

Date du document : 01/12/2021

DÉCISION

CD-21I01-CWaPE-0593

SOLDES RAPPORTÉS PAR LE GESTIONNAIRE DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION RESA POUR SON ACTIVITÉ ÉLECTRICITÉ CONCERNANT L'EXERCICE D'EXPLOITATION 2020

Rendue en application des articles 4, § 2, 14°, 7, § 1er, 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. DISPOSITIONS LÉGISLATIVES APPLICABLES POUR LA DÉTERMINATION DES SOLDES RÉGULATOIRES RELATIFS À L'ANNÉE 2020	4
1.2. MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE APPLICABLE POUR LA DÉTERMINATION DES SOLDES RÉGULATOIRES RELATIFS À L'ANNÉE 2020	4
1.3. DISPOSITIONS APPLICABLES POUR LA DÉTERMINATION DE L'AFFECTATION DU SOLDE RÉGULATOIRE RELATIF À L'ANNÉE 2020	5
2. Historique de la procédure	6
3. Réserve générale.....	7
4. Contrôle des montants rapportés	8
5. Ecart global entre Revenu autorisé budgété et réel 2020	9
6. Bonus/Malus	10
6.1. DÉTAIL DU BONUS/MALUS RELATIF AUX CHARGES NETTES OPÉRATIONNELLES CONTRÔLABLES	11
6.1.1. <i>Détail du bonus/malus relatif aux CNCautres</i>	11
6.1.2. <i>Détail du bonus/malus relatif aux charges nettes contrôlables OSP (CNFOSP et CNVOSP).....</i>	13
6.1.3. <i>Détail du bonus/malus relatif aux CNI</i>	13
6.2. DÉTAIL DU BONUS/MALUS RELATIF AUX CHARGES NETTES OPÉRATIONNELLES NON CONTRÔLABLES	14
6.2.1. <i>Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat d'électricité destinée à couvrir les pertes en réseau électrique.....</i>	14
6.2.2. <i>Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre</i>	15
6.2.3. <i>Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat des certificats verts</i>	15
6.2.4. <i>Détail du bonus/malus relatif aux indemnités versées aux fournisseurs en cas de retard de placement des compteurs à budget.....</i>	15
6.3. DÉTAIL DU BONUS/MALUS RELATIF AUX PROJETS SPÉCIFIQUES	15
7. Résultat annuel	16
8. Soldes Régulateurs	18
8.1. DÉTAIL DU SOLDE RÉGULATOIRE RELATIF AUX PRODUITS ISSUS DES TARIFS PÉRIODIQUES (SR VOLUME)	19
8.2. DÉTAIL DU SOLDE RÉGULATOIRE RELATIF AUX CHARGES OPÉRATIONNELLES NON CONTRÔLABLES.....	20
8.2.1. <i>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)</i>	20
8.2.2. <i>Détail du solde régulateur relatif à la charge d'achat d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau électriques (SR achat pertes)</i>	21
8.2.3. <i>Détail du solde régulateur relatif à la charge d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre (SR achat clientèle).....</i>	22
8.2.4. <i>Détail du solde régulateur relatif à la charge d'achat des certificats verts (SR achat CV)</i>	22
8.2.5. <i>Détail du solde relatif aux indemnités versées aux fournisseurs commerciaux en cas de retard de placement des compteurs à budget (SR indemnité placement CàB).....</i>	22
8.3. DÉTAIL DU SOLDE RELATIF AUX CHARGES NETTES OPÉRATIONNELLES CONTRÔLABLES VARIABLES RELATIVES AUX OBLIGATIONS DE SERVICE PUBLIC (SR VOLUME OSP).....	22
8.4. DÉTAIL DU SOLDE RELATIF À LA MARGE BÉNÉFICIAIRE ÉQUITABLE (SR MARGE BÉNÉFICIAIRE ÉQUITABLE).....	23
8.5. DÉTAIL DU SOLDE RELATIF AUX CHARGES NETTES VARIABLES RELATIVES AUX PROJETS SPÉCIFIQUES (SR PROJETS SPÉCIFIQUES).....	25

9. Proposition d’Affectation du solde Régulateur et révision du tarif pour les soldes régulatoires	26
.....	
9.1. AFFECTATION DU SOLDE RÉGULATEUR DE DISTRIBUTION POUR L’EXERCICE D’EXPLOITATION 2020	26
9.2. SOLDE RÉGULATEUR CUMULÉ POUR LA PÉRIODE 2008-2019	26
9.3. RÉVISION DU TARIF POUR LES SOLDES RÉGULATEURS	27
10. Décision relative aux soldes 2020	31
.....	
10.1. APPROBATION DES SOLDES RÉGULATEURS	31
10.2. AFFECTATION DES SOLDES RÉGULATEURS	32
10.3. APPROBATION DES TARIFS POUR LES SOLDES RÉGULATEURS	32
11. Voies de recours	33
12. Annexes	34

1. BASE LÉGALE

1.1. Dispositions législatives applicables pour la détermination des soldes régulatoires relatifs à l'année 2020

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 2020

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 2020 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 2020

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

L'article 120 de la méthodologie tarifaire 2019-2023 précise, à ce sujet, que la période d'affectation du solde régulateur annuel total, à l'exception du solde relatif à la cotisation fédérale, est déterminée par la CWaPE, en concertation avec chaque gestionnaire de réseau de distribution.

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 régulatoires afin d'y intégrer les soldes régulatoires approuvés par la CWaPE.

2. HISTORIQUE DE LA PROCÉDURE

1. En date du 21 janvier 2021, la CWaPE a adressé un courrier aux gestionnaires de réseau de distribution relatif
 - D'une part :
 - o À la valeur des paramètres définissant le couloir de prix d'achat d'électricité pour la couverture des pertes,
 - o À la valeur des paramètres définissant le couloir de prix d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution ;
 - o À la valeur des prix minimum et maximum d'achat des certificats verts,
 - D'autre part au modèle de rapport ex post 2020 ainsi qu'au calendrier de contrôle.
2. En date du 29 janvier 2021, la CWaPE a adressé un courriel aux gestionnaires de réseau de distribution faisant suite au courrier envoyé le 21 janvier 2021 et corrigeant les valeurs y contenues pour la valeur des prix minimum et maximum d'achat des certificats verts.
3. En date du 29 juin 2021, la CWaPE a reçu le rapport tarifaire *ex-post* de 2020 de RESA, gestionnaire de réseau de distribution d'électricité, portant sur l'exercice d'exploitation 2020 ainsi que la demande de révision du tarif pour les soldes régulatoires, les comptes annuels approuvés par l'Assemblée Générale et les comptes annuels de l'année 2020 tels que déposés à la Banque nationale de Belgique.
4. En date du 5 août 2021, le gestionnaire de réseau de distribution d'électricité a présenté le rapport tarifaire *ex-post* de 2020 lors d'une réunion virtuelle avec la CWaPE.
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 2021.
6. En date du 22 septembre 2021, le gestionnaire de réseau a transmis les réponses et informations complémentaires requises.
7. En date du 15 octobre 2021, le gestionnaire de réseau a transmis les rapports des nouveaux commissaires tels que prévus par la méthodologie tarifaire 2019-2023.
8. En date du 16 novembre 2021, suite aux discussions visant à intégrer les montants des soldes et les montants relatifs à la demande de revue du Revenu autorisé 2019-2023 du 29 octobre 2021, le gestionnaire de réseau a transmis sa proposition de tarif actualisée pour les soldes régulatoires 2022-2023 ainsi que les grilles tarifaires 2022-2023.
9. 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 l'affectation du solde régulateur de l'année 2020 établi sur base du rapport tarifaire *ex-post* déposé le 29 juin 2021 par RESA ainsi que sur le tarif pour les soldes régulatoires 2022-2023 établi par RESA.

3. 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 2020, 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 de RESA, à se prononcer de manière spécifique sur des coûts bien précis non abordés dans le cadre du présent contrôle.

4. CONTRÔLE DES MONTANTS RAPPORTÉS

Sur la base du rapport tarifaire *ex post* daté du 29 juin 2021 et portant sur l'exercice d'exploitation 2020, 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 conformément aux critères que cette disposition prévoit.

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

Dans le cadre de ses contrôles, CWaPE a vérifié notamment que les activités exercées au cours de l'année d'exploitation par le gestionnaire de réseau de distribution ont été classées selon leur nature en activité régulée, activité non régulée ou activité 'autre' (hors GRD). Les activités non régulées chez RESA concernent l'activité d'éclairage public pour le compte des communes et une activité « Commercial » datant d'avant la libéralisation qui n'intervient que marginalement. 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 2020, 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.

RESA a pu apporter une réponse à toutes les questions de clarification et de justification posées par la CWaPE, notamment en ce qui concerne les écarts entre les charges et produits budgétisés et réalisés.

Les contrôles effectués par la CWaPE notamment sur le risque de subsidiation croisée, les charges fiscales, les coûts HR, les frais IT n'ont pas mené à de constats particuliers autres que ceux repris dans le présent document.

Il y a lieu de noter que 2020 est pour le GRD RESA caractérisée par plusieurs éléments :

- la deuxième année de la période régulatoire pluriannuelle 2019-2023 ;
- la poursuite de l'autonomisation de RESA vis-à-vis de Nethys et d'Enodia, suite au décret du 11 mai 2018 modifiant le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et le décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz, qui s'est traduite par une augmentation du revenu autorisé de RESA ;
- le début de la crise COVID, qui a eu des conséquences sur certains projets de RESA ;
- le démarrage du déploiement des compteurs communicants de RESA ;
- la création de fonctions pour la gestion de la performance de RESA.

5. ECART GLOBAL ENTRE REVENU AUTORISÉ BUDGÉTÉ ET RÉEL 2020

Le revenu autorisé budgété pour l'année 2020 et approuvé par la CWaPE s'élève à 174.266.686 €. Le revenu autorisé réel de l'année 2020 s'élève 172.630.272 €. L'écart global entre le revenu autorisé budgété et réel de l'année 2020 s'élève donc à 1.636.414 €, auquel il faut ajouter l'écart provenant des produits issus des tarifs périodiques de distribution qui s'élève à -11.353.326 €.

