

Date du document : 29/04/2021

DÉCISION

CD-21d29-CWaPE-0499

SOLDES RAPPORTÉS PAR ORES ASSETS (ÉLECTRICITÉ) CONCERNANT L'EXERCICE D'EXPLOITATION 2019

Rendue en application des articles 4, § 2, 14°, 7, § 1^{er}, 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 LÉGALE.....	4
1.1.	<i>Dispositions législatives applicables pour la détermination des soldes réglementaires relatifs à l'année 2019.....</i>	4
1.2.	<i>Méthodologie tarifaire applicable pour la détermination des soldes réglementaires relatifs à l'année 2019.....</i>	4
1.3.	<i>Dispositions applicables pour la détermination de l'affectation du solde réglementaire relatif à l'année 2019.....</i>	5
2.	HISTORIQUE DE LA PROCÉDURE.....	6
3.	RÉSERVES	8
3.1.	<i>Réserve générale</i>	8
3.2.	<i>Réserve quant à la possibilité de demander une révision des revenus autorisés 2021-2023.....</i>	8
3.3.	<i>Réserve quant à la révision des charges nettes relatives au projet spécifique de déploiement des compteurs intelligents.....</i>	10
4.	CONTRÔLE DES MONTANTS RAPPORTÉS.....	11
5.	ÉCART GLOBAL ENTRE REVENU AUTORISÉ BUDGÉTÉ ET RÉEL 2019	12
6.	BONUS/MALUS.....	13
6.1.	<i>Détail du bonus/malus relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables</i>	14
6.1.1.	Détail du bonus/malus relatif aux CNC _{autres}	14
6.1.2.	Détail du bonus/malus relatif aux charges nettes contrôlables OSP (CNF _{OSP} et CNV _{OSP}).....	23
6.1.3.	Détail du bonus/malus relatif aux CNI	25
6.2.	<i>Détail du bonus/malus relatif aux charges nettes opérationnelles non contrôlables</i>	27
6.2.1.	Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat d'électricité destinée à couvrir les pertes en réseau électrique	27
6.2.2.	Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre	27
6.2.3.	Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat des certificats verts	27
6.2.4.	Détail du bonus/malus relatif aux indemnités versées aux fournisseurs en cas de retard de placement des compteurs à budget	28
6.3.	<i>Détail du malus relatif au projet spécifique de déploiement des compteurs intelligents électricité .</i>	28
7.	RÉSULTAT ANNUEL.....	30
8.	SOLDES RÉGULATOIRES.....	33
8.1.	<i>Détail du solde réglementaire relatif aux produits issus des tarifs périodiques (SR_{volume})</i>	34
8.2.	<i>Détail du solde réglementaire relatif aux charges opérationnelles non contrôlables</i>	35
8.2.1.	Détail du solde réglementaire relatif aux charges opérationnelles non contrôlables & solde réglementaire relatif aux produits opérationnels non contrôlables (SRC _{non contrôlables} et SRP _{non contrôlables})	35
8.2.2.	Détail du solde réglementaire relatif à la charge d'achat d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau électriques (SR _{achat pertes})	37
8.2.3.	Détail du solde réglementaire relatif à la charge d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre (SR _{achat clientèle}).....	38
8.2.4.	Détail du solde réglementaire relatif à la charge d'achat des certificats verts (SR _{achat Cv})	38
8.2.5.	Détail du solde relatif aux indemnités versées aux fournisseurs commerciaux en cas de retard de placement des compteurs à budget (SR _{indemnité placement CâB}).....	38
8.3.	<i>Détail du solde relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables variables relatives aux obligations de service public (SR_{volume OSP})</i>	39
8.4.	<i>Détail du solde relatif à la marge bénéficiaire équitable (SR_{marge bénéficiaire équitable})</i>	40
8.5.	<i>Détail du solde relatif aux charges nettes des projets spécifiques (SR_{projets spécifiques}).....</i>	43
8.5.1.	Ecart relatif aux charges nettes variables	43
8.5.2.	Ecart relatif aux charges/produits non contrôlables	43
9.	PROPOSITION D'AFFECTATION DU SOLDE RÉGULATOIRE.....	45
10.	DÉCISION	47
10.1.	<i>Approbation des soldes réglementaires</i>	48

10.2. Affectation des soldes régulatoires	48
11. VOIES DE RECOURS.....	49
12. ANNEXES	50

Index graphiques

Graphique 1	Bonus– année 2019	13
Graphique 2	Bonus relatif aux CNF et CNV OSP – année 2019	23
Graphique 3	Réconciliation du résultat tarifaire et comptable – année 2019.....	30
Graphique 4	Composition du résultat tarifaire – année 2019	31
Graphique 5	Solde régulateur – année 2019.....	33
Graphique 6	volumes de prélèvements budgétés et réels 2019 (hors transit et pertes)	34
Graphique 7	Détail solde régulateur SRC non contrôlables & SRP non contrôlables – année 2019	35
Graphique 8	Pourcentage des pertes en réseau – budget versus realite 2019	37
Graphique 9	Détail de l'écart relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables variables relatives aux obligations de service public – année 2019	39
Graphique 10	Evolution de la Base d'Actifs Régulés réelles de l'année 2019.....	40
Graphique 11	Détail des investissements et interventions clients - réseau	41

Index tableaux

Tableau 1	Affectation des TOTEX IT SWITCH aux CPS.....	20
Tableau 2	Détail du bonus/malus relatif aux CNI.....	25
Tableau 3	Résultat, dividendes et payout ratio – année 2019.....	32
Tableau 4	Montant du solde regulatoire a affecter	45
Tableau 5	Simulation des coûts de distribution des annees 2019-2023 pour le client-type MT (333 kW- 2 GWh)	46

1. BASE LÉGALE

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

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

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

1.2. Méthodologie tarifaire applicable pour la détermination des soldes régulatoires relatifs à l'année 2019

En date du 17 juillet 2017, le Comité de direction de la CWaPE a adopté la décision portant sur la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 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 2019 en l'occurrence), lequel doit comporter le modèle de rapport au format Excel (annexe 7 de la méthodologie tarifaire 2019-2023) ainsi que l'ensemble de ses annexes.

1.3. Dispositions applicables pour la détermination de l'affectation du solde régulateur relatif à l'année 2019

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 PROCÉDURE

1. En date du 16 janvier 2020, la CWaPE a adressé un courrier aux gestionnaires de réseau de distribution relatif d'une part à la valeur des paramètres définissant le couloir de prix d'achat d'électricité pour la couverture des pertes et pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution, et, d'autre part au modèle de rapport ex post 2019 ainsi qu'au calendrier de contrôle.
2. En date du 27 janvier 2020, la CWaPE a adressé un courriel aux gestionnaires de réseau de distribution relatif à la valeur des prix minimum et maximum d'achat des certificats verts de l'année 2019.
3. Le 17 juin 2020, la CWaPE et ORES ont convenu par courriel d'un calendrier adapté de procédure pour le contrôle des rapports ex-post 2019.
4. En date du 30 juin 2020, la CWaPE a reçu le rapport tarifaire électricité *ex-post* de ORES Assets portant sur l'exercice d'exploitation 2019 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 2019 tels que déposés à la Banque nationale de Belgique.
5. L'analyse du rapport tarifaire *ex-post* visé ci-avant a requis de la part de la CWaPE des informations et explications complémentaires. Conformément à l'article 122 de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité, la CWaPE a adressé cette demande au gestionnaire de réseau en date du 31 août 2020.
6. En date du 29 septembre 2020, à la demande de la CWaPE, ORES a présenté, lors d'une réunion, l'évolution des coûts de personnel.
7. En date du 30 septembre 2020, ORES a transmis les réponses et informations complémentaires requises le 31 août 2020 et ce conformément au calendrier adapté convenu par mail entre ORES et la CWaPE le 17 juin 2020.
8. En date du 30 novembre 2020, la CWaPE a adressé une liste de questions complémentaires à ORES ainsi que des demandes d'adaptation des rapports ex-post 2019 du 30 juin 2020.
9. Le 18 décembre 2020, suite à l'arrêt de la Cour des Marchés du 14 octobre 2020, ORES Assets a pris l'initiative de modifier les rapports ex-post 2019 déposés le 30 juin 2020 afin d'intégrer, dans le calcul des soldes et des bonus de l'année 2019, le montant du budget spécifique relatif au projet de déploiement des compteurs intelligents initialement approuvé. ORES a confirmé que ces rapports ex-post adaptés remplacent et annulent les rapports ex-post déposés le 30 juin 2020.
10. Le 6 janvier 2021, la CWaPE et ORES ont convenu par courriel d'un calendrier de procédure pour le contrôle des rapports ex-post 2019 déposés le 18 décembre 2020.
11. En date du 7 janvier 2021, à la demande de la CWaPE, ORES a présenté, lors d'une réunion, l'évolution des coûts IT.

12. En date du 20 janvier 2021, ORES a transmis les réponses et informations complémentaires requises le 30 novembre 2020 ainsi qu'une note concernant les charges d'amortissement des logiciels IT acquis avant le 1^{er} janvier 2019.
13. Le 8 février 2021, une réunion virtuelle a eu lieu au cours de laquelle ORES et la CWaPE ont discuté de certaines réponses transmises le 20 janvier 2021.
14. Le 11 février 2021, la CWaPE a adressé des questions et demandes d'information complémentaires relatives aux rapports ex-post 2019 déposés le 18 décembre 2020.
15. Le 12 mars 2021, ORES a transmis les réponses et informations complémentaires requises le 11 février 2021 ainsi qu'un rapport tarifaire *ex-post* 2019 électricité adapté.
16. Le 24 mars 2021 et le 2 avril 2021, la CWaPE et ORES ont adapté d'un commun accord le calendrier de procédure du contrôle des rapports ex-post 2019.
17. Par la présente décision, la CWaPE se prononce, en vertu des articles 4, § 2, 14°, 7, § 1^{er}, 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 2019** établi sur base du rapport tarifaire *ex-post* déposé le 12 mars 2021 par ORES Assets ainsi que sur la période d'affectation des soldes régulatoires électricité d'ORES Assets des années 2017-2018, des soldes régulatoires électricité de Gaselwest Wallonie des années 2017-2018 et des soldes régulatoires électricité de PBE Wallonie des années 2015-2017.

3. RÉSERVES

3.1. Réserve générale

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

S'il devait s'avérer que, ultérieurement, les données reprises dans ces documents nécessitent une adaptation, notamment lors de la validation des plans d'adaptation ou lors de l'élaboration du rapport annuel de la CWaPE relatif aux coûts des obligations de service public pour l'année 2019, 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.

3.2. Réserve quant à la possibilité de demander une révision des revenus autorisés 2021-2023

L'article 55 de la méthodologie tarifaire 2019-2023 prévoit que, « *En cours de période régulatoire, si l'application des tarifs apparaît comme disproportionnée et/ou discriminatoire, ou conduit à d'importants soldes régulatoires, la CWaPE est habilitée à demander au gestionnaire de réseau de distribution de réviser le revenu autorisé budgété initial ou de demander la modification des tarifs périodiques ou des tarifs non périodiques afin que ceux-ci soient proportionnés et appliqués de manière non discriminatoire.* ».

La CWaPE constate que les bonus (écart sur coûts contrôlables) comptabilisés en électricité et en gaz en 2019 sont particulièrement importants. En effet, le bonus électricité (34M€) représente 10% des coûts contrôlables budgétés et le bonus gaz (10M€) représente 9% des coûts contrôlables budgétés. Ces écarts 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 et gaz d'ORES calculés sur cette base sont de prime abord, dans une certaine mesure, disproportionnés.

En outre, la CWaPE a constaté que certains produits contrôlables n'ont pas été budgétés par ORES, ce qui entraîne *de facto* des bonus récurrents.

La CWaPE restera donc attentive à l'évolution des coûts et produits contrôlables au cours des années 2020 et suivantes et se réserve le droit, si elle constatait une disproportion récurrente des coûts ou produits contrôlables par rapport aux besoins du GRD, de demander une révision des revenus autorisés des années 2021-2023 (ou de l'une de ces années) en vertu de l'article 55 de la méthodologie tarifaire.

3.3. Réserve quant à la révision des charges nettes relatives au projet spécifique de déploiement des compteurs intelligents

Une procédure de révision des charges nettes relatives au projet de déploiement des compteurs intelligents des années 2019 à 2023 est en cours sur la base de l'article 18 de la méthodologie tarifaire 2019-2023. Dans le cadre de celle-ci, les hypothèses et les niveaux de coûts pris en compte par ORES sont examinés par la CWaPE.

La CWaPE attire l'attention d'ORES sur le fait que l'absence de questions et de remarques sur les charges nettes fixes réelles exposées par ORES en 2019 pour le déploiement des compteurs intelligents ne constitue aucunement une approbation de la pertinence, de la nécessité ou du niveau de ces coûts et ne peut donc créer aucune attente légitime quant à l'appréciation que la CWaPE portera dans le cadre de la procédure de révision pour les années 2020 à 2023.

La CWaPE se réserve le droit de prendre position sur toutes les hypothèses budgétaires sous-jacentes au calcul des charges nettes relatives au projet de déploiement des compteurs intelligents pour les années 2020 à 2023.

4. CONTRÔLE DES MONTANTS RAPPORTÉS

Sur la base du rapport tarifaire *ex post* daté du 12 mars 2021 et portant sur l'exercice d'exploitation 2019, la CWaPE a contrôlé le calcul des écarts entre le budget et la réalité rapportés par le gestionnaire de réseau de distribution. Ce contrôle a été réalisé conformément à l'article 8, § 2, (rendu applicable au contrôle *ex post* par l'article 106) et aux articles 106 à 117 de la méthodologie tarifaire.

