an au moyen du RLP¹ avec FCC² afin d'obtenir son EAV (Volume Annuel Estimé). La valeur de l'EAV n'est calculée que si l'historique des consommations couvre une période minimum de 330 jours pour un point occupé et 220 jours pour un point inoccupé.
Un nouvel utilisateur en relevé annuel sera affecté par défaut à la catégorie tarifaire qui correspond à son volume de consommation annuel attendu.
- L'utilisateur **en relevé mensuel** est affecté à une catégorie tarifaire T1 , T2, T3 ou T4 en janvier sur base de sa consommation mesurée durant l'année calendrier passée (extrapolation à un an en cas d'année incomplète) et reste d'application durant toute l'année calendrier concernée. Si l'on ne dispose pas d'historique de consommation où que celui-ci est inférieure à 90 jours, l'utilisateur en relevé mensuel sera affecté par défaut à la catégorie tarifaire T4. Il peut cependant se voir affecter à une autre catégorie tarifaire si 3 conditions sont remplies simultanément :

- o Le client (ou son fournisseur d'énergie) en fait préalablement la demande explicite,
- o La preuve est fournie que la consommation annuelle réelle ou attendue sera inférieure à 1 million de kWh
- o Le niveau de consommation est durable (plus d'un an).

La rectification a lieu avec effet rétroactif (pour l'année en cours)

- L'utilisateur **équipé d'un compteur communicant, et ayant opté pour une fréquence de facturation mensuelle** sera affecté aux catégories tarifaires T1, T2, T3 ou T4 lors du mois de janvier sur base de sa consommation la plus récemment mesurée extrapolée à un an et reste d'application durant toute l'année calendrier concernée. Si l'on ne dispose pas d'historique de consommation, l'utilisateur équipé d'un compteur communicant (facturation mensuelle) sera affecté à la catégorie T2 (par défaut). Il peut cependant se voir affecter à une autre catégorie tarifaire s'il en fait la demande explicite tout en fournissant la preuve de sa consommation annuelle. La rectification a lieu avec effet rétroactif (pour l'année en cours).
- L'utilisateur **en relevé horaire** est affecté à la catégorie tarifaire T5 ou T6 en janvier sur base de sa consommation réelle de l'année calendrier passée (extrapolée à un an d'après le profil du client en cas d'année incomplète) et reste d'application durant toute l'année calendrier concernée. Si l'on ne dispose pas d'historique de consommation ou que celui-ci est inférieure à 90 jours, l'utilisateur en relevé horaire sera affecté par défaut à la catégorie tarifaire T6. Il peut cependant se voir affecter à une autre catégorie tarifaire si 3 conditions sont remplies simultanément :
 - o Le client (ou son fournisseur d'énergie) en fait préalablement la demande explicite,
 - o La preuve est fournie que la consommation annuelle réelle ou attendue sera inférieure à 1 million de kWh
 - o Le nouveau niveau de consommation est durable (plus d'un an).
 La rectification a lieu avec effet rétroactif (pour l'année en cours)
- La catégorie tarifaire **CNG** est applicable uniquement aux stations-service qui commercialisent du gaz naturel comprimé (CNG) provenant du réseau de distribution, et ce, quel que soit leur volume de prélèvement sur le réseau de distribution

Modalités de facturation

Terme proportionnel

- Pour l'utilisateur **en relevé annuel** ou **équipé d'un compteur communicant ayant opté pour une fréquence de facturation annuelle**, la catégorie tarifaire facturée (T1, T2, T3 ou T4) sera déterminée sur base de sa consommation mesurée ou estimée convertie en consommation annuelle. Si, lors de la facturation, la catégorie tarifaire déterminée est différente de celle attribuée suite au relevé d'index précédent, la nouvelle catégorie tarifaire sera appliquée rétroactivement dès le début de la dernière période facturée. Pour l'application correcte des tarifs, les kWh mesurés ou estimés doivent être répartis sur les différentes périodes tarifaires sur base du RLP¹ avec FCC².
- Pour l'utilisateur **en relevé mensuel** ou **en relevé horaire** ou **équipé d'un compteur communicant ayant opté pour une fréquence de facturation mensuelle**, les kWh mesurés sont facturés mensuellement au tarif qui leur a été affecté pour l'année calendrier concernée. Un changement de catégorie tarifaire à la demande du client et répondant aux modalités reprises dans l'affectation à la catégorie tarifaire engendrera une rectification rétroactive pour l'année en cours.

Terme fixe

Pour l'ensemble des utilisateurs, le terme fixe est facturé au prorata du nombre de jours couverts par la période facturée.

