

*Date du document : 15/12/2022*

## DÉCISION

CD-22|15-CWaPE-0711

### **SOLDES RAPPORTES PAR ORES ASSETS (ELECTRICITE) CONCERNANT L'EXERCICE D'EXPLOITATION 2021**

*Rendue en application des articles 4, § 2, 14°, 7, § 1<sup>er</sup>, alinéa 2, et 16 du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité, et des articles 104, 120 et 122 de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période 2019-2023*

## Table des matières

1.	BASE LEGALE.....	4
1.1.	<i>Dispositions législatives applicables pour la détermination des soldes réglementaires relatifs à l'année 2021.....</i>	4
1.2.	<i>Méthodologie tarifaire applicable pour la détermination des soldes réglementaires relatifs à l'année 2021.....</i>	4
1.3.	<i>Dispositions applicables pour la détermination de l'affectation du solde réglementaire relatif à l'année 2021.....</i>	5
2.	HISTORIQUE DE LA PROCEDURE.....	6
3.	RESERVE GENERALE.....	7
4.	CONTROLE DES MONTANTS RAPPORTES.....	8
5.	EVENEMENTS DE L'ANNEE 2021.....	9
6.	ECART GLOBAL ENTRE REVENU AUTORISE BUDGETE ET REEL 2021.....	10
7.	BONUS/MALUS.....	11
7.1.	<i>Détail du bonus/malus relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables.....</i>	13
7.1.1.	Détail du bonus/malus relatif aux CNCautres.....	13
7.1.2.	Détail du bonus/malus relatif aux charges nettes contrôlables OSP (CNF <sub>OSP</sub> et CNV <sub>OSP</sub> ).....	17
7.1.3.	Détail du bonus relatif aux CNI.....	20
7.2.	<i>Détail du bonus/malus relatif aux charges nettes opérationnelles non contrôlables.....</i>	24
7.2.1.	Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat d'électricité destinée à couvrir les pertes en réseau électrique.....	24
7.2.2.	Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre.....	24
7.2.3.	Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat des certificats verts.....	24
7.2.4.	Détail du bonus/malus relatif aux indemnités versées aux fournisseurs en cas de retard de placement des compteurs à budget.....	25
7.3.	<i>Détail du bonus/malus relatif au projet spécifique de déploiement des compteurs communicants électricité.....</i>	25
8.	RESULTAT ANNUEL.....	27
9.	SOLDES REGULATOIRES.....	30
9.1.	<i>Détail du solde réglementaire relatif aux produits issus des tarifs périodiques (SR<sub>volume</sub>).....</i>	31
9.2.	<i>Détail du solde réglementaire relatif aux charges opérationnelles non contrôlables.....</i>	33
9.2.1.	Détail du solde réglementaire relatif aux charges opérationnelles non contrôlables & solde réglementaire relatif aux produits opérationnels non contrôlables (SRC <sub>non contrôlables</sub> et SRP <sub>non contrôlables</sub> ).....	33
9.2.2.	Détail du solde réglementaire relatif à la charge d'achat d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau électriques (SR <sub>achat pertes</sub> ).....	35
9.2.3.	Détail du solde réglementaire relatif à la charge d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre (SR <sub>achat clientèle</sub> ).....	35
9.2.4.	Détail du solde réglementaire relatif à la charge d'achat des certificats verts (SR <sub>achat CV</sub> ).....	36
9.2.5.	Détail du solde relatif aux indemnités versées aux fournisseurs commerciaux en cas de retard de placement des compteurs à budget (SR <sub>indemnité placement CàB</sub> ).....	36
9.3.	<i>Détail du solde relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables variables relatives aux obligations de service public (SR<sub>volume OSP</sub>).....</i>	37
9.4.	<i>Détail du solde relatif à la marge bénéficiaire équitable (SR<sub>marge bénéficiaire équitable</sub>).....</i>	38
9.5.	<i>Détail du solde relatif aux charges nettes des projets spécifiques (SR<sub>projets spécifiques</sub>).....</i>	41
9.5.1.	Ecart relatif aux charges nettes variables.....	41
9.5.2.	Ecart relatif aux charges/produits non contrôlables.....	41
10.	PROPOSITION D'AFFECTATION DU SOLDE REGULATOIRE.....	42
11.	DECISION.....	43
11.1.	<i>Approbation des soldes réglementaires.....</i>	44
11.2.	<i>Affectation des soldes réglementaires.....</i>	44
12.	SOLDES REGULATOIRES NON AFFECTES.....	44

13. VOIES DE RECOURS.....	45
14. ANNEXES .....	46

### Index graphiques

Graphique 1	Bonus– année 2021 .....	11
Graphique 2	Bonus relatif aux CNF et CNV OSP – année 2021 .....	17
Graphique 3	Investissements réseau bruts – ORES electricite– hors investissements smart - 2017-2021 .....	21
Graphique 4	Investissements hors réseau – ORES electricite– hors investissement smart - 2017-2021 .....	22
Graphique 5	Réconciliation du résultat tarifaire et comptable – année 2021.....	27
Graphique 6	Composition du résultat tarifaire – année 2021 .....	28
Graphique 7	Solde régulateur – année 2021.....	30
Graphique 8	volumes de prélèvements budgétés et réels 2019 (hors transit et pertes) .....	32
Graphique 9	Détail solde régulateur SRC <small>non contrôlables</small> & SRP <small>non contrôlables</small> – année 2021 .....	33
Graphique 10	Détail de l'écart relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables variables relatives aux obligations de service public – année 2021 .....	37
Graphique 11	Evolution de la Base d'Actifs Régulés réelles de l'année 2021.....	38
Graphique 12	Détail des investissements et interventions clients - réseau .....	39

### Index tableaux

Tableau 1	Détail du bonuS relatif aux CNI.....	20
Tableau 2	Détail des montants relatifs au projet NEO.....	23
Tableau 3	Résultat, dividendes et payout ratio – année 2021.....	29

## **1. BASE LEGALE**

### **1.1. Dispositions législatives applicables pour la détermination des soldes réglementaires relatifs à l'année 2021**

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

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

L'article 16 du même décret établit, quant à lui, la procédure à suivre pour l'approbation des soldes réglementaires.

### **1.2. Méthodologie tarifaire applicable pour la détermination des soldes réglementaires relatifs à l'année 2021**

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.

A cette fin, le GRD doit soumettre à la CWaPE son rapport tarifaire *ex post* portant sur l'exercice d'exploitation écoulé (année 2021 en l'occurrence), lequel doit comporter le modèle de rapport au format Excel (annexe 7 de la méthodologie tarifaire 2019-2023) ainsi que l'ensemble de ses annexes.

### **1.3. Dispositions applicables pour la détermination de l'affectation du solde régulateur relatif à l'année 2021**

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

L'article 120 de la méthodologie tarifaire 2019-2023 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 (à l'exception du solde relatif à la cotisation fédérale).

L'article 122 de la méthodologie tarifaire 2019-2023 prévoit notamment que le gestionnaire de réseau de distribution soumette à la CWaPE au plus tard le 30 juin de l'année N+1, une demande de révision du tarif pour les soldes régulateurs afin d'y intégrer les soldes régulateurs approuvés par la CWaPE.

## 2. HISTORIQUE DE LA PROCEDURE

1. En date du 20 janvier 2022, la CWaPE a adressé un courrier aux gestionnaires de réseau de distribution relatif, d'une part, à la valeur des prix minimum et maximum d'achat d'électricité devant être utilisés pour l'établissement des rapports tarifaires ex-post de l'année 2021 et d'autre part, au modèle de rapport ex post 2021.
2. En date du 22 février 2022, ORES a marqué son accord sur la proposition de calendrier adapté transmise par la CWaPE le 24 janvier 2022.
3. En date du 21 juin 2022, ORES a présenté à la CWaPE, lors d'une réunion, les faits marquants de l'année 2021 ainsi que les comptes annuels, les soldes régulateurs et les bonus/malus.
4. En date du 30 juin 2022, la CWaPE a reçu le rapport tarifaire électricité *ex-post* de ORES Assets portant sur l'exercice d'exploitation 2021 ainsi que la demande de révision du tarif pour les soldes régulateurs, les comptes annuels approuvés par l'Assemblée Générale et les comptes annuels de l'année 2021 tels que déposés à la Banque nationale de Belgique.
5. En date du 5 juillet 2022, la CWaPE a accusé réception du rapport tarifaire électricité *ex-post* 2021 d'ORES Assets et a rappelé, à travers ce courrier, le calendrier adapté de procédure pour le contrôle des rapports ex-post 2021 convenu avec ORES en février 2022.
6. L'analyse du rapport tarifaire électricité *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 15 septembre 2022.
7. En date du 31 octobre 2022, ORES a transmis les réponses et informations complémentaires requises le 15 septembre 2022 et ce conformément au calendrier adapté convenu. A cette date, ORES a également transmis une version adaptée du rapport tarifaire ex-post 2021 électricité.
8. Le 23 novembre 2022, la CWaPE a adressé à ORES des demandes d'information complémentaires. ORES a répondu à ces demandes en date du 2 décembre 2022.
9. Par la présente décision, la CWaPE se prononce, en vertu des articles 4, § 2, 14°, 7, § 1<sup>er</sup>, alinéa 2, et 16 du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité et des articles 104, 120, et 122 de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période 2019-2023, sur **le calcul et la période d'affectation du solde régulateur électricité de l'année 2021** établi sur base du rapport tarifaire *ex-post* déposé le 31 octobre 2022 par ORES Assets.

### 3. RESERVE GENERALE

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

S'il devait s'avérer que, ultérieurement, les données reprises dans ces documents nécessitent une adaptation, notamment lors de la validation des plans d'adaptation ou lors de l'élaboration du rapport annuel de la CWaPE relatif aux coûts des obligations de service public pour l'année 2021, 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 31 octobre 2022 et portant sur l'exercice d'exploitation 2021, 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). Parmi les activités non régulées, on retrouve, les coûts de l'activité Éclairage Public non OSP soit l'entretien curatif spécial et l'entretien des ouvrages décoratifs refacturés aux communes et les coûts et les produits liés à l'activité d'ORES Mobilité.

En 2021, l'unique « autre » activité exercée par ORES en dehors de son activité de GRD est l'activité de gestion de deux bâtiments mis à la disposition de tiers. 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 2021, le Commissaire du gestionnaire de réseau a également fourni un rapport spécifique relatif aux investissements et mises hors services.

## 5. EVENEMENTS DE L'ANNEE 2021

L'année 2021 est caractérisée par les événements suivants :

- Les intempéries en juillet qui ont engendré des dégâts sur le réseau de distribution d'électricité et de gaz mais dont l'impact financier est relativement limité ;
- Des réductions de valeur exceptionnelles sur stock (en particulier sur les compteurs électromécaniques et les compteurs à budget) à hauteur de 3.676.495€ (3.552.517€ en électricité et 123.978€ en gaz) ;
- Des reprises significatives de provisions pour risques et charges de 22,4 M€ : 18M€ concerne la provision Atrias, 1,5M€ concerne la provision « déplacements d'installations » et 2,7 M€ concerne la provision « situe pollué de Soignies » ;
- L'administration fiscale a émis une rectification d'impôt relative à l'exercice 2018 qui a entraîné la comptabilisation d'une charge fiscale complémentaire en coûts contrôlables de 8M€ et une charge fiscale complémentaire en coûts non-contrôlables de 6M€ en 2021.
- En 2018, ORES avait acquis deux swaps bancaires pour se couvrir partiellement contre le risque d'augmentation de l'inflation au-delà de l'inflation fixée par la méthodologie tarifaire 2019-2023 (soit 1,575%). Grâce à ces swaps, ORES a perçu en 2021 un produit contrôlable de près de 2M€.

## 6. ECART GLOBAL ENTRE REVENU AUTORISE BUDGETE ET REEL 2021

Le revenu autorisé budgété pour l'année 2021 et approuvé par la CWaPE en date du 7 février 2019 s'élève à 583.216.286€. A la suite de décision de révision des charges nettes relatives au projet spécifique de déploiement des compteurs communicants électricité adoptée par la CWaPE le 28 octobre 2021, le montant du revenu autorisé budgété a été revu à la baisse et pour l'année 2021 s'élève à **571.803.354€**.

Le revenu autorisé réel de l'année 2021 s'élève **549.541.416€**. L'écart entre le revenu autorisé budgété et réel de l'année 2021 s'élève à 22.261.938€ auquel il faut ajouter l'écart provenant des produits issus des tarifs périodiques de distribution qui s'élève à 8.953.933€.

L'écart global entre le revenu autorisé budgété et réel de l'année 2021 s'élève dès lors à **31.215.871€** (soit 5% du revenu autorisé budgété) et se compose d'un **actif régulateur (créance tarifaire) de -884.972€** et d'un **bonus de 32.100.843€** qui sont détaillés aux points 7 et 9 de la présente décision.