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

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

Dans le cadre de ses contrôles, CWaPE a vérifié notamment que les activités exercées au cours de l'année d'exploitation par le gestionnaire de réseau de distribution ont été classées selon leur nature en activité régulée, activité non régulée ou activité 'autre' (hors GRD). Parmi les activités non régulées, on retrouve les coûts et produits liés à deux bâtiments dont ORES est propriétaire mais qui ne sont pas utilisés pour les activités régulées, les coûts de l'activité Éclairage Public non OSP soit l'entretien curatif spécial et l'entretien des ouvrages décoratifs refacturés aux communes, les charges d'amortissement du surprix, les coûts et les produits liés à ORES Mobilité.

L'unique « autre » activité exercée par ORES en dehors de son activité de GRD est la récupération des créances antérieures à la libéralisation du marché. La CWaPE a également contrôlé que les tableaux rapportés par le gestionnaire de réseau donnent une image fidèle de la situation financière de la société. Ce contrôle s'appuie notamment sur le rapport spécifique des Commissaires relatif au bilan et au compte de résultats de l'activité régulée du gestionnaire de réseau.

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

5. ECART GLOBAL ENTRE REVENU AUTORISÉ BUDGÉTÉ ET RÉEL 2019

Le revenu autorisé budgété pour l'année 2019 et approuvé par la CWaPE en date du 7 février 2019 s'élève à 573.639.27€. Le revenu autorisé réel de l'année 2019 s'élève 525.835.339€. L'écart entre le revenu autorisé budgété et réel de l'année 2019 s'élève à 47.803.937€ auquel il faut ajouter l'écart provenant des produits issus des tarifs périodiques de distribution qui s'élève à -32.416.358€.

L'écart global entre le revenu autorisé budgété et réel de l'année 2019 s'élève dès lors à **15.387.579€** (soit 3% du revenu autorisé budgété) et se compose d'un **actif régulateur (créance tarifaire) de 19.002.579€** et d'un **bonus de 34.390.158€** qui sont détaillés aux points 6 et 8 de la présente décision.

	BUDGET 2019	REALITE 2019	ECART	SOLDE REGULATOIRE	BONUS/MALUS
Charges nettes contrôlables	335.812.575	300.217.235	35.595.339	-407.730	36.003.069
Charges nettes contrôlables hors OSP	294.456.614	272.355.728	22.100.885		22.100.885
Charges nettes contrôlables OSP	41.355.961	27.861.507	13.494.454	-407.730	13.902.184
Charges et produits non-contrôlables	113.483.518	114.043.113	-559.595	-559.595	0
Hors OSP	96.959.924	103.494.636	-6.534.712	-6.534.712	0
OSP	16.523.594	10.548.477	5.975.117	5.975.117	0
Charges nettes relatives aux projets spécifiques	6.509.857	7.342.791	-832.933	779.979	-1.612.912
Marge équitable	103.944.032	104.232.200	-288.169	-288.169	
Hors OSP	103.153.995	103.474.001	-320.006	-320.006	
OSP	790.037	758.199	31.838	31.837,76	
Quote-part des soldes régulatoires années précédentes	13.889.294	0	13.889.294	13.889.294	
Sous-Total	573.639.276	525.835.339	47.803.937	13.413.779	34.390.158
Chiffre d'affaires (signe négatif)					
Chiffre d'affaires - Tarif OSP	-58.669.547	-55.014.497	-3.655.050	-3.655.050	
Chiffre d'affaires - Redevance de voirie	-28.983.975	-28.023.614	-960.361	-960.361	
Chiffre d'affaires - Tarif impôt des sociétés	-36.742.057	-36.417.720	-324.336	-324.336	
Chiffre d'affaires - Autres impôts et surcharges	-65.809	-42.667	-23.142	-23.142	
Chiffre d'affaires - Tarif soldes régulatoires	-13.889.430	-10.696.699	-3.192.731	-3.192.731	
Chiffre d'affaires - Dépassement forfait d'énergie réactive	0	-2.423.414	2.423.414	2.423.414	
Chiffre d'affaires - Tarif injection	-753.802	-1.134.829	381.027	381.027	
Chiffre d'affaires - Tarif périodique de distribution	-434.534.657	-407.469.479	-27.065.177	-27.065.177	
Sous-Total	-573.639.276	-541.222.918	-32.416.358	-32.416.358	
TOTAL	0	-15.387.579	15.387.579	-19.002.579	34.390.158

Légende :

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

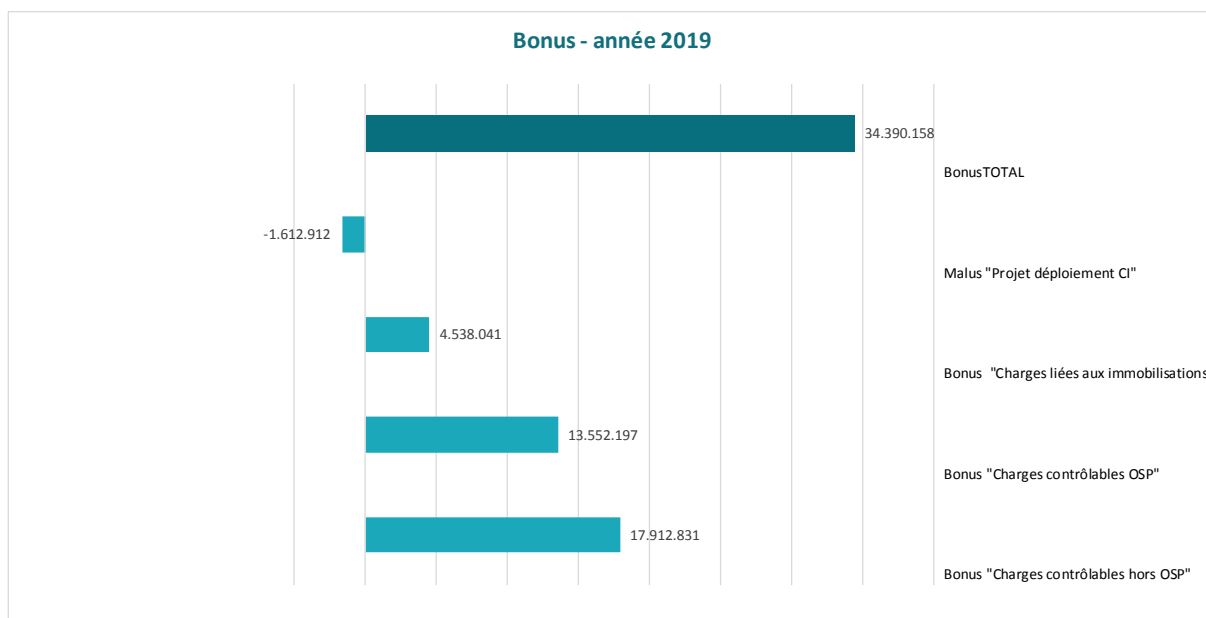
6. BONUS/MALUS

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

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– ANNÉE 2019



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

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

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

Avec :

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

6.1.1. Détail du bonus/malus relatif aux 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 (CNC_{autres}) s'élève à **17.912.831€**. Cela signifie que les CNC_{autres} réelles sont **10% inférieures** aux CNC_{autres} budgétées de l'année 2019.

	Budget 2019	Réalité 2019	Bonus	
Charges contrôlables hors OSP	177.329.095	159.416.264	17.912.831	10%

Le tableau suivant décompose les charges nettes contrôlables réelles 2019 électricité, hors charges nettes relatives aux obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations (CNC_{autres}) en grandes rubriques.

Intitulé	REALITE 2019
Approvisionnements et marchandises	7.437.808
Services et biens divers	91.614.364
Rémunérations, charges sociales et pensions	74.637.514
Amortissements et réductions de valeur sur frais d'établissement, sur immobilisations incorporelles et corporelles	4.442.779
Autres charges d'exploitation	2.620.305
Charges d'exploitation non récurrentes	8.001.969
Impôts sur le résultat (+)/(-)	6.209.366
Produits d'exploitation	-29.953.309
Dotations et reprises de provision ORES ASSETS	1.020.230
Produits financiers (signe négatif)	-564.598
Charges nette contrôlables relatives au projet Smart *	-6.611.049
Charges nette contrôlables provenant du solde de réconciliation (1)	560.886
Charges nettes hors charges nettes liées aux immobilisations	159.416.264

Le bonus de l'année 2019 provient essentiellement des coûts des rémunérations et des coûts IT qui sont deux rubriques importantes au sein des charges nettes contrôlables.

6.1.1.1. Changement de système d'imputation

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

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. Afin de quantifier ces changements, ORES a présenté son budget 2019 (E+G) selon l'ancien et le nouveau modèle d'imputation des coûts. Les montants sont repris dans le tableau ci-dessous.

en millions d'euros

	Electricité + Gaz		
	Budget 2019 approuvé	Budget 2019 réalloué	Budget 2019 RSG
Charges nettes contrôlables	443	456	458
Charges nettes contrôlables hors OSP	378	391	408
Charges nettes hors charges nettes liées aux immobilisations	219	229	246
Charges nettes liées aux immobilisations	159	162	161
Charges nettes contrôlables OSP	65	65	50
Charges nettes fixes à l'exclusion des charges d'amortissement	48	48	33
Charges nettes variables à l'exclusion des charges d'amortissement	3	3	3
Charges d'amortissement	14	14	15
Charges et produits non-contrôlables	146	146	146
Hors OSP	128	128	128
Charge fiscale résultant de l'application de l'impôt des sociétés	50	50	50
Autres éléments non-contrôlables	78	78	78
OSP	18	18	18
Charges nettes relatives aux projets spécifiques	13	0	0
Marge équitable	152	153	153
Hors OSP	144	145	145
OSP	8	8	8
Quote-part des soldes réglementaires années précédentes	14	14	14
TOTAL	769	769	771

15M€

+2M€ Invest => Opex

La première colonne représente le budget global d'ORES Assets (électricité et gaz) tel qu'approuvé par la CWaPE le 7 février 2019. La deuxième colonne représente le budget réalloué, c'est-à-dire en considérant le montant des projets spécifiques comme du « Business As Usual » et en ventilant ce montant dans les autres catégories correspondantes du revenu autorisé. Cette étape permet de faire la comparaison avec la troisième colonne qui présente le budget 2019 selon le nouveau modèle d'allocation des coûts (RSG). Le changement de modèle a pour première conséquence de faire glisser certaines charges nettes opérationnelles contrôlables des activités relatives aux OSP vers les activités dites « hors OSP ». Pour le budget global 2019 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 2019. La CWaPE 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€.

6.1.1.2. Les coûts à l'origine

L'ancien système de gestion/imputation analytique d'ORES ne permettait pas de détailler les charges nettes contrôlables selon le niveau de granularité du modèle de rapport tarifaire. Aussi, lors de l'approbation des propositions de revenus autorisés 2019-2023, la CWaPE avait analysé les charges nettes opérationnelles contrôlables hors immobilisations et hors OSP sur la base **des coûts à l'origine d'ORES scr1 et d'ORES Assets**.

Bien que le nouveau système d'imputation permette dorénavant de fournir la granularité demandée pour les coûts réels, ORES indique qu'il n'est pas en mesure de transmettre la même granularité pour les données budgétées. Dès lors la comparaison entre le budget et la réalité 2019 avec ce niveau de granularité étant impossible, la CWaPE a analysé, comme lors de l'approbation des revenus autorisés, les charges nettes contrôlables réelles d'ORES sous l'angle des coûts à l'origine.

Le tableau ci-dessous reprend les coûts à l'origine soit par Hierarchical Units (HU) budgétés et réalisés de l'année 2019.

HU	PT 2019	Réalité 2019	Ecart (Réalité 2019 - PT 2019)	
			€	%
142 - Brabant Wallon	36.638.088	29.387.515	-7.250.573	-19,79%
242 - Charleroi	35.339.632	28.168.224	-7.171.409	-20,29%
262 - Mons - La Louvière	39.050.911	35.185.206	-3.865.705	-9,90%
272 - Mouscron	10.593.333	7.956.006	-2.637.327	-24,90%
280 - Wallonie Picarde (GAM)	1.041.816	2.102.115	+1.060.299	+101,77%
282 - Tournai	21.642.838	19.422.228	-2.220.610	-10,26%
300 - Liège (GAM)	1.020.483	1.883.313	+862.830	+84,55%
332 - Verviers	12.779.092	9.671.949	-3.107.144	-24,31%
333 - Eupen - Malmedy	10.107.687	7.526.480	-2.581.207	-25,54%
421 - Luxembourg	23.850.320	17.254.140	-6.596.179	-27,66%
512 - Namur	41.175.896	32.225.480	-8.950.416	-21,74%
606 - Direction Infrastructure	13.989.443	12.764.801	-1.224.641	-8,75%
INFRA	247.229.540	203.547.458	-43.682.082	-17,67%
650 - Direction Technique	1.173.501	915.824	-257.678	-21,96%
654 - Gaz	4.387.201	3.599.963	-787.238	-17,94%
655 - Achats & Logistiques	9.293.302	8.131.360	-1.161.943	-12,50%
657 - Facility Management	40.157.248	42.448.369	+2.291.121	+5,71%
658 - Electricité & Télécoms	27.928.115	23.425.166	-4.502.949	-16,12%
677 - Relation E&G avec le Régulateur	75.174	10.297	-64.877	-86,30%
678 - Solution Technique vision LT	3.618.957	3.150.856	-468.101	-12,93%
679 - Asset Management	10.776.836	8.157.569	-2.619.268	-24,30%
TECHNIQUE	97.410.334	89.839.403	-7.570.931	-7,77%
600 - Direction & Secrétariat	2.017.298	958.755	-1.058.543	-52,47%
605 - Sécurité et environnement	2.333.982	1.498.533	-835.449	-35,80%
610 - Finances & Controlling	11.391.982	9.002.315	-2.389.567	-20,98%
630 - Transformation	13.815.536	21.047.520	+7.231.984	+52,35%
640 - IT ORES	89.608.783	70.391.826	-19.216.956	-21,45%
660 - Public Affairs	4.716.666	3.291.569	-1.425.097	-30,21%
665 - Gestion Marché & Clientèle	99.109.232	84.095.303	-15.013.929	-15,15%
666 - Audit interne & risques	1.572.955	505.672	-1.067.283	-67,85%
667 - Administration, juridique et assurances	8.493.156	7.638.841	-854.315	-10,06%
668 - Ressources Humaines	9.057.556	6.855.452	-2.202.104	-24,31%
COMMUNS	242.117.045	205.285.787	-36.831.259	-15,21%
Eléments particuliers Ores SC	7.443.386	22.459.059	+15.015.673	+201,73%
Eléments particuliers Ores Assets	338.847.707	327.161.813	-11.685.894	-3,45%
Eléments particuliers	346.291.093	349.620.872	+3.329.779	+0,96%
TOTAL	933.048.012	848.293.519	-84.754.493	-9,08%

Les écarts constatés entre les coûts budgétés et réalisés des Hierarchical Units (HU) proviennent essentiellement de la diminution des coûts salariaux (cfr point 6.1.1.3) et de la diminution des coûts IT (voir point 6.1.1.4).