L'écart global entre le revenu autorisé budgété et réel de l'année 2020 s'élève dès lors à -9.716.912 € qui se compose d'un solde régulateur (créance) de -9.332.865 € et d'un malus de -384.047 €.

	BUDGET 2020	REALITE 2020	ECART	SOLDE REGULATOIRE	BONUS/MALUS
Charges nettes contrôlables	104.879.130	105.800.290	-921.161	-631.936	-289.225
Charges nettes contrôlables hors OSP	91.055.704	93.137.211	-2.081.507		-2.081.507
Charges nettes contrôlables OSP	13.823.425	12.663.079	1.160.347	-631.936	1.792.282
Charges et produits non-contrôlables	34.549.246	33.914.969	634.278	634.278	0
Revue RA - lissage non-contrôlable	-54.197	0	-54.197	-54.197	
Hors OSP	30.116.272	30.662.015	-545.743	-545.743	0
OSP	4.487.172	3.252.954	1.234.219	1.234.219	0
Charges nettes relatives aux projets spécifiques	5.899.778	4.476.977	1.422.801	1.517.623	-94.822
Marge équitable	29.478.591	28.978.096	500.495	500.495	
Hors OSP	29.011.968	28.592.271	419.698	419.698	
OSP	466.623	385.825	80.798	80.798	
Quote-part des soldes régulatoires années précédentes	-540.059	-540.059	0		
Sous-Total	174.266.686	172.630.272	1.636.414	2.020.461	-384.047
Chiffre d'affaires (signe négatif)					
Chiffre d'affaires - Tarif OSP	-18.677.118	-17.486.813	-1.190.306	-1.190.306	
Chiffre d'affaires - Redevance de voirie	-9.332.971	-8.910.465	-422.506	-422.506	
Chiffre d'affaires - Tarif impôt des sociétés	-8.570.865	-7.972.097	-598.769	-598.769	
Chiffre d'affaires - Autres impôts et surcharges	-511.461	-477.454	-34.007	-34.007	
Chiffre d'affaires - Tarif soldes régulatoires	540.059	503.682	36.377	36.377	
Chiffre d'affaires - Dépassement forfait d'énergie réactive	-736.374	-790.607	54.233	54.233	
Chiffre d'affaires - Tarif injection	-213.679	-288.401	74.723	74.723	
Chiffre d'affaires - Tarif périodique de distribution	-136.764.275	-127.491.203	-9.273.072	-9.273.072	
Sous-Total	-174.266.684	-162.913.358	-11.353.326	-11.353.326	
TOTAL	2	9.716.913	-9.716.912	-9.332.865	-384.047

Cet écart global est détaillé aux points 6 et 8 du document.

Légende :

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

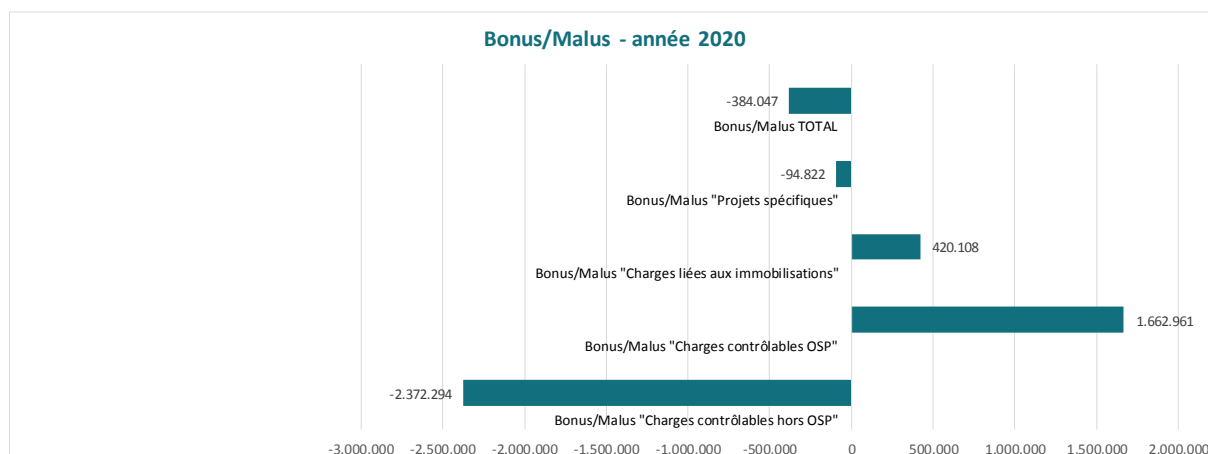
6. BONUS/MALUS

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/MALUS – ANNÉE 2020 (€)



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

L'écart relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes relatives aux obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations consiste un malus de 2.372.294 €. Ce malus est expliqué par des écarts à la hausse et d'autres à la baisse qui s'expliquent notamment par les éléments suivants.

- Réduction des frais de gestion du réseau

La réduction des frais de gestion du réseau se monte à 5.099.672 €, réduction qui résulte principalement des frais d'entretien réseau/raccordements.

Exercice comptable	Budget 2020	Réalité 2020	Ecart
Gestion du réseau	21.981.643	16.881.970	5.099.672
Encadrement Réseau	3.008.383	3.903.839	-895.457
Conduite réseaux	2.870.003	2.740.547	129.456
Entretien Réseau/Raccordements	16.039.668	11.966.252	4.073.417
Autres coûts opérationnels	63.589	-1.728.668	1.792.257

Les coûts de l'entretien réseau/raccordements ont diminué de 4.073.417 €. Cette baisse s'explique par 4 éléments :

- La budgétisation des coûts réalisée sur la base des coûts réels de RESA des années précédentes et des coûts facturés pour IMO1 avant la reprise complète de ce réseau par RESA. Il s'avère que ces coûts facturés étaient supérieurs aux coûts réels supportés par RESA en 2020.
- Le transfert de certains coûts de l'exploitation « entretiens abords cabines » vers les autres frais de supports.
- La diminution globale des pointages suite à la pandémie de Covid 19 et à la formation des nouveaux agents. Ces pointages ont été transférés dans la rubrique « Frais de supports ».

- Le caractère aléatoire des coûts d'entretien du réseau que ce soit en curatif (imprévisibilité des pannes) ou en préventif (certaines opérations d'entretien non budgétisées, par exemple l'élagage d'arbres).

La baisse des « Autres coûts opérationnels » de 1.792.257 € provient de la reprise de la provision *bad debt* relative au client Energy2Business et d'autres récupérations qui n'avaient pas pu être budgétisées sur 2020.

- Augmentation des dotations et reprises de provisions

L'augmentation des dotations et reprises de provision s'explique principalement par une provision comptabilisée par RESA pour un risque marché public (2.734.729 €).

RESA a comptabilisé cette provision suite à une procédure de recours de deux bureaux d'huissiers. RESA avait réalisé une relance de marché public « huissier » pour le recouvrement à l'amiable et judiciaire.

- Réduction des frais généraux

La diminution des frais généraux portés à l'actif - qui vient en déduction des charges opérationnelles - se monte à -1.789.283 €. Cette réduction de l'activation des frais généraux résulte d'une réduction de l'activité de RESA suite à la pandémie de Covid 19.

- Augmentation des frais de support

Les frais de support sont plus élevés suite au transfert de certains coûts d'entretien vers les frais de support (-623.745 €).

Dans cette rubrique, l'écart entre coûts réels et coûts budgétisés IT se monte à 618.893 € et s'est réduit comparé à l'année 2019. L'augmentation des coûts IT par rapport à 2019 provient en grande partie d'Atrias mais également de l'embauche de personnel. RESA a également mis en place un département « gouvernance IT », ce qui est bénéfique pour la gestion des priorités et des budgets IT ainsi que pour la qualité des livrables de ce département. La CWaPE constate la reprise des projets de développements en cours chez RESA et restera attentive à cet élément dans les contrôles futurs.

- Augmentation des réductions de valeur

L'augmentation des réductions de valeur (écart de 1.378.896 €) s'explique par des dotations de réduction de valeur sur stock et à dotations de réduction de valeur sur créance plus importantes que budgétisées.

- Augmentation des cotisations ONSS APL

Les cotisations ONSS APL plus élevées que budgétisées s'expliquent par la nomination d'agents statutaires et des pointages d'agents plus élevés suite à la crise COVID (1.076.676 €). La CWaPE prend note que l'équilibre entre les bases d'agents statutaires et non-statutaires influence la répartition des coûts contrôlables et non contrôlables relatifs aux charges de pensions. La CWaPE restera attentive aux effets de la politique de nomination de RESA dans les contrôles futurs.

TABLEAU 1 TABLEAU BONUS/MALUS RELATIF AUX CNC_{AUTRES} – ANNÉE 2020 (€)

	Budget 2020	Réalité 2020	Ecart
Gestion des actifs	8.275.061	8.250.454	24.607
Gestion du réseau	21.981.643	16.881.970	5.099.672
Gestion clients	4.398.902	4.466.413	-67.512
Frais de supports	32.073.441	32.697.186	-623.745
Autres	1.665.159	1.665.158	1
Cotisations de base pour les agents statutaires	6.427.463	7.504.138	-1.076.676
Tantièmes	1.490.435	1.544.493	-54.058
Pensions reprise IMO1 - partie soins santé et avantages tarifaires	597.044	504.346	92.699
Produits d'exploitation/exceptionnels NG hors OSP	202	-47.592	47.794
Réductions de valeur hors OSP	912.254	2.291.149	-1.378.896
Activation des coûts (signe négatif)	-17.764.054	-15.974.771	-1.789.283
Dotations et reprises de provision	-18.716	2.528.564	-2.547.280
Charges financières hors intérêts sur les financements	52.753	184.129	-131.377
Produits financiers (signe négatif)	0	-31.758	31.758
Charges nettes hors charges nettes liées aux immobilisations	60.091.585	62.463.879	-2.372.294

6.1.2. Détail du bonus/malus relatif aux charges nettes contrôlables OSP (CNFOSP et CNVOSP)

L'écart relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables OSP consiste en un bonus de 1.662.961 €. Ce bonus est expliqué par des écarts à la hausse et à la baisse au sein des différentes rubriques de charges de cette catégorie. Ce bonus est principalement expliqué par des coûts de gestion de la clientèle réels inférieurs au budget.

