

Date du document : 05/09/2024

DÉCISION

CD-24i05-CWaPE-0960

SOLDES RAPPORTES PAR REW CONCERNANT L'EXERCICE D'EXPLOITATION 2019

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 de l'article 104 de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période 2019-2023

Table des matières

1.	BASE LEGALE.....	4
1.1.	<i>Dispositions législatives applicables pour la détermination des soldes réglementaires relatifs à l'année 2019.....</i>	4
1.2.	<i>Méthodologie tarifaire applicable pour la détermination des soldes réglementaires relatifs à l'année 2019.....</i>	4
2.	HISTORIQUE DE LA PROCEDURE.....	5
3.	RESERVES.....	6
3.1.	<i>Réserve générale.....</i>	6
4.	CONTROLE DES MONTANTS RAPPORTES.....	7
5.	ÉCART GLOBAL ENTRE REVENU AUTORISE BUDGETE ET REEL 2019.....	8
5.1.	<i>Rectification d'une erreur matérielle.....</i>	8
5.2.	<i>Écart global.....</i>	8
6.	BONUS/MALUS.....	10
6.1.	<i>Détail du bonus/malus relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables.....</i>	11
6.1.1.	Détail du bonus/malus relatif aux CNC _{autres}	11
6.1.2.	Détail du bonus/malus relatif aux charges nettes contrôlables OSP (CNF _{OSP} et CNV _{OSP}).....	12
6.1.3.	Détail du bonus/malus relatif aux CNI.....	13
6.2.	<i>Détail du bonus/malus relatif aux charges nettes opérationnelles non contrôlables.....</i>	14
6.2.1.	Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat d'électricité destinée à couvrir les pertes en réseau électrique.....	14
6.2.2.	Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat d'électricité pour la clientèle propre.....	15
6.2.3.	Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat des certificats verts.....	15
6.2.4.	Détail du bonus/malus relatif aux indemnités versées aux fournisseurs en cas de retard de placement des compteurs à budget.....	15
7.	RESULTAT ANNUEL.....	15
8.	SOLDES REGULATOIRES.....	19
8.1.	<i>Détail du solde réglementaire relatif aux produits issus des tarifs périodiques (SR_{volume}).....</i>	20
8.2.	<i>Détail du solde réglementaire relatif aux charges opérationnelles non contrôlables.....</i>	20
8.2.1.	Détail du solde réglementaire relatif aux charges opérationnelles non-contrôlables & solde réglementaire relatif aux produits opérationnels non-contrôlables (SRC _{non contrôlables} et SRP _{non contrôlables}).....	20
8.2.2.	Détail du solde réglementaire relatif à la charge d'achat d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau électriques (SR _{achat pertes}).....	22
8.2.3.	Détail du solde réglementaire relatif à la charge d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre (SR _{achat clientèle}).....	23
8.2.4.	Détail du solde réglementaire relatif à la charge d'achat des certificats verts (SR _{achat CV}).....	23
8.2.5.	Détail du solde relatif aux indemnités versées aux fournisseurs commerciaux en cas de retard de placement des compteurs à budget (SR _{indemnité placement CàB}).....	23
8.3.	<i>Détail du solde relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables variables relatives aux obligations de service public (SR_{volume OSP}).....</i>	23
8.4.	<i>Détail du solde relatif à la marge bénéficiaire équitable (SR_{MBE}).....</i>	24
9.	SOLDES REGULATOIRES ANTERIEURS ET AFFECTATION.....	27
10.	DECISION.....	27
10.1.	<i>Approbation des soldes réglementaires.....</i>	27
10.2.	<i>Affectation des soldes réglementaires.....</i>	28
11.	VOIES DE RECOURS.....	28
12.	ANNEXES.....	29

Index des graphiques

Graphique 1	Malus – année 2019	10
Graphique 2	Bonus relatifs aux charges nettes fixes et variables OSP – année 2019.....	13
Graphique 3	Réconciliation des résultats tarifaire et comptable – année 2019.....	16
Graphique 4	Composition du résultat tarifaire – année 2019	16
Graphique 5	Résultats comptables par nature – année 2019.....	18
Graphique 6	Solde régulateur – année 2019.....	19
Graphique 7	Évolution des prélèvements – année 2019	20
Graphique 8	Détail solde régulateur SRC <small>non contrôlables</small> & SRP <small>non contrôlables</small> – année 2019	21
Graphique 9	Pourcentage de pertes en réseau – budget versus réalité 2019.....	22
Graphique 10	Détail de l'écart relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables variables des obligations de service public – année 2019.....	24
Graphique 11	Évolution de la Base d'Actifs Régulés réelle de l'année 2019	25
Graphique 12	Détail des investissements et interventions clients - réseau	26

Index des tableaux

Tableau 1	Récapitulatif des soldes régulateurs et bonus/malus	9
Tableau 2	Charges contrôlables hors Obligations de service public	11
Tableau 3	Détail des charges contrôlables hors obligations de service public	11
Tableau 4	Produits d'exploitation	12
Tableau 5	Détail du bonus/malus relatif aux CNI.....	14
Tableau 6	Détail de la marge bénéficiaire équitable	17
Tableau 7	Résultat, dividendes et payout ratio – année 2019.....	18
Tableau 8	Base d'actifs régulés budgétée et réalité – année 2019.....	26

1. BASE LEGALE

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

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

Il ressort des articles 4, § 2, 14°, et 7, § 1^{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 réglementaires 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 réglementaires relatifs à l'année 2019

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

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

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

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

2. HISTORIQUE DE LA PROCEDURE

1. En date du 16 janvier 2020, la CWaPE a adressé un courrier aux gestionnaires de réseau de distribution relatif d'une part à la valeur des paramètres définissant le couloir de prix d'achat d'électricité pour la couverture des pertes et pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution, et, d'autre part au modèle de rapport ex post 2019 ainsi qu'au calendrier de contrôle.
2. En date du 27 janvier 2020, la CWaPE a adressé un courriel aux gestionnaires de réseau de distribution relatif à la valeur des prix minimum et maximum d'achat des certificats verts de l'année 2019.
3. En juin 2020, la CWaPE et REW ont convenu d'un calendrier adapté de procédure pour le contrôle des rapports ex-post 2019.
4. En date du 31 août 2020, la CWaPE a reçu le rapport tarifaire électricité *ex-post* de REW portant sur l'exercice d'exploitation 2019.
5. 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 convenu, la CWaPE a adressé cette demande au gestionnaire de réseau en date du 2 décembre 2020.
6. Le REW a transmis ses réponses et informations complémentaires le 16 décembre 2020 et le 4 février 2021, dont une mise à jour du rapport.
7. La CWaPE a adressé quelques questions complémentaires sur ce dernier envoi le 15 avril 2021.
8. Le 24 juin 2021, une téléconférence a été tenue pour échanger sur divers sujets, dont les ex post. Une question abordée ce jour-là, l'absence de possibilité réglementaire de transférer des budgets inutilisés vers un autre poste sans changer le montant total du revenu autorisé, a été confirmée par courriel le 2 juillet 2021. Il a été convenu de traiter simultanément les dossiers ex post 2019 et 2020, ainsi que d'une adaptation du calendrier de remise des ex post 2020.
9. Le 6 octobre 2021, la CWaPE a constaté par courriel que le calendrier n'avait pu être tenu. Un nouveau calendrier a été convenu.
10. Le 14 juin 2022, le REW a envoyé le rapport d'ex post 2020 et le 15 juillet le rapport d'ex post 2021. Il a été prévu de traiter les trois dossiers au même moment.
11. Le 16 novembre 2022, REW a envoyé un erratum des ex post 2019, 2020 et 2021.
12. 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 de l'article 104 de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période 2019-2023, sur **le calcul du solde régulateur électricité de l'année 2019** établi sur base du rapport tarifaire *ex-post* déposé le 16 novembre 2022 par REW.

3. Réserves

3.1. Réserve générale

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

S'il devait s'avérer que, ultérieurement, les données reprises dans ces documents nécessitent une adaptation, notamment lors de la validation des plans d'adaptation, 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 du REW, 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 16 novembre 2022 et portant sur l'exercice d'exploitation 2019, la CWaPE a contrôlé le calcul des écarts entre le budget et la réalité rapportés par le gestionnaire de réseau de distribution. Ce contrôle a été réalisé conformément à l'article 8, § 2, (rendu applicable au contrôle *ex post* par l'article 106) et aux articles 106 à 117 de la méthodologie tarifaire.

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

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

Dans le cadre de ses contrôles, CWaPE a vérifié notamment que les activités exercées au cours de l'année d'exploitation par le gestionnaire de réseau de distribution ont été classées selon leur nature en activité régulée, activité non régulée ou activité 'autre' (hors GRD). Les activités non régulées sont constituées de l'activité Éclairage Public non OSP soit les constructions d'éclairage public, les festivités (éclairages de Noël...) et les achats d'énergie pour éclairage public.

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 2019, le Commissaire du gestionnaire de réseau a également fourni un rapport spécifique relatif aux investissements et mises hors services ainsi qu'un rapport spécifique relatif aux clés de répartition appliquées par le gestionnaire de réseau pour la ventilation de ses charges et produits et des postes du bilan entre les activités régulées et non régulées du gestionnaire de réseau de distribution.

5. ÉCART GLOBAL ENTRE REVENU AUTORISÉ BUDGETÉ ET REEL 2019

5.1. Rectification d'une erreur matérielle

Suite à une erreur matérielle dans la prise en compte de l'affectation du solde régulateur de 710 855,10 € fixé dans le revenu autorisé, seuls 709 223,56 € ont été effectivement affectés au cours de l'année. Pour rectifier cette erreur sans créer de nouveau solde régulateur, la CWaPE affectera la différence, soit 1 631,54€, au solde régulateur de l'année 2022. Cette opération se veut neutre tant sur les soldes que sur le bonus.

5.2. Écart global

Le revenu autorisé budgété pour l'année 2019 approuvé par la CWaPE le 28 juin 2018 s'élève à 10 129 882 €. L'écart entre le revenu autorisé budgété et réel de l'année 2019 s'élève à -165 207 € auquel il faut ajouter l'écart provenant des produits issus des tarifs périodiques de distribution qui s'élève à -31 243 €.

L'écart global entre le revenu autorisé budgété et réel de l'année 2019 s'élève dès lors à -196 450 € (soit 2% du revenu autorisé budgété) et se compose d'un **passif régulateur (dette tarifaire) de 104 520 €** et d'un **malus de -302 602 €** qui sont détaillés aux points 6 et 8 de la présente décision. Le tableau ci-dessous détaille ces montants.