Terme capacitaire

La facturation de la capacité est établie sur base de la puissance maximale des 12 derniers mois (y compris le mois de facturation).

¹ RLP = Real Load Profiles (EN) : il s'agit d'un profil de consommation horaire réel (RLP0 = Infeed – AMR) établi en vue de répartir dans le temps des consommations qui ne sont pas mesurées avec un pas de temps d'une heure.

² FCC = Facteur de correction climatique : facteur de multiplication dépendant du climat, qui peut varier par catégorie d'utilisateurs pour corriger les divers profils des influences du climat. l'objectif poursuivi par cette correction consiste en l'établissement d'un niveau de consommation annuel standard et indépendant des conditions climatiques, sur base duquel le profil de consommation futur de l'utilisateur de réseau pourra être déterminé.

Gaz naturel

Tarifs interruptibles

1.1. Définition et principes

A la demande du GRD, et pour répondre à des besoins ponctuels de besoin en capacité, certains utilisateurs de réseaux peuvent se voir proposer une option d'interruptibilité.

La conclusion de cette option d'interruption de la fourniture, à la demande du GRD et moyennant l'accord de l'utilisateur concerné, doit faire l'objet d'un avenant au contrat liant les parties.

Cette option consiste pour le GRD à détenir le droit d'obtenir une interruption des prélèvements pendant une période comprise entre le 15 novembre et le 15 mars de chaque période d'hiver, pour les utilisateurs de réseaux ayant accepté ladite option d'interruptibilité .

Durant chaque période d'hiver, la durée totale des interruptions ne peut toutefois pas excéder 35 jours et chaque interruption ne peut excéder 15 jours consécutifs.

Un délai minimum de 24 heures est prévu pour avertir l'utilisateur du réseau : moyen utilisé : e-mail, téléphone ou tout autre moyen prévu au niveau du contrat spécifique d'interruptibilité.

L'utilisateur du réseau s'engage à disposer de minimum 20 jours de réserve de combustibles.

1.2. Mode de détermination de la capacité interruptible

Le contrat d'un client interruptible mentionne les rubriques suivantes :

- la capacité **totale** de raccordement exprimée en m³ (n)/h **CRT** ;
- la capacité **fixe** de raccordement en m³ (n)/h **CRF** ;
- la capacité **interruptible** de raccordement en m³ (n)/h **CRI**.

1.3. Vérification de l'interruption réelle de l'acheminement de gaz

Lorsque l'interruption de prélèvement est demandée conformément aux dispositions prévues à cet effet, l'utilisateur de réseau doit mettre à disposition du GRD tout élément permettant de valider l'interruption effective des prélèvements, par exemple mettre à disposition du GRD les dataloggers présents chez ledit utilisateur de réseau de manière à confirmer la réalité de l'interruption de l'acheminement de gaz.

2. Description du tarif interruptible

2.1. Critères d'octroi

Les conditions d'octroi sont définies au niveau du contrat particulier d'interruptibilité.

Le principe général postule que le tarif ne peut être appliqué à un utilisateur du réseau, à la discrétion du GRD, moyennant accord de l'utilisateur concerné et le respect par celui-ci des conditions particulières.

2.1.1. Implantation dans le réseau de distribution

Pour être éligible à une demande d'interruptibilité de la part du GRD, l'utilisateur de réseau doit présenter un certain nombre de caractéristiques techniques, entre autres :

être alimenté par une portion de réseau pour laquelle le GRD observe des chutes de pression significatives.
disposer obligatoirement d'un compteur de type AMR.

2.2.2. Taille des prélèvements

De même, pour que la mesure d'interruptibilité puisse porter ses fruits, les prélèvements des utilisateurs éligibles à une demande d'interruptibilité de la part du GRD doivent représenter une consommation minimale annuelle de 10 GWh

2.3. Type de tarif appliqué

2.3.1. Description du tarif

En fonction de la remarque du paragraphe précédent, le tarif interruptible sera déterminé en appliquant un pourcentage d'abattement sur le tarif de base des tarifs existants T5 et T6 (concrètement, il s'agit pour le tarif T5 du terme fixe, du terme proportionnel et du terme capacitaire du tarif pour l'utilisation du réseau de distribution et pour le tarif T6 du terme fixe, du terme proportionnel et du terme capacitaire du tarif pour l'utilisation du réseau de distribution).