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

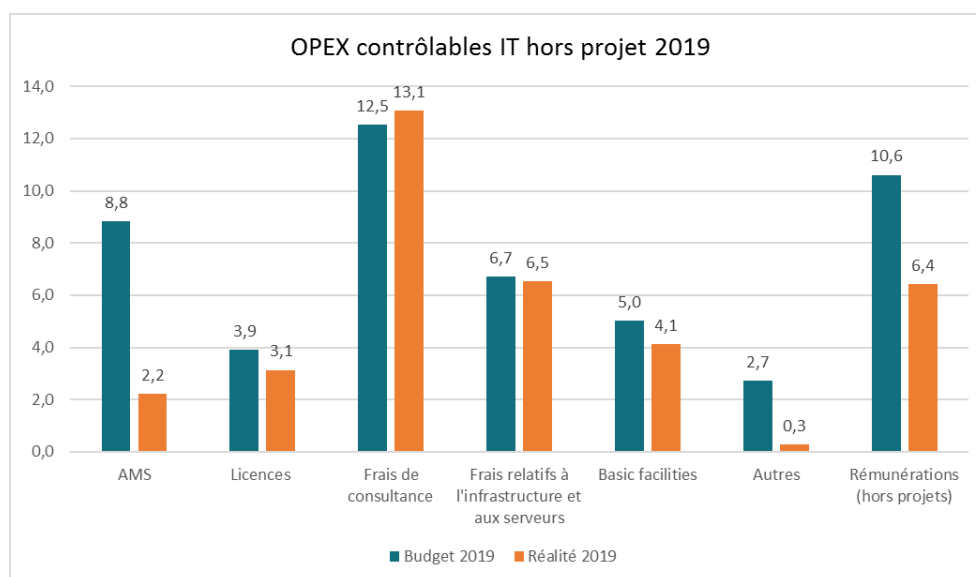
Les coûts de personnel (rémunérations, charges sociales, pension) ont diminué de 20% en 2019 par rapport à 2018 et sont 27% inférieurs aux coûts budgétés. Ces écarts proviennent essentiellement de deux éléments. Premièrement, ORES a extourné en 2019 d'une provision significative, constituée en 2018, afin de couvrir les coûts liés aux soins de santé futurs des employés actifs et inactifs d'ORES. Deuxièmement, le montant des versements aux fonds de pension de l'année 2019 est significativement inférieur au montant de l'année 2018 et au montant budgété. L'extourne de la provision peut raisonnablement être considérée comme un élément non récurrent. A l'inverse, la diminution des versements aux fonds de pension (de l'ordre de 30 millions d'euros) 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 entraîner une disproportion des tarifs d'ORES. La CWaPE restera donc attentive à l'évolution des coûts au cours des années 2020 et suivantes.

6.1.1.4. Les coûts IT

En 2019, ORES réalise un bonus de **18,3 M€** sur les charges nettes opérationnelles contrôlables relatives à l'informatique, hors amortissements et globalement pour l'électricité et le gaz. Ce bonus se décompose en un bonus de **14,5 M€ sur les charges IT hors projet** et un bonus de **3,7 M€ sur les charges relatives aux projets IT**.

OPEX hors amo.	Budget 2019	Réalité 2019	Bonus	
Hors projet	50.317.917	35.781.110	14.536.807	29%
Projet	14.443.752	10.670.048	3.773.704	26%
			18.310.511	

En ce qui concerne les coûts « **hors projet** », qui comprennent les coûts AMS, les licences, les frais de consultance et de rémunération, les frais relatifs à l'infrastructure et aux serveurs, les achats de matériels, les coûts de Basic facilities et finalement les autres coûts IT, le bonus se décompose comme suit :



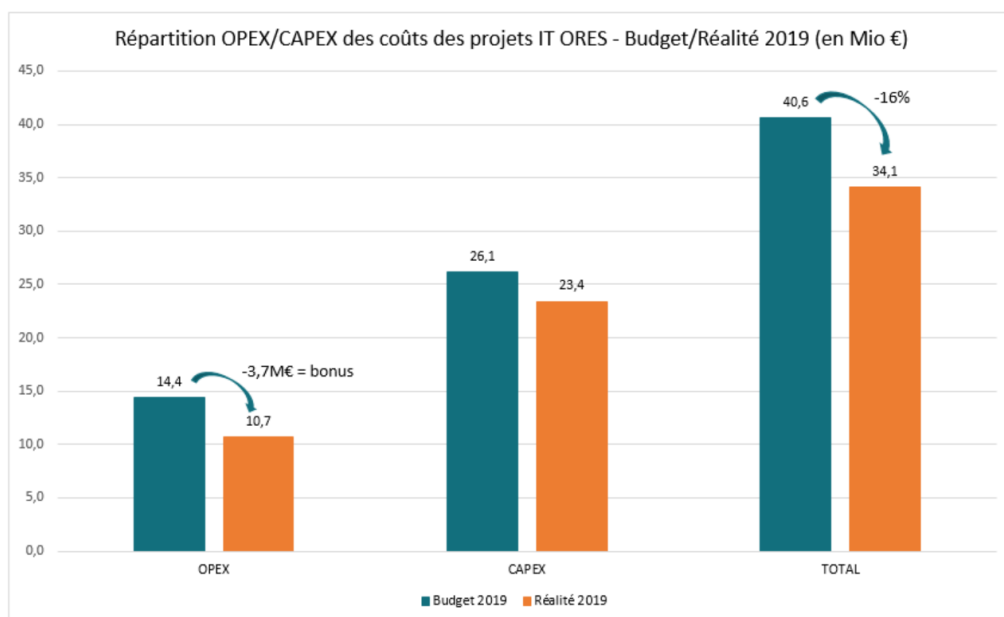
Un bonus de près 7 M€ est constaté sur les coûts de maintenance (AMS). ORES justifie cette réduction des dépenses par le report du go-live Atrias à fin 2021, par une surestimation au moment du budget des coûts AMS pour l'application Mercure, et finalement, par le non-changement du fournisseur AMS de Mercure qui était pourtant budgété en 2019.

Selon la CWaPE, la justification d'un écart de plus de 3M€ entre les coûts budgétés et les coûts réels en raison du report du go-live d'Atrias pose question quant à l'exactitude des informations transmises par ORES lors de l'élaboration de son revenu autorisé. En effet, dans la réponse à la question 30, transmise par ORES en date du 15 avril 2018 dans le cadre du contrôle de la proposition de revenu autorisé 2019-2023, ORES laissait entendre que les chiffres détaillant les coûts relatifs à Atrias intégraient bien ce report au-delà de l'année 2019. Les explications textuelles accompagnant les données chiffrées vont également dans ce sens. L'annexe I aux décisions de la CWaPE référencées CD-18h29-CWaPE-0216 et CD-18h29-CWaPE-0217, approuvant respectivement le revenu autorisé 2019-2023 électricité et gaz d'ORES Assets, stipulait bien l'hypothèse prise par ORES pour établir son budget IT, à savoir un go-live d'Atrias en janvier 2020 (bien que le nouveau report en avril 2020 était déjà connu à l'époque). Cette prise en compte d'un go-live en janvier 2020 lors de la transmission du détail des coûts IT a encore été confirmée par ORES dans sa réponse à la question 7, transmise en date du 12 mars 2021. Il apparaît à présent qu'ORES aurait, contrairement à ces différentes déclarations, quand même laissé dans sa proposition de revenu autorisé 2019 des coûts ne prenant pas en compte le report du go-live d'Atrias. Dans ces circonstances, la CWaPE regrette qu'ORES n'ait pas procédé d'initiative à une régularisation de cette erreur commise lors de la conception de son revenu autorisé.

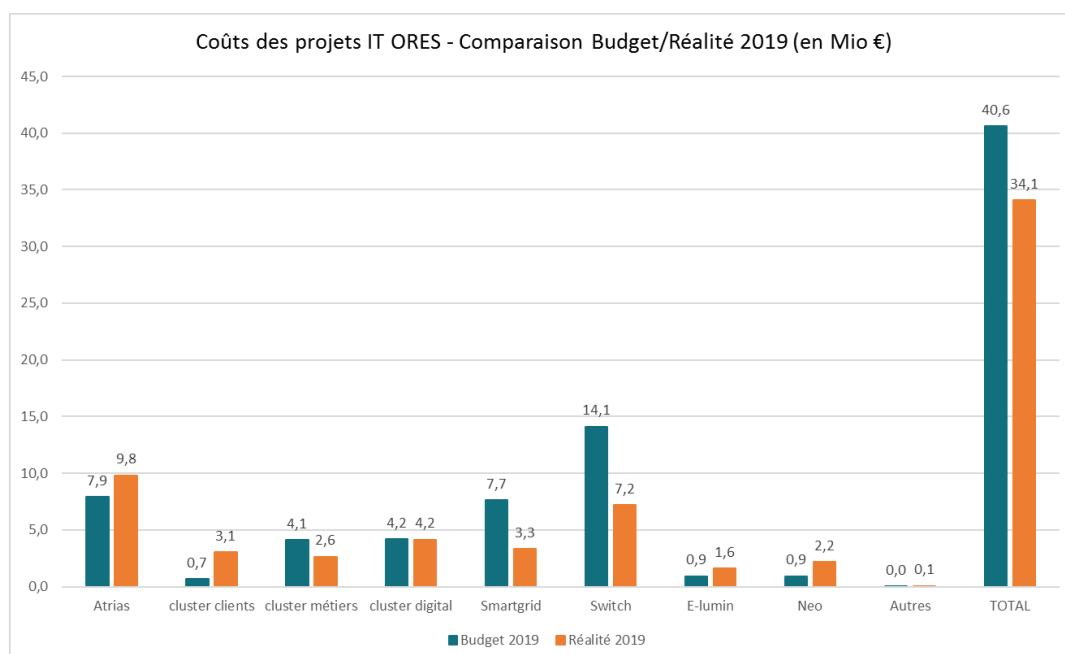
Par ailleurs, ORES dégage un bonus de plus de 4 M€ sur les rémunérations IT hors projet. ORES explique cette réduction des dépenses par des difficultés à recruter suffisamment de personnel qualifié d'une part, et par la réduction générale des coûts de personnel d'autre part, comme expliqué au point 6.1.1.3 de la présente décision.

Finalement, un bonus de 2,5 M€ est repris dans la catégorie « autres » et s'explique, selon ORES, principalement par la révision du système de gestion qui induit une imputation moindre des coûts de personnel indirects et des coûts du département technique vers le département IT.

En ce qui concerne les coûts de **projet**, ORES réalise une économie de 3,7 M€ sur les coûts opérationnels. Les investissements IT diminuent de près de 3 M€. Globalement, les coûts de projets sont réduits de 16% par rapport au budget (TOTEX) demandé par ORES pour l'année 2019.



Les projets SMART METERING (14M€) et SMART GRID (7,6M€) représentaient ensemble 54% du budget des projets IT de l'année 2019. Dans la réalité, ils ne représentent plus que 31%. Ces deux projets, pourtant majeurs lors de l'établissement de la proposition de revenu autorisé, ont été considérablement revus.



- **Smart Grid** : ORES a justifié à la CWaPE les raisons pour lesquelles le budget demandé pour le projet SMARTGrid en 2019 a été sous-consommé mais souhaite tenir confidentielles ces raisons.

- **Smart Metering :** Le budget relatif au programme Smart Metering repris dans le revenu autorisé d'ORES est basé sur le projet « LINKY », avec un objectif de déploiement généralisé en électricité pour fin 2034. Comme expliqué plus en détail au point 6.3, après l'adoption du décret du 19 juillet 2018 relatif aux compteurs intelligents, ORES a abandonné au cours du 2^{ème} semestre de l'année 2018 le projet « LINKY » au profit d'un nouveau projet de déploiement des compteurs communicants fondamentalement différent intitulé « SWITCH ». Par conséquent, toute une série de rubriques/projets qui étaient planifiés à l'époque de la proposition de revenu autorisé 2019-2023 (1^{er} semestre 2018) n'ont pas été réalisés/ou ont été arrêtés et remplacés par d'autres projets. Comme mentionné au point 3.3 de la présente décision, une procédure de révision des charges nettes relatives au projet de déploiement des compteurs intelligents des années 2019 à 2023 est en cours sur la base de l'article 18 de la méthodologie tarifaire 2019-2023. Dans le cadre de celle-ci, les hypothèses et les niveaux de coûts pris en compte par ORES sont examinés par la CWaPE. Il est à noter que les coûts de projet relatifs au projet SWITCH sont presque entièrement imputés aux projets spécifiques comme le montre le tableau ci-dessous :

TABLEAU 1 AFFECTATION DES TOTEX IT SWITCH AUX CPS

REALITE 2019 - en M€	OPEX	Investissements	TOTEX
Revenu autorisé hors CPS	0,0	0,2	0,2
CPS	3,3	3,7	7,0
TOTAL	3,3	3,9	7,2

- **ATRIAS :** ORES indique avoir consacré l'année 2019 à la réalisation de tests et à la correction de défauts.
- Au sein des **clusters Clients et Métier**, ORES avait prévu des budgets pour un montant de près de 5 M€ dont seulement 570 k€ ont été utilisés. A côté de cela, ORES a dépensé 5 M€ dans des projets qui ne figuraient pas dans le budget élaboré en juin 2018.
- En 2019, ORES a lancé un nouveau plan de transformation nommé **NEO**. ORES avait prévu un budget de 920 k€ pour étudier/cadrer ce projet en 2019, ce seront finalement plus de 2 M€ qui auront été consacré à ce plan de transformation en 2019.
- Le projet **Windows 10** a également été remanié permettant à ORES de dépenser 1 M€ de moins que prévu.
- Au sein du **Cluster Digital**, 2 M€ ont été alloués à des projets qui n'étaient pas repris dans la proposition budgétaire.