TABLEAU 1 RECAPITULATIF DES SOLDES REGULATOIRES ET BONUS/MALUS

	BUDGET 2019	RÉALITÉ 2019	ÉCART	SOLDE RÉGULATOIRE	BONUS/MALUS
Charges nettes contrôlables	5 294 665,90	5 601 946,14	-307 280,24	-4 678,74	-302 601,50
Charges nettes contrôlables hors OSP	4 510 165,26	4 949 013,74	-438 848,47		-438 848,47
Charges nettes contrôlables OSP	784 500,63	652 932,40	131 568,23	-4 678,74	136 246,97
Charges et produits non-contrôlables	1 655 155,09	1 440 920,57	214 234,52	214 234,52	0,00
Hors OSP	1 495 764,87	1 305 219,09	190 545,78	190 545,78	0,00
OSP	159 390,22	135 701,48	23 688,74	23 688,74	0,00
Charges nettes relatives aux projets spécifiques	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Marge équitable	2 469 205,97	2 542 999,18	-73 793,22	-73 793,22	
Hors OSP	2 458 828,28	2 536 024,74	-77 196,46	-77 196,46	
OSP	10 377,69	6 974,45	3 403,24	3 403,24	
Quote-part des soldes régulatoires années précédentes	710 855,10	709 223,56	1 631,54		
Sous-Total	10 129 882,06	10 295 089,45	-165 207,39	135 762,57	-302 601,50
Chiffre d'affaires (signe négatif)					
Chiffre d'affaires - Tarif OSP	-954 268,54	-938 708,20	-15 560,34	-15 560,34	
Chiffre d'affaires - Redevance de voirie	-381 448,92	-376 633,71	-4 815,21	-4 815,21	
Chiffre d'affaires - Tarif impôt des sociétés	-739 552,31	-729 969,48	-9 582,83	-9 582,83	
Chiffre d'affaires - Autres impôts et surcharges	-11 663,56	-11 605,69	-57,87	-57,87	
Chiffre d'affaires - Tarif soldes régulatoires	-710 855,10	-709 081,43	-1 773,67	-1 773,67	
Chiffre d'affaires - Dépassement forfait d'énergie réactive	0,00	-19 621,47	19 621,47	19 621,47	
Chiffre d'affaires - Tarif injection	-11 819,80	-13 885,76	2 065,96	2 065,96	
Chiffre d'affaires - Tarif périodique de distribution	-7 320 273,83	-6 590 052,37	-21 140,03	-21 140,03	
Sous-Total	-10 129 882,06	-9 389 558,11	-31 242,52	-31 242,52	
TOTAL	0,00	905 531,34	-196 449,91	104 520,05	-302 601,50

Légende : signe négatif = créance tarifaire ou malus ; signe positif = dette tarifaire ou bonus

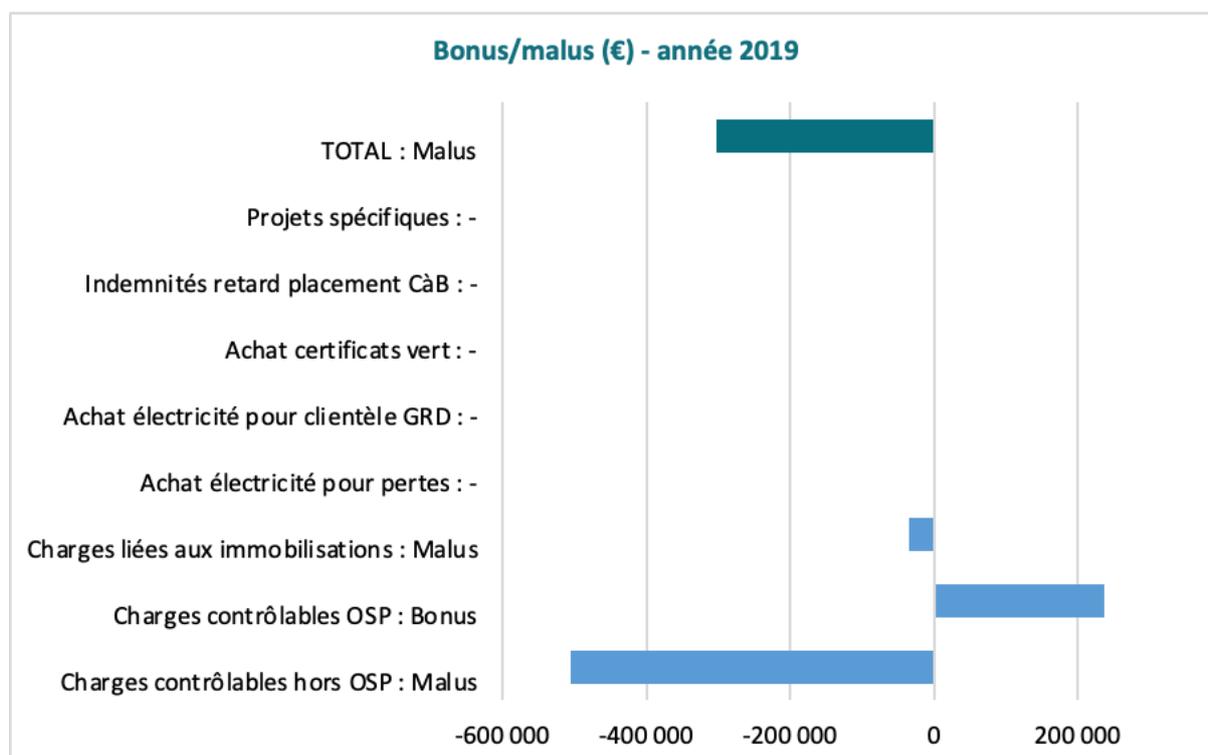
6. BONUS/MALUS

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

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

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

GRAPHIQUE 1 MALUS – ANNEE 2019



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

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

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

Avec :

- CNC_{autres} = charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes relatives aux obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations ;
- CNF_{OSP} = charges nettes fixes relatives aux obligations de service public
- CNV_{OSP} = charges nettes variables relatives aux obligations de service public ;
- CNI = charges nettes liées aux immobilisations déduction faite des charges nettes liées aux immobilisations prises en compte dans les projets spécifiques (CPS).

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

Le malus sur les charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes relatives aux obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations (CNC_{autres}) s'élève à -505 323€. Cela signifie que les CNC_{autres} réelles sont **28% supérieures** aux CNC_{autres} budgétées de l'année 2019.

TABLEAU 2 CHARGES CONTROLABLES HORS OBLIGATIONS DE SERVICE PUBLIC

Intitulé	BUDGET 2019	RÉALITÉ 2019	MALUS	
Charges contrôlables hors OSP	1 800 693,65	2 306 016,38	-505 322,73	28%

Le tableau suivant décompose ce montant en ses principales rubriques.

TABLEAU 3 DETAIL DES CHARGES CONTROLABLES HORS OBLIGATIONS DE SERVICE PUBLIC

Intitulé	RÉALITÉ 2019
Approvisionnements et marchandises	308 456,80
Services et biens divers	1 601 085,29
Rémunérations, charges sociales et pensions	1 813 972,83
Autres charges d'exploitation	188 875,34
Produits d'exploitation	-561 351,21
Activation des coûts (signe négatif)	-1 009 703,27
Dotations et reprises de provision	-32 513,37
Charges financières hors intérêts sur les financements	4 409,91
Produits financiers (signe négatif)	-7 215,95
TOTAL des charges nettes contrôlables hors OSP	2 306 016,38

Le malus de l'année 2019 provient particulièrement de travaux immobilisés, notamment pour le nouveau bâtiment, dont l'impact s'est fait ressentir tant dans les approvisionnements, les services & biens ou les rémunérations. Le REW a réalisé un malus individuel sur quasiment tous les postes sous-jacents, ce qui pourrait trahir un souci de calibration du revenu initial.

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

Les coûts de personnel (rémunérations, charges sociales, pension) ont diminué de 15% en 2019 par rapport à 2018 mais sont supérieurs aux coûts budgétés. Cette variation correspond à des fluctuations dans le personnel.

6.1.1.2. 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 écart de 239 K€ au niveau des produits d'exploitation.

TABLEAU 4 PRODUITS D'EXPLOITATION

Intitulé	BUDGET 2019	RÉALITÉ 2019	DIFFÉRENCE
Produits d'exploitation	-322 215,86	-561 351,21	239 135,35
Produits issus des tarifs non périodiques (signe négatif)	0,00	-38 373,28	38 373,28
Autres produits d'exploitation (signe négatif)	-322 215,86	-522 977,94	200 762,08

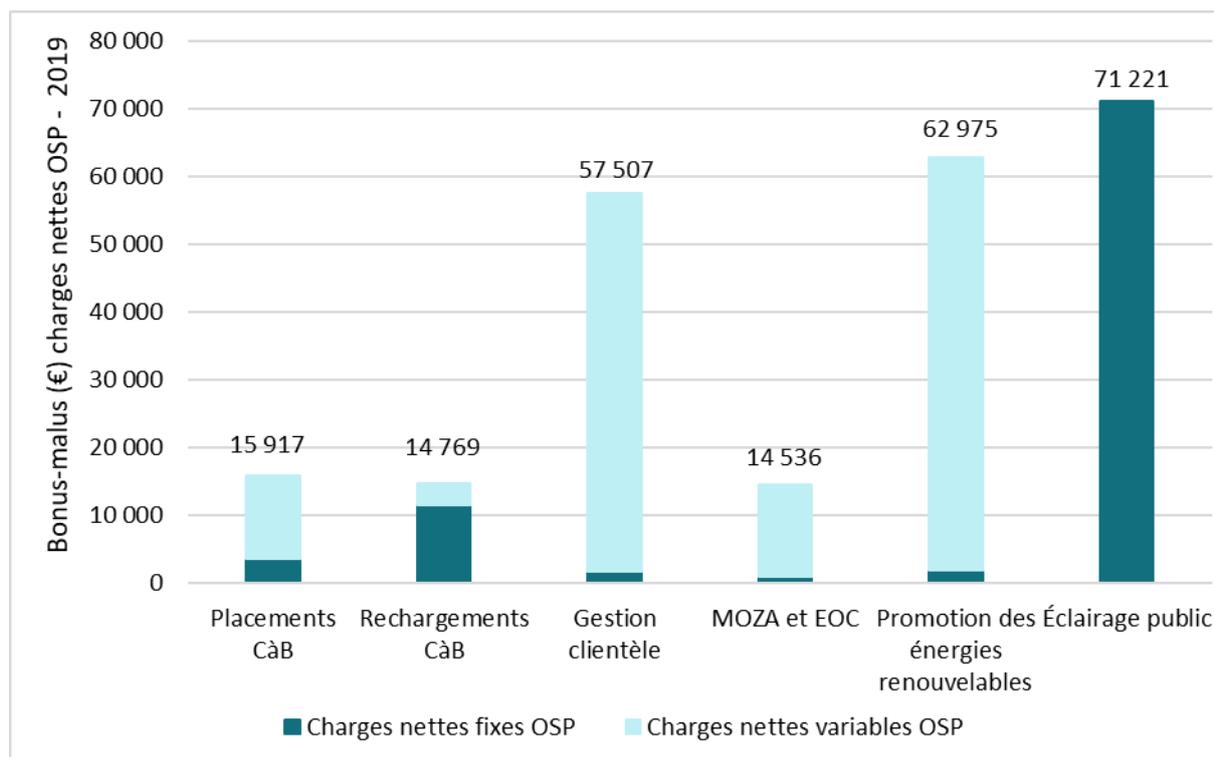
En ce qui concerne les produits issus des tarifs non périodiques, l'écart s'explique par les produits qui n'étaient pas budgétés.