	BUDGET 2021	REALITE 2021	ECART	SOLDE REGULATOIRE	BONUS/MALUS
Charges nettes contrôlables	340.098.950	311.046.089	29.052.861	-1.894.845	30.947.706
Charges nettes contrôlables hors OSP	298.441.279	281.862.995	16.578.285		16.578.285
Charges nettes contrôlables OSP	41.657.670	29.183.094	12.474.576	-1.894.845	14.369.421
Charges et produits non-contrôlables	111.418.230	120.565.256	-9.147.026	-9.147.026	0
Charges nettes non-contrôlables hors OSP	95.349.191	107.624.807	-12.275.617	-12.275.617	0
Charges nettes non-contrôlables OSP	16.069.039	12.940.448	3.128.591	3.128.591	0
Charges nettes relatives aux projets spécifiques	8.296.230	5.815.406	2.480.824	1.327.687	1.153.137
Charges nettes fixes	5.586.646	4.438.472	1.148.174	536.592	611.582
Charges nettes variables	2.709.584	1.376.934	1.332.649	791.094	541.555
Marge équitable	105.579.562	105.894.840	-315.278	-315.278	
Marge équitable hors OSP	104.780.013	105.221.547	-441.534	-441.534	
Marge équitable OSP	799.549	673.293	126.256	126.256	
Quote-part des soldes régulatoires années précédentes	6.410.383	6.219.825	190.557	190.557	
Sous-Total	571.803.354	549.541.416	22.261.938	-9.838.905	32.100.843
Chiffre d'affaires (signe négatif)					
Chiffre d'affaires - Tarif OSP	-59.363.749	-58.136.816	-1.226.933	-1.226.933	
Chiffre d'affaires - Redevance de voirie	-29.903.921	-28.912.232	-991.690	-991.690	
Chiffre d'affaires - Tarif impôt des sociétés	-30.129.325	-29.328.866	-800.459	-800.459	
Chiffre d'affaires - Autres impôts et surcharges	-67.174	-59.633	-7.540	-7.540	
Chiffre d'affaires - Tarif soldes régulatoires	-6.410.324	-5.951.027	-459.297	-459.297	
Chiffre d'affaires - Dépassement forfait d'énergie réactive	0	-2.282.162	2.282.162	2.282.162	
Chiffre d'affaires - Tarif injection	-777.545	-1.167.186	389.641	389.641	
Chiffre d'affaires - Tarif périodique de distribution	-456.564.246	-466.332.295	9.768.048	9.768.048	
Sous-Total	-583.216.285	-592.170.218	8.953.933	8.953.933	
<b>TOTAL</b>	<b>-11.412.931</b>	<b>-42.628.801</b>	<b>31.215.871</b>	<b>-884.972</b>	<b>32.100.843</b>

### Légende :

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

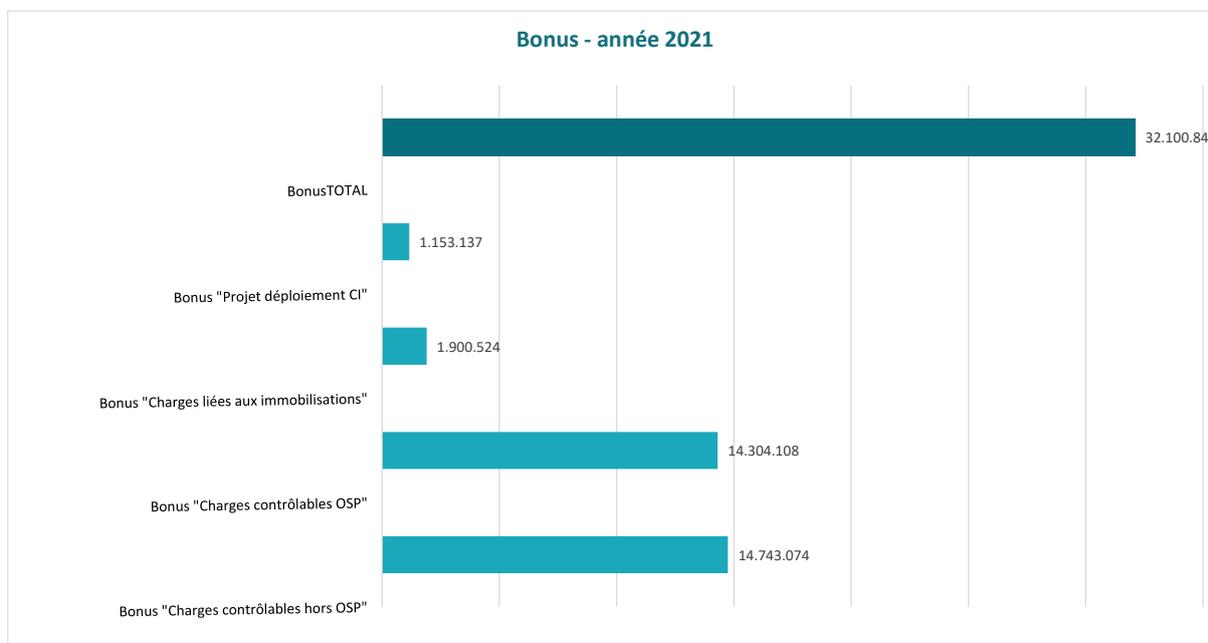
## 7. BONUS/MALUS

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

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

GRAPHIQUE 1 BONUS– ANNEE 2021



La CWaPE constate que les bonus (écart sur coûts contrôlables) comptabilisés en 2019, 2020 et 2021 sont 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 couts 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.

**Ces écarts récurrents significatifs entre les coûts contrôlables budgétés et les coûts contrôlables réels (hors coûts exceptionnels) de 10% en moyenne pour l'électricité sur les trois premières années de la période réglementaire 2019-2023 pourraient potentiellement s'expliquer par le fait que les coûts contrôlables budgétés des années 2019-2023 ont été surévalués et que dès lors les tarifs de distribution électricité d'ORES calculés sur cette base sont de prime abord, dans une certaine mesure, disproportionnés.**

En outre, la non-budgétisation de certains produits d'exploitation contrôlables, entraine depuis 2019 la création *de facto* des bonus récurrents importants.

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

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

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

Avec :

- $\text{CNC}_{\text{autres}}$  = charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes relatives aux obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations ;
- $\text{CNF}_{\text{OSP}}$  = charges nettes fixes relatives aux obligations de service public
- $\text{CNV}_{\text{OSP}}$  = charges nettes variables relatives aux obligations de service public ;
- $\text{CNI}$  = charges nettes liées aux immobilisations déduction faite des charges nettes liées aux immobilisations prises en compte dans les projets spécifiques (CPS).

### 7.1.1. Détail du bonus/malus relatif aux CNCautres

Le bonus sur les charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes relatives aux obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations ( $\text{CNC}_{\text{autres}}$ ) s'élève à **14.743.074€**. Cela signifie que les  $\text{CNC}_{\text{autres}}$  réelles sont **8% inférieures** aux  $\text{CNC}_{\text{autres}}$  budgétées de l'année 2021.

	Budget 2021	Réalité 2021	Bonus	
Charges contrôlables hors OSP	177.595.188	162.852.114	14.743.074	8%

Les sections 7.1.1.1 à 7.1.1.5 ci-dessous expliquent globalement les écarts constatés sur les  $\text{CNC}_{\text{autres}}$ .

#### **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<sup>er</sup> 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 ( $CNC_{autres}$ ).

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 a 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 2021 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 2021. 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 de l'année 2021 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.

### 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 2021 sont stables par rapport à ceux de l'année 2020 et restent **17% inférieurs aux coûts budgétés**.

Pour la troisième année consécutive, ORES a versé des montants très réduits aux fonds de pension. L'écart entre le montant budgété et le montant réellement versé **aux fonds de pension s'élève** comme en 2020 à environ **43M€ (soit un montant 85% inférieur) ce qui explique une partie de l'écart réalisé sur les coûts de personnel**.

La CWaPE réitère le constat fait en 2019 et en 2020 que la diminution des versements aux fonds de pension pourrait devenir récurrente étant donné l'excellent niveau de couverture des fonds de pension d'ORES (supérieur à 100% pour l'ensemble des fonds de pension), et pourrait entraîner une disproportion des tarifs d'ORES. La CWaPE restera donc attentive à l'évolution des coûts au cours des années 2022 et suivantes.

### 7.1.1.4. Les coûts IT

En 2021, ORES réalise un « bonus estimé » de **7,8M€** sur les charges nettes opérationnelles contrôlables relatives à l'informatique, hors amortissements et globalement pour l'électricité et le gaz.

Ce « bonus estimé » est calculé par la CWaPE comme étant la différence entre le « budget estimé » des coûts opérationnels IT de l'année 2021 et les coûts opérationnels IT réels de l'année 2021. Le « budget estimé » des coûts opérationnels IT de l'année 2021 correspond au budget des coûts opérationnels IT de l'année 2019, indexés annuellement de 0,075% jusqu'en 2021.

OPEX hors amo.	Budget 2019	Réalité 2019	"Budget 2020"	Réalité 2020	"Budget 2021"	Réalité 2021		
Hors projet	50.317.917	37.814.101	50.355.656	41.851.650	50.393.423	40.937.552	9.455.871	19%
Projet	14.443.752	10.817.463	14.454.584	17.351.339	14.465.425	16.077.692	-1.612.267	-11%
							7.843.604	

En ce qui concerne les coûts « **hors projets** », les coûts de maintenance (AMS) sont plus faibles qu'en 2020. Le report du go-live Atrias à fin 2021, et le freeze applicatif qui l'a précédé, explique partiellement cette sous-consommation des budgets de maintenance. En 2021, ORES a décidé d'internaliser une partie des services de maintenance des applications qui étaient jusqu'alors externalisés. Le montant des rémunérations IT hors projet est en légère hausse par rapport au réalisé 2020 (+252k€), mais reste inférieur au budget. ORES évoque toujours des difficultés à recruter du personnel qualifié. Le recours à la consultance est d'ailleurs important puisque les coûts de consultance sont deux fois supérieurs aux coûts de rémunération internes et ce, pour des activités récurrentes non liées à des projets.

Les explications relatives au changement de système de gestion restent par ailleurs valables, tant en ce qui concerne la réduction des rémunérations qu'en ce qui concerne l'imputation des coûts indirects.

En ce qui concerne les coûts de **projet**, les dépenses opérationnelles sont en légère baisse par rapport à l'année 2020. Le montant des investissements est quant à lui en hausse par rapport aux montants

de 2019 et 2020 et dépasse les montants budgétés. En 2021, ORES a poursuivi son projet Neo, lequel avait été anticipé par rapport au planning initial. La CWaPE constate toutefois que des désaffectations d'investissements très récents en relation avec ce projet ont eu lieu en 2021 (voir point 7.1.3.2.).

En ce qui concerne le projet **Atrias**, le report de sa mise en production à novembre 2021 entraîne des dépenses importantes encore sur l'année 2021 avec des montants d'investissement proches des 10M€ et des dépenses opérationnelles de près de 4M€. Ces coûts opérationnels n'incluent pas les factures adressées par Atrias à ORES.

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 de années 2012 à 2021, ORES a donc versé des redevances à Atrias pour un montant global de près de 35M€. 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 plus de 31M€.

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 2021, la somme des dépenses annuelles d'ORES (amortissements IT estimés + coûts de projet + consultants + opex IT + redevances versées à ATRIAS) à 111M€. 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 123M€.**

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	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	35.053.400
Atrias@ORES - TOTEX				7.855.322	12.597.369	25.207.267	26.365.351	11.400.313	14.591.482	15.294.657	113.311.761
CAPEX				2.433.395	10.365.232	20.936.822	21.193.689	7.978.711	8.966.534	10.087.629	81.962.012
OPEX				5.421.927	2.232.137	4.270.445	5.171.662	3.421.602	5.624.948	5.207.028	31.349.749
Coûts de projet				79.350	337.586	1.357.681	1.600.645	694.048	779.964	796.078	5.645.352
consultants				571.742	1.230.282	1.093.119	1.265.116	886.634	558.802	555.447	6.161.142
coûts IT ORES				4.770.835	664.269	1.819.645	2.305.901	1.840.920	4.286.182	3.855.503	19.543.255
<b>TOTAL</b>	<b>545.000</b>	<b>541.128</b>	<b>1.139.376</b>	<b>9.928.449</b>	<b>16.063.135</b>	<b>28.702.093</b>	<b>32.217.209</b>	<b>14.620.700</b>	<b>21.182.694</b>	<b>23.425.377</b>	<b>148.365.161</b>
<b>Amortissement estimé</b>				486.679	2.559.725	6.747.090	10.985.828	11.783.699	12.193.673	2.703.287	
<b>Dépenses annuelles</b>	<b>545.000</b>	<b>541.128</b>	<b>1.139.376</b>	<b>7.981.733</b>	<b>8.257.628</b>	<b>14.512.361</b>	<b>22.009.348</b>	<b>18.425.688</b>	<b>24.409.833</b>	<b>16.041.035</b>	<b>111.637.626</b>
										Désaffectation Impairment test 2020	12.106.709
											<b>123.744.335</b>

### 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 25 M€ au niveau des produits d'exploitation. Ce « bonus estimé » est calculé par la CWaPE comme étant la différence entre le budget des produits d'exploitation 2019, augmentés deux fois de 0,075%, et les produits d'exploitation réels de l'année 2021.

Electricité	Budget 2019	Réalité 2019	Bonus 2019	Budget 2020	Réalité 2020	Bonus estimé 2020	Budget 2021	Réalité 2021	Bonus estimé 2021
Produits d'exploitation	-1.688.899	-5.592.293		-1.690.166	-37.218.793	19.166.927	-37.246.707	-43.357.399	25.291.995
Produits issus des tarifs non périodiques	-4.310.347	-5.996.473	1.686.126	-4.313.580	-5.543.424	1.229.845	-4.316.815	-7.874.444	3.557.629
Autres produits d'exploitation	-13.727.990	-23.956.836	10.228.846	-13.738.286	-31.675.368	17.937.082	-13.748.590	-35.482.955	21.734.365

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

Comme cela était déjà le cas en 2019 et en 2020 (les budgets 2020 et 2021 étant une évolution du budget 2019), certains produits contrôlables n'ont pas été budgétés ou seulement partiellement budgétés (notamment les produits issus de la facturation des études), ce qui implique la création d'écarts favorables à ORES, qui pourraient, s'ils devaient être combinés à d'autres écarts de coûts ou de produits récurrents, causer une disproportion manifeste des tarifs.