TABLEAU 2 TABLEAU BONUS/MALUS RELATIF AUX CNF ET CNV OSP – ANNÉE 2020 (€)

	BUDGET 2020	REALITE 2020	Ecart	SOLDE REGULATOIRE	BONUS/MALUS
Gestion des placements des compteurs à budget	615.589	430.575	185.014	0	185.014
Gestion des rechargements des compteurs à budget	738.651	1.033.837	-295.186	0	-295.186
Gestion de la clientèle	5.570.231	4.348.934	1.221.297	-732.447	1.953.744
Déménagements problématiques (MOZA) et fins de contrat (EOC)	732.311	693.689	38.622	0	38.622
Charges nettes liées à la promotion des Energies Renouvelables	159.804	223.139	-63.335	100.511	-163.846
Eclairage public	3.139.955	3.195.341	-55.387	0	-55.387
TOTAL	10.956.542	9.925.517	1.031.025	-631.936	1.662.961

6.1.3. Détail du bonus/malus relatif aux CNI

L'écart relatif aux charges nettes liées aux immobilisations consiste en un bonus de 420.108 €. Ce bonus est expliqué par des écarts à la hausse et à la baisse au sein des différentes rubriques de charges de cette catégorie.

Ces écarts proviennent principalement de charges d'amortissement plus basses qu'attendues, compensées par des désaffectations plus importantes que dans la proposition tarifaire.

- Charges d'amortissement

La baisse des charges d'amortissement provient de la base d'actifs réelle nettement plus basse qu'attendue (notamment au niveau des bâtiments administratifs et des logiciels). Les investissements de l'année sont également nettement plus faibles qu'attendu, notamment au niveau des logiciels.

- Dotations et reprises de réduction de valeurs sur les actifs régulés

Dotations et reprises de réduction de valeurs sur les actifs régulés. RESA a calculé et comptabilisé des réductions de valeurs sur le réseau BT, MT ainsi que sur les compteurs et compteurs à budget. L'écart important par rapport budget 2020 est expliqué par le fait qu'aucune réduction de valeurs n'avait été prévue en budget concernant les compteurs et compteurs à budget.

TABEAU 3 DÉTAIL DU BONUS/MALUS RELATIF AUX CNI (€)

	BUDGET 2020	REALITE 2020	ECART
Charges d'amortissement des actifs régulés	26.952.216	23.669.022	3.283.193
Charges d'amortissement/désaffectations relatives aux plus-values iRAB et indexation historique	2.258.817	2.223.792	35.025
Subsides en capital portés en compte de résultats (signe négatif)	-72.991	-62.745	-10.245
Dotations et reprises de réduction de valeurs sur les actifs régulés	1.826.077	4.843.263	-3.017.186
Plus-value sur la réalisation des actifs régulés (signe négatif)	0	0	0
Moins-values sur la réalisation des actifs régulés	0	0	0
Charges nettes liées aux immobilisations hors OSP	30.964.119	30.673.332	290.787
Gestion des compteurs à budget	2.866.884	2.737.562	129.321
Gestion des rechargements des compteurs à budget	0	0	0
Gestion de la clientèle	0	0	0
Déménagements problématiques (MOZA) et fins de contrats (EOC)	0	0	0
Charges nettes liées à la promotion des énergies renouvelables	0	0	0
Eclairage public	0	0	0
Charges nettes liées aux immobilisations OSP	2.866.884	2.737.562	129.321

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 2020 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 2020 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 2020 étant situé à l'intérieur du couloir de prix autorisé, il n'y a pas de bonus ou de malus lié à l'effet coût. 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 2020, le GRD n'a dès lors versé aucune indemnité aux fournisseurs pour retard de placement des compteurs à budget.

6.3. Détail du bonus/malus relatif aux projets spécifiques

L'écart entre le budget et la réalité relatif aux projets spécifiques relatifs aux charges variables - consiste en un malus de 94.822 €, à charge du GRD. Cet écart s'explique par une charge nette unitaire réalisée supérieure au budget (effet prix).

	BUDGET 2020	REALITE 2020	ECART BUDGET 2020 - REALITE 2020	BONUS/MALUS
Charges nettes variables à l'exclusion des charges d'amortissement	1.619.957	197.156	1.422.801	
Variable définie par le GRD	21.703	1.371	20.332	
Coût unitaire	74,64	143,80	-69,16	-94.822

Il n'y a pas de bonus ou de malus relatif aux charges fixes. La différence (positive) entre le budget et la réalité, à savoir un montant de 1.792.866 € est comptabilisée par RESA comme un produit à reporter.

7. RÉSULTAT ANNUEL

Pour l'année 2020, le résultat tarifaire, c'est-à-dire la différence entre les produits et les charges déterminée selon la méthodologie tarifaire 2019-2023, s'élève à 18.721.123 €. Le résultat comptable, calculé pour l'activité régulée du gestionnaire de réseau s'élève quant à lui à 26.664.234 €. L'écart entre ces deux montants est ventilé dans le tableau ci-dessous.

RÉCONCILIATION DU RÉSULTAT TARIFAIRE ET COMPTABLE – ANNÉE 2020 (€)

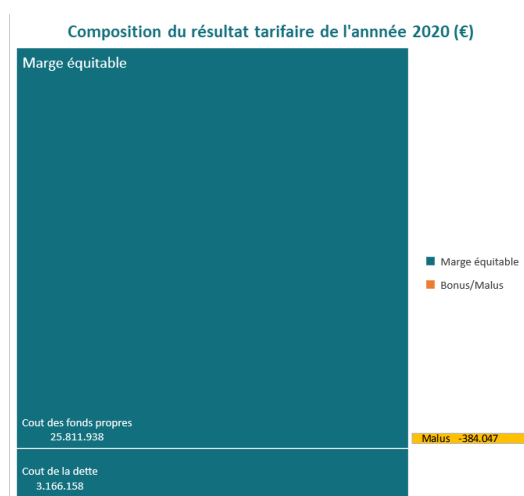
	Résultat comptable de l'activité régulée	Résultat tarifaire	Delta
Produits	236.352.319	162.913.358	73.438.960
Charges	209.688.085	144.192.236	65.495.849
Résultat	26.664.234	18.721.123	7.943.111

Réconciliation des écarts

Ecart à justifier	7.943.111
Solde régulateur du passé (acompte)	540.059
Charges des dettes	-3.166.158
Non régulé - GW IMO1	-650.050
Correction SR 16 17 et 19 suite décisions	1.860.808
SR 2020 (provisionné)	9.306.939
EP - Ajout lissage	55.362
Ecart FI-CO	-3.850
Ecart résiduel	1

Le résultat tarifaire de l'année 2020 est composé de la marge bénéficiaire équitable et du bonus ou malus du gestionnaire de réseau. La marge bénéficiaire équitable constitue l'indemnisation du capital investi dans la base d'actifs régulés par le gestionnaire de réseau. Elle s'élève à 28.978.096 € en 2020. Le capital investi est constitué tant des fonds propres que des financements externes du gestionnaire de réseau de distribution. Pour l'année 2020, les financements externes (principalement des emprunts bancaires ou obligataires) ont coûté 3.166.158 € au gestionnaire de réseau. Il reste par conséquent un montant de 25.811.938 € pour la rémunération des fonds propres de l'activité régulée.

GRAPHIQUE 2 COMPOSITION DU RÉSULTAT TARIFAIRE – ANNÉE 2020 (€)



Le montant moyen des fonds propres régulés de l'année 2020 est de 431.829.151 €. On peut en déduire que le taux de rendement des fonds propres du gestionnaire de réseau pour l'année 2020 est de 5,98%, 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 malus de 384.047 €, ce qui porte le taux de rendement réel des fonds propres régulés à 5,89%.

Le gestionnaire de réseau RESA distribue de l'électricité et du gaz naturel. Le résultat total (électricité + gaz) de l'activité régulée du gestionnaire de réseau s'élève donc à 49.070.787 €.

Les activités non-régulées du gestionnaire de réseau ont généré un bénéfice de 776.884 € dues à une reprise de provisions, non taxées. Le résultat global de la société s'élève à 49.847.671 €.

Le bénéfice global de l'année 2020 a permis au gestionnaire de réseau de verser des dividendes pour un montant global de 19.100.000 € qui se décomposent en 18.800.000 € de dividendes et 300.000 € supplémentaires versés à d'autres allocataires¹. Le *payout ratio* s'élève par conséquent à 38,3%.

TABLEAU 4 RÉSULTAT, DIVIDENDES ET PAYOUT RATIO – ANNÉE 2020

Année 2020	
Résultat de l'activité régulée	49.070.787 €
Résultat de l'activité non-régulée	776.884 €
Résultat des autres activités	0 €
Résultat global de la société	49.847.671 €
Prélèvements sur les réserves	0 €
Dividendes versés	19.100.000 €
Payout ratio	38,3%

¹ A savoir, dans le cas présent, un versement au fonds des œuvres sociales en faveur du personnel, prévu à l'article 54, §2, des statuts de RESA. Le Rapport de gestion précise qu'il s'agit d'une dotation constitutive de ce fonds.

Les chiffres relatifs au résultat global de la société, à l'affectation de ce résultat et au *payout ratio* sont renseignés à titre informatif. La CWaPE ne contrôle ni ne valide ces chiffres portant sur l'ensemble des activités du gestionnaire de réseau. La mission de contrôle de la CWaPE se limite au périmètre des activités régulées. Les chiffres relatifs aux activités non-régulées et aux autres activités du gestionnaire de réseau sont validés par l'Assemblée Générale des actionnaires. La CWaPE communique ces montants dans un souci de transparence et d'information la plus complète possible.