Au niveau des produits d'exploitation, les produits réels sont 200 K€ supérieurs aux produits budgétés. Cet écart provient essentiellement de la difficulté de budgéter avec précision des facturations des dégâts aux installations, des facturations des études d'orientation et de détail, divers loyers perçus ou diverses redevances perçues de la part de tiers.

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

Le bonus de l'année 2019 relatif aux charges nettes contrôlables OSP (fixes et variables) hors charges d'amortissement s'élève à **236 925 €**. Il peut être décomposé selon les six catégories d'OSP : placement de compteur à budget (CàB), rechargement CàB, gestion clientèle, déménagements problématiques (MOZA) et fins de contrat (EOC), promotion des énergies renouvelables, éclairage public. Charges d'amortissement incluses, ce bonus se réduit à **136 247 €**.

GRAPHIQUE 2 Bonus relatifs aux charges nettes fixes et variables OSP – année 2019



Légende : montant positif = bonus ; montant négatif = malus

Dans son budget 2019 relatif aux charges nettes contrôlables OSP, REW avait budgété 70% de ses charges comme étant fixes, les 30% restant étant variables. En réalité, il s'est avéré que cette proportion était de 58% de fixes pour 42% de variables.

Pour les charges fixes, l'éclairage public s'est avéré moins cher que budgété, tant pour l'entretien curatif normal (131 k€ au lieu de 188 k€) que pour le dimming (111 k€ au lieu de 125 k€)

Au niveau des charges nettes variables OSP, le coût unitaire variable de toutes les prestations a été surestimé dans le budget, ce qui entraîne la création de bonus. Le volume des prestations sur les dossiers Quali watt s'est aussi avéré moins élevé que budgété.

6.1.3. Détail du bonus/malus relatif aux CNI

Le malus de l'année 2019 relatif aux charges nettes relatives aux immobilisations s'élève à -34 203 € et se compose d'un bonus sur les CNI hors OSP de 66 474 € et d'un malus sur les CNI OSP de 100 678 €.

TABLEAU 5 DETAIL DU BONUS/MALUS RELATIF AUX CNI

	BUDGET	RÉALITÉ 2019	ÉCART
Charges d'amortissement des actifs régulés	2 709 472	2 642 997	66 474
Charges d'amortissement/désaffectations relatives aux plus-values iRAB et indexation historique	0	0	0
Subsides en capital portés en compte de résultats (signe négatif)	0	0	0
Dotations et reprises de réduction de valeurs sur les actifs régulés	0	0	0
Plus-value sur la réalisation des actifs régulés (signe négatif)	0	0	0
Moins-values sur la réalisation des actifs régulés	0	0	0
Charges nettes liées aux immobilisations hors OSP	2 709 472	2 642 997	66 474
Gestion des compteurs à budget	55 248	56 189	-942
Gestion des rechargements des compteurs à budget	0	14 730	-14 730
Gestion de la clientèle	0	34 594	-34 594
Déménagements problématiques (MOZA) & fins de contrats (EOC)	0	12 063	-12 063
Charges nettes liées à la promotion des énergies renouvelables	0	1 420	-1 420
Éclairage public	0	36 930	-36 930
Charges nettes liées aux immobilisations OSP	55 248	155 925	-100 678
TOTAL	2 764 719	2 798 923	-34 203

Le bonus sur les charges d'amortissement provient essentiellement des investissements hors réseau (bâtiment, matériel administratif, ...), tandis que les investissements réseau et en fibre optique réduisent ce bonus.

Les investissements réseau ont diminué d'environ 5% entre 2018 et 2019 et sont 6% supérieurs aux investissements budgétés. Les investissements réalisés ont principalement porté sur des investissements de remplacement (77% des investissements bruts au lieu de 51% budgétés). Hors réseau, l'investissement majeur était le nouveau bâtiment administratif du REW.

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

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

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

Le prix d'achat réel d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau électriques de l'année 2019 étant situé à l'intérieur du couloir de prix autorisé, **il n'y a pas de bonus ou de malus**. L'écart est intégralement à charge des utilisateurs de réseau.

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

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

Le prix d'achat réel d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre en 2019 étant situé à l'intérieur du couloir de prix autorisé, **il n'y a pas de bonus ou de malus**. L'écart est intégralement à charge des utilisateurs de réseau.

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

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

Le prix d'achat réel des certificats verts de l'année 2019 étant situé à l'intérieur du couloir de prix autorisé, **il n'y a pas de bonus ou de malus**. L'écart est intégralement à charge des utilisateurs de réseau.

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

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

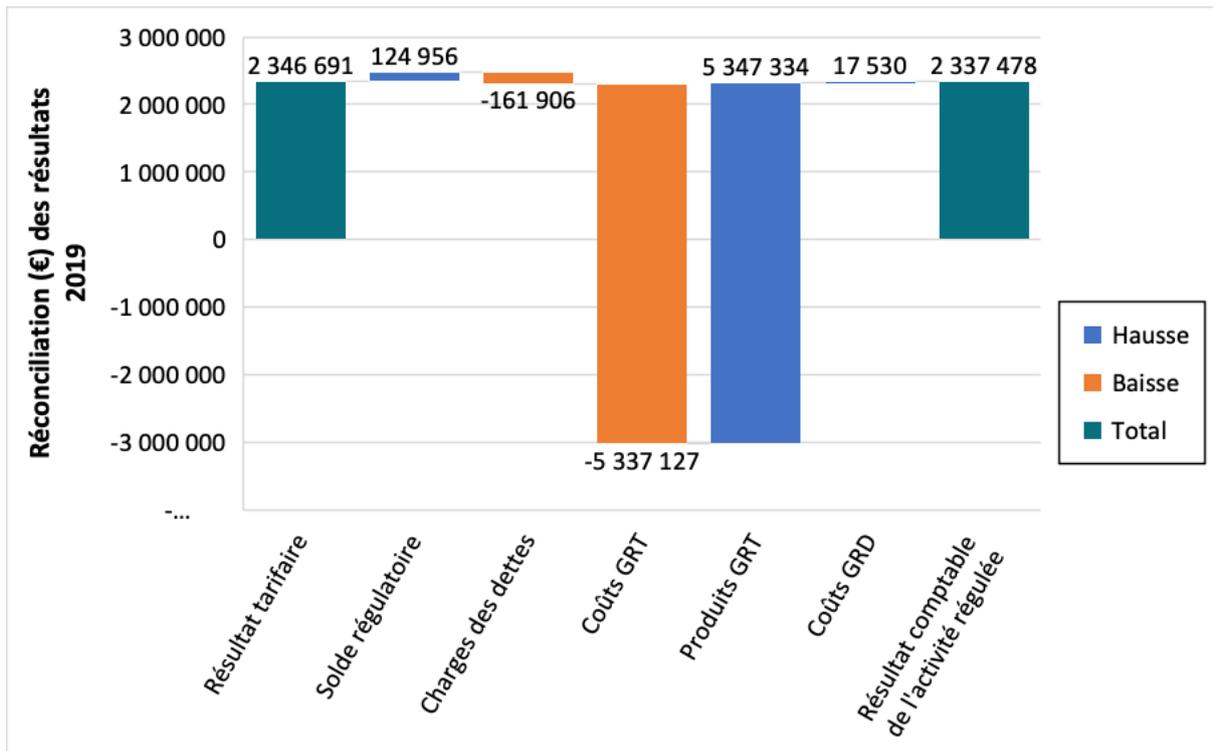
Il est à noter que, conformément aux dispositions de l'Arrêté du Gouvernement wallon du 19 juillet 2018 modifiant l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché de l'électricité, modifiant l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatif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

En 2019, le GRD n'a dès lors versé aucune indemnité aux fournisseurs pour retard de placement des compteurs à budget.

7. RESULTAT ANNUEL

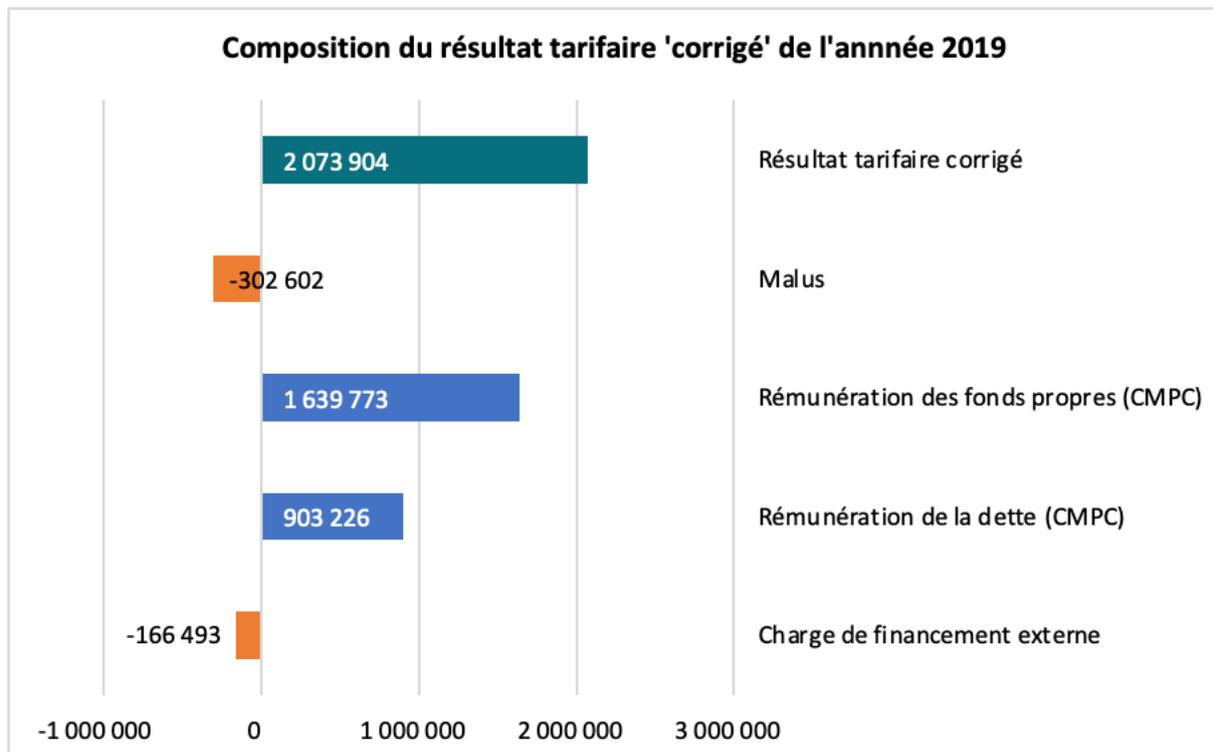
Pour l'année 2019, le résultat tarifaire, c'est-à-dire la différence entre les produits et les charges de l'activité régulée déterminés selon la méthodologie tarifaire 2019-2023, s'élève à **2 346 691,40 €**. Le résultat comptable, calculé pour l'activité régulée du gestionnaire de réseau, s'élève à **2 337 477,87 €**. L'écart entre ces deux montants est ventilé dans le graphique ci-dessous. Outre la comptabilisation de soldes réglementaires antérieurs et la prise en compte de la charge de la dette, l'écart entre le résultat tarifaire et comptable du REW s'explique par la comptabilisation des charges et produits de transport et des charges résiduelles de transit entre GRD.