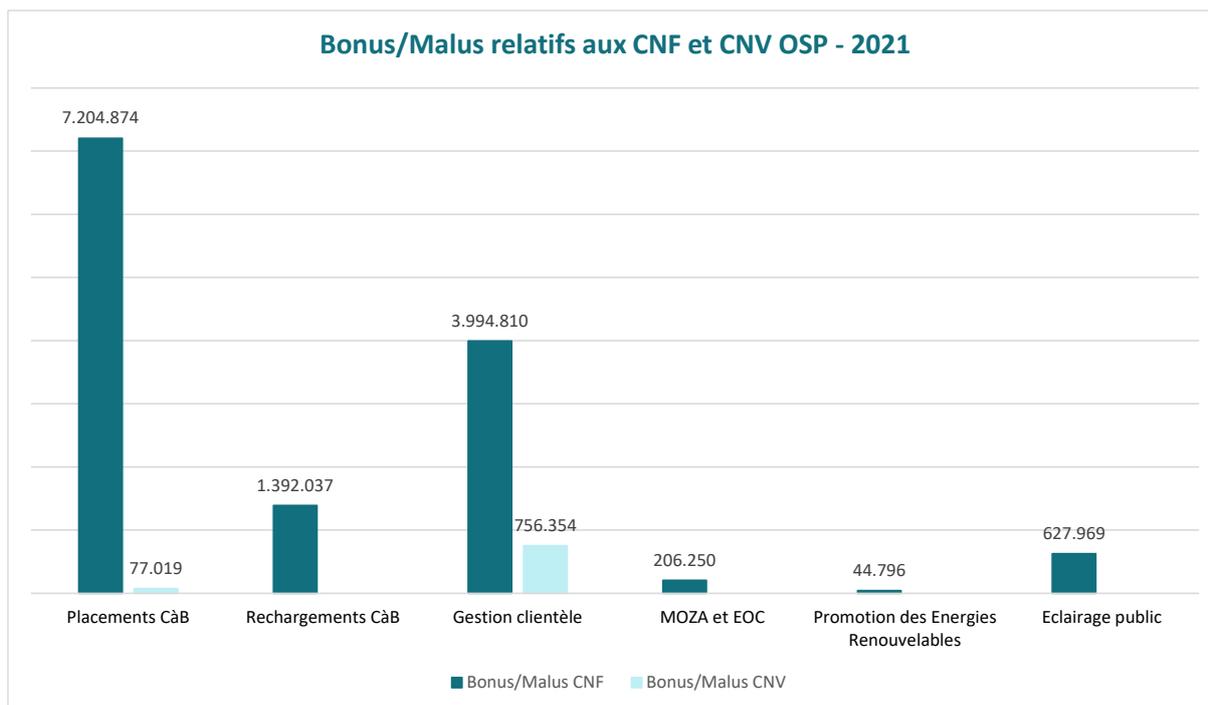
#### 7.1.1.6. Les reprises/dotations en provision pour risques et charges

En 2021, ORES a comptabilisé des reprises de provision pour risques et charges pour un montant total de 22,3M€ (électricité et gaz) ce qui a eu pour effet de générer un bonus d'un montant correspondant. Parmi ces reprises de provision se trouve une reprise de provision conséquente (18M€) qui concerne le projet Atrias ainsi que des reprises de provision qui font suite à la résolution de plusieurs litiges entre ORES et des sous-traitants. Au niveau d'ORES SCRL, à l'inverse, au global, les provisions pour risques et charges augmentent de 4,6M€.

#### 7.1.2. Détail du bonus/malus relatif aux charges nettes contrôlables OSP (CNF<sub>OSP</sub> et CNV<sub>OSP</sub>)

Le bonus de l'année 2021 relatif aux charges nettes contrôlables OSP (fixes et variables) hors charges d'amortissement s'élève à **14.304.108€**. Il peut être décomposé selon les six catégories d'OSP : placement CàB, rechargement CàB, gestion clientèle, MOZA et EOC, promotion des énergies renouvelables, éclairage public.

GRAPHIQUE 2 BONUS RELATIF AUX CNF ET CNV OSP – ANNEE 2021



Légende :

- montant positif = bonus
- montant négatif = malus

Dans son budget 2019 relatif aux charges nettes contrôlables OSP, ORES avait budgété 94% de ses charges comme étant fixes, les 6% restant étant variables.

Comme expliqué au point 7.1.1.3 de la présente décision, les coûts de rémunération de l'année 2021 sont largement inférieurs aux coûts de rémunération budgétés ce qui entraîne la création de bonus importants au niveau de l'ensemble des activités d'ORES (OSP et hors OSP).

De plus, 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 bonus sur les activités OSP qui sont compensés par des malus 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 puisqu'ils ne sont plus comptabilisés de la même façon. Par exemple, les coûts des services support tels 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 de placement des CàB sont inférieurs au budget suite notamment au déploiement des compteurs communicants qui entraîne une diminution des coûts des activités CàB ainsi que l'interdiction de couper fixée par un AGW qui entraîne une diminution du nombre et des coûts de coupures.

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

En ce qui concerne les charges nettes fixes liées à l'OSP d'entretien de l'éclairage public, le bonus de 627.969€ s'explique par le changement du système d'imputation mais également par une surestimation importante des coûts budgétés et en particulier les coûts liés à la gestion de la base patrimoniale.

Au niveau des charges nettes variables OSP, le coût unitaire variable réel de placement des CàB est inférieur au coût unitaire variable budgété, ce qui entraîne la création d'un bonus de 77.019€. Le coût unitaire variable réel de gestion de la clientèle est également inférieur au coût unitaire variable budgété ce qui entraîne la création d'un bonus de 756.354€. Il est à noter que les coûts unitaires variables sont composés des produits issus de la facturation des travaux OSP tels que le placement des CàB, les coupures, les activations/désactivations, ainsi que des dotations/reprises en réductions de valeurs et des moins-values sur les créances liées aux compteurs à budget et sur les créances liées à l'alimentation de la clientèle propre du GRD.

### 7.1.3. Détail du bonus relatif aux CNI

Le bonus de l'année 2021 relatif aux Charges Nettes relatives aux Immobilisations (CNI) s'élève à **1.900.524€** et se compose d'un bonus sur les CNI hors OSP de 1.835.211€ et d'un bonus sur les CNI OSP de 65.314€.

TABLEAU 1 DETAIL DU BONUS RELATIF AUX CNI

	BUDGET	REALITE	ECART
Charges nettes liées aux immobilisations hors OSP	120.846.091	119.010.880	1.835.211
Charges nettes liées aux immobilisations OSP	4.468.117	4.402.803	65.314
TOTAL	125.314.208	123.413.684	1.900.524

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

	BUDGET	REALITE	ECART
Charges d'amortissement immo corporelles	87.319.272	82.337.805	4.981.467
Charges d'amortissement immo incorporelles	15.585.878	10.272.382	5.313.496
Charges désaffectation immos corporelles	5.402.636	13.743.357	-8.340.721
Charges désaffectation immos incorporelles	0	578.127	-578.127
Charges d'amortissement plus-value iRAB	17.006.423	16.482.012	524.411
Total Charges Nettes relatives aux Immobilisations	125.314.208	123.413.684	1.900.524

On constate qu'ORES a dégagé un **bonus de 10.294.963€** sur les charges d'amortissement mais supporte un **malus important s'élevant à -8.918.848 €** sur les charges de désaffectation.

**En 2019, 2020 et 2021, ORES a dégagé des bonus sur les charges d'amortissement. Pour les trois premières années de la période réglementaire 2019-2023, il peut être conclu que la méthodologie tarifaire n'exerce pas de contrainte quant aux montants des investissements du GRD.**

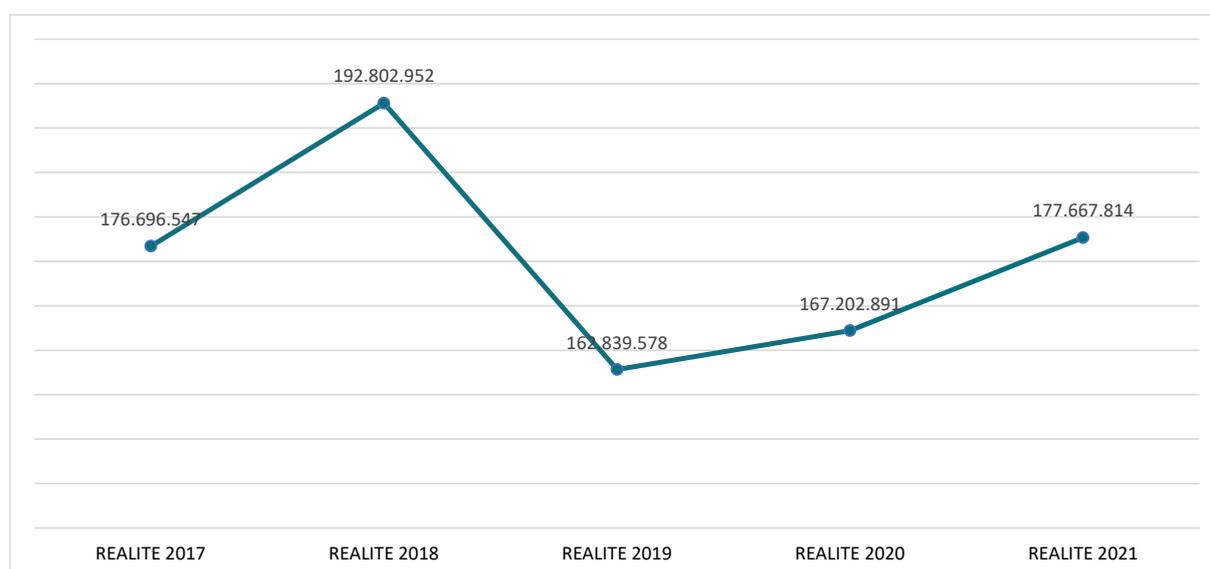
### 7.1.3.1. Bonus sur les charges d'amortissement de l'année 2021

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

**Les coûts d'investissements réseau réels de l'année 2021 (valeur nette) sont 4% inférieurs au budget 2019 indexé.**

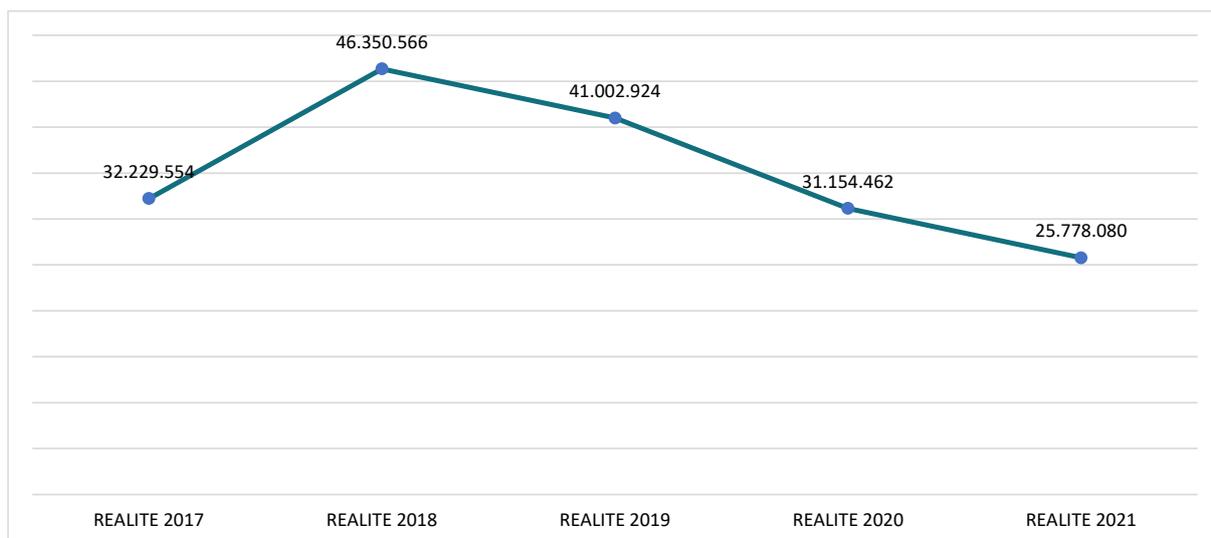
Les graphiques suivants montrent l'évolution des investissements réseau réels entre 2017 et 2021. On constate que les investissements réseau augmentent de 6% en valeur brute entre 2020 et 2021.

*GRAPHIQUE 3 INVESTISSEMENTS RESEAU BRUTS – ORES ELECTRICITE– HORS INVESTISSEMENTS SMART - 2017-2021*



Les investissements hors réseau (déduction faite des investissements IT relatifs au projet de déploiement des compteurs communicants dont les charges d’amortissement sont prises en compte dans les CPS) diminuent de 24% entre 2020 et 2021 et sont inférieurs au budget 2019 indexé. Ce sont principalement les investissements relatifs aux bâtiments administratifs qui ont diminué entre 2020 et 2021 suite notamment à l’achèvement des travaux du nouveau siège social d’ORES à Gosselies. Le montant annuel des investissements IT est relativement stable (environ 25M€) entre 2019 et 2021.