8. SOLDES RÉGULATOIRES

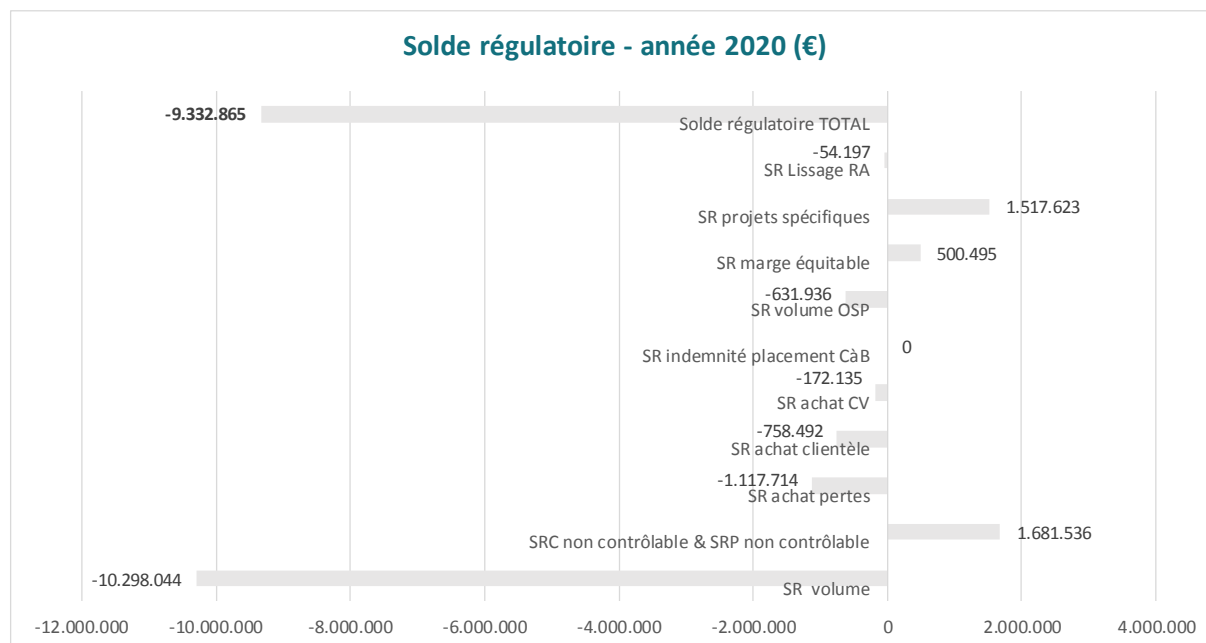
L'article 118 de la méthodologie tarifaire 2019-2023 détermine, pour chaque année de la période régulatoire, le solde régulatoire annuel total de distribution électricité selon la formule suivante :

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

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 9.332.865 € est un actif régulatoire (créance tarifaire) à l'égard des utilisateurs de réseau dans leur ensemble.

GRAPHIQUE 3 SOLDE RÉGULATOIRE – ANNÉE 2020



Légende :

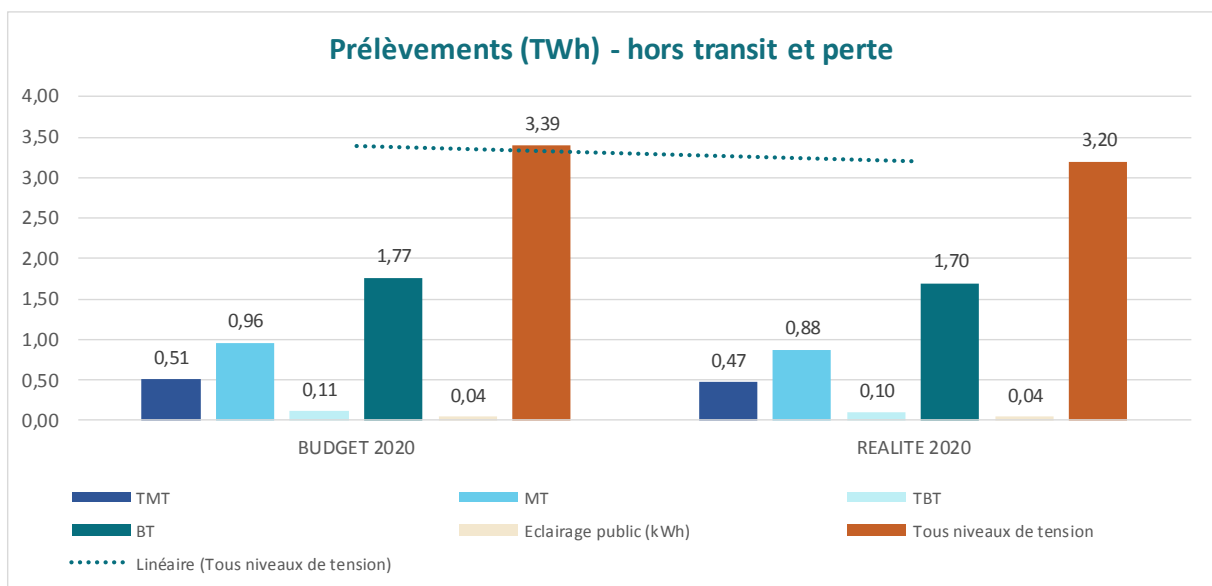
- solde régulatoire positif = passif régulatoire = dette tarifaire
- solde régulatoire négatif = actif régulatoire = créance tarifaire

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. Ce solde s'élève à -10.298.444 € et s'explique principalement par un effet de surestimation des volumes prélevés, principalement sur le réseau basse tension. Ce montant résulte d'un calcul hors surcharges.

Le graphique ci-dessous montre les volumes de prélèvement (hors transit et pertes) budgétés et réels de l'année 2020, par niveau de tension.

GRAPHIQUE 4 VOLUMES DE PRÉLÈVEMENTS BUDGÉTÉS ET RÉELS 2020 (HORS TRANSIT ET PERTE)



Les principales variations entre les volumes de prélèvement budgétés et les volumes de prélèvement réels pour l'exercice 2020 proviennent notamment d'une surestimation budgétaire (budgets basés sur l'année 2017). Ces quantités à la baisse proviennent pour une partie de la crise sanitaire qui a engendré la fermeture provisoire de certaines sociétés et qui a également mis certaines industries à l'arrêt durant plusieurs mois (-7%). L'effet quantité à la baisse est légèrement contrebalancé par un effet prix. RESA a pu constater un glissement des consommations BT des tarifs « bas » vers les tarifs « heures pleines – normales » (-9.088.047 €, hors effet prosumers – ce montant comprend les surcharges qui sont traitées au point 9.2.1, dans le solde SRC non contrôlables et SRP non contrôlables).

RESA a par contre eu plus de revenus « prosumers » que budgétés (1.601.416 € – ce montant comprend les surcharges qui sont traitées au point 9.2.1, dans le solde SRC non contrôlables et SRP non contrôlables).

Enfin, la revue du revenu autorisé 2019-2023 suite à l'autonomisation de RESA est survenue au cours de l'année 2020 et n'a dès lors pas été intégrée dans les tarifs de distribution 2020, ce qui crée de facto, un solde régulateur relatif au tarif de distribution non-perçu (-3.866.695 € – ce montant comprend les surcharges qui sont traitées au point 9.2.1, dans le solde SRC non contrôlables et SRP non contrôlables).

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. Ce solde s'élève à 73.291 € pour l'année 2020.

Le solde régulateur relatif aux **produits opérationnels non-contrôlables (SRP_{non-contrôlables})** est défini à l'article 112 de la méthodologie tarifaire. Ce solde s'élève à 1.608.245 € pour l'année 2020.

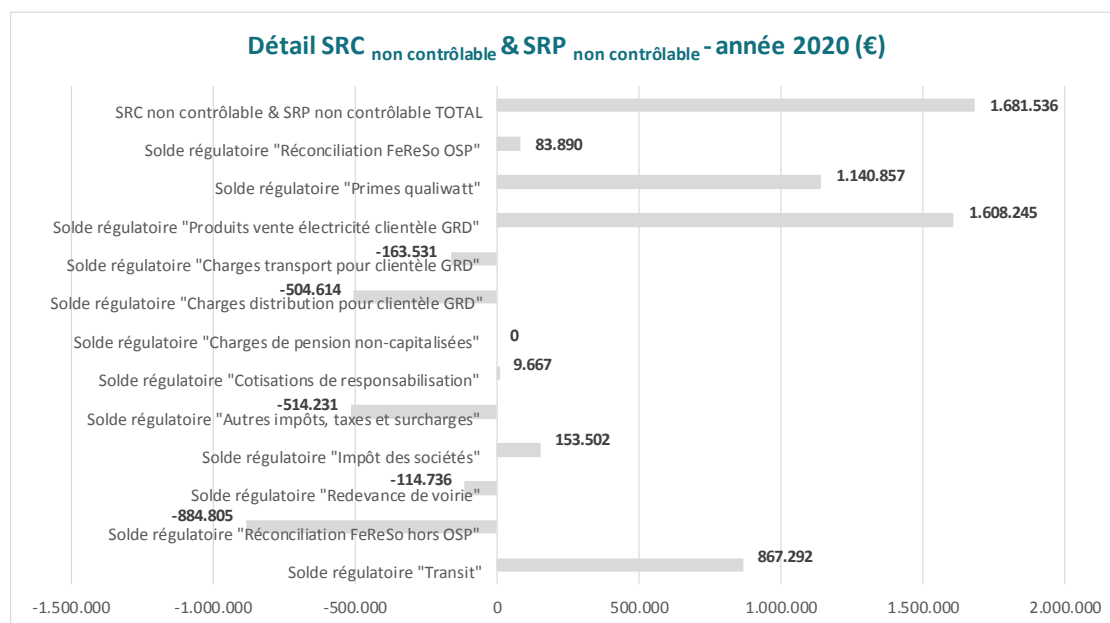
Le graphique ci-dessous détaille le SRC_{non-contrôlables} et le SRP_{non-contrôlables}.