Le tarif interruptible est fixé de la manière suivante :

Tarif interruptible =

tarif pour l'utilisation du réseau de distribution $\times (0,6 + 0,4 \times (CR_F / CR_T))$

où **CR_F** = capacité **fixe** de raccordement en m³ (n)/h

et **CR_T** = capacité **totale** de raccordement exprimée en m³ (n)/h

Lorsque l'utilisateur du réseau est totalement interruptible (100 %), le tarif interruptible correspond à 60 % du tarif pour l'utilisation du réseau de distribution.

Pour mémoire, les tarifs Fluxys prévoient également un rapport de 60% entre les tarifs capacité interruptible / capacité fixe.

L'abattement ne se limite pas aux mois d'hiver mais s'applique aux 12 mois de l'année de facturation.

L'abattement se limite au tarif pour l'utilisation du réseau de distribution, les autres postes tarifaires tels que le tarif pour obligation de service public, le tarif pour les surcharges, le tarif pour les soldes régulateurs ne font pas l'objet d'une quelconque réduction et sortent du champ d'application de la mesure.

2.4. Modalités de facturation

Le client interruptible sera facturé pendant toute l'année suivant le tarif de base comme s'il n'y avait pas de réduction de facture pour interruptibilité.

Après clôture de l'année, une note de crédit sera établie en fonction de l'interruptibilité fixée contractuellement qu'il y ait eu réellement interruption ou non.

Annexe III

Tarifs périodiques de distribution de gaz naturel

- Prélèvement -

ORES Assets

Période de validité : du 01.01.2027 au 31.12.2027

	Code EDIEL	CLIENTS NON TELEMESURES				CLIENTS TELEMESURES		CNG	
		T1	T2	T3	T4	T5	T6		
		Consommation annuelle (kWh)							
		0 - 5 000	5 001 - 150 000	150 001 - 1 000 000	> 1 000 000	< 10 000 000	> 10 000 000		
I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution									
Capacité	(EUR/kW/an)	G140					1,8429440	0,5064973	
Fixe	(EUR/an)	G140	31,37	139,81	884,37	7.086,25	6.564,17	8.422,12	5.219,99
Proportionnel									
gaz acheminé par conduites	(EUR/kWh)	G140	0,0319720	0,0124022	0,0077421	0,0017633	0,0008810	0,0001726	0,0056281
supplément pour gaz porté	(EUR/kWh)	G140	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
II. Tarif pour les obligations de service public (EUR/kWh)									
		G145	0,0040488	0,0040489	0,0040489	0,0000000	0,0000000	0,0000000	
III.Tarif pour les surcharges									
Redevances de voirie	(EUR/kWh)	G861	0,0019100	0,0019100	0,0015111	0,0006352	0,0005002	0,0001767	0,0009601
Impôt sur les sociétés	(EUR/kWh)	G850	0,0026021	0,0013631	0,0007952	0,0002840	0,0002002	0,0000333	0,0000952
Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux	(EUR/kWh)	G860	0,0000367	0,0000110	0,0000080	0,0000074	0,0000052	0,0000004	0,0000069
IV. Tarif pour les soldes régulateurs (EUR/kWh)									
		G410	0,0020349	0,0020349	0,0020349	0,0000985	0,0001017	0,0000509	0,0000000

Modalités d'application et de facturation :

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

Modalités d'affectation aux catégories tarifaires

- L'utilisateur **en relevé annuel** ou **équipé d'un compteur communicant ayant opté pour une fréquence de facturation annuelle** est affecté à une des catégories tarifaires T1 , T2, T3 ou T4 sur la base de sa consommation la plus récemment mesurée, extrapolée à un an au moyen du RLP¹ avec FCC² afin d'obtenir son EAV (Volume Annuel Estimé). La valeur de l'EAV n'est calculée que si l'historique des consommations couvre une période minimum de 330 jours pour un point occupé et 220 jours pour un point inoccupé.
Un nouvel utilisateur en relevé annuel sera affecté par défaut à la catégorie tarifaire qui correspond à son volume de consommation annuel attendu.
- L'utilisateur **en relevé mensuel** est affecté à une catégorie tarifaire T1 , T2, T3 ou T4 en janvier sur base de sa consommation mesurée durant l'année calendrier passée (extrapolation à un an en cas d'année incomplète) et reste d'application durant toute l'année calendrier concernée. Si l'on ne dispose pas d'historique de consommation où que celui-ci est inférieure à 90 jours, l'utilisateur en relevé mensuel sera affecté par défaut à la catégorie tarifaire T4. Il peut cependant se voir affecter à une autre catégorie tarifaire si 3 conditions sont remplies simultanément :
 - o Le client (ou son fournisseur d'énergie) en fait préalablement la demande explicite,
 - o La preuve est fournie que la consommation annuelle réelle ou attendue sera inférieure à 1 million de kWh
 - o Le niveau de consommation est durable (plus d'un an).