GRAPHIQUE 4 INVESTISSEMENTS HORS RESEAU – ORES ELECTRICITE– HORS INVESTISSEMENT SMART - 2017-2021



### 7.1.3.2. Malus sur les charges de désaffectation de l'année 2021

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

	BUDGET	REALITE	ECART
Charges désaffectation immobilisations corporelles	5.402.636	13.743.357	-8.340.721
Charges désaffectation immobilisations incorporelles	0	578.127	-578.127
Total charges de désaffectation	5.402.636	14.321.484	-8.918.848

Le montant des désaffectations provient essentiellement de désinvestissements conséquents d'actifs corporels. Parmi ceux-ci, on note des désinvestissements de 4M€ de câbles MT, de 3M€ de lignes MT et de près de 2M€ de groupes de comptage BT. Le montant des désaffectations d'actifs corporels de 2021 est significativement plus élevé que les désaffectations d'actifs corporels des années précédentes.

Comme en 2020, ORES a réalisé un test d'impairment sur ses actifs qui a mené à la désaffectation de 738 k€ (580k€ en électricité et 157k€ en gaz) d'investissements IT relatifs à des licences SAP achetées en 2020 qui ont été résiliées en 2021. Ces licences ont été acquises dans le cadre du projet NEO (Nouvel Ecosystème Opérationnel) qui consiste développer de nouvelles applications afin de moderniser les outils informatiques et les processus métiers régissant les travaux, les assets, les investissements, la logistique et la finance au sein d'ORES. Le planning de réalisation de ce projet a été avancé pour s'adapter aux exigences de SAP en termes de services de support. Ce projet a été lancé en 2019 et ORES y a investi cette année-là plus de 2M€ pour étudier/cadrer le projet. En 2020, le montant des investissements relatifs au projet NEO s'élèvent à 3,7M€ et les charges opérationnelles à 4,4M€. Cette même année, l'application de la nouvelle méthode Deloitte a conduit à la désaffectation de 1,8M€ d'investissements IT relatifs au projet NEO. En 2021, ORES a investi plus de 7,5M€ dans le projet NEO et les dépenses opérationnelles s'élèvent à près de 3,7M€. A nouveau, des désaffectations ont eu lieu pour un montant de 738.255€.

TABLEAU 2 DETAIL DES MONTANTS RELATIFS AU PROJET NEO

NEO	2019	2020	2021	TOTAL
OPEX	92.008	4.406.235	3.691.263	8.189.507
CAPEX	2.071.631	3.693.980	7.551.602	13.317.213
Désaffectation		-1.871.433	-738.255	-2.609.687

En ORES SCRL, le test d'impairment a mené à la désaffectation de 710 k€ d'actifs incorporels liés au projet smart grid principalement.

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

### 7.2.1. Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat d'électricité destinée à couvrir les pertes 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 2021 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.

### 7.2.2. Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre

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

Le prix d'achat réel d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre en 2021 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.

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

L'écart relatif aux charges d'achat des certificats est défini à l'article 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 2021 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.

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

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

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

Au cours de l'année 2021, le GRD n'a versé aucune indemnité aux fournisseurs pour retard de placement des compteurs à budget.

#### 7.3. Détail du bonus/malus relatif au projet spécifique de déploiement des compteurs communicants électricité

Conformément à l'article 116 de la méthodologie tarifaire, pour chaque projet spécifique, l'écart entre les charges nettes fixes prévisionnelles reprises dans le revenu autorisé approuvé du gestionnaire de réseau et les charges nettes fixes réelles de l'année N constitue un « bonus » (si budget supérieur à réalité) ou un « malus » (si budget inférieur à réalité) et fait partie du résultat comptable du gestionnaire de réseau.

Le 28 octobre 2021, la CWaPE a adopté la décision CD-21j28-CWaPE-0578 portant sur la révision des charges nettes relatives au projet spécifique de déploiement des compteurs communicants électricité d'ORES Assets. A travers cette décision, la CWaPE a revu les budgets des années 2019 à 2023 relatifs au projet de déploiement des compteurs communiquant électricité. Pour l'année 2021, le budget révisé s'élève à **8.296.230€** qui se répartit en coûts variables (2.709.584€), coûts fixes (5.050.054€) et coûts non-contrôlables (536.592€).

En 2021, les charges nettes fixes relatives au projet de déploiement des compteurs communicants budgétées s'élèvent à 5.050.054€ tandis que les charges nettes fixes relatives au projet de déploiement des compteurs communicants réelles s'élèvent à 4.438.472€ ce qui génère un bonus de **611.582€**.

La CWaPE constate que les charges réelles d'amortissement des investissements IT et les charges réelles opérationnelles IT sont inférieures aux charges budgétées. De même les coûts R&D et les autres charges opérationnelles réelles (hors IT) sont inférieures aux charges budgétées.

A ce bonus de 611.582€, s'ajoute un bonus de **541.555€** sur les coûts unitaires variables des compteurs communicants calculé conformément à la décision CD-21j28-CWaPE-0578.

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 était 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 fonction du nombre de compteurs communicants placés cumulés et un fonction du nombre de compteurs communicants placés annuellement.

	BUDGET 2021	REALITE 2021	ECART BUDGET 2021 - REALITE 2021	SOLDE REGULATOIRE	BONUS/MALUS
Coût unitaire fonction du nombre de compteurs cumulés	14,64	-24,54	39,18		1.180.913 BONUS
Coût unitaire fonction du nombre de compteurs annuels	69,25	99,23	-29,97		-639.358 MALUS

Le coût unitaire variable budgété fonction du nombre de compteurs communicants cumulés s'élevait à 14,64€ alors que le coût unitaire variable réel fonction du nombre de compteurs communicants cumulés s'élève à -24,54€. La différence entre les deux coûts unitaires, soit 39€, multipliée par le nombre cumulé de compteurs communicants hors BAU, soit 30.140 compteurs, constitue un **bonus de 1.180.913€**. Cet écart important entre les deux coûts unitaires provient du fait que les charges réelles d'amortissement des compteurs classiques et des CàB sont inférieures aux charges budgétées.

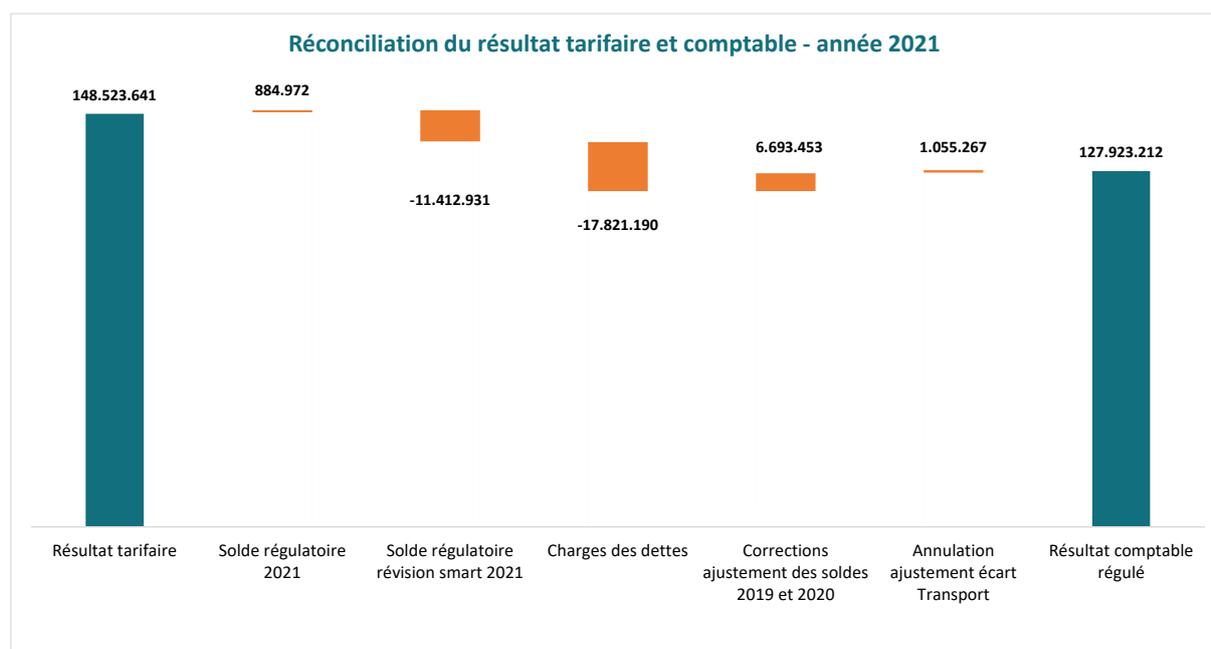
Le coût unitaire variable budgété fonction du nombre de compteurs communicants annuels s'élevait à 69,25€ alors que le coût unitaire variable réel fonction du nombre de compteurs communicants annuels s'élève à 99,23€. La différence entre les deux coûts unitaires, soit -30€, multipliée par le nombre annuel de compteurs communicants hors BAU placés en 2021, soit 21.330 compteurs, constitue un **malus de 639.358€**. L'écart entre les deux coûts unitaires s'explique par le fait que le nombre de compteurs communicants placés en 2021 est inférieur aux prévisions budgétaires suite au covid et aux inondations de l'été 2021 mais également suite à des difficultés lors du démarrage des nouveaux marchés avec les entrepreneurs.

## 8. RESULTAT ANNUEL

Pour l'année 2021, le résultat tarifaire, c'est-à-dire la différence entre les produits et les charges déterminés selon la méthodologie tarifaire 2019-2023, s'élève à **148.523.641€**. Le résultat comptable, calculé pour l'activité régulée du gestionnaire de réseau s'élève quant à lui à **127.923.212€**. L'écart entre ces deux montants est ventilé dans le graphique ci-dessous. Outre la comptabilisation du solde régulateur de l'année 2021 (884.972€), du solde régulateur issu de la révision du budget smart 2021 (-11.412.931€) et la prise en compte des charges financières (-17.821.190€), l'écart entre le résultat tarifaire et comptable d'ORES Assets (électricité) s'explique par la comptabilisation de différentes corrections passées durant l'année 2021 suite aux décisions de la CWaPE relatives aux soldes régulateurs 2019, 2020 et à la révision des budgets smart des années 2019 et 2020.

ORES a également comptabilisé un montant de 1.055.267€ au titre de « annulation ajustement écart transport » qui correspond au produit perçu à ORES à la suite de la réconciliation définitive de l'année 2019 des soldes de transport.

GRAPHIQUE 5 RECONCILIATION DU RESULTAT TARIFAIRE ET COMPTABLE – ANNEE 2021



Le résultat tarifaire de l'année 2021 est composé de la **marge bénéficiaire équitable** dont le total s'élève à **105.894.840€** et de **l'écart global** entre les produits et les charges réelles qui s'élève à **42.628.802€** et qui correspond à la somme du bonus (32.100.843€), du solde régulateur de l'année 2021 (-884.972€) et du solde régulateur issu de la révision du budget smart 2021 (11.412.931€).

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 2021, les financements externes (principalement des emprunts bancaires ou obligataires) ont coûté **17.862.523€** au

gestionnaire de réseau. Il reste par conséquent un montant de **88.032.317€** disponible pour la rémunération des fonds propres de l'activité régulée.

GRAPHIQUE 6 COMPOSITION DU RESULTAT TARIFAIRE – ANNEE 2021



Le montant moyen des fonds propres régulés de l'activité électricité pour l'année 2021 s'élève à **1.298.919.875€<sup>1</sup>**. On peut en déduire que **le taux de rendement des fonds propres** du gestionnaire de réseau pour l'année 2021 est de **7%** (88.032.317€/1.298.919.875€), selon les règles de la méthodologie tarifaire 2019-2023. 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 bonus de 32.100.843€, ce qui porte **le taux de rendement réel des fonds propres** régulés à **9%** ((88.032.317€+32.100.843€)/1.298.919.875€).

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 **182.503.037€** avant le transfert de 1.999.750€ et le prélèvement de 1.491.600€ aux réserves immunisées (tax shelter). Le résultat de l'exercice (électricité+gaz) à affecter s'élève dès lors à **181.994.887€**.

Les activités non-régulées (entretien de l'éclairage public non OSP, charges et produits d'ORES Mobilité) du gestionnaire de réseau ont généré une perte de **-90.396€**. Les autres activités (gestion de deux bâtiments non liés à l'activité de distribution mis à la disposition de tiers) exercées par le gestionnaire de réseau ont généré un bénéfice de 36.351€. **Le résultat total à affecter d'ORES Assets s'élève à 181.940.842€**.

ORES a décidé d'affecter 61% du résultat total aux réserves et a versé dès lors des dividendes à hauteur de **71.658.372€**. Le *payout ratio* s'élève par conséquent à **39%** en 2021.