GRAPHIQUE 3 RECONCILIATION DES RESULTATS TARIFAIRE ET COMPTABLE – ANNEE 2019



Le résultat tarifaire corrigé de l'année est notamment composé de la **marge bénéficiaire équitable** (voir section 8), du bonus (ou malus) du gestionnaire de réseau et de la charge de financement externe.

GRAPHIQUE 4 COMPOSITION DU RESULTAT TARIFAIRE – ANNEE 2019



La marge bénéficiaire équitable constitue la rémunération du capital investi dans la base d'actifs régulés selon la méthode du coût moyen pondéré du capital (CMPC), telle que définie dans la méthodologie tarifaire. Elle s'élève à **2 542 998 €** au 31 décembre 2019, détaillés dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 6 DETAIL DE LA MARGE BENEFICIAIRE EQUITABLE

Année 2019	
Coût des fonds propres (CMPC)	1 639 773,80
Coût des dettes (CMPC)	903 226,60
Marge bénéficiaire équitable	2 542 998,40

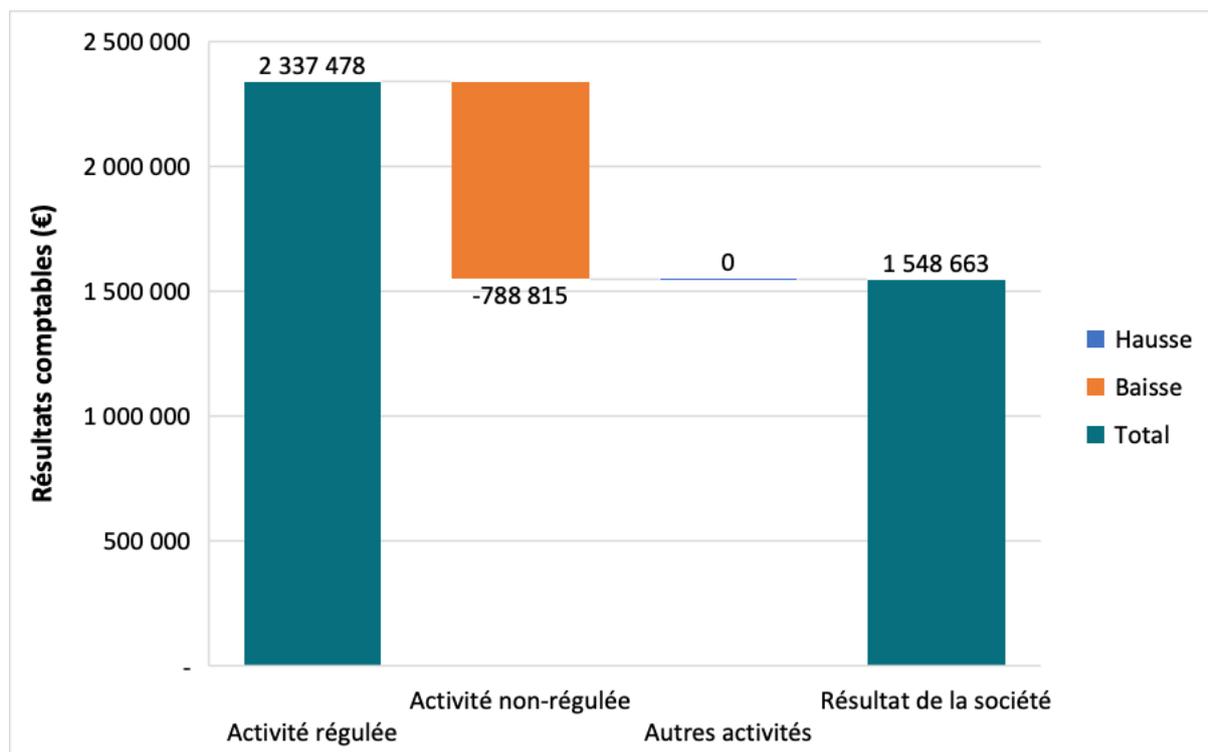
Le capital investi est constitué tant des fonds propres que des financements externes du gestionnaire de réseau de distribution. Pour l'année 2019, les financements externes effectifs (charges financières réelles) ont coûté **166 493 €** au gestionnaire de réseau. Par différence, il reste un montant de **2 376 506 €** disponible pour la rémunération des fonds propres de l'activité régulée.

Le montant moyen des fonds propres régulés pour l'année 2019 s'élève à **64 156 301 €¹**. Dès lors, **le taux de rendement des fonds propres** du gestionnaire de réseau pour l'année 2019 s'élève à **3,7%** selon les règles de la méthodologie tarifaire 2019-2023. Ce taux de rendement augmente en cas de bonus sur la partie contrôlable de l'activité du gestionnaire de réseau ou, au contraire, diminue en cas de malus. Dans le cas présent, le gestionnaire de réseau a généré un malus de -302 602 €, ce qui porte **le taux de rendement réel des fonds propres** régulés à **3,2%**.

Le résultat comptable de l'activité régulée, distribution d'électricité, du REW s'élève à **2 337 477,87 €**. Les activités non-régulées du gestionnaire de réseau ont généré une perte de **-788 815 €**. Le REW ne dispose d'aucun **autre secteur d'activité** (activité 'autre' (hors GRD)). Il n'y a donc pas de résultat y relatif. Le résultat total à affecter du REW s'élève à **1 548 663 €**. Le graphique suivant illustre ces résultats.

¹ Les fonds propres incluent le capital souscrit, les plus-values de réévaluation et les réserves.

GRAPHIQUE 5 RESULTATS COMPTABLES PAR NATURE – ANNEE 2019



Le REW a décidé de verser un montant fixe de dividendes à hauteur de **1 040 000 €** et d'affecter le solde du résultat (33%) aux réserves. Le *payout ratio* en 2019 s'élève par conséquent à **67%**.

TABLEAU 7 RESULTAT, DIVIDENDES ET PAYOUT RATIO – ANNEE 2019

Année 2019	
Résultat de l'activité régulée	2 337 477,87
Résultat de l'activité non-régulée	-788 815,27
Résultat des autres activités	-
Résultat global de la société	1 548 662,60
Prélèvements sur les réserves	-
Dividendes versés	1 040 000,00
Payout ratio	67,2%

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.

8. SOLDES REGULATOIRES

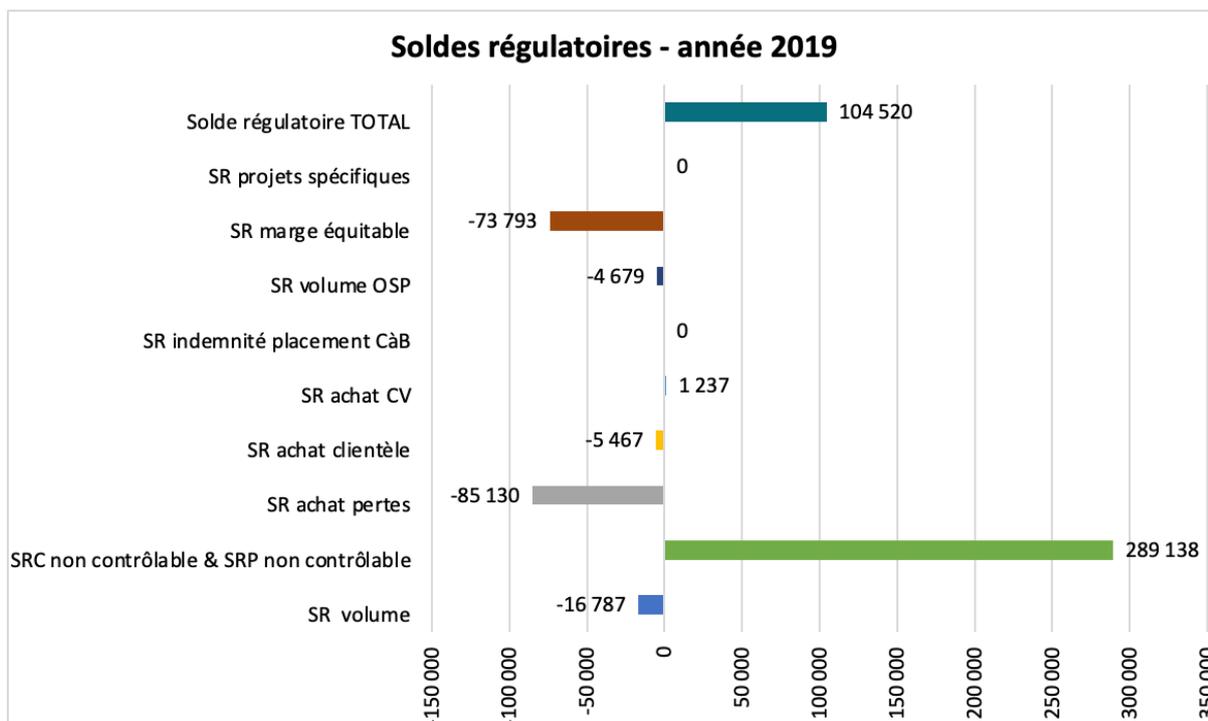
L'article 118 de la méthodologie tarifaire 2019-2023 détermine, pour chaque année de la période régulatoire, le solde régulatoire annuel total de distribution électricité selon la formule suivante :

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

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

Le solde régulatoire annuel total de **104 520 €** est un **passif régulatoire (dette tarifaire)** à l'égard des utilisateurs de réseau dans leur ensemble.