La CWaPE s'étonne de l'ampleur des changements qui ont été réalisés par rapport au budget présenté par le département IT au moment du dépôt des propositions de revenu autorisé en juin 2018. La CWaPE avait largement interrogé ORES au sujet des budgets IT prévus et avait par ailleurs été interpellée par l'augmentation significative du ratio global de dépenses IT par rapport au revenu autorisé du GRD.

L'analyse des montants réels alloués tant aux dépenses opérationnelles qu'aux investissements IT montre qu'entre la fin du mois de juin 2018 et le 31 décembre 2019, soit sur 18 mois de temps, ORES a considérablement revu sa stratégie IT ainsi que ses deux projets majeurs, à savoir le Smart Grid et le Smart Metering.

En réponse aux questions formulées par la CWaPE, ORES a transmis par écrit en date du 30 septembre 2020, du 20 janvier 2021, du 12 mars 2021 ainsi qu'oralement lors d'une réunion le 15 mars 2021 les éléments amenant à des différences considérables entre les budgets de la proposition de revenu autorisé 2019-2023 et les coûts IT réels de l'année 2019. Ces éléments sont repris ci-après :

- Changement de la stratégie de déploiement des compteurs communicants d'ORES suite à l'adoption du décret compteur intelligent de juillet 2018;
- Changement de fournisseurs IT ;
- Changement de stratégie d'Engie-IT (fournisseur des postes de travail d'ORES) ;
- Revue des échéances de go-live Atrias ;
- Obsolescence des solutions informatiques (ex : annonce de fin de support de certains fournisseurs)

En 2016 déjà, lors de l'approbation des tarifs de distribution applicables à l'année 2017, la CWaPE écrivait dans ses décisions référencées CD-16I15-CWaPE-0053 à CD-16I15-CWaPE-0059 et CD-16I15-CWaPE-0064 à CD-16I15-CWaPE-0068 : « *ORES prévoit de mener simultanément une quinzaine de projets informatiques dont des projets de grande envergure tels Atrias et le déploiement des compteurs communicants. La CWaPE s'interroge d'une part quant à la capacité du gestionnaire de réseau à mener de front autant de projets tout en garantissant la stabilité de ses services et la mise en œuvre du MIG6 au 1^{er} janvier 2018 et d'autre part, dans un contexte de maîtrise des coûts, de la nécessité/urgence de réaliser en 2017 des projets informatiques « périphériques » tels que le remplacement de la coupole N'allo, le développement d'un extranet d'échange d'informations et de données avec les entrepreneurs, le remplacement de l'infrastructure réseau/téléphonie et le projet Domo* ».

Malgré les informations et les justifications données par ORES, la CWaPE réitère ses craintes quant au nombre de projets informatiques prévus par ORES, au manque de stabilité dans la vision stratégique relative à l'IT et à la révision du plan de transformation informatique quelques mois après l'introduction des budgets au régulateur portant sur un horizon de temps de 5 ans. Ce changement de cap dès la première année de la période régulatoire met en évidence que l'enveloppe demandée par ORES pour l'IT n'a pas été définie avec suffisamment de planification et d'anticipation, et que l'approche suivie n'était pas en phase avec l'esprit de la méthodologie tarifaire 2019-2023 qui veut que les budgets soient alloués en fonction d'hypothèses réalistes.

6.1.1.5. 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 écart de 11,9M€ au niveau des produits d'exploitation.

	BUDGET	REALITE	DIFFERENCE
Produits issus des tarifs non périodiques	4.310.347	5.996.473	1.686.126
Autres produits d'exploitation	13.727.990	23.970.963	10.242.973
TOTAL	18.038.337	29.967.436	11.929.099

En ce qui concerne les produits issus des tarifs non périodiques, l'écart s'explique par les produits issus de la facturation des prestations EP qui n'était pas budgétés.

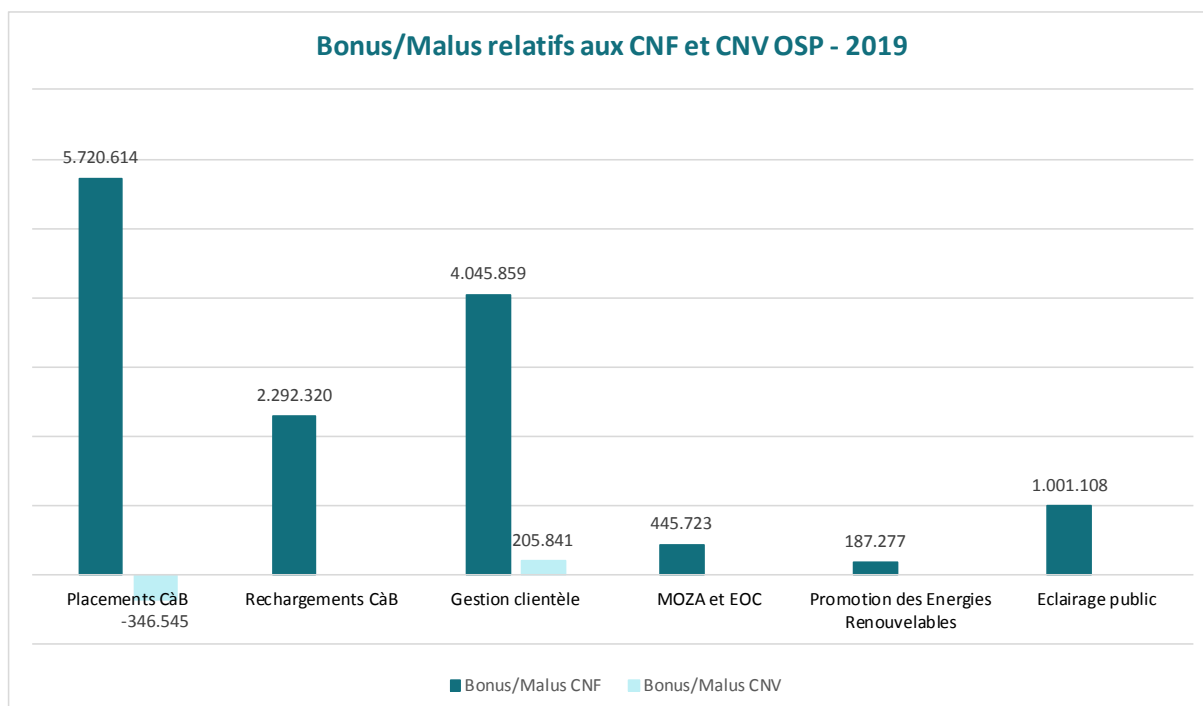
En ce qui concerne les autres produits d'exploitation, on peut distinguer les produits imputés au sein d'ORES Assets et les produits imputés au sein d'ORES SCRL et ensuite refacturés à ORES Assets. Au niveau des produits d'exploitation d'ORES Assets, on constate que les produits réels sont 3M€ supérieurs aux produits budgétés et que cet écart provient essentiellement des facturations des dégâts aux installations, des facturations des études d'orientation et de détail, de divers loyers perçus ainsi que de diverses redevances perçues par ORES de la part de tiers (autres GRD, Belgacom, etc.). La CWaPE constate que certains produits contrôlables (notamment les produits issus de la facturation des études) n'ont pas été budgétés ce qui implique la création de bonus dans le chef d'ORES, qui pourrait, s'il devait être combiné à d'autres écarts de coûts ou de produits récurrents, causer une disproportion manifeste des tarifs.

Au niveau des produits d'exploitation d'ORES SCRL, la comparaison entre le budget et la réalité n'a pu être réalisée car ORES est dans l'impossibilité de communiquer le détail requis. La CWaPE constate un écart de 7M€ dans cette rubrique.

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

Le bonus de l'année 2019 relatif aux charges nettes contrôlables OSP (fixes et variables) hors charges d'amortissement s'élève à **13.552.197€**. 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 – ANNÉE 2019



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 6.1.1.3 de la présente décision, les coûts de rémunération de l'année 2019 sont en forte diminution par rapport aux coûts de rémunération de l'année 2018 et sont également largement inférieurs aux coûts de rémunération budgétés de l'année 2019 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 6.1.1.1 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 régulatoire 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.

Ces deux éléments (diminution des coûts de rémunération et modification du système d'imputation) 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 1.001.108€ 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 supérieur au coût unitaire variable budgété, ce qui entraîne la création d'un malus de 346.545€ tandis que le coût unitaire variable réel de gestion de la clientèle est inférieur au coût unitaire variable budgété ce qui entraîne la création de bonus de 205.841€. 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 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.

6.1.3. Détail du bonus/malus relatif aux CNI

Le bonus de l'année 2019 relatif aux charges nettes relatives aux immobilisations s'élève à **4.538.041€** et se compose d'un bonus sur les CNI hors OSP de 4.188.054€ et d'un bonus sur les CNI OSP de 349.987€.

TABLEAU 2 DÉTAIL DU BONUS/MALUS RELATIF AUX CNI

	BUDGET	REALITE	BONUS
Charges d'amortissement des actifs régulés	100.644.404	96.485.398	4.159.006
Charges d'amortissement/désaffectations relatives aux plus-values iRAB et indexation historique	16.483.116	16.454.066	29.049
Charges nettes liées aux immobilisations hors OSP	117.127.520	112.939.464	4.188.055
Gestion des compteurs à budget	4.330.628	3.980.641	349.987
Charges nettes liées aux immobilisations OSP	4.330.628	3.980.641	349.987
TOTAL	121.458.148	116.920.106	4.538.042

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

	BUDGET	REALITE	BONUS
Charges d'amortissement OSP + hors OSP	99.738.641	88.118.326	11.620.315
Charges désaffectation OSP + hors OSP	5.236.390	12.347.712	-7.111.322
Charges d'amortissement plus-value iRAB	16.483.116	16.454.066	29.049
CNI	121.458.147	116.920.104	4.538.042

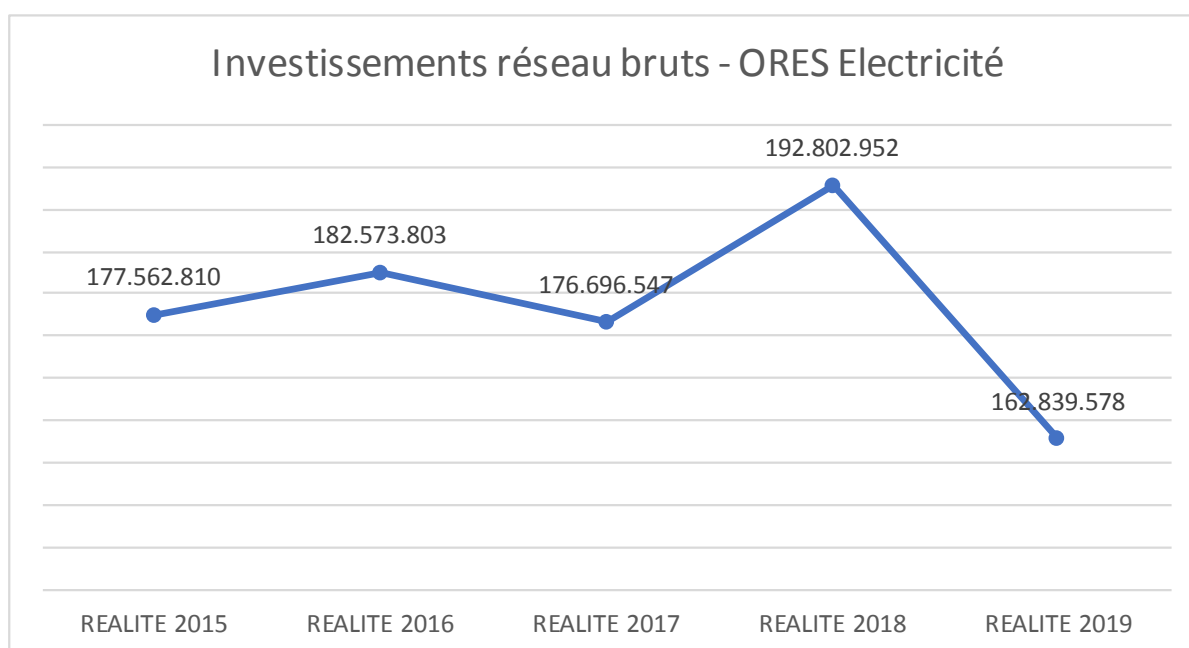
On constate qu'ORES a dégagé un **bonus de 11.620.315€** sur les charges d'amortissement mais a supporté un **malus de 7.111.322€** sur les charges de désaffectation.

Le bonus sur les charges d'amortissement provient essentiellement des investissements IT. On constate en effet que les investissements IT réels des années 2018 et 2019 sont respectivement 12% et 10% inférieurs aux investissements IT budgétés ce qui entraîne une charge d'amortissement réelle sensiblement inférieure au budget en 2019.