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

TABLEAU 3 RESULTAT, DIVIDENDES ET PAYOUT RATIO – ANNEE 2021

<b>Année 2021</b>	
Résultat de l'activité régulée	€ 181.994.887
Résultat de l'activité non-régulée	€ -90.396
Résultat des autres activités	€ 36.351
<b>Résultat global de la société</b>	<b>€ 181.940.842</b>
<b>Affecté aux réserves</b>	<b>€ -110.282.470</b>
<b>Dividendes versés</b>	<b>€ 71.658.372</b>
<b>Payout ratio</b>	<b>39%</b>

Les chiffres relatifs au résultat global de la société, à l'affectation de ce résultat et au payout ratio sont renseignés à titre informatif. La CWaPE ne contrôle ni ne valide ces chiffres portant sur l'ensemble des activités du gestionnaire de réseau. La mission de contrôle de la CWaPE se limite au périmètre des activités régulées. 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 REGULATOIRES

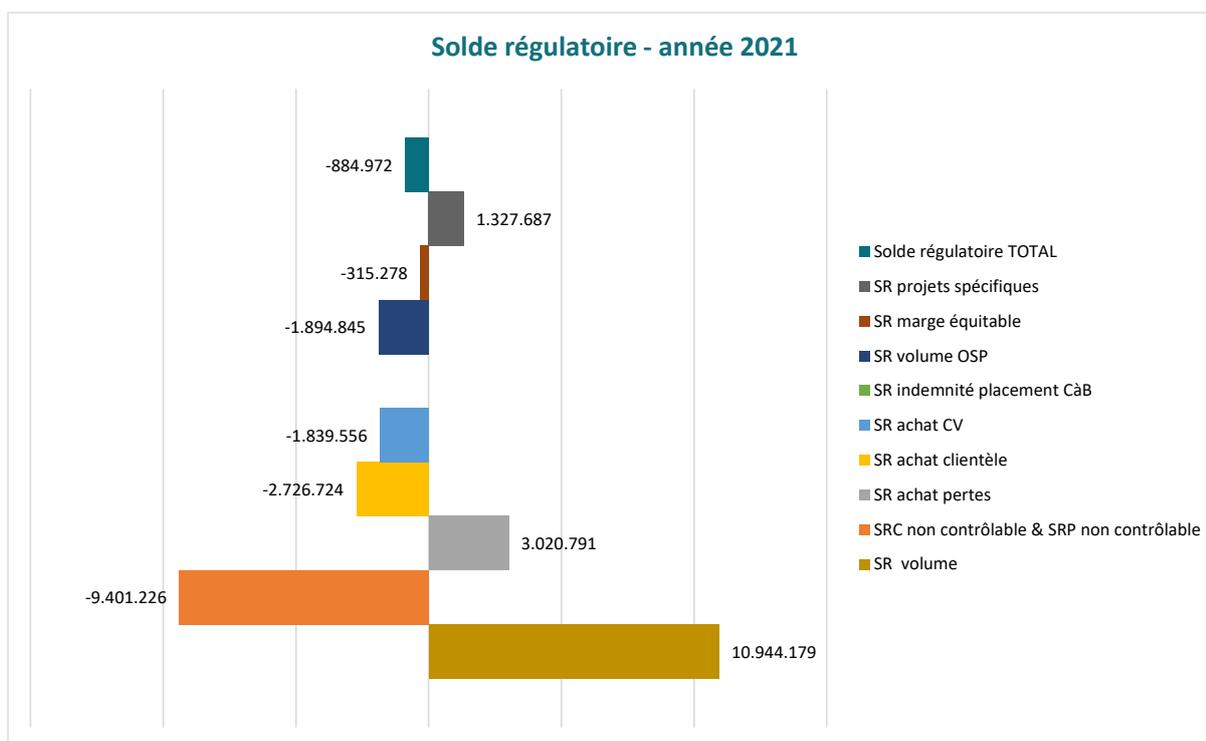
L'article 118 de la méthodologie tarifaire 2019-2023 détermine, pour chaque année de la période régulatoire, le solde régulatoire annuel total de distribution électricité selon la formule suivante :

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

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

Le solde régulatoire annuel total de **-884.972€** est un **actif régulatoire (créance tarifaire)** à l'égard des utilisateurs de réseau dans leur ensemble.

GRAPHIQUE 7 SOLDE REGULATOIRE – ANNEE 2021



Légende :

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

## 9.1. Détail du solde régulateur relatif aux produits issus des tarifs périodiques (SR<sub>volume</sub>)

Le solde régulateur relatif aux **produits issus des tarifs périodiques** de distribution (SR<sub>volume</sub>) est défini à l'article 105 de la méthodologie tarifaire 2019-2023. En 2021, ce solde régulateur est un passif régulateur (créance tarifaire) qui s'élève à 10.753.621€ après déduction du chiffre d'affaires relatif à la redevance de voirie (991.690€), du chiffre d'affaires relatif à l'impôt des sociétés (800.459€) et du chiffre d'affaires relatif au « autres impôts et surcharges » (7.540€).

	BUDGET	REALITE	ECART	SOLDE REGULATOIRE
Chiffre d'affaires (signe négatif)				
Chiffre d'affaires - Tarif OSP	-59.363.749	-58.136.816	-1.226.933	-1.226.933
Chiffre d'affaires - Redevance de voirie	-29.903.921	-28.912.232	-991.690	-991.690
Chiffre d'affaires - Tarif impôts sur les revenus	-30.129.325	-29.328.866	-800.459	-800.459
Chiffre d'affaires - Autres impôts et surcharges	-67.174	-59.633	-7.540	-7.540
Chiffre d'affaires - Tarif soldes régulateurs	-6.410.324	-5.951.027	-459.297	-459.297
Chiffre d'affaires - Dépassement forfait d'énergie réactive	0	-2.282.162	2.282.162	2.282.162
Chiffre d'affaires - Tarif injection	-777.545	-1.167.186	389.641	389.641
Chiffre d'affaires - Tarif périodique de distribution	-456.564.247	-466.332.295	9.768.048	9.768.048
<b>TOTAL</b>	<b>-583.216.285</b>	<b>-592.170.218</b>	<b>8.953.933</b>	<b>8.953.933</b>
			<b>SR produits périodiques</b>	<b>10.753.621</b>

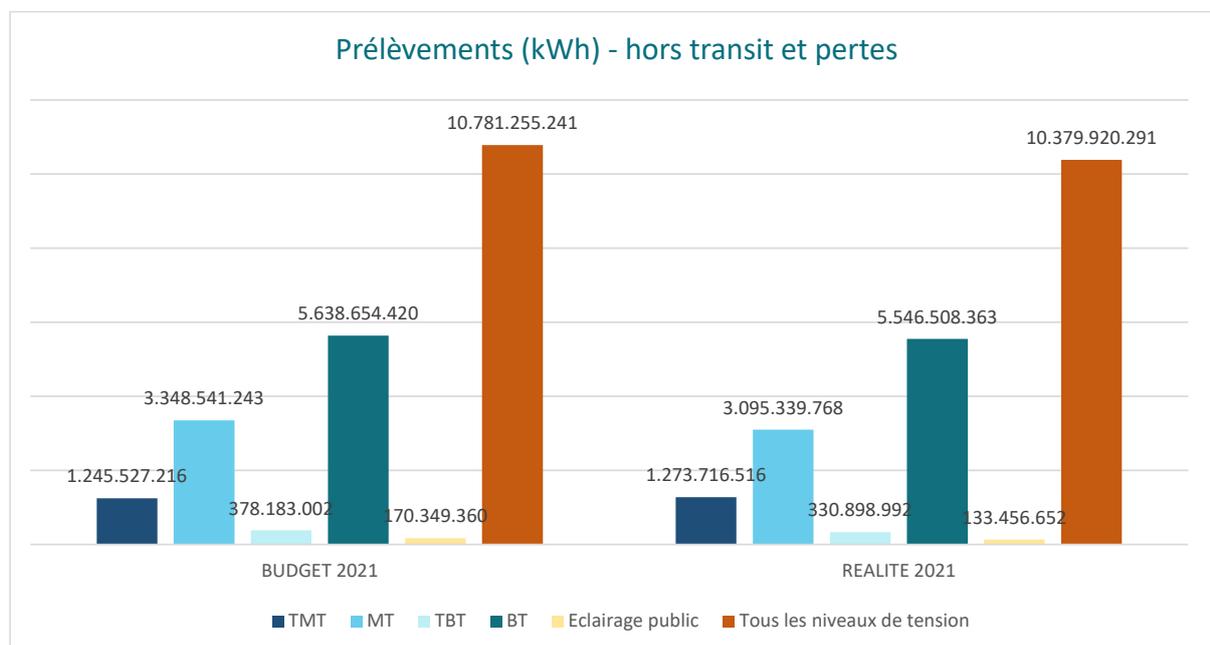
Le solde régulateur total relatif aux produits issus des tarifs périodiques est un passif régulateur qui s'élève à **8.953.933€**.

Le solde régulateur relatif au chiffre d'affaires de l'année 2021 provient essentiellement de la comptabilisation de factures à établir d'un montant de 9.505.468€.

La CWaPE constate un actif régulateur (-6,5 M€) au niveau du chiffre d'affaires issu du terme proportionnel compensé par un passif régulateur (+7,1 M€) au niveau du chiffre d'affaires issu du terme prosumer. Comme en 2020, les recettes réelles issues de la facturation du tarif prosumer sont supérieures aux recettes budgétées ce qui génère ce passif régulateur. Cette dette tarifaire s'explique par le fait que le nombre réel de prosumers et les puissances réelles des installations sont respectivement 30% et 32% supérieures aux valeurs budgétées.

Les volumes d'électricité réels distribués sur le réseau d'ORES en 2021 sont 4% inférieurs aux volumes d'électricité budgétés. Cet écart est cependant plus faible qu'en 2020 car les volumes réels de l'année 2021 sont supérieurs aux volumes réels de l'année 2020 (+3%).

Le graphique ci-dessous montre les volumes de prélèvement (hors transit et pertes) budgétés et réels de l'année 2021, par niveau de tension.



Les volumes de prélèvement budgétés de l’année 2021 étaient basés sur les volumes facturés hors régularisation de l’année 2017. On constate que les volumes réels sont 4% inférieurs aux volumes budgétés. Cette diminution des volumes de prélèvement entre 2017 et 2021 provient du nombre de prosumers qui a augmenté de 48% entre 2017 et 2021 ce qui réduit de *facto* les volumes de prélèvement. ORES estime cette diminution à environ 230.198 MWh depuis 2017 mais également d’une diminution des volumes de prélèvement de l’éclairage public et de prélèvement TBT.

Il est à noter que le solde régulateur relatif aux produits issus des tarifs périodiques de distribution ( $SR_{\text{volume}}$ ) 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 régulateurs relatif à l’impôt des sociétés, à la redevance de voirie et aux autres impôts et surcharges (voir point 8.2.1 de la présente décision).

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

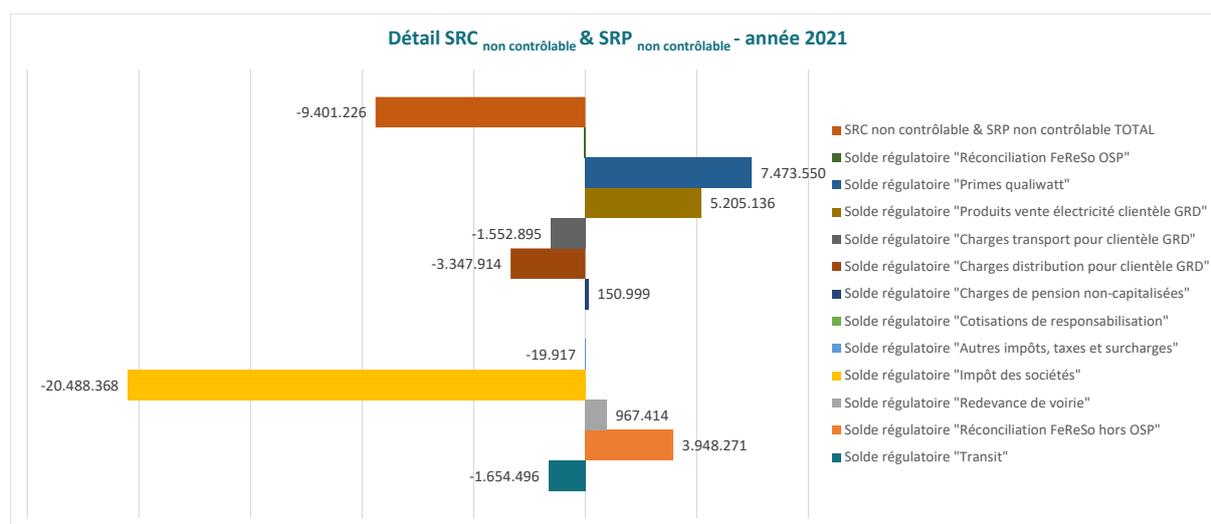
### 9.2.1. Détail du solde régulateur relatif aux charges opérationnelles non-contrôlables & solde régulateur relatif aux produits opérationnels non-contrôlables (SRC non contrôlables et SRP non contrôlables)

Le solde régulateur relatif aux **charges opérationnelles non-contrôlables (SRC<sub>non-contrôlables</sub>)**, à l'exception des soldes relatifs à l'achat d'électricité destinée à la couverture des pertes et à l'alimentation de la clientèle propre, aux achats de certificats verts et aux indemnités de retard de placement de compteur à budget (CàB), est défini à l'article 106 de la méthodologie tarifaire. En 2021, ce solde régulateur est un actif régulateur (créance tarifaire) qui s'élève à **-14.606.362€**.