Les principaux composants de ces soldes sont les suivants :

- Solde régulateur « Primes Quali watt » : passif régulateur (dette tarifaire) de 1.140.857 €. L'écart provient d'un nombre de primes et d'un montant moyen inférieurs au budget ;
- Solde régulateur "Produits vente électricité clientèle GRD" : passif régulateur (dette tarifaire) de 1.608.245 €. L'écart provient principalement d'un volume et un prix plus importants que budgétisés ;
- Solde régulateur "Charges distribution pour clientèle GRD" : actif régulateur (créance tarifaire) de -504.614 €. L'écart provient d'une augmentation sensible du volume de distribution, légèrement accentué par une hausse du coût de distribution) ;
- Solde autres impôts, taxes et surcharges : actif régulateur (créance tarifaire) de -514.231 €. L'écart est lié à des régularisations de précompte immobilier du passé ;
- Solde régulateur « Impôt des sociétés » : passif régulateur (dette tarifaire) de 153.502 €. L'écart provient d'une surestimation de la base imposable dans le budget 2020 par rapport au réalisé 2020 ;
- Solde régulateur "Redevance de voirie" : actif régulateur (créance tarifaire) de -114.736 €, lié à des écarts relatifs à la redevance de voirie supérieurs au budget ;
- Solde régulateur "Réconciliation FeReSo hors OSP" : actif régulateur (créance tarifaire) de -884.805 €. L'écart provient de la différence très importante entre volume réalisé comparé au volume budgétisé ;
- Solde régulateur « transit » : passif régulateur (dette tarifaire) de 867.292 €. L'écart provient d'une baisse de volume réalisé comparé au volume budgétisé.

Le graphique ci-dessous détaille le SRC_{non-contrôlables} et le SRP_{non-contrôlables}.

GRAPHIQUE 5 DÉTAIL SOLDE RÉGULATOIRE SRC NON CONTRÔLABLES & SRP NON CONTRÔLABLES – ANNÉE 2020 (€)



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. 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 électrique 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 2020 étant situé à l'intérieur du couloir de prix autorisé, l'écart est intégralement à charge des utilisateurs de réseau et s'élève à -1.117.714 €.

Cet écart s'explique par les prix fluctuant au sein de la fourchette de prix. L'écart provient d'une augmentation sensible du prix moyen d'achat d'électricité (+26%), légèrement contrebalancé par une baisse du volume acheté de 8%.

Les pertes en réseau représentent en moyenne 5,18 % de l'électricité totale distribuée sur le réseau (transit et éclairage public inclus) ; elles avaient été budgétées à 5,11%. Les pertes relatives au niveau BT représentent en moyenne 86 % des volumes de perte.

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. 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 2020 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 et s'élève à -758.492 €.

Cet écart s'explique par la combinaison d'une augmentation du prix moyen d'achat d'électricité (+27%) et une augmentation du volume acheté (+5,8%).

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. 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 2020 étant situé à l'intérieur du couloir de prix autorisé, il n'y a pas de bonus ou de malus lié à l'effet coût. L'écart provient principalement d'un nombre de certificats verts plus important que budgété. L'écart est intégralement à charge des utilisateurs de réseau et s'élève à -172.135 €.

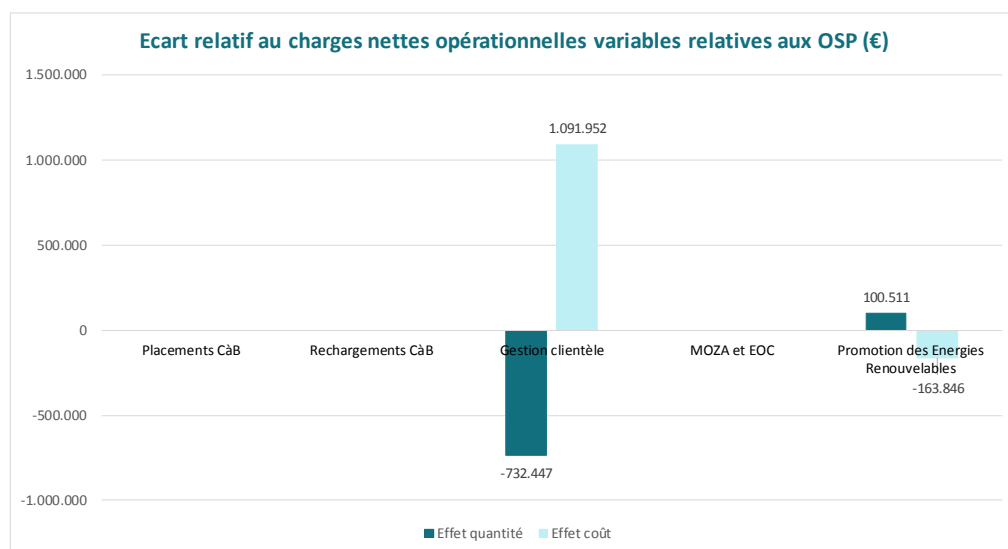
8.2.5. Détail du solde relatif aux indemnités versées aux fournisseurs commerciaux en cas de retard de placement des compteurs à budget (SR indemnité placement CàB)

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 2020.

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 bonus (cf. point 6.1.2 ci-dessus) et, d'autre part, l'**effet quantité** pour un montant de -631.936 € constituant une créance tarifaire envers les utilisateurs de réseau. Ce montant s'explique par un nombre de clients largement plus important que le nombre budgétisé.

GRAPHIQUE 6 DÉTAIL DE L'ÉCART RELATIF AUX CHARGES NETTES OPÉRATIONNELLES CONTRÔLABLES VARIABLES RELATIVES AUX OBLIGATIONS DE SERVICE PUBLIC – ANNÉE 2020



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

La valeur de la Base d'Actifs Régulés (Regulated Asset Base ou RAB) a été calculée par le gestionnaire de réseau conformément à la méthodologie tarifaire. La valeur moyenne de la RAB de l'année 2020, calculée conformément à l'article 24 de la méthodologie, s'élève à 714.978.917 €.

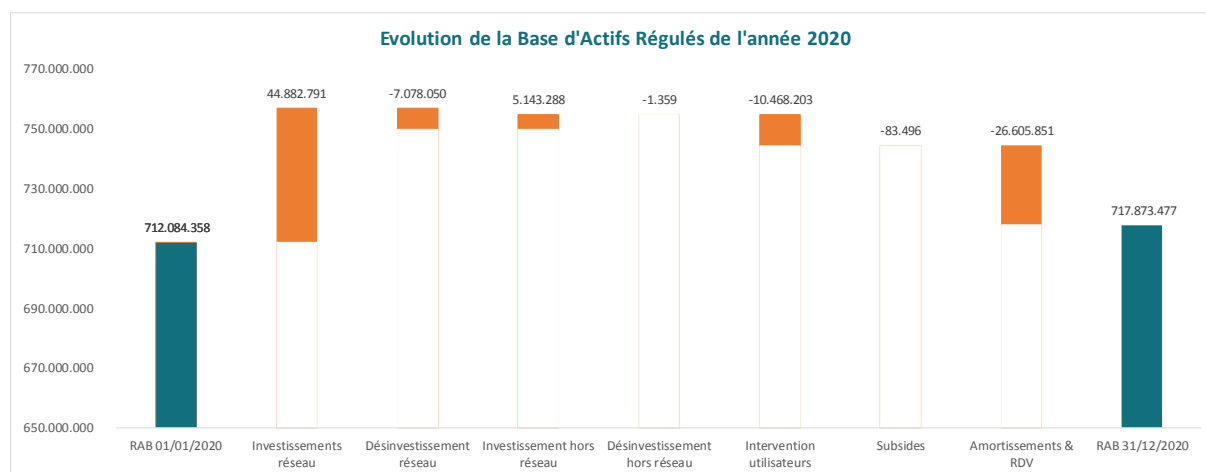
Les investissements réseau de l'année 2020 sont inférieurs aux investissements budgétés. Ces investissements, ainsi que les interventions tiers y afférentes, sont détaillés dans le tableau ci-dessous.

	Investissements de l'année Réalité 2020 (€)	
	Investissements	Interventions d'utilisateurs du réseau (signe négatif)
Câbles - réseau MT	9.544.683	- 630.403
Câbles - réseau BT	7.543.750	- 1.575.911
Lignes - réseau MT	382.212	- 31.791
Lignes - réseau BT	1.693.703	- 261.824
Postes et cabines - réseau MT	5.853.257	- 29.972
Postes et cabines - réseau BT	5.325.718	- 218.640
Raccordements - transformation MT	-	- 3.920
Raccordements - réseau MT	107.318	- 59.711
Raccordements - transformation BT	22.738	- 20.857
Raccordements - réseau BT	10.565.711	- 7.071.897
Appareils de mesure - réseau MT	569.948	- 193.020
Appareils de mesure - réseau BT	1.391.969	- 308.410
Compteurs intelligents	962.353	- 38.944
Compteurs à budget	919.431	401
TOTAL INVESTISSEMENTS RESEAU	44.882.791	- 10.444.900

Les investissements hors réseau de l'année 2020 sont inférieurs aux investissements budgétés et se montent à 5.119.985 €. Ceux-ci sont détaillés dans le tableau ci-dessous.