De plus, en 2019, ORES a modifié le taux d'amortissement des immobilisations incorporelles comptabilisées avant le 1^{er} janvier 2019 en le diminuant de 20% à 10% ce qui a généré un bonus de 6M€ sur les charges d'amortissement des immobilisations incorporelles. Cette modification est contraire à la méthodologie tarifaire 2019-2023 qui prévoit qu'un taux d'amortissement de 10% s'applique exclusivement aux immobilisations incorporelles activées après le 1^{er} janvier 2019 et non à l'ensemble des immobilisations incorporelles du GRD. Après discussion avec la CWaPE, ORES a accepté de rectifier ses règles d'évaluation. Ainsi, la charge d'amortissement des immobilisations incorporelles manquante de l'année 2019 qui s'élève à 6M€ sera comptabilisée dans les comptes de l'année 2020. En d'autres termes, le résultat de l'activité électricité d'ORES Assets est surévalué de 6M€ en 2019 et la correction interviendra sur le résultat de l'année 2020. ORES a cependant recalculé la valeur de la RAB au 31/12/2019 en tenant compte de la charge d'amortissement manquante afin que le montant de la marge équitable réelle de l'année 2019 et le solde correspondant soient corrects.

Les investissements réseau diminuent de 16% entre 2018 et 2019 et sont 5% inférieurs aux investissements budgétés. Cette diminution s'explique par une baisse du volume d'activités, la diminution des coûts de rémunération portés en investissement (voir point 6.1.1.3), le changement de système d'imputation des coûts indirects (voir point 6.1.1.1). Par ailleurs, comme le montre le graphique ci-dessous, l'année 2018 fut une année avec un niveau d'investissements réseau particulièrement élevé. Au cours de cette année, ORES a en effet réalisé plusieurs raccordements de parcs éoliens, finalisé de nombreux travaux de voirie, réalisé des travaux d'enfouissement, de bouclage, de passage du 6 kV vers le 15 kV, etc.

La diminution des investissements réseau en 2019 a un impact relativement limité sur les charges d'amortissement de l'année 2019 puisque les durées d'amortissement des actifs réseau sont relativement longues (33 voire 50 ans) et que le niveau d'investissement réseau des années précédentes est élevé.



Le malus sur les charges de désaffectation s'explique principalement par la comptabilisation en 2019 de moins-values exceptionnelles de désaffectation d'immobilisations incorporelles suite à la réalisation d'un test d'impairment. ORES Assets (électricité) a comptabilisé en 2019 des moins-values sur désaffectation à hauteur de **12.255.064€** dont 9.215.871€ concernent des actifs réseau et 3.039.192€ concernent des immobilisations incorporelles (développements IT). A ces 3 millions d'euros s'ajoutent 845.309€ de moins-values sur désaffectation d'immobilisations incorporelles gaz ce qui amène un total de 3,9 millions d'euros. A ceux-ci, s'ajoutent encore 9,4 millions d'euros de moins-values sur désaffectation d'immobilisations incorporelles comptabilisées au sein d'ORES SCRL et refacturées à ORES Assets en tant que coûts contrôlables.

Au total, les moins-values sur désaffectation d'immobilisations incorporelles s'élèvent à 13.334.621€ (pour l'électricité et le gaz) dont 5.760.662€ concernent le projet smart grid et 6.756.432€ d'autres projets IT.

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

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

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

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

6.2.2. Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat d'électricité pour 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 2019 étant situé à l'intérieur du couloir de prix autorisé, **il n'y a pas de bonus ou de malus**. L'écart est intégralement à charge des utilisateurs de réseau.

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

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

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

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

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

Il est à noter que, conformément aux 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 doit se faire de manière concomitante avec le MIG6, soit au cours de l'année 2021 probablement.

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

6.3. Détail du malus relatif au projet spécifique de déploiement des compteurs intelligents 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.

En 2019, les charges nettes fixes relatives au projet de déploiement des compteurs intelligents budgétées s'élèvent à 5.602.235€ tandis que les charges nettes fixes relatives au projet de déploiement des compteurs intelligents réelles s'élèvent à 7.342.791€ ce qui génère un malus de **1.612.912€**.

On constate que les charges opérationnelles IT et hors IT réelles sont largement supérieures aux charges budgétées (+231% pour les OPEX IT et +30% pour les OPEX hors IT). A l'inverse les charges nettes liées aux immobilisations (CNI) IT additionnelles réelles et les charges nettes liées aux immobilisations (CNI) R&D réelles sont inférieures aux charges budgétées (-60% pour les CNI IT et -25% pour les CNI R&D).

Il est important de relever que les charges budgétées de l'année 2019 relatives au projet de déploiement des compteurs intelligents sont le reflet du projet de déploiement généralisé V78bis ou « projet linky » tandis que les charges réelles de l'année 2019 sont le reflet du projet de déploiement segmenté « switch ».

Le projet « linky » prévoyait une première phase de déploiement chez certaines catégories d'URD et une deuxième phase de déploiement généralisé permettant de remplacer 90% du parc de compteurs à l'horizon 2034. La description et le détail des coûts du projet de déploiement « linky » se trouvent dans l'annexe aux décisions référencées CD-18h29-CWaPE-0216 et CD-18h29-CWaPE-0217 d'approbation des propositions révisées de revenu autorisé électricité et gaz 2019-2023 d'ORES Assets.

Le 19 juillet 2018, le Parlement Wallon a adopté un décret qui prévoit que le déploiement de compteurs communicants en Région wallonne est obligatoire et doit se faire, *a minima*, sur une base prioritaire par segments.

ORES a considéré que les hypothèses du Projet « linky » n'étaient pas compatibles avec la législation applicable et a abandonné au cours du 2^{ème} semestre de l'année 2018 ce projet au profit d'un nouveau projet de déploiement des compteurs communicants intitulé « switch ».

Entre les deux projets, un nombre important d'éléments diffèrent et notamment :

- la stratégie et le planning de déploiement ;
- la technologie de compteurs ;
- les quantités et les coûts unitaires des compteurs intelligents ;
- la technologie de communication ;
- la nécessité de placer des concentrateurs ;
- les développements informatiques.

Des discussions sont en cours entre la CWaPE et ORES pour revoir le montant des charges nettes budgétées des années 2020 à 2023 relatives au projet de déploiement des compteurs intelligents afin que ces dernières correspondent aux hypothèses du projet switch.

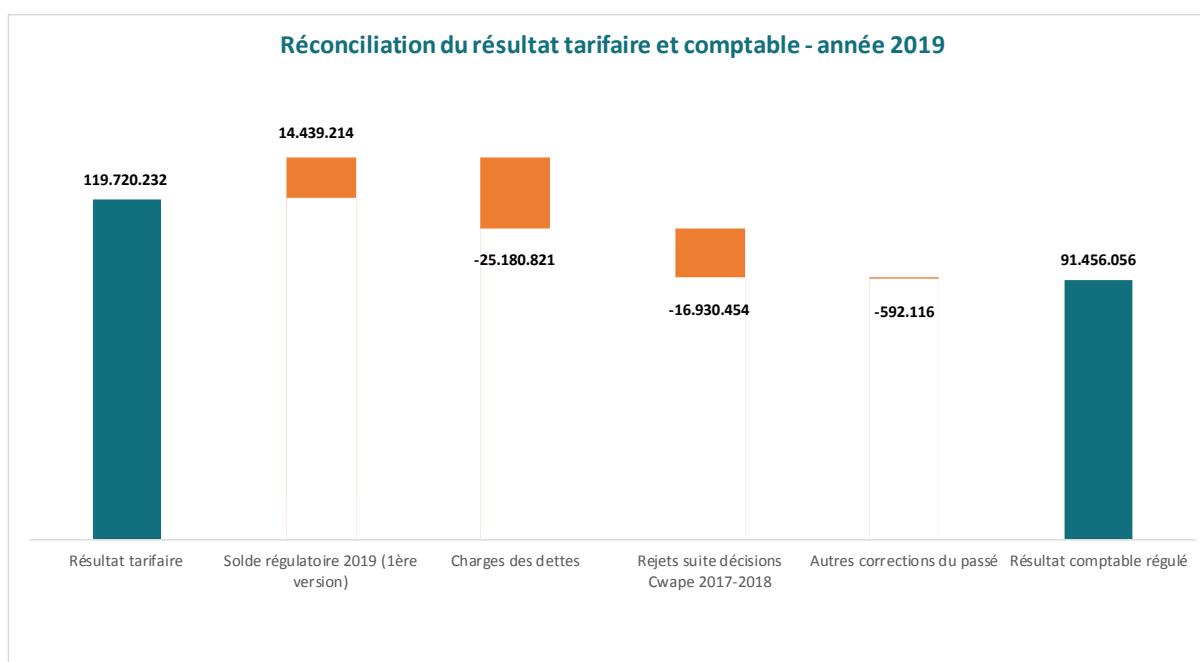
7. RÉSULTAT ANNUEL

Pour l'année 2019, 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 **119.720.232€**. Le résultat comptable, calculé pour l'activité régulée du gestionnaire de réseau s'élève quant à lui à **91.456.056€**. L'écart entre ces deux montants est ventilé dans le graphique ci-dessous. Outre la comptabilisation du solde régulateur de l'année 2019 (14.439.214€) et la prise en compte des charges financières (25.180.821€), l'écart entre le résultat tarifaire et comptable d'ORES Assets (électricité) s'explique par la comptabilisation d'une charge/malus de 16.930.454€ au titre de « rejets suite décisions CWaPE 2017-2018 » à la suite des décisions de refus d'approbation des soldes 2017 et 2018 adoptées par la CWaPE le 14 novembre 2019 et la comptabilisation d'un montant de 592.111€ au titre de « corrections du passé ». Ce montant inclut la régularisation du montant de la cotisation fédérale 2018 suite à une demande de la CREG, la régularisation du montant des soldes régulatoires 2015, 2016 et 2017 de Gaselwest et PBE à la suite de l'adoption des décisions de la CWaPE relatives à ces soldes régulatoires ainsi que la correction du montant d'acompte sur les soldes régulatoires de Gaselwest extourné en compte de régularisation concernant l'année 2018.

Notons que malgré l'arrêt de la Cour des Marchés du 7 octobre 2020 annulant les décisions de refus d'approbations des soldes 2017 et 2018 adoptées par la CWaPE le 14 novembre 2019, ORES n'a pas extourné le montant de 16.930.454€ comptabilisé au titre de « rejets suite décisions CWaPE 2017-2018 ». Cette extourne devrait être réalisée dans les comptes de l'année 2020.

Notons que le montant du solde régulateur 2019 correspond au montant calculé par ORES dans la 1^{ère} version du rapport ex-post déposé le 30 juin 2020 qui a été comptabilisé avant la clôture des comptes de l'année 2019 mais ne correspond pas au montant final du solde régulateur de l'année 2019 (19.002.579€). Le delta entre les deux soldes devrait vraisemblablement être comptabilisé dans les comptes de l'année 2021.

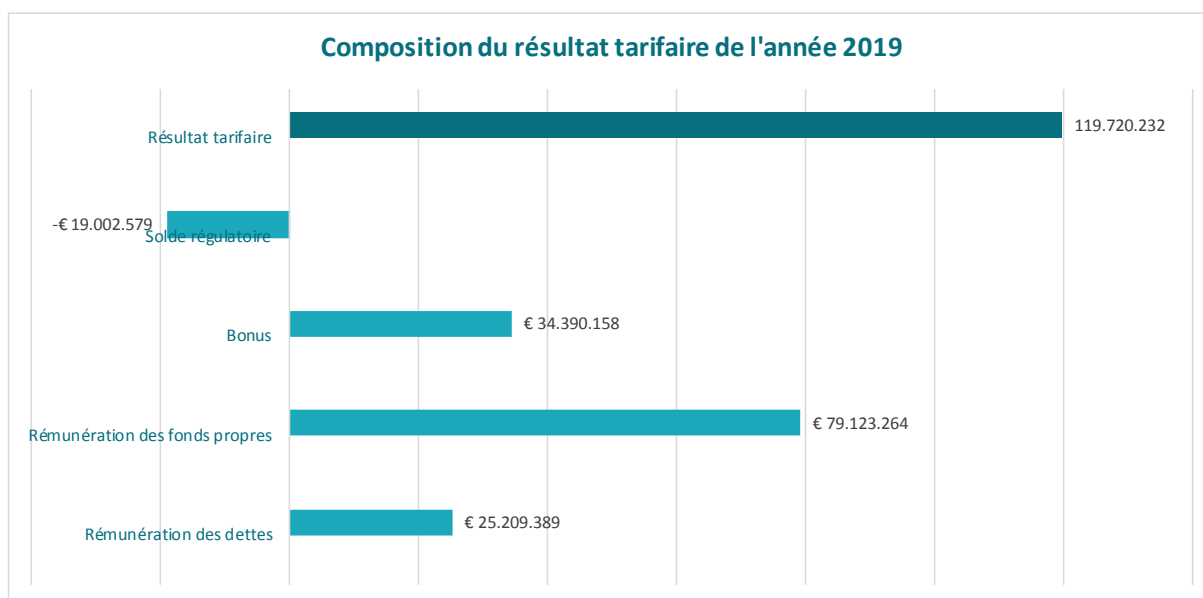
GRAPHIQUE 3 RÉCONCILIATION DU RÉSULTAT TARIFAIRE ET COMPTABLE – ANNÉE 2019



Le résultat tarifaire de l'année 2019 est composé de la **marge bénéficiaire équitable** dont le total s'élève à **104.332.653€** et de **l'écart global** entre les produits et les charges réelles qui s'élève à **15.387.579€** et qui correspond à la somme du bonus (34.390.158€) et du solde régulateur (-19.002.579€).

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 2019, les financements externes (principalement des emprunts bancaires ou obligataires) ont coûté **25.209.389€** au gestionnaire de réseau. Il reste par conséquent un montant de **79.123.264€** disponible pour la rémunération des fonds propres de l'activité régulée.