GRAPHIQUE 6 SOLDE REGULATOIRE – ANNEE 2019



Nota bene :

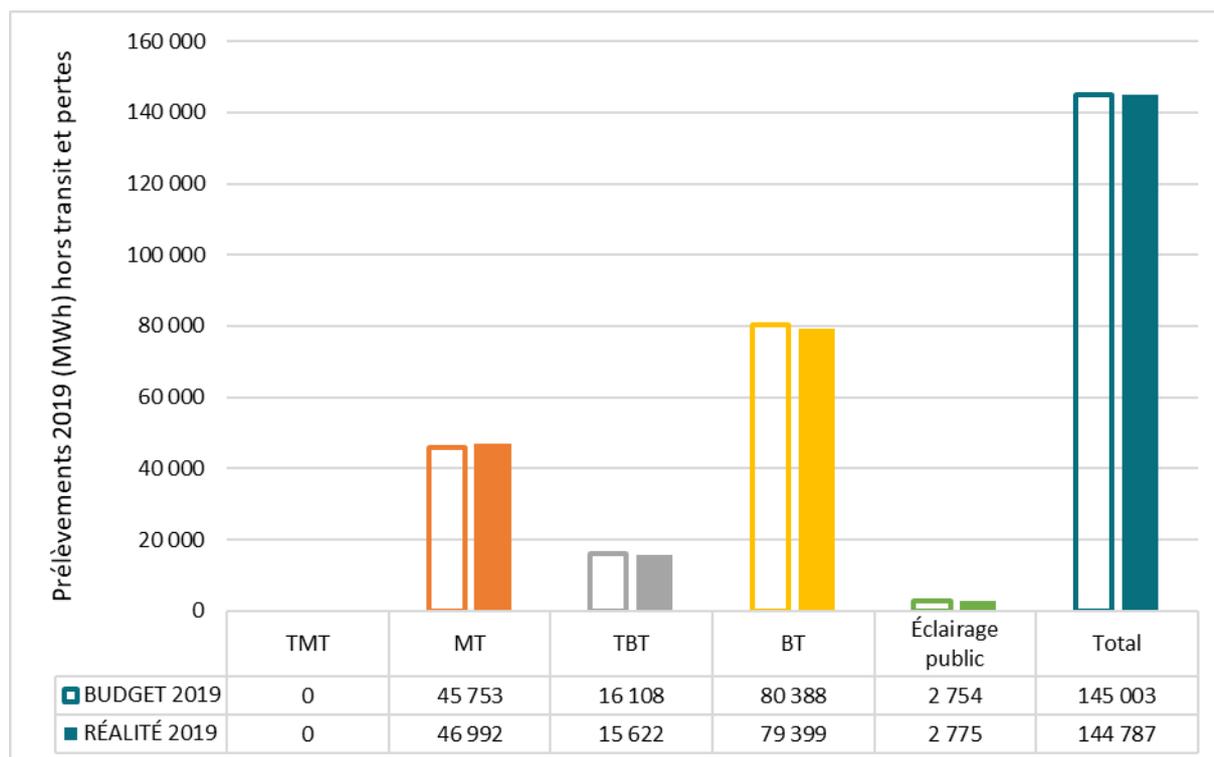
- solde régulatoire positif = passif régulatoire = dette tarifaire
- solde régulatoire négatif = actif régulatoire = créance tarifaire

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

Le solde régulateur relatif aux **produits issus des tarifs périodiques** de distribution (SR_{volume}) est défini à l'article 105 de la méthodologie tarifaire 2019-2023. En 2019, ce solde régulateur est un actif régulateur (créance tarifaire) qui s'élève à **16 787 €**.

Le graphique ci-dessous montre les différences entre prélèvements budgétés et réels par niveau de tension pour l'exercice. L'annexe I présente la diminution des volumes prélevés observée au fil des ans, en particulier en basse tension.

GRAPHIQUE 7 ÉVOLUTION DES PRELEVEMENTS – ANNEE 2019



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 relatif à l'impôt des sociétés, à la redevance de voirie et aux autres impôts et surcharges (voir point 8.2.1).

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

8.2.1. Détail du solde régulateur relatif aux charges opérationnelles non contrôlables & solde régulateur relatif aux produits opérationnels non contrôlables (SRC_{non contrôlables} et SRP_{non contrôlables})

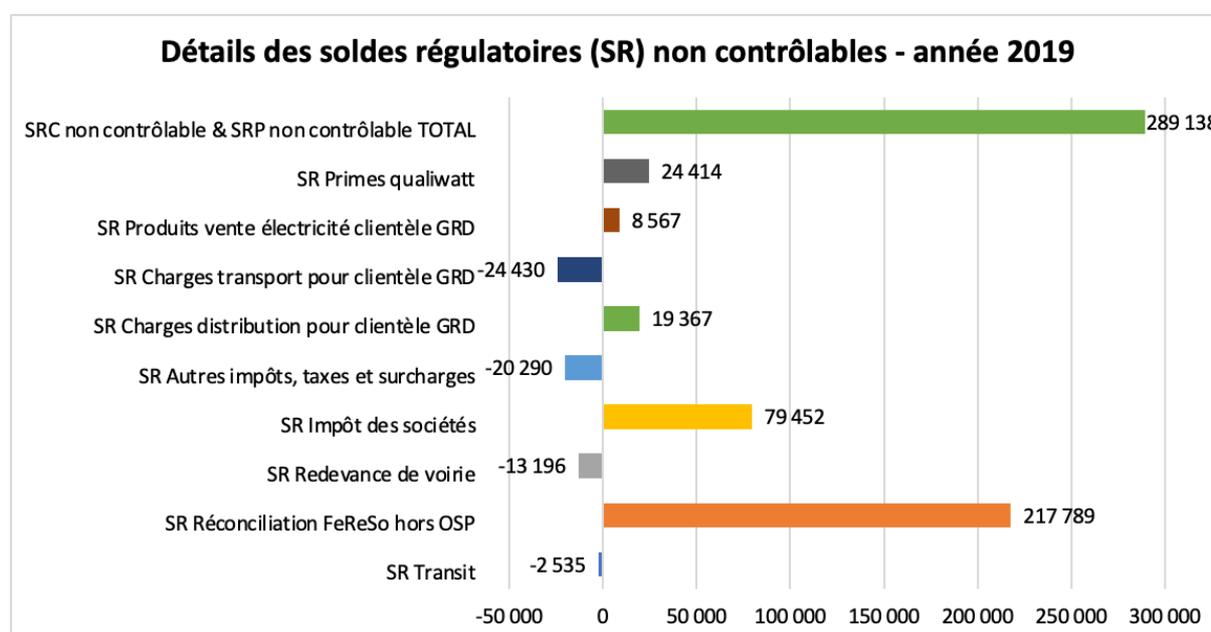
Le solde régulateur relatif aux **charges opérationnelles non contrôlables** (SRC_{non contrôlables}), à l'exception des soldes relatifs à l'achat d'électricité destinée à la couverture des pertes et à l'alimentation de la clientèle propre, aux achats de certificats verts et aux indemnités de retard de

placement de compteur à budget (CàB), est défini à l'article 106 de la méthodologie tarifaire. En 2019, ce solde régulateur est un actif régulateur (créance tarifaire) qui s'élève à **280 571 €**.

Le solde régulateur relatif aux **produits opérationnels non-contrôlables (SRP_{non-contrôlables})** est défini à l'article 112 de la méthodologie tarifaire. En 2019, ce solde est un passif régulateur (dette tarifaire) qui s'élève à **8 567 €** et qui provient essentiellement des produits issus de la vente d'électricité à la clientèle du GRD. Les volumes de ventes réels sont 4% inférieurs aux volumes de vente budgétés et le prix de vente moyen réel est 13% supérieur au prix de vente moyen budgété. Les prix de vente ont particulièrement augmenté au cours du 1^{er} trimestre de l'année 2019.

La somme de ces deux soldes régulateurs est un actif régulateur (créance tarifaire) qui s'élève à **289 138 € dont le détail est repris dans le graphique ci-dessous :**

GRAPHIQUE 8 DETAIL SOLDE REGULATOIRE SRC NON CONTROLABLES & SRP NON CONTROLABLES – ANNEE 2019



En 2019, le solde régulateur relatif aux **charges opérationnelles non-contrôlables** se compose notamment :

- d'un passif régulateur (dette tarifaire) de **79 452 €** sur les charges liées à l'impôt des sociétés qui résulte du fait que le bénéfice réel de l'année 2019 est inférieur au bénéfice budgété ;
- d'un actif régulateur (créance tarifaire) de **2 535 €** sur les charges et produits issus du transit. Dans la proposition de revenus autorisés, les charges et produits issus du transit incluaient la facturation du tarif de transport entre GRD. Dans la réalité, les GRD wallons se sont accordés pour ne plus facturer le tarif de transport péréquaté entre eux. Par conséquent, il en résulte un solde régulateur équivalent aux coûts de transport entre REW et ses GRD voisins ;
- d'un actif régulateur (créance tarifaire) de **24 430 €** sur les charges de transport pour la clientèle GRD provenant d'une surestimation des coûts de transport à sa clientèle ;
- d'un passif régulateur (dette tarifaire) de **19 367 €** sur les charges de distribution pour la clientèle GRD provenant d'une sous-estimation des coûts de distribution à sa clientèle ;

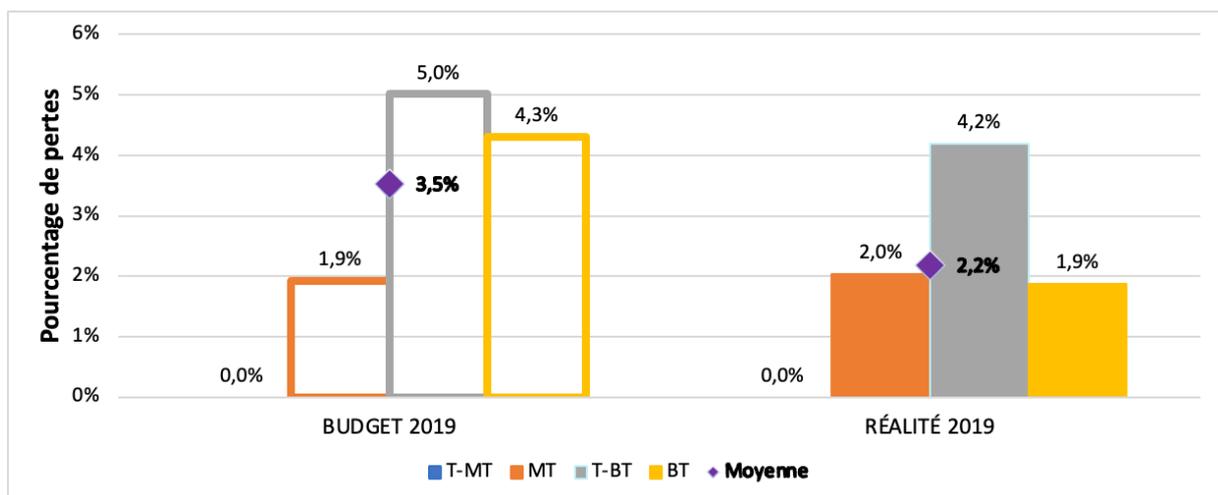
- d'un passif régulateur (dette tarifaire) de **24 414 €** sur les primes Quali watt. Ce passif provient à la fois d'une surestimation importante du nombre de primes à payer budgétées car, au moment de l'élaboration de la proposition de revenu autorisé, le REW ne pouvait pas savoir que le système de soutien Quali watt serait arrêté en juin 2019 et également d'une surestimation du montant des primes. Le montant unitaire réel des primes versées en 2019 est très inférieur au montant unitaire budgété en raison notamment de l'augmentation des prix de l'électricité au cours du premier trimestre de l'année 2019 ;
- d'un passif régulateur (dette tarifaire) de **217 789 €** sur les charges et produits issus de la réconciliation FeReSo. Dans la proposition de revenus autorisés 2019-2023, le REW avait budgété une charge de réconciliation nulle par principe. En réalité, en 2019, REW a comptabilisé un produit de réconciliation, ce qui explique que le solde soit une dette tarifaire (trop perçu).