	Investissements de l'année		Réalité 2020 (€)
	Investissements de remplacement (signe positif)	Investissements d'extension (signe positif)	Investissements
Terrains	-	830.987	
Batiments administratifs	216.912	-	
Matériel roulant	-	490.252	16.484
Outils et machines	192.674	195.833	
Logiciels	706.944	2.511.046	6.819
Matériel informatique	1.360	-	
TOTAL INVESTISSEMENTS HORS RESEAU	1.115.170	4.028.118	23.303
		Total	5.119.985

GRAPHIQUE 7 EVOLUTION DE LA BASE D'ACTIFS RÉGULÉS DE L'ANNÉE 2020

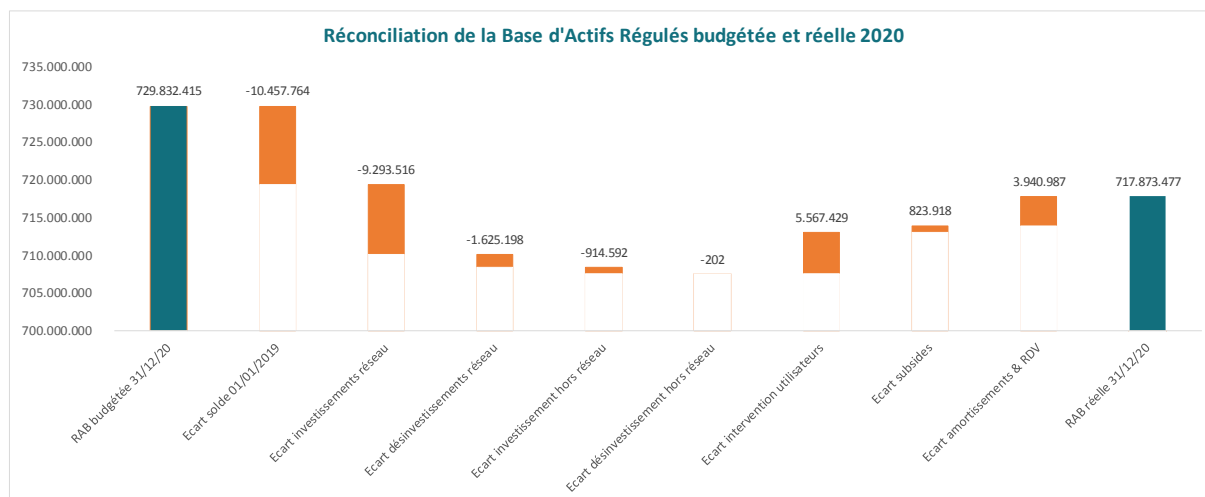


Le pourcentage de rendement autorisé calculé conformément à l'article 31 de la méthodologie tarifaire 2019-2023 est fixé *ex ante* pour la période 2019 à 2023, et n'est pas revu *ex post*. Ce taux de 4,053 % a été correctement appliqué à la base d'actifs régulés par le gestionnaire de réseau de distribution. Le montant total de la marge équitable s'élève à 28.978.096 EUR pour l'année 2020 (cf. point 7 ci-dessus).

Le solde régulateur relatif à la marge bénéficiaire équitable est défini à l'article 115 de la méthodologie tarifaire. Pour l'année 2020, il s'élève à 500.495 € et constitue une dette tarifaire à l'égard des utilisateurs du réseau.

Le solde régulateur relatif à la marge bénéficiaire équitable s'explique exclusivement par la variation de la Base d'Actifs Régulés budgétée par rapport à la Base d'Actifs Régulés réelle.

GRAPHIQUE 8 RÉCONCILIATION DE LA BASE D'ACTIFS RÉGULÉS BUDGÉTÉE ET RÉELLE AU 31/12/2020



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

Le solde réglementaire relatif aux charges nettes variables relatives aux projets spécifiques est défini à l'article 116 de la méthodologie tarifaire.

Pour l'année 2020, il s'élève à 1.517.623 € et constitue une dette tarifaire à l'égard des utilisateurs du réseau. Le solde réglementaire relatif aux charges nettes variables relatives aux projets spécifiques s'explique par le retard du déploiement des compteurs communicants (effet quantité, à savoir un nombre de compteurs nettement inférieur à ce qui a été budgété sur l'année 2020).

Projet de compteurs communicants	BUDGET 2020	REALITE 2020	ECART BUDGET 2020 - REALITE 2020	SOLDE REGULATOIRE
Charges nettes variables à l'exclusion des charges d'amortissement	1.619.957	197.156	1.422.801	1.517.623
Variable définie par le GRD	21.703	1.371	20.332	
Coût unitaire	74,64	143,80	-69,16	

9. PROPOSITION D’AFFECTATION DU SOLDE RÉGULATOIRE ET RÉVISION DU TARIF POUR LES SOLDES RÉGULATOIRES

9.1. Affectation du solde régulateur de distribution pour l’exercice d’exploitation 2020

Conformément à l’article 120 de la méthodologie tarifaire, la période d’affectation du solde régulateur de l’année 2020 est déterminée par la CWaPE, en concertation avec le gestionnaire de réseau de distribution.

L’affectation du solde régulateur de l’année 2020 a été établie, entre autres, sur la base des règles suivantes :

- Maintenir, si possible, une stabilité tarifaire ;
- Anticiper d’autres décisions.

Sur la base de ces règles et suite à la concertation tenue avec RESA, la CWaPE décide d’affecter le solde régulateur de distribution pour l’exercice d’exploitation 2020 dans les tarifs de distribution du gestionnaire de réseau de distribution à concurrence d’une quote-part annuelle de 30% en 2022 et de 30% en 2023. Sur la base de cette affectation, il restera un montant de 3.733.146 € à affecter.

TABLEAU 5 PROPOSITION D’AFFECTATION DU SOLDE RÉGULATOIRE – ANNÉE 2020

Montants en €	2022	2023	A affecter
Solde régulateur 2020	2.799.859	2.799.859	3.733.146

9.2. Solde régulateur cumulé pour la période 2008-2019

Sur la base des décisions adoptées par le régulateur fédéral (la CREG) relatives aux soldes régulateurs des années 2008 et 2009, des soldes rapportés par le gestionnaire de réseau de distribution pour les années 2010 à 2014 et des soldes régulateurs approuvés par la CWaPE pour les années 2015 à 2019, le solde régulateur de distribution cumulé des années 2008 à 2019 plus le solde régulateur de transport cumulé s’élève à -21.174.688 €. Il constitue une créance tarifaire à l’égard des utilisateurs du réseau.

Ce solde régulateur cumulé a déjà été partiellement affecté sous forme d’acompte, et sous réserve d’approbation, dans les tarifs de distribution des années 2015 à 2023, à l’exception du solde régulateur de l’année 2018.

Le tableau ci-dessous reprend pour chaque année à partir de 2008 le montant du solde régulateur ainsi que son affectation.

TABLEAU 6 AFFECTATION DES SOLDES RÉGULATOIRES – ANNÉES 2008 À 2019 (€)

Synthèse des soldes régulatoires 2015-2023 RESA ELECTRICITE (HORS TRANSPORT)											
	Solde initial	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Solde restant à affecter
Solde cumulé 2008-2014	4.498.295,00	146.987,20	146.987,20	899.659,00	899.659,00	601.250,65	601.250,65	601.250,65	601.250,65	0,00	0,00
Solde 2015	-244.765,00			0,00	0,00	-61.191,25	-61.191,25	-61.191,25	-61.191,25	0,00	0,00
Solde 2016	-1.662.996,00							-831.498,00	-831.498,00		0,00
Solde 2017	-1.041.217,00							-520.608,50	-520.608,50		0,00
Solde 2018	-5.120.426,00							0,00	-2.560.213,00	-2.560.213,00	-2.560.213,00
Solde 2019	-10.365.382,00							-2.591.345,50	-2.591.345,50	-5.182.691,00	0,00
TOTAL SR	- 13.936.491,00	146.987,20	146.987,20	899.659,00	899.659,00	540.059,40	540.059,40	-3.403.392,60	-5.963.605,60	- 7.742.904,00	-

Synthèse des soldes régulatoires 2015-2023 RESA ELECTRICITE (TRANSPORT)											
	Solde initial	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Solde restant à affecter
Solde 2017	-4.690.389,00							-2.345.194,50	-2.345.194,50		0,00
Solde 2018	-2.547.808,00								-1.273.904,00	-1.273.904,00	0,00
TOTAL SR	- 7.238.197,00							-2.345.194,50	-3.619.098,50	- 1.273.904,00	-

* signe positif : dette tarifaire – signe négatif : créance tarifaire

9.3. Révision du tarif pour les soldes régulatoires

La révision du tarif pour les soldes régulatoires, est réalisée conformément à l'article 122 de la méthodologie tarifaire. Les nouvelles grilles tarifaires relatives au prélèvement d'électricité sur le réseau de distribution sont reprise à l'annexe I de la présente décision.

Ces affectations impactent globalement les tarifs de distribution à la hausse.

(montants exprimés en €)	2022	2023
Solde avant 2016	+540.059	
Solde 2016	-831.498	
Solde 2017	-520.609	
Solde 2017 transport	-2.345.195	
Solde 2019	-2.591.346	-5.182.691
Décision CD-20j19-CWaPE-0455	-3.866.695	-3.866.695
Solde 2018	-2.560.213	-2.560.213
Solde 2018 transport	-1.273.904	-1.273.904
Décision CD-21I01-CWaPE-0593	+3.464.464	+3.464.464
Soldes 2020	-2.799.859	-2.799.859
Total à affecter	-12.784.795	-12.218.899

* signe positif : dette tarifaire – signe négatif : créance tarifaire

Les tableaux ci-dessous détaillent cet impact sur les tarifs de distribution de RESA en 2022-2023.