GRAPHIQUE 4 COMPOSITION DU RÉSULTAT TARIFAIRE – ANNÉE 2019



Le montant moyen des fonds propres régulés de l'activité électricité pour l'année 2019 s'élève à **1.165.874.266€¹**. On peut en déduire que **le taux de rendement des fonds propres** du gestionnaire de réseau pour l'année 2019 est de **7%** ($79.248.374€ / 1.165.874.266€$), 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 34.390.158€, ce qui porte **le taux de rendement réel des fonds propres** régulés à **10%** ($(79.248.374€ + 34.390.158€) / 1.165.874.266€$).

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 **129.397.733€** avant le transfert de 847.280€ aux réserves immunisées (tax shelter). Le résultat de l'exercice (électricité+gaz) à affecter s'élève dès lors à **128.550.453€**.

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

Les activités non-réglées (entretien de l'éclairage public non OSP, amortissement du surprix, charges et produits d'ORES Mobilité) du gestionnaire de réseau ont généré une perte de **85.655€**. Les autres activités (récupération des créances antérieures à la libéralisation) exercées par le gestionnaire de réseau ont généré un bénéfice de 37.791€. **Le résultat total à affecter d'ORES Assets s'élève à 128.502.589€.**

ORES a décidé d'affecter 45% du résultat total aux réserves et a versé dès lors des dividendes à hauteur de **70.080.412€**. Le *payout ratio* s'élève par conséquent à **55%** en 2019.

TABLEAU 3 *RÉSULTAT, DIVIDENDES ET PAYOUT RATIO – ANNÉE 2019*

Année 2019	
Résultat de l'activité régulée	€ 128.550.453
Résultat de l'activité non-réglée	€ -85.655
Résultat des autres activités	€ 37.791
Résultat global de la société	€ 128.502.589
Affecté aux réserves	€ -58.422.177
Dividendes versés	€ 70.080.412
Payout ratio	55%

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

8. SOLDES RÉGULATOIRES

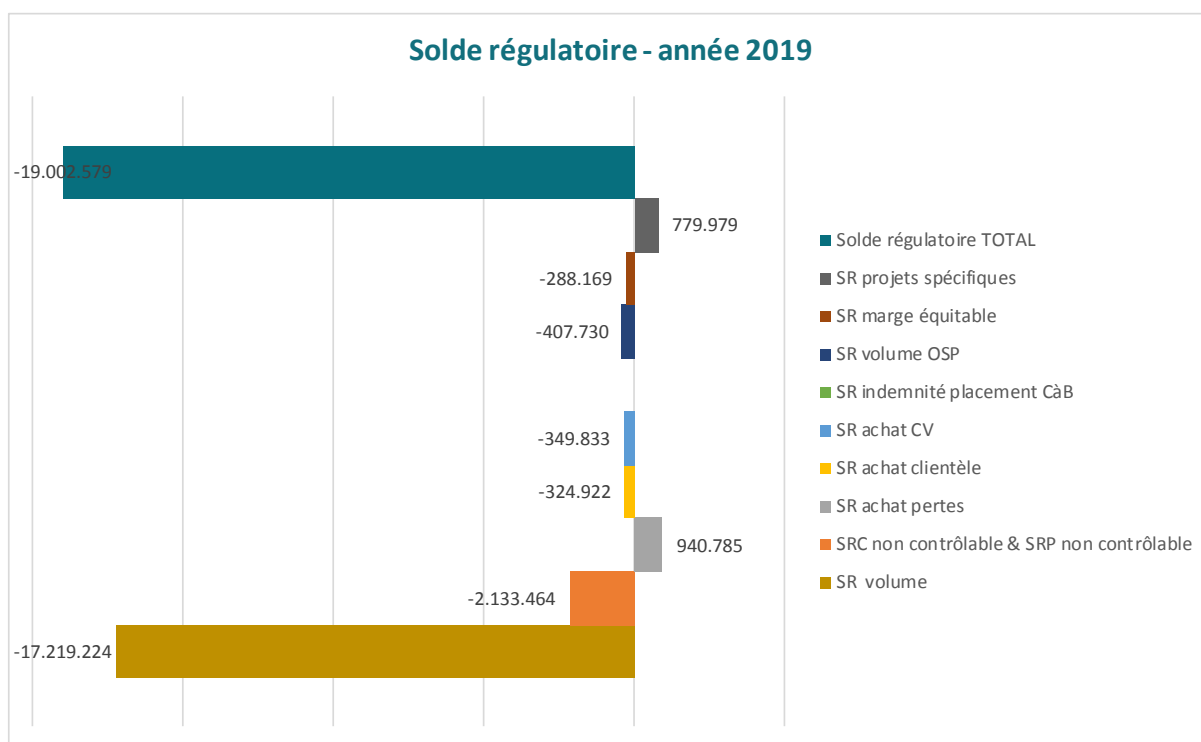
L'article 118 de la méthodologie tarifaire 2019-2023 détermine, pour chaque année de la période régulatoire, le solde régulatoire annuel total de distribution électricité selon la formule suivante :

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

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

Le solde régulatoire annuel total de **19.002.579€** est un **actif régulatoire (créance tarifaire)** à l'égard des utilisateurs de réseau dans leur ensemble.

GRAPHIQUE 5 SOLDE RÉGULATOIRE – ANNÉE 2019



Légende :

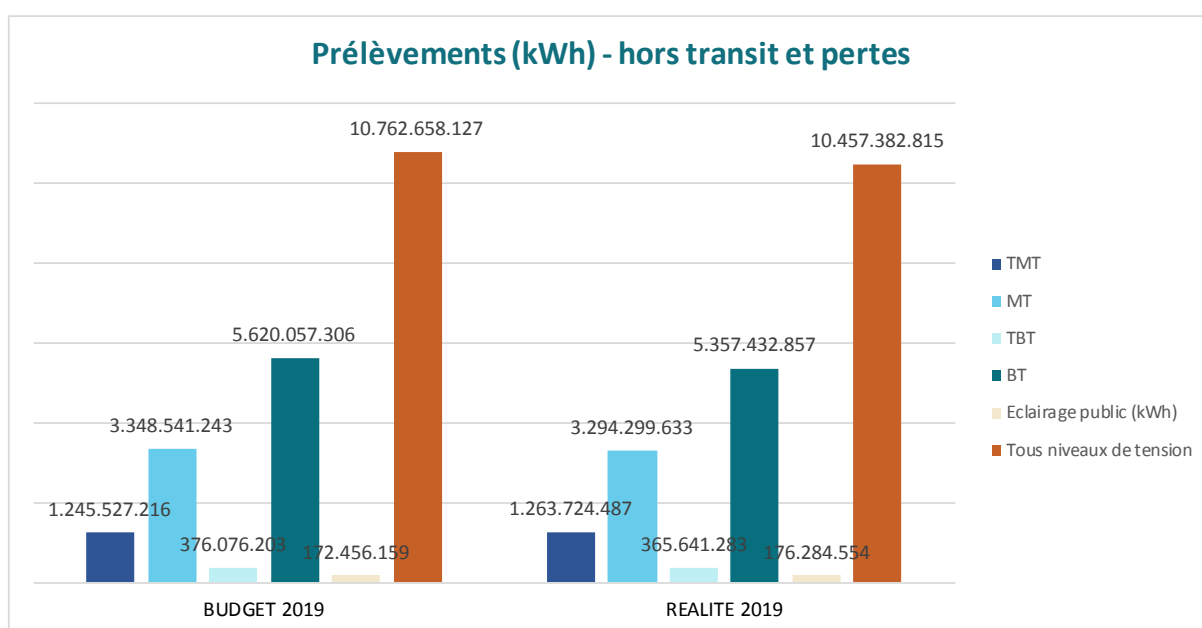
- solde régulatoire positif = passif régulatoire = dette tarifaire
- solde régulatoire négatif = actif régulatoire = créance tarifaire

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

Le solde régulateur relatif aux **produits issus des tarifs périodiques** de distribution (SR_{volume}) est défini à l'article 105 de la méthodologie tarifaire 2019-2023. En 2019, ce solde régulateur est un actif régulateur (créance tarifaire) qui s'élève à **17.219.224€**. Ce solde provient essentiellement du fait que les volumes d'électricité réels distribués sur le réseau d'ORES en 2019 sont 3% inférieurs aux volumes d'électricité budgétés. L'écart est d'autant plus important en basse tension où les volumes réels sont 5% inférieurs aux volumes budgétés.

Le graphique ci-dessous montre les volumes de prélèvement (hors transit et pertes) budgétés et réels de l'année 2019, par niveau de tension.

GRAPHIQUE 6 VOLUMES DE PRÉLÈVEMENTS BUDGÉTÉS ET RÉELS 2019 (HORS TRANSIT ET PERTES)



Les volumes de prélèvement budgétés de l'année 2019 étaient basés sur les volumes facturés hors régularisation de l'année 2017. Plusieurs éléments expliquent la diminution des volumes de prélèvement entre 2017 et 2019. Premièrement, l'année 2019 a été plus chaude que l'année 2017. Ensuite, le nombre de prosumers a augmenté de 24% entre 2017 et 2019 ce qui réduit de *facto* les volumes de prélèvement. ORES estime cette diminution à environ 116.577 MWh.

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

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

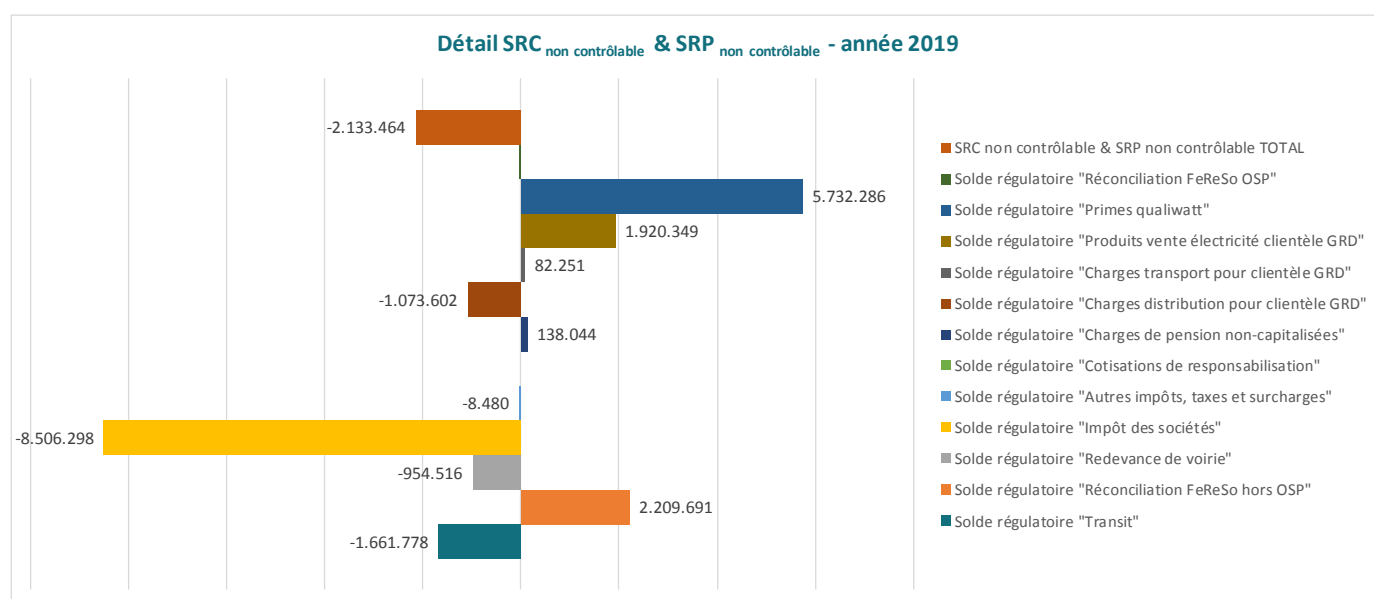
8.2.1. Détail du solde régulateur relatif aux charges opérationnelles non contrôlables & solde régulateur relatif aux produits opérationnels non contrôlables (SRC non contrôlables et SRP non contrôlables)

Le solde régulateur relatif aux **charges opérationnelles non contrôlables (SRC_{non contrôlables})**, à l'exception des soldes relatifs à l'achat d'électricité destinée à la couverture des pertes et à l'alimentation de la clientèle propre, aux achats de certificats verts et aux indemnités de retard de placement de compteur à budget (CàB), est défini à l'article 106 de la méthodologie tarifaire. En 2019, ce solde régulateur est un actif régulateur (créance tarifaire) qui s'élève à **4.053.813€**.

Le solde régulateur relatif aux **produits opérationnels non contrôlables (SRP_{non contrôlables})** est défini à l'article 112 de la méthodologie tarifaire. En 2019, ce solde est un passif régulateur (dette tarifaire) qui s'élève à **1.920.349€** 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 3% supérieurs aux volumes de vente budgétés et que le prix de vente moyen réel est 11% supérieur au prix de vente moyen budgété. Les prix de vente ont particulièrement augmenté au cours du 1^{er} trimestre de l'année 2019.

La somme de ces deux soldes réglementaires est un actif régulateur (créance tarifaire) qui s'élève à **2.133.464€** dont le détail est repris dans le graphique ci-dessous :

GRAPHIQUE 7 DÉTAIL SOLDE RÉGULATOIRE SRC NON CONTRÔLABLES & SRP NON CONTRÔLABLES – ANNÉE 2019



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

- d'un actif régulateur (créance tarifaire) de **8.506.298€** sur les charges liées à l'impôt des sociétés qui résulte du fait que le bénéfice réel de l'année 2019 est largement supérieur au bénéfice budgété ;
- d'un actif régulateur (créance tarifaire) de **1.661.778€** 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 actif régulateur (créance tarifaire) de **1.073.602€** sur les charges de distribution pour la clientèle GRD provenant d'une sous-estimation des coûts de distribution ;
- d'un passif régulateur (dette tarifaire) de **5.732.286€** 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 2019 est très inférieur au montant unitaire budgété en raison notamment de l'augmentation des prix de l'électricité au cours du premier trimestre de l'année 2019 ;
- d'un passif régulateur (dette tarifaire) de **2.209.691€** 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 2019, ORES a comptabilisé un produit de réconciliation, ce qui explique que le solde soit une dette tarifaire (trop perçu).