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

L'écart relatif à la **charge d'achat d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau électriques (SR_{achat pertes})** est défini à l'article 107, § 2, de la méthodologie tarifaire. Le prix d'achat réel d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau de l'année 2019 étant situé à l'intérieur du couloir de prix autorisés, l'écart est intégralement à charge des utilisateurs de réseau.

Cet écart constitue un actif régulateur qui s'élève à **-85 130 €**. Il se compose d'une part d'un **effet coût (-105 215 €)**, qui reflète que le prix d'achat réel d'électricité pour la couverture des pertes est supérieur au prix d'achat budgété de 32%, et, d'autre part, d'un **effet volume (+20 085 €)** puisque les volumes réels de pertes en réseau de l'année 2019 sont 6% inférieurs aux volumes budgétés.

GRAPHIQUE 9 POURCENTAGE DE PERTES EN RESEAU – BUDGET VERSUS REALITE 2019



Avant réconciliation, les pertes en réseau ont représenté en moyenne 2,2% de l'électricité totale distribuée sur le réseau (transit et éclairage public inclus), notamment grâce à la densité du réseau du REW. Les pertes relatives au niveau BT ont représenté 46% des pertes pour 56% des prélèvements (hors transit et éclairage public) en volume. Les pertes en MT ont représenté 30% des pertes pour 33% du volume prélevé, tandis que les pertes en T-BT ont représenté 24% des pertes pour 11% du volume prélevé sur le réseau. Pour mémoire, les pertes estimées pour le niveau BT sont déduites de l'écart

entre les volumes estimés entrant sur le réseau « infeed » et les volumes estimés distribués sur le réseau déduction faite des pertes attribuées aux niveaux TMT, MT et T-BT.

8.2.3. Détail du solde régulateur relatif à la charge d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre (SR_{achat clientèle})

L'écart relatif à la **charge d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre (SR_{achat clientèle})** est défini à l'article 108, §2, de la méthodologie tarifaire. Le prix d'achat réel d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre en 2019 étant situé à l'intérieur du couloir de prix autorisé, l'écart est intégralement à charge des utilisateurs de réseau.

Cet écart constitue un actif régulateur qui s'élève à **-5 467 €**. Il se compose d'une part d'un **effet coût (-9 726 €)**, qui découle de ce que le prix d'achat réel de l'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre est supérieur de 34% au prix d'achat budgété, et, d'autre part, d'un **effet volume (+4 259 €)** traduisant que les volumes réels d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre de l'année sont 13% inférieurs aux volumes budgétés.

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

L'écart relatif aux **charges d'achat des certificats (SR_{achat CV})** est défini à l'article 110, § 2, de la méthodologie tarifaire. Le prix d'achat réel des certificats verts l'année 2019 étant situé à l'intérieur du couloir de prix autorisé, l'écart est intégralement supporté par les utilisateurs de réseau.

Cet écart constitue un passif régulateur qui s'élève à **1 237 €**. Il se compose d'une part d'un **effet coût nul** et, d'autre part, d'un **effet volume (1 237 €)**. Le prix d'achat réel des certificats verts est identique au prix d'achat budgété et le nombre de certificats verts achetés en 2019 est 13% inférieur au nombre budgété.

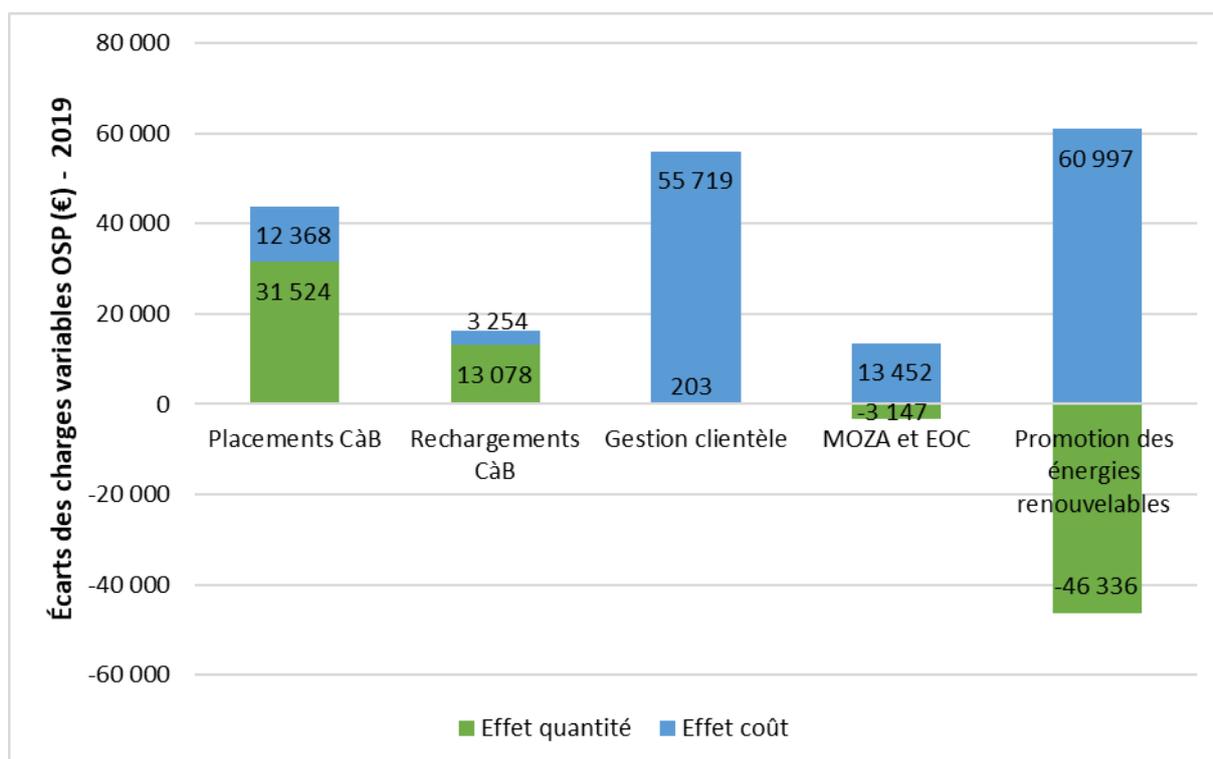
8.2.5. Détail du solde relatif aux indemnités versées aux fournisseurs commerciaux en cas de retard de placement des compteurs à budget (SR_{indemnité placement C&B})

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

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

L'écart relatif aux **charges nettes opérationnelles contrôlables variables relatives aux obligations de service public (SR_{volume OSP})** est défini à l'article 114, §§ 1 et 2, de la méthodologie tarifaire. Cet écart se compose d'une part d'un **effet coût**, constituant un bonus, de **136 247 €** (cf. point 6.1.2 ci-dessus) et, d'autre part, d'un **effet quantité**, constituant un solde régulateur, pour un montant de **-4 679 €**, c'est-à-dire une créance tarifaire envers les utilisateurs de réseau.

GRAPHIQUE 10 DETAIL DE L'ECART RELATIF AUX CHARGES NETTES OPERATIONNELLES CONTROLABLES VARIABLES DES OBLIGATIONS DE SERVICE PUBLIC – ANNEE 2019