TABLEAU 7 DÉTAIL DU CALCUL DES TARIFS POUR LES SOLDES RÉGULATOIRES 2022

Tarifs pour les soldes régulatoires 2022 - impact de l'affectation du solde 2020 et de la décision CD-21101-CWaPE-0591	TMT	MT	TBT	BT
Client-types (Eurostat)	le2	ld(a)	lb(a)	Dc
KWh/an	25.000.000	2.000.000	30.000	3.500
Répartition entre niveau de tension (%)	0,81%	15,88%	3,51%	79,80%
Répartition entre niveau de tension (€)	103.630	2.030.223	448.628	10.202.314
kWh budgétés	512.647.402	959.571.566	111.141.095	1.810.175.557
Tarif pour les soldes régulatoires en €/kWh (htva)	0,0002021	0,0021158	0,0040366	0,0056361
Tarif pour soldes régulatoires antérieur en €/kWh (htva)*	0,000152	0,0015912	0,0030358	0,0042388
Ecart en €/kWh (htva)	0,0000501	0,0005246	0,0010008	0,0013973
Facture €/an avant (htva)	265.948	42.533	1.415	261,29
Facture €/an après (htva)	267.200	43.582	1.445	266,18
Augmentation en €/an (htva)	1.252,50	1.049,20	30,02	4,89
Augmentation (%)	0,47%	2,47%	2,12%	1,87%

* cf. proposition tarifaire de RESA approuvée par la CWaPE référencée CD-20k26-CWaPE-0462

TABLEAU 8 DÉTAIL DU CALCUL DES TARIFS POUR LES SOLDES RÉGULATOIRES 2023

Tarifs pour les soldes régulatoires 2023 - impact de l'affectation du solde 2020 et de la décision CD-21101-CWaPE-0591	TMT	MT	TBT	BT
Client-types (Eurostat)	le2	ld(a)	lb(a)	Dc
KWh/an	25.000.000	2.000.000	30.000	3.500
Répartition entre niveau de tension (%)	0,81%	15,88%	3,51%	79,80%
Répartition entre niveau de tension (€)	99.043	1.940.359	428.770	9.750.727
kWh budgétés	512.647.402	959.571.566	111.141.095	1.810.175.557
Tarif pour les soldes régulatoires en €/kWh (htva)	0,0001932	0,0020221	0,0038579	0,0053866
Tarif pour soldes régulatoires antérieur en €/kWh (htva)*	0,0001431	0,0014976	0,0028572	0,0039894
Ecart en €/kWh (htva)	0,0000501	0,0005245	0,0010007	0,0013972
Facture €/an avant (htva)	268.374	42.704	1.425	261,51
Facture €/an après (htva)	269.627	43.753	1.455	266,40
Augmentation en €/an (htva)	1.252,50	1.049,00	30,02	4,89
Augmentation (%)	0,47%	2,46%	2,11%	1,87%

* cf. proposition tarifaire de RESA approuvée par la CWaPE référencée CD-20k26-CWaPE-0462

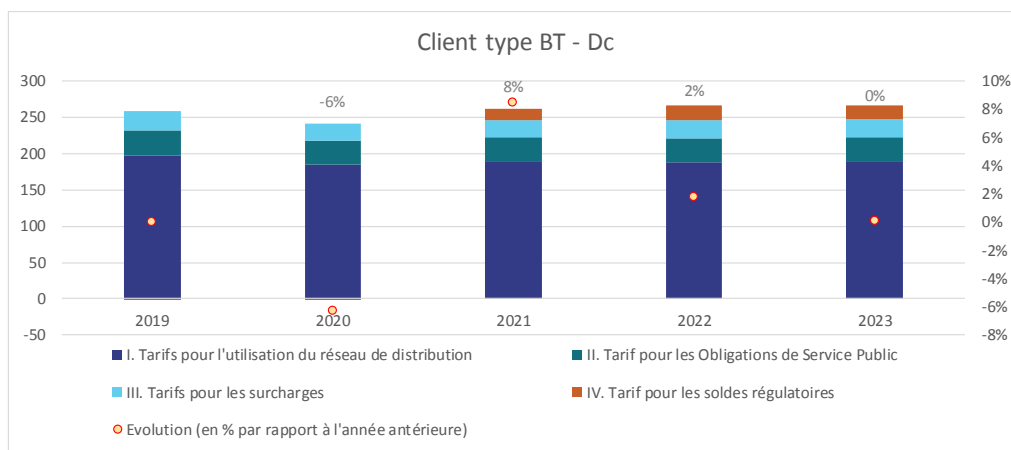
En 2023, les tarifs pour les soldes régulatoires sont susceptibles d'être révisés, notamment suite à une affectation de soldes régulatoires.

Les graphiques suivants présentent une simulation des coûts de distribution sur les années 2019 à 2023, pour les clients types BT, TBT, MT et TMT.

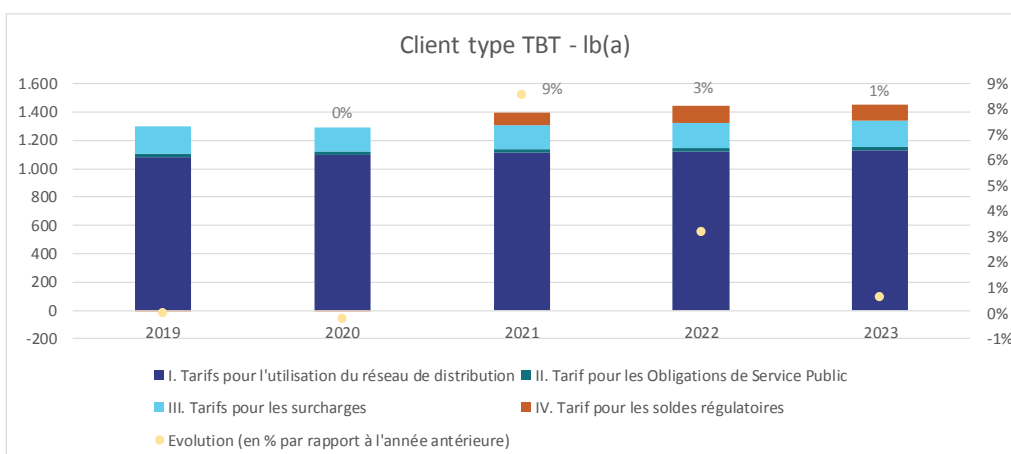
L'évolution des coûts de distribution entre 2019 et 2023 se monte respectivement à 3,5%, 12,5%, 14,5% et 7,3% pour les clients types BT, TBT, MT et TMT.

Celle-ci s'explique par l'évolution de départ des coûts de distribution au moment de l'approbation des tarifs de distribution 2019-2023 par la CWaPE, évolution qui s'est modifiée suite à l'affectation des soldes.

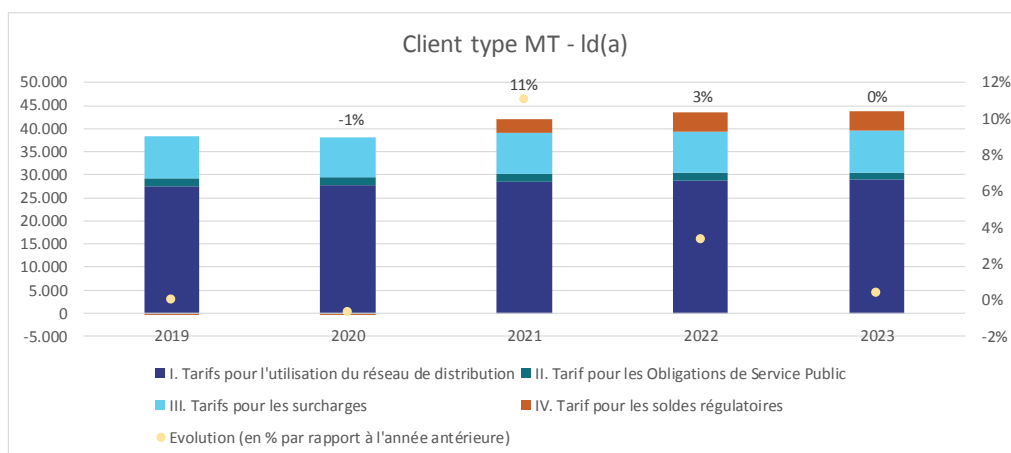
GRAPHIQUE 9 SIMULATION DES COUTS DE DISTRIBUTION DES ANNÉES 2019 A 2023 POUR LE CLIENT TYPE BT - DC



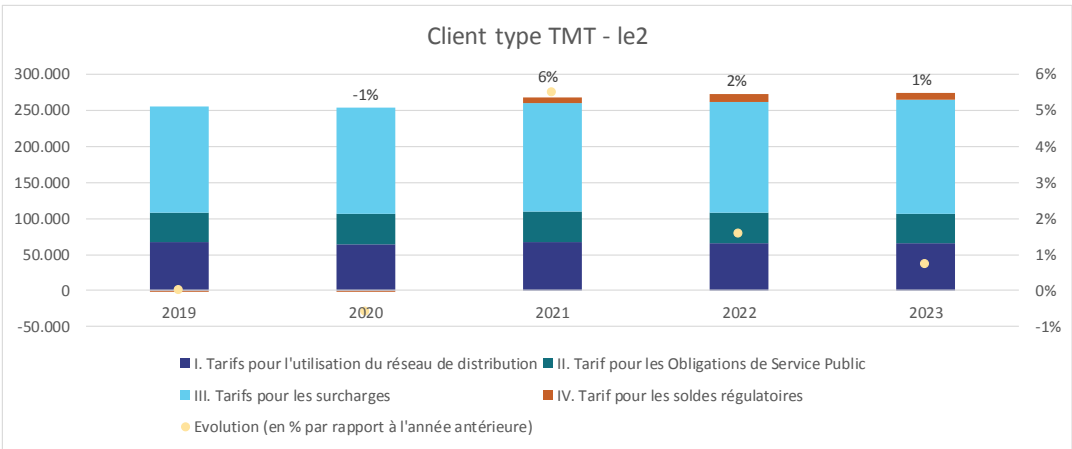
GRAPHIQUE 10 SIMULATION DES COUTS DE DISTRIBUTION DES ANNÉES 2019 A 2023 POUR LE CLIENT TYPE TBT - LB(A)



GRAPHIQUE 11 SIMULATION DES COUTS DE DISTRIBUTION DES ANNÉES 2019 A 2023 POUR LE CLIENT TYPE MT - LD(A)



GRAPHIQUE 12 SIMULATION DES COUTS DE DISTRIBUTION DES ANNÉES 2019 A 2023 POUR LE CLIENT TYPE TMT (LE2)



10. DÉCISION RELATIVE AUX SOLDES 2020

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 décision CD-17G17-CWaPE-0107 du 17 juillet 2017 relative à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période 2019-2023 ;

Vu la décision de la CWaPE référencée CD-20j19-CWaPE-0455 ;

Vu la décision de la CWaPE référencée CD-21I21-CWaPE-0591 du 1^{er} décembre 2021 relative à la Demande de revue du Revenu Autorisé 2019-2023 – SMART METERING du 29 octobre 2021 ;