Le solde régulateur relatif aux **produits opérationnels non-contrôlables (SRP<sub>non-contrôlables</sub>)** est défini à l'article 112 de la méthodologie tarifaire. En 2021, ce solde est un passif régulateur (dette tarifaire) qui s'élève à **5.205.136€** et qui provient essentiellement des produits issus de la vente d'électricité à la clientèle du GRD. On constate que les volumes de ventes réels sont 8% supérieurs aux volumes de vente budgétés. Cette augmentation des volumes vendus est liée à la crise COVID qui a d'une part augmenté le nombre de clients protégés (nouvelles catégories ou extension des catégories existantes) et de clients sous fournisseur X (accroissement des difficultés de paiement, interdiction de placer des CàB ou de procéder à des coupures pendant plusieurs mois). La CWaPE constate également que les prix de vente réels sont supérieurs aux prix de vente budgétés (+17% pour le prix maximum et + 10% pour le tarif social).

La somme de ces deux soldes régulateurs est un actif régulateur (créance tarifaire) qui s'élève à **- 9.401.226€ dont le détail est repris dans le graphique ci-dessous :**

GRAPHIQUE 9 DETAIL SOLDE REGULATOIRE SRC NON CONTROLABLES & SRP NON CONTROLABLES – ANNEE 2021



En 2021, le solde régulateur relatif aux **charges opérationnelles non-contrôlables** se compose notamment :

- d'un actif régulateur (créance tarifaire) de – **20.488.368€** sur les charges liées à l'impôt des sociétés qui résulte du fait que le bénéfice réel de l'année 2021 est largement supérieur au bénéfice budgété mais également du fait qu'ORES a comptabilisé en 2021 une charge fiscale complémentaire de 6M€ relative à l'année 2018 suite à un avis rectificatif de l'administration fiscale ;
- d'un actif régulateur (créance tarifaire) de – **3.347.914€** sur les charges de distribution pour la clientèle GRD liée à l'augmentation des clients alimentés par le GRD en 2021 (clients protégés et clients sous fournisseur X) comme expliqué ci-dessus ;
- d'un actif régulateur (créance tarifaire) de – **1.552.895€** sur les charges de transport pour la clientèle GRD liée à l'augmentation des clients alimentés par le GRD en 2021 (clients protégés et clients sous fournisseur X) comme expliqué ci-dessus ;
- d'un actif régulateur (créance tarifaire) de - **1.654.496€** 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 ORES et ses GRD voisins ;
- d'un passif régulateur (dette tarifaire) de **7.473.550€** sur les primes qualiwatt. 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, ORES ne savait pas que le système de soutien qualiwatt serait arrêté en juin 2019 mais également d'une surestimation du montant des primes. Le montant unitaire réel des primes versées en 2021 est très inférieur au montant unitaire budgété en raison notamment de la tendance globalement à la hausse des prix de l'électricité depuis l'élaboration du budget ;
- d'un passif régulateur (dette tarifaire) de **3.948.271€** sur les charges et produits issus de la réconciliation FeReSo. Dans la proposition de revenus autorisés 2019-2023, ORES avait budgété une charge liée à la réconciliation. En réalité, en 2021, ORES a comptabilisé un produit de réconciliation, ce qui explique que le solde soit une dette tarifaire (trop perçu).
- d'un passif régulateur (dette tarifaire) de **967.414€** sur la redevance de voirie. Ce solde régulateur inclut à la fois l'écart entre les coûts budgétés et réels et les produits budgétés et réels. Il provient essentiellement de la diminution des volumes de prélèvement par rapport au budget ;

### 9.2.2. Détail du solde régulateur relatif à la charge d'achat d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau électriques (SR<sub>achat pertes</sub>)

L'écart relatif à la **charge d'achat d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau électriques (SR<sub>achat pertes</sub>)** est défini à l'article 107, § 2, de la méthodologie tarifaire. Le prix d'achat réel d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau électriques de l'année 2021 étant situé à l'intérieur du couloir de prix autorisé, l'écart (passif régulateur) qui s'élève à **3.102.407€** est intégralement répercuté en faveur des utilisateurs de réseau.

Cet écart se compose d'une part de l'**effet coût (-2.955.484€)** et, d'autre part, de l'**effet volume (6.057.604€)**. Le prix d'achat réel d'électricité pour la couverture des pertes est supérieur (9%) au prix d'achat budgété mais les volumes réels de pertes en réseau de l'année 2021 sont -18% inférieurs aux volumes budgétés. ORES constate une diminution progressive des volumes de pertes depuis quelques années liée en partie à l'augmentation du nombre d'installations d'UPD sur son réseau.

A ce montant, s'ajoute un solde (actif régulateur) de – 81.329€ relatif à l'électricité facturée aux forains. Le montant total du solde régulateur relatif à la charge d'achat d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau s'élève à **3.020.791€**.

Les pertes en réseau représentent en moyenne 5% de l'électricité totale distribuée sur le réseau (transit et éclairage public inclus). Les pertes relatives au niveau BT représentent en moyenne 86% des volumes de pertes.

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 MT et T-BT.

### 9.2.3. Détail du solde régulateur relatif à la charge d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre (SR<sub>achat clientèle</sub>)

L'écart relatif à la **charge d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre (SR<sub>achat clientèle</sub>)** est défini à l'article 108, § 2, de la méthodologie tarifaire. Le prix d'achat réel d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre en 2021 étant situé à l'intérieur du couloir de prix autorisé, l'écart (actif régulateur) qui s'élève à – **2.726.724 €** est intégralement à charge des utilisateurs de réseau.

Cet écart se compose d'une part de l'**effet coût (-482.204€)** et, d'autre part, de l'**effet volume (-2.244.520€)**. Le prix d'achat réel d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre est supérieur (9%) au prix d'achat budgété et les volumes réels d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre de l'année 2021 sont 40% supérieurs aux volumes budgétés comme expliqué au point 8.2.1 de la présente décision.

#### **9.2.4. 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 2021 étant situé à l'intérieur du couloir de prix autorisé, l'écart (actif régulateur) qui s'élève à **-1.839.556€** est intégralement à charge des utilisateurs de réseau.

Cet écart se compose d'une part de l'**effet coût (-104.502€)** et, d'autre part, de l'**effet volume (-1.735.054€)**. Le prix d'achat réel des certificats verts est 7% supérieur au prix d'achat budgété et le nombre de certificats verts achetés en 2021 est 111% supérieur au nombre budgété.

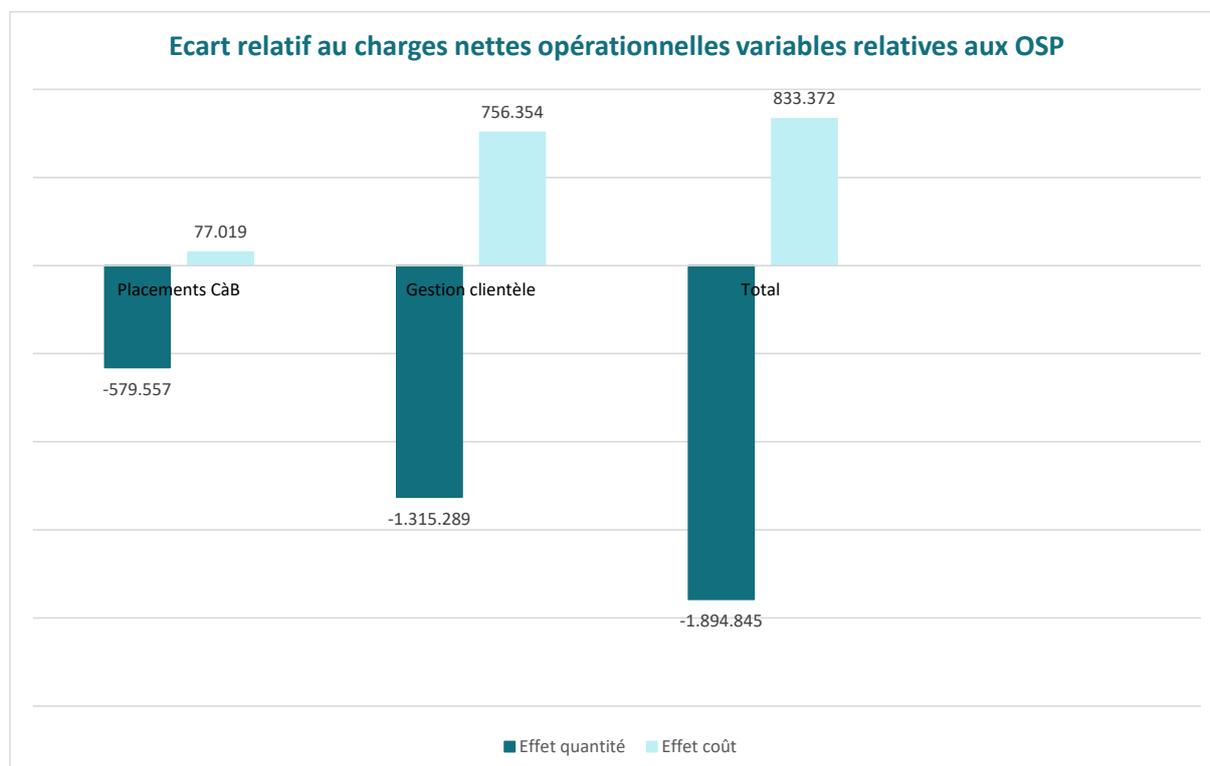
#### **9.2.5. Détail du solde relatif aux indemnités versées aux fournisseurs commerciaux en cas de retard de placement des compteurs à budget ( $SR_{indemnité\ placement\ C\grave{a}B}$ )**

Comme stipulé au point 7.2.4 ci-dessus, l'entrée en vigueur de l'intervention forfaitaire s'est faite de manière concomitante avec le MIG6 en décembre 2021. Au cours de l'année 2021, aucune indemnité n'a été versée aux fournisseurs en cas de retard de placement des compteurs à budget.

### 9.3. Détail du solde relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables variables relatives aux obligations de service public (SR<sub>volume OSP</sub>)

L'écart relatif aux **charges nettes opérationnelles contrôlables variables relatives aux obligations de service public (SR<sub>volume OSP</sub>)** est défini à l'article 114, §§ 1 et 2, de la méthodologie tarifaire. Cet écart distingue d'une part l'**effet coût** constituant un bonus de 833.372€ (cf. point 6.1.2 ci-dessus) et, d'autre part, l'**effet quantité** pour un montant de **-1.894.845€** constituant une créance tarifaire envers les utilisateurs de réseau.

GRAPHIQUE 10 DETAIL DE L'ECART RELATIF AUX CHARGES NETTES OPERATIONNELLES CONTROLABLES VARIABLES RELATIVES AUX OBLIGATIONS DE SERVICE PUBLIC – ANNEE 2021

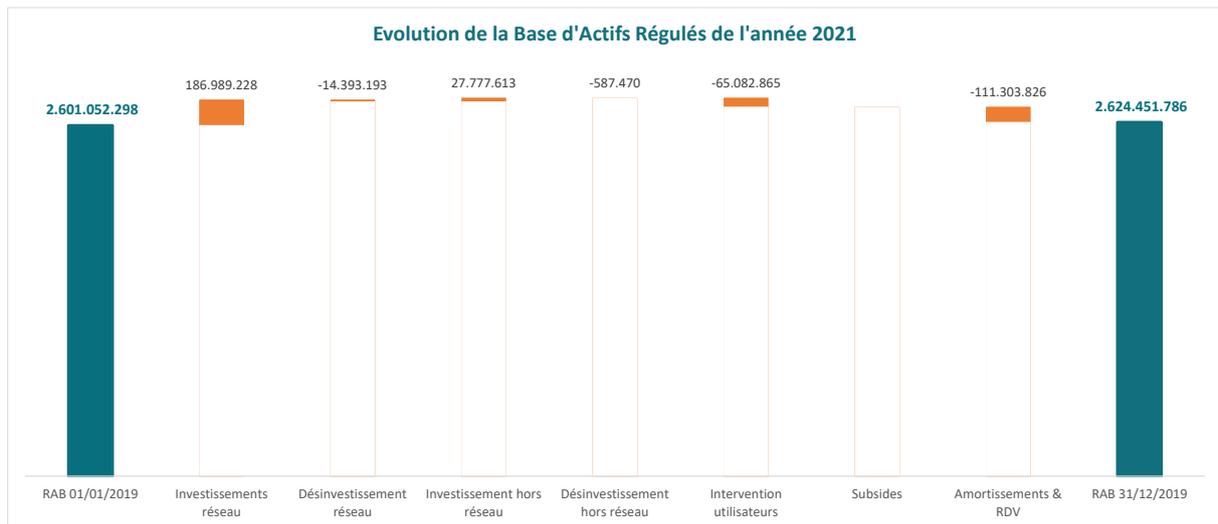


L'actif régulateur de -1.894.845€ se compose d'un actif régulateur de **-579.557€** sur les charges nettes contrôlables variables relatives à la gestion des compteurs à budget et d'un actif régulateur de **-1.315.289€** sur les charges nettes contrôlables variables relatives à la gestion de la clientèle. Au niveau de la gestion de la clientèle, le nombre réel de clients alimentés par le GRD en 2021 est supérieur de 39% au nombre budgété 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 2021 est inférieur au nombre budgété mais le coût unitaire associé étant négatif, le solde régulateur est également une créance tarifaire.