La rectification a lieu avec effet rétroactif (pour l'année en cours)

- L'utilisateur **équipé d'un compteur communicant, et ayant opté pour une fréquence de facturation mensuelle** sera affecté aux catégories tarifaires T1, T2, T3 ou T4 lors du mois de janvier sur base de sa consommation la plus récemment mesurée extrapolée à un an et reste d'application durant toute l'année calendrier concernée. Si l'on ne dispose pas d'historique de consommation, l'utilisateur équipé d'un compteur communicant (facturation mensuelle) sera affecté à la catégorie T2 (par défaut). Il peut cependant se voir affecter à une autre catégorie tarifaire s'il en fait la demande explicite tout en fournissant la preuve de sa consommation annuelle. La rectification a lieu avec effet rétroactif (pour l'année en cours).
- L'utilisateur **en relevé horaire** est affecté à la catégorie tarifaire T5 ou T6 en janvier sur base de sa consommation réelle de l'année calendrier passée (extrapolée à un an d'après le profil du client en cas d'année incomplète) et reste d'application durant toute l'année calendrier concernée. Si l'on ne dispose pas d'historique de consommation ou que celui-ci est inférieure à 90 jours, l'utilisateur en relevé horaire sera affecté par défaut à la catégorie tarifaire T6. Il peut cependant se voir affecter à une autre catégorie tarifaire si 3 conditions sont remplies simultanément :
 - o Le client (ou son fournisseur d'énergie) en fait préalablement la demande explicite,
 - o La preuve est fournie que la consommation annuelle réelle ou attendue sera inférieure à 1 million de kWh
 - o Le nouveau niveau de consommation est durable (plus d'un an).La rectification a lieu avec effet rétroactif (pour l'année en cours)
- La catégorie tarifaire **CNG** est applicable uniquement aux stations-service qui commercialisent du gaz naturel comprimé (CNG) provenant du réseau de distribution, et ce, quel que soit leur volume de prélèvement sur le réseau de distribution

Modalités de facturation

Terme proportionnel

- Pour l'utilisateur **en relevé annuel** ou **équipé d'un compteur communicant ayant opté pour une fréquence de facturation annuelle**, la catégorie tarifaire facturée (T1, T2, T3 ou T4) sera déterminée sur base de sa consommation mesurée ou estimée convertie en consommation annuelle. Si, lors de la facturation, la catégorie tarifaire déterminée est différente de celle attribuée suite au relevé d'index précédent, la nouvelle catégorie tarifaire sera appliquée rétroactivement dès le début de la dernière période facturée. Pour l'application correcte des tarifs, les kWh mesurés ou estimés doivent être répartis sur les différentes périodes tarifaires sur base du RLP¹ avec FCC².
- Pour l'utilisateur **en relevé mensuel** ou **en relevé horaire ou équipé d'un compteur communicant ayant opté pour une fréquence de facturation mensuelle**, les kWh mesurés sont facturés mensuellement au tarif qui leur a été affecté pour l'année calendrier concernée. Un changement de catégorie tarifaire à la demande du client et répondant aux modalités reprises dans l'affectation à la catégorie tarifaire engendrera une rectification rétroactive pour l'année en cours.

Terme fixe

Pour l'ensemble des utilisateurs, le terme fixe est facturé au prorata du nombre de jours couverts par la période facturée.

Terme capacitaire

La facturation de la capacité est établie sur base de la puissance maximale des 12 derniers mois (y compris le mois de facturation).

¹ RLP = Real Load Profiles (EN) : il s'agit d'un profil de consommation horaire réel (RLP0 = Infeed – AMR) établi en vue de répartir dans le temps des consommations qui ne sont pas mesurées avec un pas de temps d'une heure.

² FCC = Facteur de correction climatique : facteur de multiplication dépendant du climat, qui peut varier par catégorie d'utilisateurs pour corriger les divers profils des influences du climat. l'objectif poursuivi par cette correction consiste en l'établissement d'un niveau de consommation annuel standard et indépendant des conditions climatiques, sur base duquel le profil de consommation futur de l'utilisateur de réseau pourra être déterminé.

Gaz naturel

Tarifs interruptibles

1.1. Définition et principes

A la demande du GRD, et pour répondre à des besoins ponctuels de besoin en capacité, certains utilisateurs de réseaux peuvent se voir proposer une option d'interruptibilité.

La conclusion de cette option d'interruption de la fourniture, à la demande du GRD et moyennant l'accord de l'utilisateur concerné, doit faire l'objet d'un avenant au contrat liant les parties.