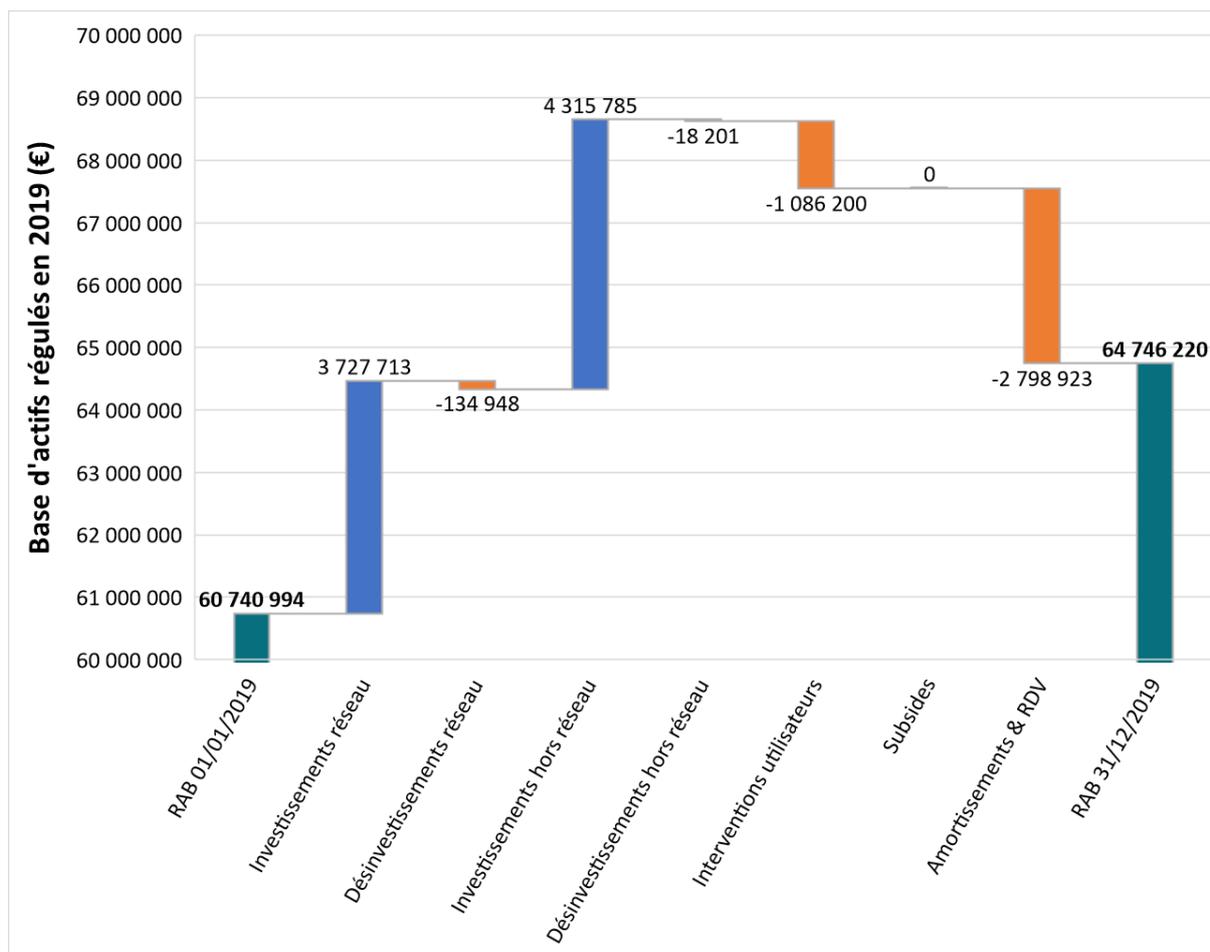
Ce solde régulateur est constitué de plusieurs passifs régulateurs sur les charges nettes contrôlables variables (31 524 € relatifs à la gestion des compteurs à budget, 13 078 € relatifs au chargement des compteurs à budget et 203 € relatifs à la gestion de la clientèle) ainsi que de deux actifs régulateurs (-3 147 € relatifs aux fins de contrats problématiques et -46 336 € relatifs à la promotion des énergies renouvelables). Au niveau des compteurs à budget, le nombre réel de clients concernés est inférieur au nombre budgété, ce qui explique la création d'un passif régulateur. Au niveau de la promotion des énergies renouvelables, le nombre de demandes réelles est trois fois plus élevé que budgété, ce qui génère une créance tarifaire par effet volume. Des coûts unitaires moindres qu'estimés ont généré un bonus tant pour la gestion de clientèle que pour la promotion des énergies renouvelables.

8.4. Détail du solde relatif à la marge bénéficiaire équitable (SR_{MBE})

Une légère erreur de calcul de la base d'actifs régulés (RAB) figure dans le rapport ex post 2019 mais a été rectifiée dans le rapport ex post 2021. La différence entre les deux revient à surestimer de 19,42 € la RAB pour l'année 2019. Parce que l'impact est minime tant en valeur absolue qu'en valeur relative, et en vue d'éviter des rectifications potentiellement complexes impactant plusieurs exercices en cascade, la CWaPE a préféré maintenir les valeurs du rapport ex post 2019 jusqu'à la rectification ultérieure. Lorsque la présente analyse se basera sur la valeur corrigée, l'auteur le mentionnera.

La valeur corrigée de la Base d'Actifs Régulés (RAB) s'élève à **60 740 994 €** au 1^{er} janvier 2019 et à **64 746 220 €** au 31 décembre 2019. La valeur moyenne de la RAB corrigée de l'année 2019 calculée conformément à l'article 24 de la méthodologie, s'élève à **62 743 607,09 €**.

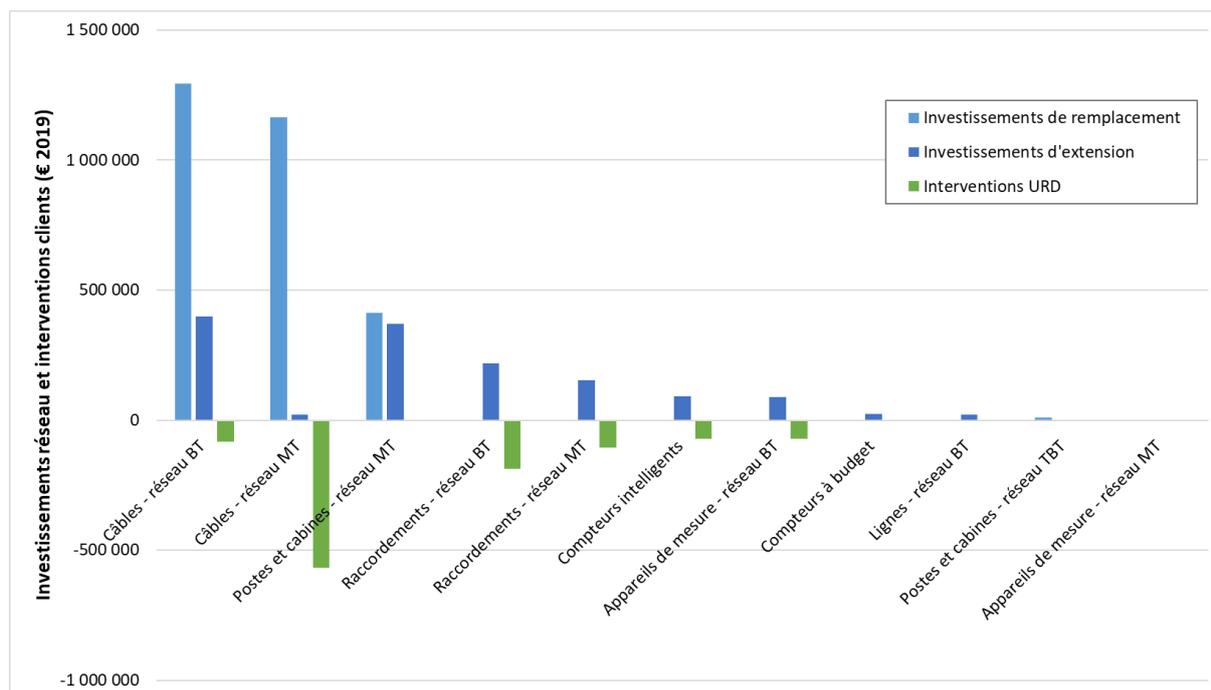
GRAPHIQUE 11 ÉVOLUTION DE LA BASE D'ACTIFS RÉGULÉS RÉELLE DE L'ANNÉE 2019



Comme indiqué au point 6.1.3 de la présente décision, les investissements réseau de l'année 2019 sont supérieurs aux investissements budgétés. Ces investissements, ainsi que les interventions tiers² y afférentes, sont répartis selon le graphique ci-dessous.

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

GRAPHIQUE 12 DÉTAIL DES INVESTISSEMENTS ET INTERVENTIONS CLIENTS - RÉSEAU



Le pourcentage de rendement autorisé calculé conformément à l'article 31 de la méthodologie tarifaire 2019-2023 est fixé *ex ante* pour la période 2019 à 2023, et n'est pas revu *ex post*. En tenant compte de la réserve formulée ci-dessus sur la base d'actifs régulés, ce taux de 4,053 % a été correctement appliqué à la base d'actifs régulés moyenne de 62 743 626,52 € soumise dans le rapport ex post 2019. Le montant total de la marge équitable s'élève à **2 542 999,18 €** pour l'année 2019 (cf. point 7 de la présente décision).

Le solde régulateur relatif à la marge bénéficiaire équitable est défini à l'article 115 de la méthodologie tarifaire. Pour l'année 2019, il s'élève à **-73 793,22 €** et constitue une créance tarifaire à l'égard des utilisateurs du réseau. Il s'explique presque exclusivement par l'écart entre la Base d'Actifs Régulés moyenne budgétée par rapport à la Base d'Actifs Régulés moyenne réelle. Cet écart est le résultat des variations suivantes :

TABLEAU 8 BASE D'ACTIFS REGULES BUDGETEE ET REALITE – ANNEE 2019

Libellé	BUDGET	RÉALITÉ	ÉCART
RAB 01/01/2019	60 679 037,73	60 741 013,39	61 975,66
Investissements réseau	3 524 685,32	3 727 712,94	203 027,62
Désinvestissement réseau	0,00	- 134 948,05	- 134 948,05
Investissement hors réseau	373 130,16	4 315 785,49	3 942 655,33
Désinvestissement hors réseau	0,00	- 18 201,26	- 18 201,26
Intervention utilisateurs	-645 509,50	- 1 086 200,10	- 440 690,60
Subsides	0,00	0,00	0,00
Amortissements & reprises de valeur	-2 764 630,01	- 2 798 922,77	- 34 292,75
RAB 31/12/2019	61 166 713,69	64 746 239,64	3 579 525,95
RAB moyenne	60 922 875,71	62 743 626,52	1 820 750,81

- La valeur réelle de la Base d'Actifs Régulés au 01/01/2019 est supérieure à la valeur budgétée ;
- Les investissements réseau réels de l'année 2019 sont supérieurs à ceux budgétés ;
- Les investissements hors réseau réels de l'année 2019 sont nettement supérieurs à ceux budgétés ;
- Les désinvestissements réseau et hors réseau réels de l'année 2019 sont inférieurs à ceux budgétés ;
- Les interventions clients réelles de l'année 2019 sont supérieures aux interventions clients budgétés ;
- Les charges d'amortissement et de réduction de valeurs sur les actifs réelles sont supérieures à celles budgétées.

9. SOLDES REGULATOIRES ANTERIEURS ET AFFECTATION

L'état des soldes réglementaires antérieurs et leur affectation seront réalisés dans la décision relative à l'affectation des soldes réglementaires de 2017 à 2021.

10. DECISION

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

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

Vu la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période 2019-2023 ;

Vu le rapport tarifaire *ex post* électricité portant sur l'exercice d'exploitation 2019 introduit par REW auprès de la CWaPE en date du 31 août 2020 et successivement amendé le 18 décembre 2020, le 4 février 2021 et le 16 novembre 2022 ;

Vu les informations complémentaires transmises par REW entre le 1^{er} septembre 2020 et le 30 novembre 2022 par écrit ou lors de réunions ;

Vu l'analyse réalisée par la CWaPE des rapports tarifaires *ex post* électricité portant sur l'exercice d'exploitation 2019 du REW ;

Considérant que les erreurs marginales relatives à la base d'actifs régulés décelées sont d'une ampleur tellement minime tant en valeur absolue qu'en valeur relative qu'elles ne remettent pas en cause la validité de l'analyse ; considérant que ces erreurs, même marginales, ont été ou seront ultérieurement rectifiées ;

Considérant que, à l'issue du contrôle du calcul du solde réglementaire de l'année 2019 du REW réalisé selon la méthodologie décrite dans la section 3.1. de la présente décision, la CWaPE n'a pas décelé de non-conformité aux dispositions applicables ;

10.1. Approbation des soldes réglementaires

La CWaPE approuve les soldes réglementaires électricité de l'année 2019 rapportés par le REW au travers de son rapport tarifaire *ex-post* daté du 16 novembre 2022, sous les réserves formulées à la section 3 de la présente décision, et sous réserve que la rectification de l'erreur marginale sur la base d'actifs

régulés exposée à la section 8.4 de la présente décision soit bien mise en œuvre. Le solde régulateur annuel du REW de l'année 2019 est un passif régulateur (dette tarifaire) d'un montant de 104 520,05 €. Ce montant reste à affecter.