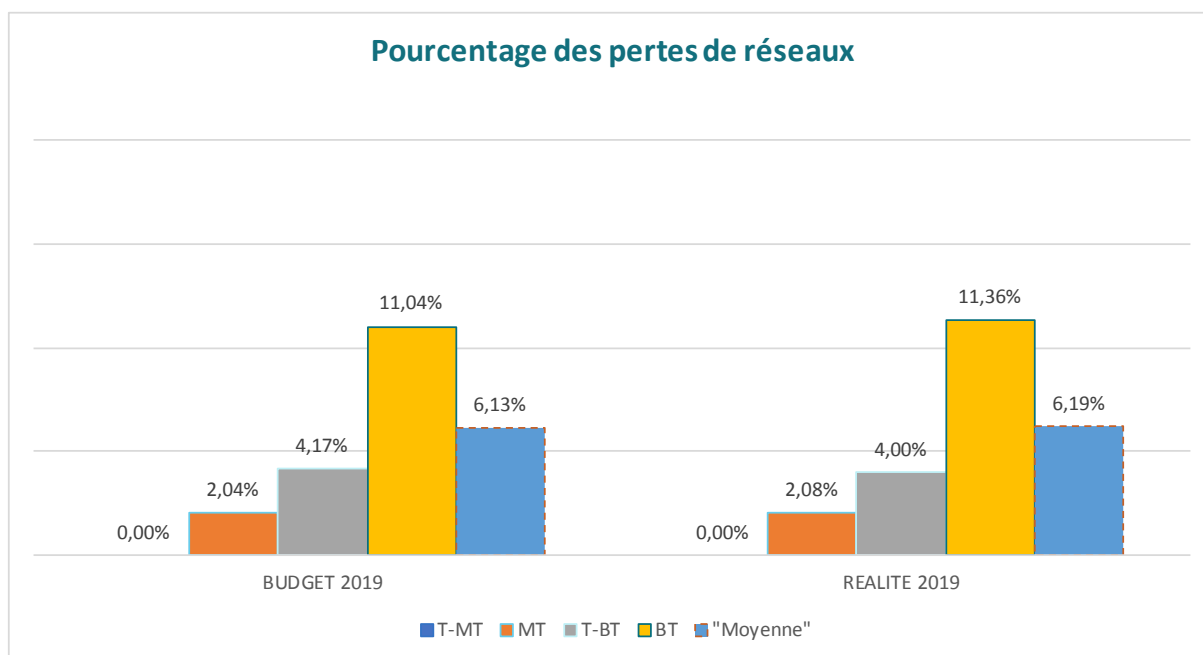
8.2.2. Détail du solde régulateur relatif à la charge d'achat d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau électriques (SR_{achat pertes})

L'écart relatif à la **charge d'achat d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau électriques (SR_{achat pertes})** est défini à l'article 107, § 2, de la méthodologie tarifaire. Le prix d'achat réel d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau électriques de l'année 2019 étant situé à l'intérieur du couloir de prix autorisé, l'écart (passif régulateur) qui s'élève à **716.034€** est intégralement au profit des utilisateurs de réseau.

Cet écart se compose d'une part de l'**effet coût (260.572€)** et, d'autre part, de l'**effet volume (455.462€)**. Le prix d'achat réel d'électricité pour la couverture des pertes est légèrement inférieur au prix d'achat budgété et les volumes réels de pertes en réseau de l'année 2019 sont 2% inférieurs aux volumes budgétés.

A ce montant, s'ajoute un solde (passif régulateur) de 224.750€ 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 **940.785€**.

GRAPHIQUE 8 POURCENTAGE DES PERTES EN RÉSEAU – BUDGET VERSUS REALITE 2019



Les pertes en réseau représentent en moyenne 6,19% de l'électricité totale distribuée sur le réseau (transit et éclairage public inclus). Les pertes relatives au niveau BT représentent en moyenne 87% des volumes de pertes.

Les pertes en réseau sur le niveau MT représentent 2,08 % des volumes de prélèvement totaux et les pertes en réseau sur le niveau T-BT représentent 4% des volumes de prélèvement totaux d'électricité sur le réseau. 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.

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

L'écart relatif à la **charge d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre (SR_{achat clientèle})** est défini à l'article 108, § 2, de la méthodologie tarifaire. Le prix d'achat réel d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre en 2019 étant situé à l'intérieur du couloir de prix autorisé, l'écart (actif régulateur) qui s'élève à **-324.922€** est intégralement à charge des utilisateurs de réseau.

Cet écart se compose d'une part de l'**effet coût (-2.425€)** et, d'autre part, de l'**effet volume (-322.497€)**. Le prix d'achat réel d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre est quasiment identique au prix d'achat budgété tandis que les volumes réels d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre de l'année 2019 sont 8% supérieurs aux volumes budgétés.

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

L'écart relatif aux **charges d'achat des certificats (SR_{achat cv})** est défini à l'article 110, § 2, de la méthodologie tarifaire. Le prix d'achat réel des certificats verts l'année 2019 étant situé à l'intérieur du couloir de prix autorisé, l'écart (actif régulateur) qui s'élève à **-349.833€** est intégralement à charge des utilisateurs de réseau.

Cet écart se compose d'une part de l'**effet coût (-41.841€)** et, d'autre part, de l'**effet volume (-307.992€)**. Le prix d'achat réel des certificats verts est 3% supérieur au prix d'achat budgété et le nombre de certificats verts achetés en 2019 est 19% supérieur au nombre budgété.

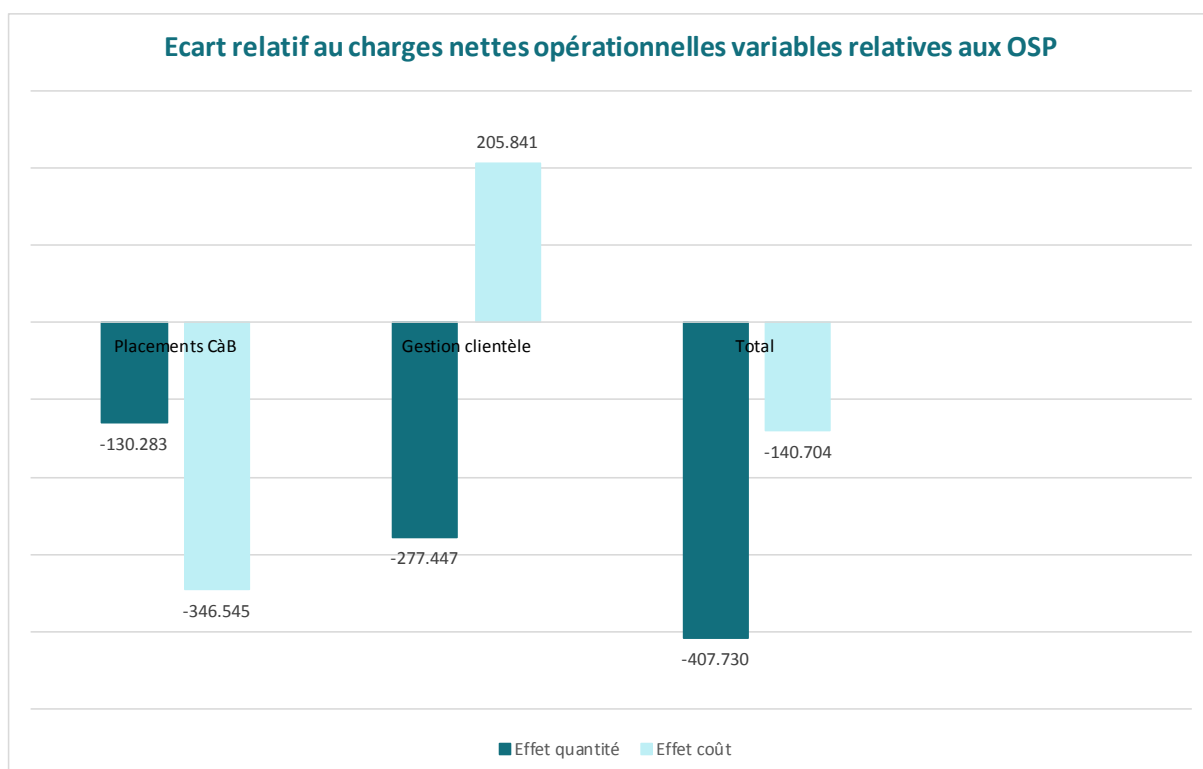
8.2.5. Détail du solde relatif aux indemnités versées aux fournisseurs commerciaux en cas de retard de placement des compteurs à budget (SR_{indemnité placement CàB})

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

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

L'écart relatif aux **charges nettes opérationnelles contrôlables variables relatives aux obligations de service public (SR_{volume OSP})** est défini à l'article 114, §§ 1 et 2, de la méthodologie tarifaire. Cet écart distingue d'une part l'**effet coût** constituant un malus de **140.704€** (cf. point 6.1.2 ci-dessus) et, d'autre part, l'**effet quantité** pour un montant de **-407.730€** constituant une créance tarifaire envers les utilisateurs de réseau.

GRAPHIQUE 9 DÉTAIL DE L'ÉCART RELATIF AUX CHARGES NETTES OPÉRATIONNELLES CONTRÔLABLES VARIABLES RELATIVES AUX OBLIGATIONS DE SERVICE PUBLIC – ANNÉE 2019

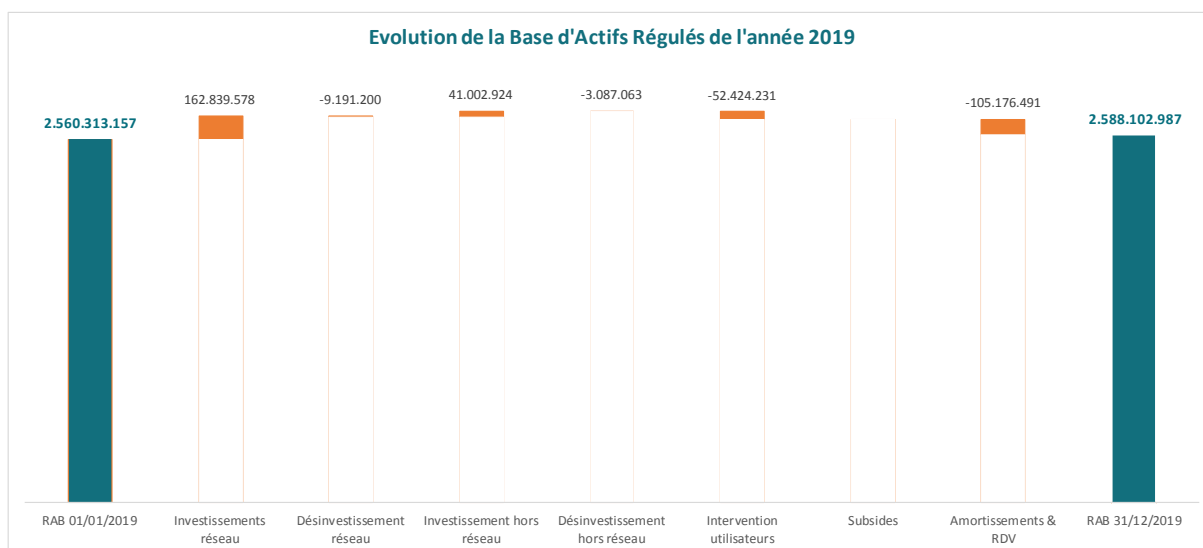


L'actif régulateur de 407.730€ se compose d'un actif régulateur de **130.283€** sur les charges nettes contrôlables variables relatives à la gestion des compteurs à budget et d'un actif régulateur de **277.447€** sur les charges nettes contrôlables variables relatives à la gestion de la clientèle. Au niveau de la gestion de la clientèle, le nombre réel de clients alimentés par le GRD en 2019 est supérieur 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 2019 est inférieur au nombre budgété mais le coût unitaire associé étant négatif, le solde régulateur est également une créance tarifaire.

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

La valeur de la Base d'Actifs Régulés s'élève à **2.560.313.157€** au 1^{er} janvier 2019 et à **2.588.102.987€** au 31 décembre 2019. La valeur moyenne de la RAB de l'année 2019 calculée conformément à l'article 24 de la méthodologie, s'élève à **2.574.208.072€**.

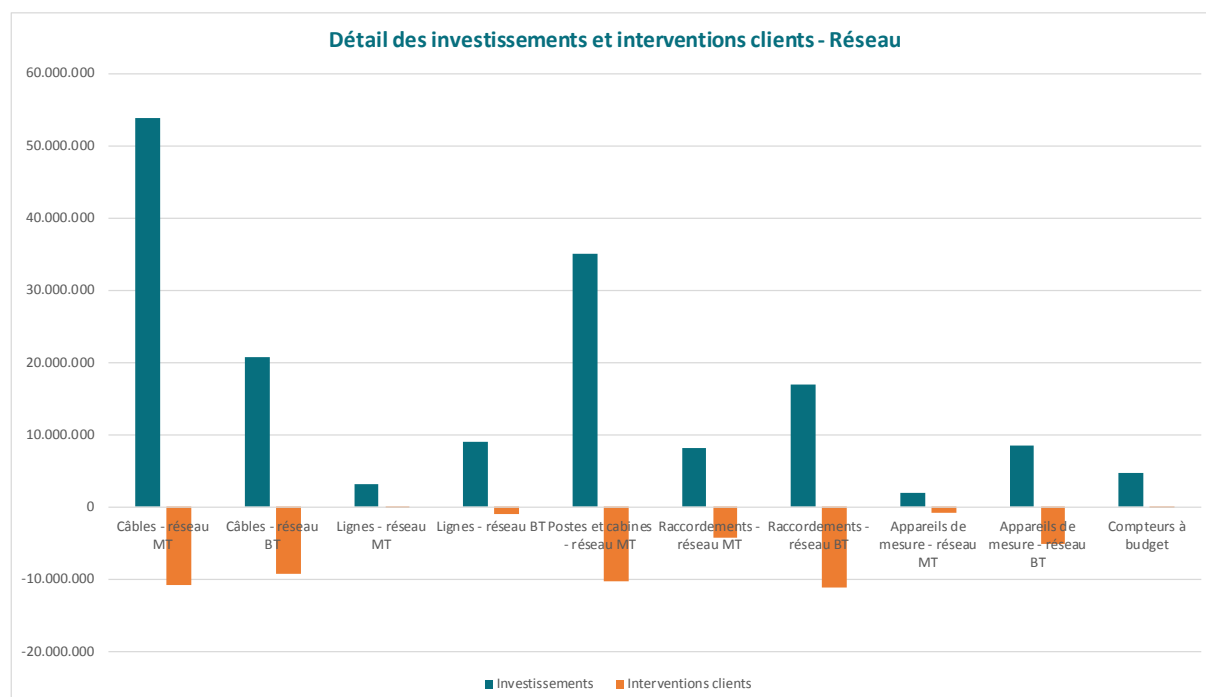
GRAPHIQUE 10 EVOLUTION DE LA BASE D'ACTIFS RÉGULÉS RÉELLES DE L'ANNÉE 2019



Comme indiqué au point 6.1.3 de la présente décision, les investissements réseau de l'année 2019 sont inférieurs aux investissements budgétés et aux investissements réseau de l'année 2018. Ces investissements, ainsi que les interventions tiers² y afférentes, sont répartis selon le graphique ci-dessous.