## 9.4. Détail du solde relatif à la marge bénéficiaire équitable (SR<sub>marge bénéficiaire équitable</sub>)

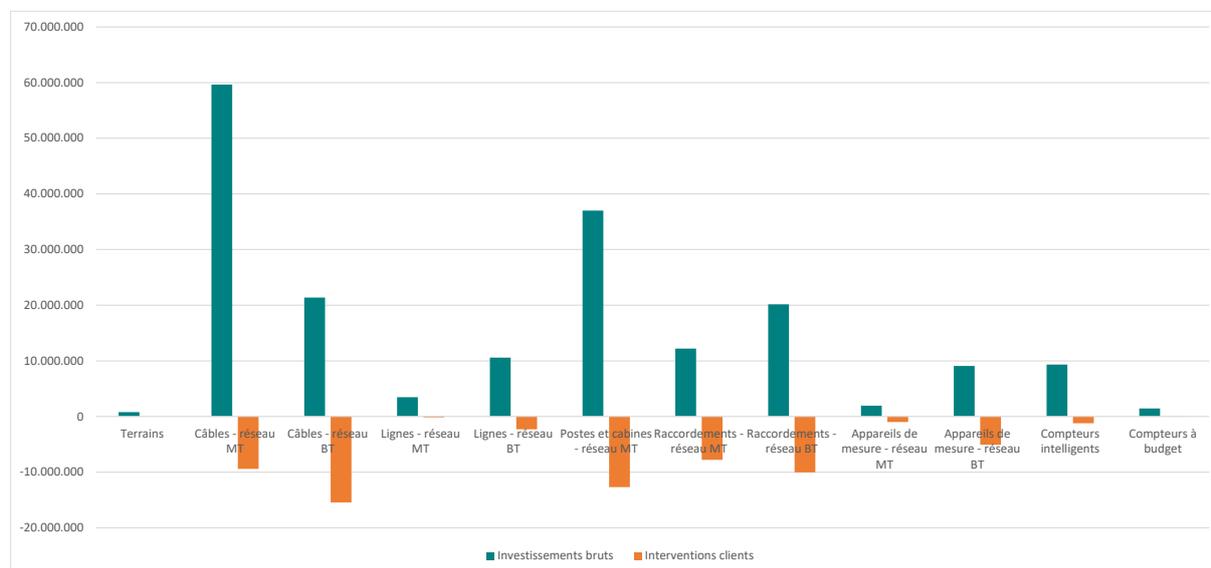
La valeur de la Base d'Actifs Régulés s'élève à **2.601.052.298€** au 1<sup>er</sup> janvier 2021 et à **2.624.451.786€** au 31 décembre 2021. La valeur moyenne de la RAB de l'année 2021 calculée conformément à l'article 24 de la méthodologie, s'élève à **2.612.752.042€**.

GRAPHIQUE 11 EVOLUTION DE LA BASE D'ACTIFS RÉGULÉS RÉELLES DE L'ANNÉE 2021



Comme indiqué au point 7.1.3.1 de la présente décision, les investissements réseau de l'année 2021 sont inférieurs aux investissements budgétés mais supérieurs aux investissements réseau de l'année 2020. Ces investissements, ainsi que les interventions tiers<sup>2</sup> y afférentes, sont répartis selon le graphique ci-dessous.

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*. 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 **105.894.840€** pour l'année 2021.

Le solde régulateur relatif à la marge bénéficiaire équitable est défini à l'article 115 de la méthodologie tarifaire. Pour l'année 2021, il s'élève à **-315.278€** et constitue une créance tarifaire à l'égard des utilisateurs du réseau.

Le solde régulateur relatif à la marge bénéficiaire équitable s'explique exclusivement par la variation de la Base d'Actifs Régulés moyenne budgétée par rapport à la Base d'Actifs Régulés moyenne réelle. Cette variation qui s'élève à 7.778.885€ est le résultat des différentes variations suivantes :

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

	BUDGET	REALITE	DIFFERENCE
BAR au 01/01/2021	2.598.071.933	2.601.052.298	2.980.365
Investissements réseau	169.386.648,7	186.989.227,7	17.602.579,0
Investissements hors réseau	19.426.574,7	27.777.613,2	8.351.038,5
Interventions clients	-49.039.269,1	-65.082.864,6	-16.043.595,5
Désinvestissements réseau	-5.236.390,3	-14.393.192,9	-9.156.802,5
Désinvestissements hors réseau	0,0	-587.470,1	-587.470,1
Amortissements et RDV	-120.735.115,5	-111.303.825,8	9.431.289,6
BAR au 31/12/2021	2.611.874.381	2.624.451.786	12.577.404
BAR MOYENNE	2.604.973.157	2.612.752.042	7.778.885

- La valeur réelle de la Base d'Actifs Régulés au 01/01/2021 est supérieure à la valeur budgétée de la Base d'Actifs Régulés au 01/01/2021 ;
- Les investissements réseau réels de l'année 2021 sont supérieurs aux investissements réseau budgétés ;
- Les investissements hors réseau réels de l'année 2021 sont supérieurs aux investissements hors réseau budgétés ;
- Les désinvestissements réseau et hors réseau réels de l'année 2021 sont largement supérieurs aux désinvestissements réseau et hors réseau budgétés ;
- Les interventions clients réelles de l'année 2021 sont largement supérieures aux interventions clients budgétés ;
- Les charges d'amortissement et de réduction de valeurs sur les actifs réels sont inférieures aux charges d'amortissement et de réduction de valeurs budgétées.

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

Le solde régulateur (dette tarifaire) relatif aux charges nettes des projets spécifiques s'élève à **1.327.687€** en 2021. Il se compose de l'écart relatif aux charges nettes variables et de l'écart relatif aux charges/produits non-contrôlables.

### 9.5.1. Ecart relatif aux charges nettes variables

L'article 117 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 2021, ORES comptabilise un solde régulateur (dette tarifaire) de **791.087€** au niveau des charges nettes variables relatives au projet de déploiement des compteurs communicants. En effet, ORES a placé 29.858 compteurs communicants électricité alors qu'il prévoyait initialement d'en placer 39.392 en 2021. ORES est confronté à un manque de main d'œuvre qualifiée lui permettant de déployer les compteurs communicants comme prévu.

Le nombre cumulé de compteurs communicants placés s'élève au 31/12/2021 à 30.140 alors qu'ORES avait prévu que le nombre cumulé de compteurs communicants placés s'élève à 39.570 au 31/12/2021.

### 9.5.2. Ecart 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 du budget des charges nettes relatives au projet de déploiement des compteurs communicants les éléments non-contrôlables suivants :

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

- La charge fiscale différentielle calculée sur la base de la marge équitable différentielle ;

En ex-post, l'écart sur la marge équitable différentielle et la charge fiscale différentielle sont traitées conformément aux dispositions visées par les articles 106 et 115 de la méthodologie tarifaire. De même, les produits/gains sur les coûts d'achat d'électricité pour la couverture des pertes et des fraudes, sont traités en ex-post conformément aux dispositions visées par l'article 107 de la méthodologie tarifaire. En 2021, les écarts sur ces éléments non-contrôlables forment un solde régulateur (dette tarifaire) qui s'élève à **536.592€**.

## **10. PROPOSITION D'AFFECTATION DU SOLDE REGULATOIRE**

Conformément à l'article 120 de la méthodologie tarifaire, la période d'affectation du solde régulateur de l'année 2021 est déterminée par la CWaPE, en concertation avec le gestionnaire de réseau de distribution. A la suite de cette concertation avec la CWaPE, ORES propose de postposer la décision d'affectation du solde régulateur électricité de l'année 2021 lors de la détermination des revenus autorisés des années 2024 à 2029.

## 11. 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°, 7, § 1<sup>er</sup>, alinéa 2, et 16 du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité ;

Vu la 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 naturel actifs en Région wallonne pour la période 2019-2023 ;

Vu le rapport tarifaire *ex post* électricité portant sur l'exercice d'exploitation 2021 introduit par ORES Assets auprès de la CWaPE en date du 30 juin 2022 ;

Vu les informations complémentaires transmises par ORES Assets entre le 1<sup>er</sup> juillet 2022 et le 2 décembre 2022 par écrit ou lors de réunions ;

Vu le rapport tarifaire *ex post* électricité adapté portant sur l'exercice d'exploitation 2021 d'ORES Assets transmis à la CWaPE le 31 octobre 2022 ;

Vu l'analyse réalisée par la CWaPE des rapports tarifaires *ex post* électricité portant sur l'exercice d'exploitation 2021 d'ORES Assets ;

Considérant que, à l'issue de son contrôle du calcul du solde régulateur de l'année 2021 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 qu'ORES Assets propose d'affecter le solde régulateur électricité de l'année 2021 aux revenus autorisés des années 2024 à 2029 ;

Considérant la décision de la CWaPE référencée CD-21j28-CWaPE-0578 qui prévoit que l'affectation du solde régulateur issu de la révision des charges nettes des années 2019 à 2023 relatives au projet spécifique de déploiement des compteurs communicants électricité, sera déterminée lors de l'approbation des revenus autorisés 2024-2028 d'ORES Assets ;

Considérant la décision de la CWaPE référencée CD-21k25-CWaPE-0598 qui prévoit que l'affectation du solde régulateur électricité de l'année 2020 sera déterminée lors de l'approbation des revenus autorisés 2024-2028 d'ORES Assets ;

Considérant que l'affectation concomitante des soldes régulateurs des années 2020 et 2021 avec le solde régulateur issu de la révision des charges nettes des années 2019 à 2023 relatives au projet spécifique de déploiement des compteurs communicants « électricité » permettra vraisemblablement de limiter les variations tarifaires pour les utilisateurs de réseau ;

## 11.1. Approbation des soldes régulateurs

La CWaPE approuve les soldes régulateurs électricité de l'année 2021 rapportés par ORES Assets au travers de son rapport tarifaire *ex-post* daté du 31 octobre 2022, sous la réserve formulée à la section 3 de la présente décision. Le solde régulateur total électricité d'ORES Assets de l'année 2021 est un actif régulateur qui s'élève à -884.972€.

## 11.2. Affectation des soldes régulateurs

La CWaPE décide que l'affectation du solde régulateur électricité de l'année 2021 d'ORES Assets sera déterminée lors de l'approbation des revenus autorisés 2024-2029 d'ORES Assets.

## 12. SOLDES REGULATOIRES NON AFFECTES

Le tableau suivant reprend le montant des soldes régulateurs d'ORES Electricité approuvés partiellement affectés ou non affectés :

	Montant	Montant affecté	Montant non affecté
Soldes régulateurs 2017-2019	-47.458.730	28.475.238	-18.983.492
Solde régulateur 2020	-22.879.225		-22.879.225
Solde régulateur 2021	-884.973		-884.973
Solde révision budget smart 2019	-4.456.180		-4.456.180
Solde révision budget smart 2020	5.642.385		5.642.385
Solde révision budget smart 2021	11.412.931		11.412.931
Solde révision budget smart 2022-2023	24.142.147		24.142.147
<b>TOTAL</b>	<b>-34.481.645</b>	<b>28.475.238</b>	<b>-6.006.407</b>

### Légende :

Solde régulateur négatif = actif régulateur (créance tarifaire)

Solde régulateur positif = passif régulateur (dette tarifaire)

### 13. VOIES DE RECOURS

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

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

En cas de plainte en réexamen, le délai de trente jours mentionné ci-dessus pour l'exercice d'un recours en annulation devant la Cour des marchés « *est suspendu à la décision de la CWaPE, ou, en l'absence de décision, pendant deux mois à dater de la réception de la plainte ou des compléments d'information sollicités par la CWaPE* » (article 50ter, alinéa 2, du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité).