Cette option consiste pour le GRD à détenir le droit d'obtenir une interruption des prélèvements pendant une période comprise entre le 15 novembre et le 15 mars de chaque période d'hiver, pour les utilisateurs de réseaux ayant accepté ladite option d'interruptibilité .

Durant chaque période d'hiver, la durée totale des interruptions ne peut toutefois pas excéder 35 jours et chaque interruption ne peut excéder 15 jours consécutifs.

Un délai minimum de 24 heures est prévu pour avertir l'utilisateur du réseau : moyen utilisé : e-mail, téléphone ou tout autre moyen prévu au niveau du contrat spécifique d'interruptibilité.

L'utilisateur du réseau s'engage à disposer de minimum 20 jours de réserve de combustibles.

1.2. Mode de détermination de la capacité interruptible

Le contrat d'un client interruptible mentionne les rubriques suivantes :

- la capacité **totale** de raccordement exprimée en $m^3 (n)/h$ **CRT** ;
- la capacité **fixe** de raccordement en $m^3 (n)/h$ **CRF** ;
- la capacité **interruptible** de raccordement en $m^3 (n)/h$ **CRI**.

1.3. Vérification de l'interruption réelle de l'acheminement de gaz

Lorsque l'interruption de prélèvement est demandée conformément aux dispositions prévues à cet effet, l'utilisateur de réseau doit mettre à disposition du GRD tout élément permettant de valider l'interruption effective des prélèvements, par exemple mettre à disposition du GRD les dataloggers présents chez ledit utilisateur de réseau de manière à confirmer la réalité de l'interruption de l'acheminement de gaz.

2. Description du tarif interruptible

2.1. Critères d'octroi

Les conditions d'octroi sont définies au niveau du contrat particulier d'interruptibilité.

Le principe général postule que le tarif ne peut être appliqué à un utilisateur du réseau, à la discrétion du GRD, moyennant accord de l'utilisateur concerné et le respect par celui-ci des conditions particulières.

2.1.1. Implantation dans le réseau de distribution

Pour être éligible à une demande d'interruptibilité de la part du GRD, l'utilisateur de réseau doit présenter un certain nombre de caractéristiques techniques, entre autres :

être alimenté par une portion de réseau pour laquelle le GRD observe des chutes de pression significatives.
disposer obligatoirement d'un compteur de type AMR.

2.2.2. Taille des prélèvements

De même, pour que la mesure d'interruptibilité puisse porter ses fruits, les prélèvements des utilisateurs éligibles à une demande d'interruptibilité de la part du GRD doivent représenter une consommation minimale annuelle de 10 GWh

2.3. Type de tarif appliqué

2.3.1. Description du tarif

En fonction de la remarque du paragraphe précédent, le tarif interruptible sera déterminé en appliquant un pourcentage d'abattement sur le tarif de base des tarifs existants T5 et T6 (concrètement, il s'agit pour le tarif T5 du terme fixe, du terme proportionnel et du terme capacitaire du tarif pour l'utilisation du réseau de distribution et pour le tarif T6 du terme fixe, du terme proportionnel et du terme capacitaire du tarif pour l'utilisation du réseau de distribution).

Le tarif interruptible est fixé de la manière suivante :

Tarif interruptible =

tarif pour l'utilisation du réseau de distribution $\times (0,6 + 0,4 \times (CR_F / CR_T))$

où **CR_F** = capacité **fixe** de raccordement en m³ (n)/h

et **CR_T** = capacité **totale** de raccordement exprimée en m³ (n)/h

Lorsque l'utilisateur du réseau est totalement interruptible (100 %), le tarif interruptible correspond à 60 % du tarif pour l'utilisation du réseau de distribution.

Pour mémoire, les tarifs Fluxys prévoient également un rapport de 60% entre les tarifs capacité interruptible / capacité fixe.

L'abattement ne se limite pas aux mois d'hiver mais s'applique aux 12 mois de l'année de facturation.

L'abattement se limite au tarif pour l'utilisation du réseau de distribution, les autres postes tarifaires tels que le tarif pour obligation de service public, le tarif pour les surcharges, le tarif pour les soldes régulateurs ne font pas l'objet d'une quelconque réduction et sortent du champ d'application de la mesure.

2.4. Modalités de facturation

Le client interruptible sera facturé pendant toute l'année suivant le tarif de base comme s'il n'y avait pas de réduction de facture pour interruptibilité.

Après clôture de l'année, une note de crédit sera établie en fonction de l'interruptibilité fixée contractuellement qu'il y ait eu réellement interruption ou non.