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

GRAPHIQUE 11 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 **104.332.653€** pour l'année 2019 (cf. point 7 de la présente décision). ORES a reclassé la marge équitable différentielle relative aux investissements des compteurs intelligents (100.453€) au sein de la rubrique « charges nettes liées au projet spécifique » (voir point 8.5). Le solde sur la marge équitable est dès lors calculé sur base de la marge équitable réelle hors marge relative au projet de compteurs intelligents soit un montant de **104.232.100€**.

Le solde régulateur relatif à la marge bénéficiaire équitable est défini à l'article 115 de la méthodologie tarifaire. Pour l'année 2019, il s'élève à **-288.169€** 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 9.588.490€ est le résultat des différentes variations suivantes :

	BUDGET	REALITE	DIFFERENCE
BAR au 01/01/2019	2.547.946.865	2.560.313.157	12.366.292
Investissements réseau	171.056.340,9	162.839.577,8	-8.216.763,1
Investissements hors réseau	31.183.197,5	41.002.923,9	9.819.726,4
Interventions clients	-47.435.958,6	-52.424.231,0	-4.988.272,4
Désinvestissements réseau	-5.236.390,3	-9.191.200,2	-3.954.809,9
Désinvestissements hors réseau	0,0	-3.087.063,1	-3.087.063,1
Amortissements et RDV	-116.221.756,4	-111.350.178,1	4.871.578,3
BAR au 31/12/2019	2.581.292.298	2.588.102.987	6.810.689
BAR MOYENNE	2.564.619.582	2.574.208.072	9.588.490

- La valeur réelle de la Base d'Actifs Régulés au 01/01/2019 est supérieure à la valeur budgétée de la Base d'Actifs Régulés au 01/01/2019 ;
- Les investissements réseau réels de l'année 2019 sont inférieurs aux investissements réseau budgétés ;
- Les investissements hors réseau réels de l'année 2019 sont supérieurs aux investissements hors réseau budgétés ;
- Les désinvestissements réseau et hors réseau réels de l'année 2019 sont supérieurs aux désinvestissements réseau et hors réseau budgétés ;
- Les interventions clients réelles de l'année 2019 sont supérieures aux interventions clients budgétés ;
- Les charges d'amortissement et de réduction de valeurs sur les actifs réelles sont inférieures aux charges d'amortissement et de réduction de valeurs budgétées. Comme indiqué au point 6.1.3 de la présente décision, les charges d'amortissement comptabilisées en 2019 ne tiennent pas compte de la charge d'amortissement manquante sur les logiciels IT qui sera comptabilisée en 2020. Néanmoins pour le calcul de la valeur de la Base d'Actifs Régulés, ORES a tenu compte de la charge d'amortissement manquante qui s'élève à 6.173.682€.

8.5. 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 **779.979€** en 2019. Il se compose de l'écart relatif aux charges nettes variables et de l'écart relatif aux charges/produits non-contrôlables.

8.5.1. 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 2019, ORES comptabilise un solde régulateur (dette tarifaire) de **468.497€** au niveau des charges nettes variables relatives au projet de déploiement des compteurs intelligents. Ce solde correspond aux charges d'amortissement de l'année 2019 des concentrateurs PLC qu'ORES prévoyait d'installer initialement afin de pouvoir faire communiquer les compteurs linky. Le projet « linky » ayant été abandonné et ORES ayant choisi une autre technologie de communication, le GRD n'a placé aucun concentrateur en 2019. L'intégralité du budget non utilisé devient dès lors une dette tarifaire envers les utilisateurs de réseau.

8.5.2. 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 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 2019, les écarts sur ces éléments non-contrôlables forment un solde régulateur (dette tarifaire) qui s'élève à **311.481€**.

9. PROPOSITION D'AFFECTATION DU SOLDE RÉGULATOIRE

Conformément à l'article 120 de la méthodologie tarifaire, la période d'affectation du solde régulateur de l'année 2019 est déterminée par la CWaPE, en concertation avec le gestionnaire de réseau de distribution.

La proposition formulée par ORES à travers le rapport *ex-post* électricité adapté 2019 déposé en date du 12 mars 2021 est d'affecter le solde régulateur électricité de l'année 2019 d'ORES Assets aux tarifs de distribution de l'année 2022 à concurrence de 100%.

En outre, à travers le rapport *ex-post* électricité adapté du 12 mars 2021, ORES propose d'affecter les soldes régulatoires électricité 2017-2018 d'ORES Assets, les soldes régulatoires électricité 2017-2018 de Gaselwest Wallonie (ainsi que l'écart résiduel sur le solde régulateur 2015 de Gaselwest Wallonie) et les soldes régulatoires électricité 2015-2017 de PBE Wallonie à concurrence de 100% aux tarifs de distribution de l'année 2022.

Le montant total qu'ORES propose d'affecter aux tarifs de distribution s'élève à 47.458.730€ et se répartit comme suit :

TABLEAU 4 MONTANT DU SOLDE REGULATOIRE A AFFECTER

Solde régulateur électricité 2017 ORES Assets	-9.711.793
Solde régulateur électricité 2018 ORES Assets	-21.168.694
Solde régulateur électricité 2019 ORES Assets	-19.002.579
Solde régulateur électricité 2015 Gaselwest Wallonie - écart résiduel	118.992
Solde régulateur électricité 2017 Gaselwest Wallonie	944.682
Solde régulateur électricité 2018 Gaselwest Wallonie	-168.497
Solde régulateur électricité 2015 PBE Wallonie	703.558
Solde régulateur électricité 2016 PBE Wallonie	663.209
Solde régulateur électricité 2017 PBE Wallonie	162.392
TOTAL solde régulateur à affecter	-47.458.730

Légende :

- solde régulateur positif = dette tarifaire/passif régulateur
- solde régulateur négatif = créance tarifaire/actif régulateur

Après analyse des simulations tarifaires d'ORES, la CWaPE constate que la proposition du GRD d'affecter 100% de la somme des soldes régulatoires des années 2017 à 2019 d'ORES Assets, des soldes régulatoires 2017-2018 de Gaselwest Wallonie et des soldes régulatoires 2015-2017 de PBE Wallonie aux tarifs de distribution de l'année 2022 génère des chocs tarifaires très importants pour certaines catégories de clients en particulier les clients de la catégorie tarifaire « moyenne tension » dont les coûts de distribution pour le client-type E5 (333 kW – 2 GWh) subiraient une augmentation entre 2021 et 2022 de 26% à 47% selon le secteur d'ORES

TABLEAU 5 SIMULATION DES COÛTS DE DISTRIBUTION DES ANNEES 2019-2023 POUR LE CLIENT-TYPE MT (333 KW- 2 GWH)

MT - client-type Id(a) - 333 kW - 2 GWh						
	2019	2020	2021	2022	2023	Variation 2021/2022
Namur	28.811	28.652	28.201	37.798	26.927	34%
Hainaut	33.301	33.384	29.099	38.575	25.514	33%
Est	36.864	36.398	35.443	45.067	32.474	27%
Luxembourg	26.315	26.151	25.635	35.321	28.347	38%
Verviers	40.491	40.174	36.862	46.532	30.197	26%
Brabant Wallon	24.712	26.385	26.071	33.835	25.666	30%
Mouscron	20.377	20.614	19.965	29.365	24.400	47%

Une telle augmentation des tarifs irait à l'encontre de l'article 59, 1°, de la méthodologie tarifaire 2019-2023, selon lequel « Les tarifs sont établis en veillant à assurer une stabilité des coûts de distribution pour les utilisateurs de réseau de distribution ».

Des discussions avec ORES sont donc en cours afin de convenir d'une affectation plus adéquate de l'ensemble de ces soldes réglementaires approuvés mais non encore affectés. Plusieurs réunions d'échange entre la CWaPE et ORES ont eu lieu au cours du mois de mars et une nouvelle proposition d'affectation approuvée par le Conseil d'Administration d'ORES devrait être transmise à la CWaPE le 29 avril 2021.

10. DÉCISION

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

Vu les articles 4, § 2, 14°, 7, § 1^{er}, 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 méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période 2019-2023 ;

Vu le rapport tarifaire *ex post* électricité portant sur l'exercice d'exploitation 2019 introduit par ORES Assets auprès de la CWaPE en date du 30 juin 2020 ;

Vu les informations complémentaires transmises par ORES Assets entre le 1^{er} juillet 2020 et le 12 mars 2021 par écrit ou lors de réunions;

Vu le rapport tarifaire *ex post* électricité adapté portant sur l'exercice d'exploitation 2019 d'ORES Assets transmis à la CWaPE le 18 décembre 2020 ;

Vu le rapport tarifaire *ex post* électricité adapté portant sur l'exercice d'exploitation 2019 d'ORES Assets transmis à la CWaPE le 12 mars 2021 ;

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

Considérant que, à l'issue de son contrôle du calcul du solde régulateur de l'année 2019 d'ORES Assets (réalisé selon la méthodologie décrite dans la section 3.1. de la présente décision), la CWaPE n'a pas décelé de non-conformité aux dispositions applicables, à l'exception de la modification, en 2019, du taux d'amortissement des immobilisations incorporelles comptabilisées avant le 1^{er} janvier 2019 (de 20% à 10%), contrairement à la méthodologie tarifaire 2019-2023 qui prévoit qu'un taux d'amortissement de 10% s'applique exclusivement aux immobilisations incorporelles activées après le 1^{er} janvier 2019 ; qu'après discussion avec la CWaPE, ORES a toutefois rectifié ses règles d'évaluation et s'est engagé à opérer une correction sur le résultat de l'année 2020 ;

Considérant que les bonus (écart sur coûts contrôlables) comptabilisés en électricité et en gaz en 2019 sont particulièrement importants et pourraient potentiellement s'expliquer par le fait que les coûts contrôlables budgétés des années 2019-2023 ont été surévalués et que certains produits contrôlables n'ont pas été budgétés par ORES ; que la CWaPE se réserve le droit, si elle constatait une disproportion récurrente des coûts contrôlables par rapport aux besoins du GRD, de demander une révision des revenus autorisés des années 2021-2023 (ou de l'une de ces années) en vertu de l'article 55 de la méthodologie tarifaire ;

Considérant que, lors de la détermination de la période d'affectation des soldes régulatoires, la CWaPE a pour objectif d'éviter une accumulation des soldes régulatoires tout en veillant à garantir une stabilité tarifaire pour les utilisateurs de réseau ;

Considérant que, après analyse des simulations tarifaires d'ORES, la CWaPE constate que la proposition du GRD d'affecter 100% de la somme des soldes régulatoires des années 2017 à 2019 d'ORES Assets, des soldes régulatoires 2017-2018 de Gaselwest Wallonie et des soldes régulatoires 2015-2017 de PBE Wallonie aux tarifs de distribution de l'année 2022 génère des chocs tarifaires très importants pour certaines catégories de clients ; que des discussions avec ORES sont en cours afin de convenir d'une affectation plus adéquate de l'ensemble de ces soldes régulatoires approuvés mais non encore affectés ;

10.1. Approbation des soldes régulatoires

La CWaPE approuve les soldes régulatoires électricité de l'année 2019 rapporté par ORES Assets au travers de son rapport tarifaire *ex-post* daté du 12 mars 2021, sous les réserves formulées à la section 3 de la présente décision, et compte tenu de l'engagement pris par ORES d'effectuer une correction dans le résultat de l'année 2020 relative au taux d'amortissement des immobilisations incorporelles comptabilisées avant le 1^{er} janvier 2019. Le solde régulateur électricité d'ORES Assets de l'année 2019 est un actif régulateur qui s'élève à 19.002.579€.

10.2. Affectation des soldes régulatoires

La concertation avec le gestionnaire de réseau, conformément à l'article 120 de la méthodologie tarifaire, étant toujours en cours, la CWaPE décide de reporter la décision sur l'affectation de la somme des soldes régulatoires des années 2017 à 2019 d'ORES Assets, des soldes régulatoires 2017-2018 de Gaselwest Wallonie et des soldes régulatoires 2015-2017 de PBE Wallonie dont le montant total s'élève à 47.458.730€, avec pour objectif d'adopter une décision d'affectation d'ici le 30 juin 2021 sous réserve d'un aboutissement de la concertation y relative.

11. VOIES DE RECOURS

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

En vertu de l'article 50^{bis} du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, 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 50^{ter}, alinéa 2, du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité).

12. ANNEXES

Annexe I. Evolution du revenu autorisé électricité d'ORES Assets pour les années 2015 à 2019