10.2. Affectation des soldes régulateurs

L'affectation du solde régulateur électricité de l'année 2019 du REW sera déterminée ultérieurement.

11. VOIES DE RECOURS

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

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

En cas de plainte en réexamen, le délai de trente jours mentionné ci-dessus pour l'exercice d'un recours en annulation devant la Cour des marchés *« est interrompu jusqu'à la décision de la CWaPE, ou, en l'absence de décision, pendant deux mois à dater de la réception de la plainte ou des compléments d'information sollicités par la CWaPE »* (article 50ter, § 4, du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité).

* *
*

12. ANNEXES

Annexe I. Évolution du revenu autorisé électricité du REW pour les années 2015 à 2019

Date du document : 05/09/2024

DÉCISION

CD-24i05-CWaPE-0960

Soldes rapportés par le REW concernant l'exercice d'exploitation 2019

Annexe I : Évolution du revenu autorisé

Table des matières

1.	ÉVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ	3
1.1.	Évolution du revenu autorisé 2018-2019.....	3
1.2.	Évolution du revenu autorisé sur cinq ans.....	3
2.	ÉVOLUTION DES VOLUMES DE PRELEVEMENT ENTRE 2015 ET 2019	4

Index graphiques

Graphique 1	Évolution du revenu autorisé 2018-2019	3
Graphique 2	Évolution réelle du revenu autorisé sur 2015-2019	3
Graphique 3	Évolution des volumes de prélèvement sur 2015-2019	4

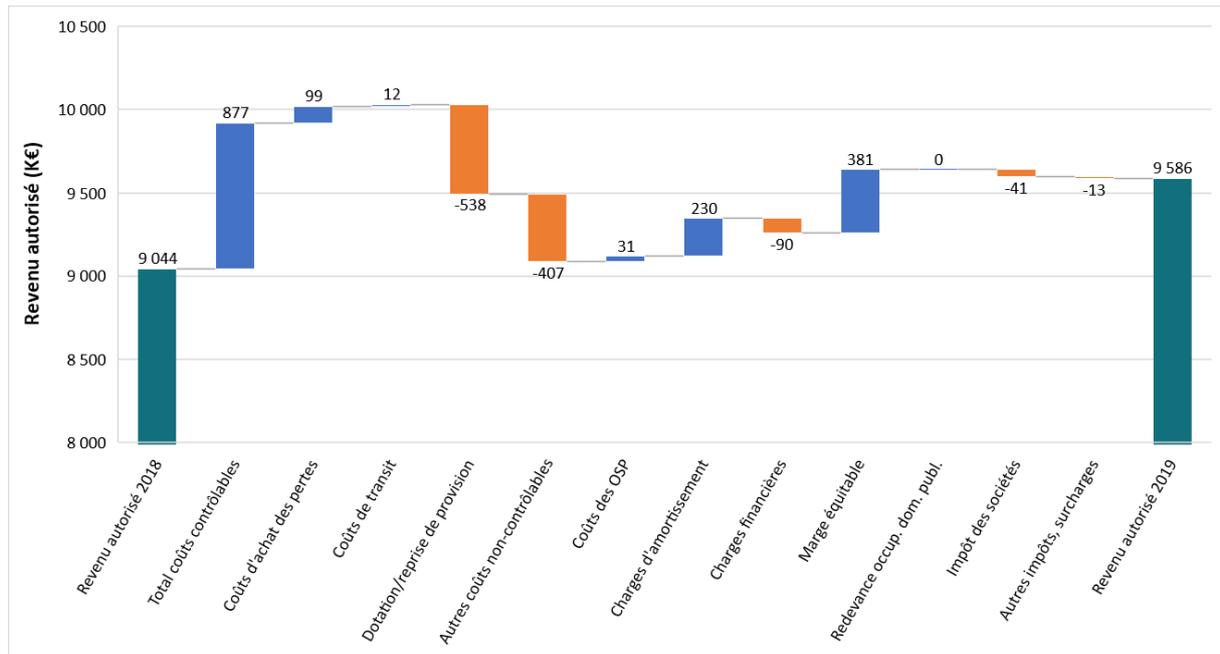
1. ÉVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ

1.1. Évolution du revenu autorisé 2018-2019

Sur la base des données introduites dans le rapport tarifaire *ex post*, le revenu autorisé électricité réel (et hors soldes régulateurs) de l'année 2019 est de **9 585 866 €**, soit en augmentation de **+6,0 % par rapport aux coûts réels rapportés de l'exercice d'exploitation 2018 (9 044 059 €)**.

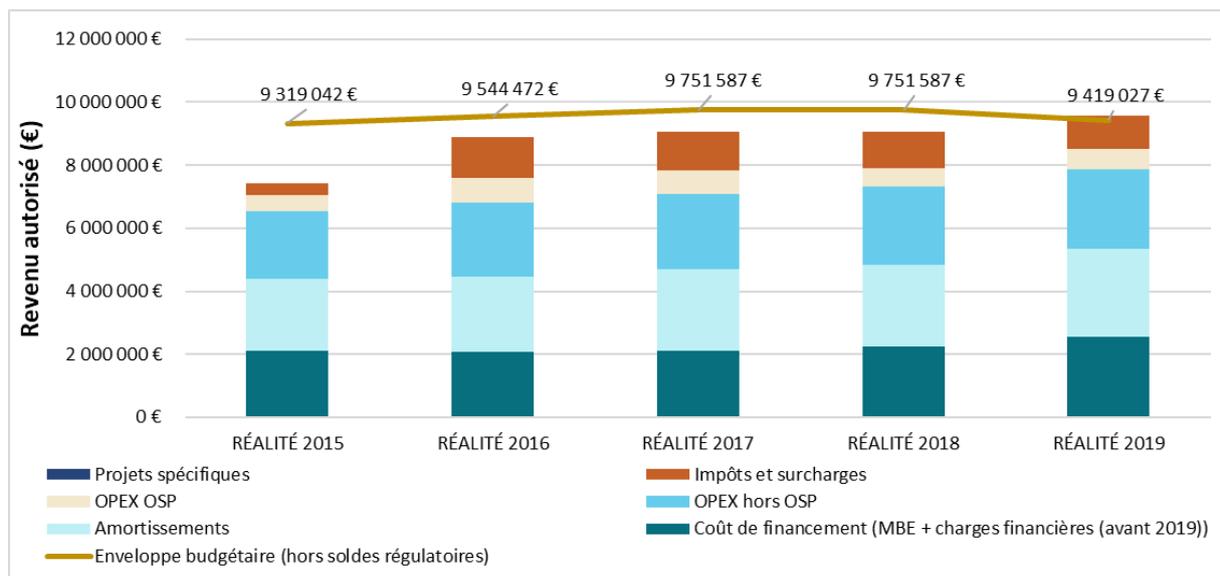
Le graphique suivant explique cette évolution entre les exercices 2018 et 2019 :

GRAPHIQUE 1 ÉVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ 2018-2019



1.2. Évolution du revenu autorisé sur cinq ans

GRAPHIQUE 2 ÉVOLUTION REELLE DU REVENU AUTORISÉ SUR 2015-2019

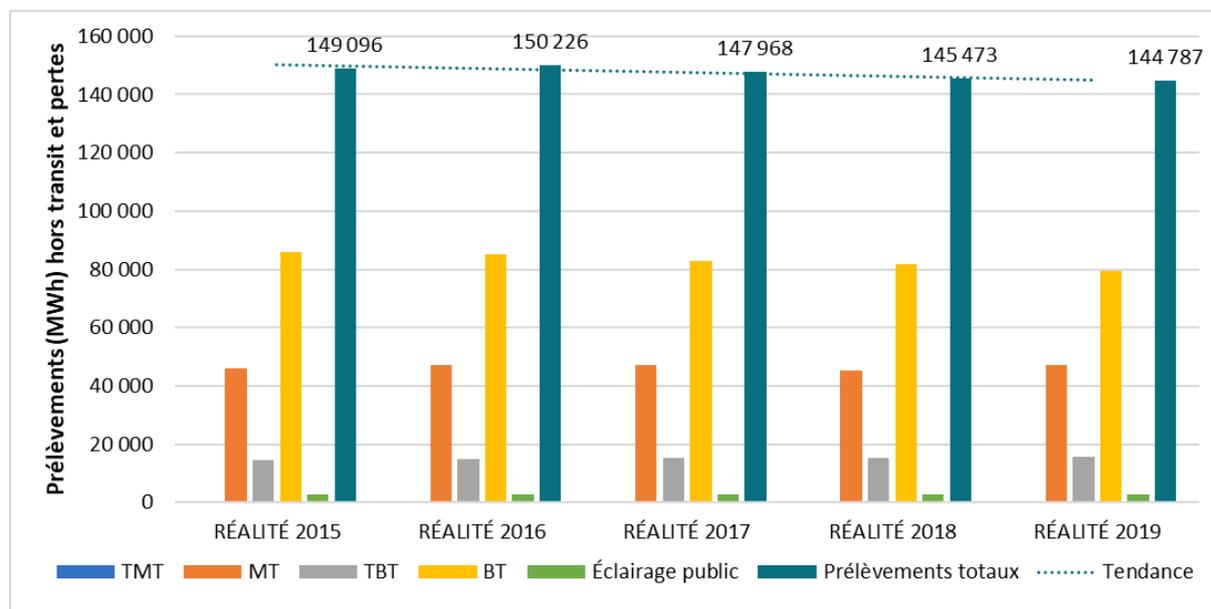


Alors que le revenu autorisé du REW (hors soldes régulateurs) avait crû modérément de +1,1%, les dépenses ont en réalité augmenté de +29,0% sur la période 2015-2019.

2. ÉVOLUTION DES VOLUMES DE PRELEVEMENT ENTRE 2015 ET 2019

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

GRAPHIQUE 3 ÉVOLUTION DES VOLUMES DE PRELEVEMENT SUR 2015-2019



Les volumes de prélèvement totaux (tous niveaux de tension confondus et éclairage public inclus) diminuent peu à peu. Sur les cinq années considérées, la tendance à la baisse est de -0,9% par an, soit -2,9% au total.