## **14. ANNEXES**

Annexe I. Évolution du revenu autorisé électricité d'ORES Assets pour les années 2017 à 2021

*Date du document : 13/12/2022*

## DÉCISION

CD-22|15-CWaPE-0711

**Soldes rapportés par ORES Assets  
concernant l'exercice d'exploitation 2021**

**Annexe I : Évolution du revenu autorisé**

## Table des matières

1.	ÉVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ .....	3
1.1.	Évolution du revenu autorisé 2020-2021.....	3
1.2.	Évolution du revenu autorisé entre 2017 et 2021 .....	5
2.	ÉVOLUTION DES VOLUMES DE PRELEVEMENT ENTRE 2017 ET 2021 .....	6

### Index graphiques

Graphique 1	Évolution du revenu autorisé 2020-2021 .....	3
Graphique 2	Évolution du revenu autorisé réel 2017-2021 .....	5
Graphique 3	Évolution des volumes de prélèvement 2017-2021 .....	6

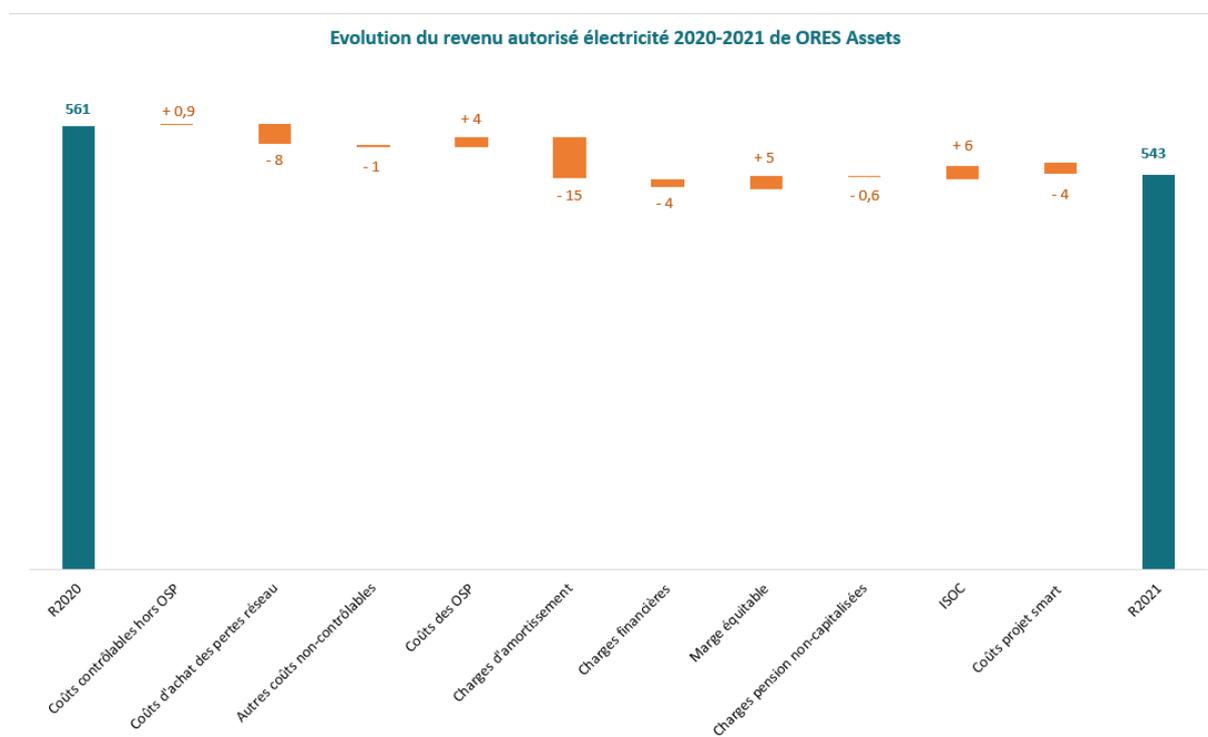
# 1. ÉVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ

## 1.1. Évolution du revenu autorisé 2020-2021

Sur la base des données introduites dans le rapport tarifaire *ex post* électricité 2021 du 31 octobre 2022, le revenu autorisé électricité réel de l'année 2021 est de **543.321.591€** soit en diminution de **3% par rapport aux coûts réels rapportés de l'exercice d'exploitation 2020 (543.321.591€)**.

Le revenu autorisé réel évolue pour les années 2020 à 2021 selon le graphique suivant :

GRAPHIQUE 1 ÉVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ 2020-2021



Les principales variations entre 2020 et 2021 s'expliquent par :

- **Charges d'amortissement et de désaffectation (-15.079.501€ soit -13%)** : cette diminution provient du fait qu'en 2020 ORES avait comptabilisé des charges de désaffectations exceptionnelles à la suite de la réalisation d'un impairement test sur les immobilisations incorporelles et à la suite de la mise en œuvre d'une nouvelle méthode d'activation des coûts des projets IT avec correction des investissements réalisés avant 2020. En 2020, ORES avait également comptabilisé un rattrapage de charge d'amortissement sur les logiciels IT qui aurait dû être comptabilisée en 2019.
- **Coûts d'achat d'électricité pour compenser les pertes réseau (-7.770.364€ soit -32%)** : cette diminution malgré une augmentation du prix d'achat de l'électricité de 9%, la diminution des volumes de pertes de 18% entre 2020 et 2021 a entraîné en 2021 une diminution des coûts d'achat de l'électricité pour la compensation des pertes de 32%.

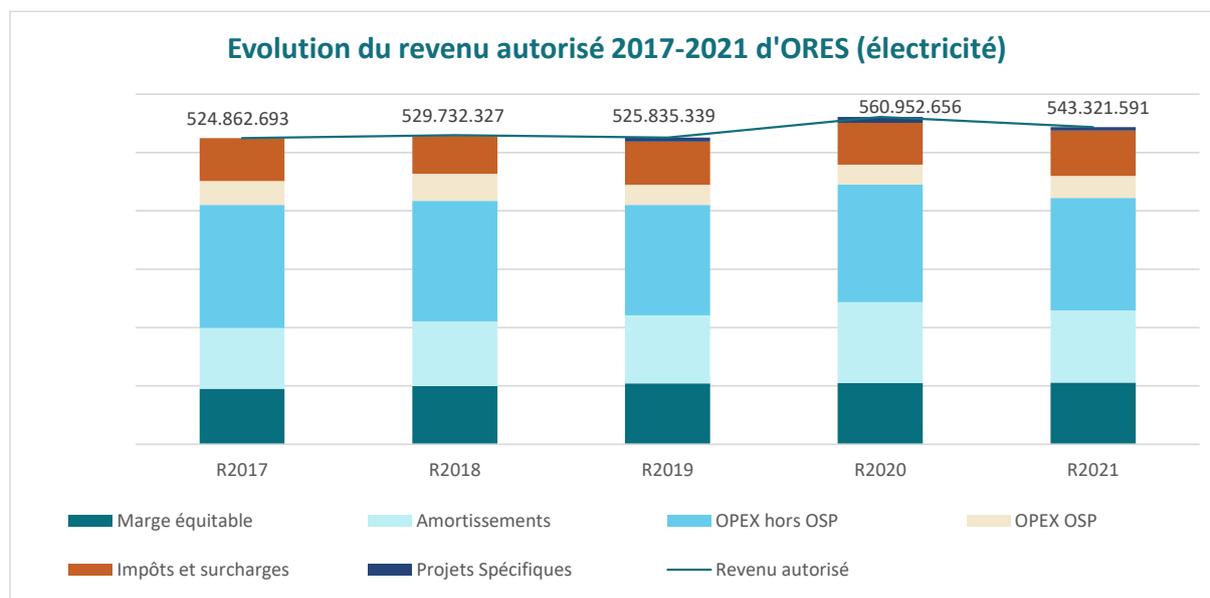
- **Impôt des sociétés et des personnes morales ( +6.458.939 soit +14%)** : cette augmentation provient de l'augmentation du bénéfice en 2021 par rapport à 2020 (+14%) et de la comptabilisation en 2021 d'une charge fiscale complémentaire de 6M€ relative à l'année 2018 suite à un avis rectificatif de l'administration fiscale.
- **Marge équitable ( +5.015.891 € soit +6%)** : l'augmentation de la marge équitable s'explique par :
  - l'augmentation naturelle de la valeur moyenne de la Base d'Actifs Régulés ;
  - le changement de la formule du pourcentage de rendement qui, à partir de 2019, inclut le coût de la dette tandis que ce dernier était considéré comme un coût non gérable en 2018. Ainsi, le pourcentage de rendement (4,053%) appliqué à la Base d'Actifs régulés donne la marge équitable du GRD soit sa rémunération totale. Avec cette rémunération, le GRD paie les charges d'intérêt et rembourse ses emprunts et le solde lui permet de rémunérer ses actionnaires. En 2021, les charges financières ayant diminué chez ORES de 18% par rapport à 2020, le montant résiduel de la marge équitable (rémunération des capitaux propres) a augmenté (+6%).

	R2020	R2021	Var.2020-2021	
Rémunération des capitaux externes	21.873.328	17.862.523	-4.010.805	-18%
Rémunération des capitaux propres	83.016.426	88.032.317	5.015.891	6%
Total rémunération = marge équitable	104.889.754	105.894.840	1.005.086	1%

- **Charges relatives aux projets spécifiques ( -4.416.241€ soit -60%)** : la diminution des coûts provient essentiellement de la diminution des coûts d'investissement R&D (coûts d'équipe projet) et des charges opérationnelles IT et hors IT.
- **Charges financières ( -4.010.805 soit -16%)** : en 2021, ORES a remboursé l'emprunt obligataire (290 M€) conclu en 2012, a conclu de nouveaux emprunts pour un total de 225 M€, a émis de nouvelles obligations pour 100M€ et a effectué un tirage sur l'emprunt auprès de la BEI de 100M€. Le taux d'intérêt moyen de la dette d'ORES en 2021 s'élève à 1,39% contre 1,59% en 2020.
- **Coûts des obligations de service public ( +3.756.670€ soit + 11%)** : l'augmentation des coûts des OSP provient de l'augmentation des coûts de distribution et de transport supportées par le GRD pour l'alimentation de la clientèle propre qui provient de l'augmentation du nombre de clients alimentés par le GRD. Les coûts contrôlables OSP sont quant à eux en diminution et en particulier les coûts de gestion des placements des CàB qui diminuent de 25% suite au déploiement des compteurs intelligents (ces coûts ne sont pas considérés comme des coûts OSP).

## 1.2. Évolution du revenu autorisé entre 2017 et 2021

GRAPHIQUE 2 ÉVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ REEL 2017-2021



Le revenu autorisé électricité d'ORES Assets s'élève au 31 décembre 2021 à **543.321.591** euros. Ce revenu augmente de 4% sur la période 2017-2021.

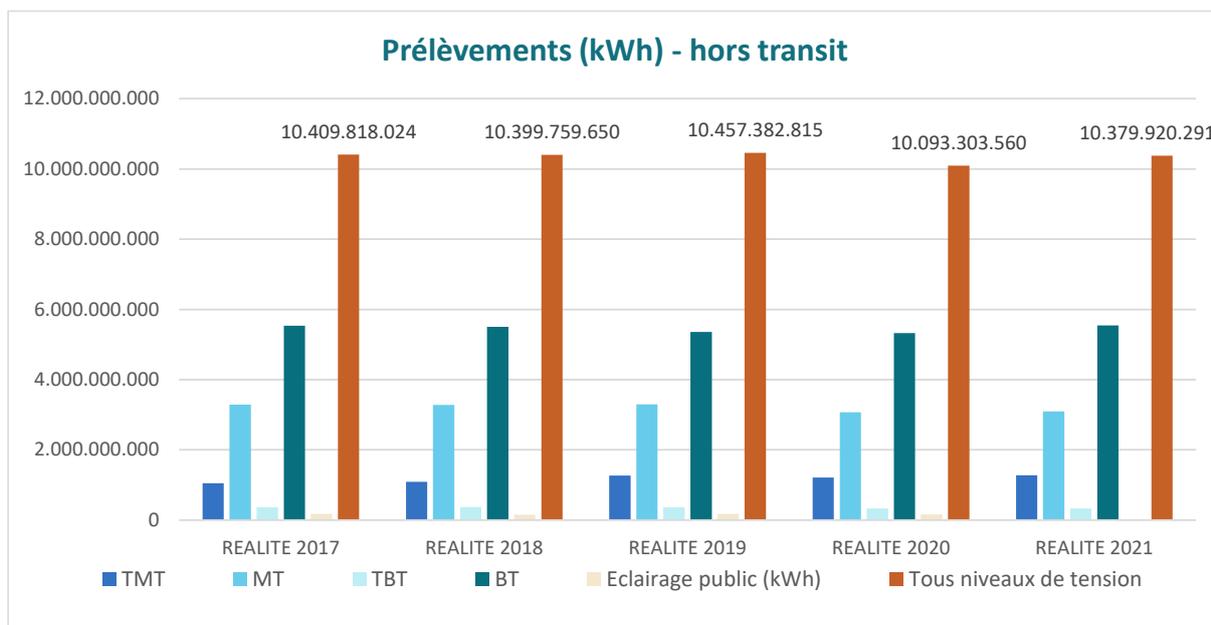
Les principales variations entre 2017 et 2021 s'expliquent par :

- L'augmentation des **charges d'amortissement** de **19M€ (+19%)** entre 2017 et 2021. L'augmentation se situe entre 5% à 6% par an entre 2016 et 2019. Entre 2019 et 2020, on constate une augmentation de 18% liée aux importantes désaffectations comptabilisées sur les investissements IT. Le niveau des charges d'amortissement diminue dès lors de 11% entre 2020 et 2021.
- La diminution des **charges opérationnelles hors OSP** de **18M€ (-8%)** entre 2017 et 2021. On constate que ces charges fluctuent à la hausse et à la baisse entre 2017 et 2021.
- La diminution des **charges opérationnelles OSP** de près de **3M€ (-7%)** entre 2017 et 2021. Ces charges diminuent fortement entre 2018 et 2019 (-26%) à la suite du changement de système d'imputation. Elles restent stables entre 2019 et 2020 et augmentent fortement (+11%) entre 2020 et 2021 notamment suite à l'augmentation de la clientèle sociale et des volumes y associés.
- L'augmentation des **impôts et surcharges** de **3,5M€ (+5%)** entre 2017 et 2021. Cette augmentation est essentiellement liée à la hausse de l'impôt des sociétés entre 2016 et 2017 (+28%) entre 2018 et 2019 (+12%) et entre 2020 et 2021 (+8%).
- L'augmentation de la **marge équitable** de **près de 10,5M€ (+11%)** entre 2016 et 2020 qui est corrélée avec l'évolution de la RAB et le pourcentage de rendement autorisé. Ce dernier a changé en 2019 et reste fixe jusqu'en 2023.

## 2. ÉVOLUTION DES VOLUMES DE PRELEVEMENT ENTRE 2017 ET 2021

L'évolution des volumes de prélèvement, par niveau de tension, entre l'année 2017 et l'année 2021 est illustrée dans le graphique ci-dessous :

GRAPHIQUE 3 ÉVOLUTION DES VOLUMES DE PRELEVEMENT 2017-2021



On constate que les volumes de prélèvement globaux (tous niveaux de tension confondus) restent stable entre 2017 et 2021.