Vu le rapport tarifaire *ex post* portant sur l'exercice d'exploitation 2020 ainsi que la demande de révision du tarif pour les soldes régulateurs introduit par RESA auprès de la CWaPE en date du 29 juin 2021 ;

Vu les comptes annuels 2020 de RESA accompagnés du procès-verbal du Conseil d'administration et des rapports destinés à l'Assemblée générale qui s'est tenue le 2 juin 2021, déposés à la CWaPE en date du 29 juin 2021 ;

Vu les informations complémentaires transmises par le gestionnaire de réseau, notamment, en date du 22 septembre 2021 suite à la demande de la CWaPE du 31 août 2021 ;

Vu l'analyse réalisée par la CWaPE du rapport tarifaire *ex post* 2020 ;

Vu la demande de révision du tarif pour les soldes régulateurs déposée par le gestionnaire de réseau de distribution en date du 29 juin 2021, revue par RESA et transmises par celle-ci le 16 novembre 2021 ;

Vu l'analyse réalisée par la CWaPE de la proposition d'affectation du solde régulateur de l'année 2020 ;

Vu l'analyse réalisée par la CWaPE de la demande de révision des tarifs pour les soldes régulateurs 2022-2023 ;

Considérant que, à l'issue de son contrôle du calcul du solde régulateur de l'année 2020 de RESA (réalisé selon la méthodologie décrite dans la section 4 de la présente décision), de la proposition d'affectation de celui-ci et de la demande de révision des tarifs pour les soldes régulateurs, la CWaPE n'a pas décelé de non-conformité aux dispositions applicables ;

10.1. Approbation des soldes régulateurs

La CWaPE décide d'approuver le solde régulateur de l'année 2020 rapporté par le gestionnaire de réseau de distribution au travers de son rapport tarifaire *ex-post* daté du 29 juin 2021. Le solde régulateur de l'année 2020 est un actif régulateur qui s'élève à 9.332.865 €.

10.2. Affectation des soldes réglementaires

La CWaPE décide d'approuver l'affectation du solde réglementaire de l'année 2020 à raison d'une quote-part de 30% en 2022 et 30% en 2023.

10.3. Approbation des tarifs pour les soldes réglementaires

La CWaPE décide d'approuver la demande de révision des tarifs pour les soldes réglementaires repris dans les grilles tarifaires relatives au prélèvement d'électricité sur le réseau de distribution pour les années 2022 et 2023. Les nouvelles grilles tarifaires, approuvées par la CWaPE et reprises à l'annexe I de la présente décision, doivent être publiées par le GRD sur son site Internet.

11. VOIES DE RECOURS

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

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

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

12. ANNEXES

- Annexe I : Tarifs périodiques pour le prélèvement d'électricité sur le réseau de distribution de RESA applicables du 01.01.2022 au 31.12.2023
- Annexe II : Annexe reprenant l'évolution du revenu autorisé 2019-2020 et des volumes de RESA pour les années 2016 à 2020

Période de validité : du 01.01.2022 au 31.12.2022

	Code EDIEL	T-MT		MT		T-BT		BT	
		Avec mesure de pointe	Sans mesure de pointe	Avec mesure de pointe	Sans mesure de pointe	Avec mesure de pointe	Sans mesure de pointe	Avec mesure de pointe	Sans mesure de pointe
I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution									
A. Terme capacitaire									
a) Pour les raccordements avec mesure de pointe									
Pointe historique (EUR/kW/mois)	E210	0,4242158		3,6093293		4,9682547		3,9563029	
Pointe du mois (EUR/kW/mois)	E210	0,1414053		1,2031098		1,6560849		1,3167676	
b) Pour les prosumers									
Puissance nette développable de l'installation (EUR/kWe)	E260								63,53
	E270		831,28		730,30		460,64		23,12
B. Terme fixe (EUR/an)									
C. Terme proportionnel									
Heures normales (EUR/kWh)	E210							0,0115114	0,0607203
Heures pleines (EUR/kWh)	E210	0,0002469	0,0021266	0,0043541	0,0263653	0,0079697	0,0452687	0,0133532	0,0704355
Heures creuses (EUR/kWh)	E210	0,0000988	0,0006907	0,0017416	0,0105461	0,0031879	0,0181075	0,0052952	0,0279313
Exclusif de nuit (EUR/kWh)	E210							0,0040290	0,0212521
II. Tarif pour les Obligations de Service Public (EUR/kWh)	E215		0,0008384		0,0008384		0,0008384		0,0093593
III. Tarif pour les surcharges									
Redevance de voirie (EUR/kWh)	E891		0,0029399		0,0029399		0,0029399		0,0029399
Impôt sur les sociétés (EUR/kWh)	E850		0,0001403		0,0014685		0,0028017		0,0039119
Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux (EUR/kWh)	E890		0,0000084		0,0000881		0,0001680		0,0002346
IV. Tarif pour les soldes régulatoires (EUR/kWh)	E410		0,0002021		0,0021158		0,0040366		0,0056361
V. Tarif pour dépassement du forfait d'énergie réactive (EUR/kVarh)	E310	0,0150000	0,0150000	0,0150000	0,0150000	0,0150000	0,0150000		

Modalités d'application et de facturation :

Codes tarifs

Les codes tarifs appliqués par RESA pour le prélèvement et l'injection sont disponibles sur le site internet via le lien: <http://www.resa.be/tarifs/tarifs-electricite/>.

Terme capacitaire

Le terme capacitaire ne s'applique pas aux installations de secours.

Aucun prix maximum n'est appliqué sur l'addition des termes I.A.a) Pointe historique et Pointe du mois pour les raccordements avec mesure de pointe.

Le terme capacitaire s'applique aux prosumers prorata temporis.

Périodes tarifaires et heures d'enclenchement et de déclenchement sur le territoire RESA

Pour les clients TMT et MT, le tarif "heures creuses" s'applique entre 22h00 et 7h00 en semaine et de 00h00 à 24h00 le week-end et les jours fériés.

Pour les clients TBT, le tarif "heures creuses" s'applique entre 23h00 et 8h00 en semaine et les jours fériés et de 00h00 à 24h00 le week-end.

Pour les clients BT, lors de tout placement de compteur, il existe 5 horaires "heures creuses" non synchrones comme l'illustre le tableau ci-dessous.

Heures creuses	
En	Hors
22h10	07h10
22h20	07h20
22h35	07h35
22h40	07h40
22h50	07h50

Le tarif "heures creuses" appliqué commence entre 22h10 et 23h20 pendant une période de 9h en semaine et les jours fériés et de 00h00 à 24h00 le week-end. Toutefois, il existe d'autres horaires plus anciens avec des plages horaires différentes.

L'heure exacte vous sera communiqué sur simple demande par e-mail à info@resa.be ou par téléphone au 04/220.12.11.

Energie réactive

La valeur du droit de prélèvement forfaitaire de l'énergie réactive par niveau de tension est mentionnée à l'article 143 du Règlement technique pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité en Région wallonne et l'accès à ceux-ci :

http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi_loi/change_lg.pl?language=fr&ja=F&table_name=loi&cn=2011030321

Période de validité : du 01.01.2023 au 31.12.2023

	Code EDIEL	T-MT		MT		T-BT		BT	
		Avec mesure de pointe	Sans mesure de pointe	Avec mesure de pointe	Sans mesure de pointe	Avec mesure de pointe	Sans mesure de pointe	Avec mesure de pointe	Sans mesure de pointe
I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution									
A. Terme capacitaire									
a) Pour les raccordements avec mesure de pointe									
Pointe historique (EUR/kW/mois)	E210	0,4203398		3,6325560		5,0000261		3,9583830	
Pointe du mois (EUR/kW/mois)	E210	0,1401133		1,2108520		1,6666754		1,3194610	
b) Pour les prosumers									
Puissance nette développable de l'installation (EUR/kWe)	E260								63,79
	E270	844,38		741,81		467,90		23,49	
B. Terme fixe									
C. Terme proportionnel									
Heures normales (EUR/kWh)	E210							0,0115174	0,0607522
Heures pleines (EUR/kWh)	E210	0,0002446	0,0021072	0,0043821	0,0265350	0,0080206	0,0455644	0,0133602	0,0704725
Heures creuses (EUR/kWh)	E210	0,0000979	0,0008429	0,0017528	0,0106140	0,0032062	0,0182256	0,0052960	0,0279460
Exclusif de nuit (EUR/kWh)	E210							0,0040311	0,0212633
II. Tarif pour les Obligations de Service Public (EUR/kWh)	E215	0,0008384		0,0008384		0,0008384		0,0094193	
III. Tarif pour les surcharges									
Redevance de voirie (EUR/kWh)	E891	0,0029987		0,0029987		0,0029987		0,0029987	
Impôt sur les sociétés (EUR/kWh)	E850	0,0001417		0,0014914		0,0028458		0,0039739	
Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux (EUR/kWh)	E890	0,0000085		0,0000898		0,0001714		0,0002393	
IV. Tarif pour les soldes régulatoires (EUR/kWh)	E410	0,0001932		0,0020221		0,0038579		0,0053866	
V. Tarif pour dépassement du forfait d'énergie réactive (EUR/kVAh)	E310	0,0150000	0,0150000	0,0150000	0,0150000	0,0150000	0,0150000		

Modalités d'application et de facturation :**Codes tarifs**

Les codes tarifs appliqués par RESA pour le prélèvement et l'injection sont disponibles sur le site internet via le lien: <http://www.resa.be/tarifs/tarifs-electricite/>.

Terme capacitaire

Le terme capacitaire ne s'applique pas aux installations de secours.

Aucun prix maximum n'est appliqué sur l'addition des termes I.A.a) Pointe historique et Pointe du mois pour les raccordements avec mesure de pointe.

Le terme capacitaire s'applique aux prosumers prorata temporis.

Périodes tarifaires et heures d'enclenchement et de déclenchement sur le territoire RESA

Pour les clients TMT et MT, le tarif "heures creuses" s'applique entre 22h00 et 7h00 en semaine et de 00h00 à 24h00 le week-end et les jours fériés.

Pour les clients TBT, le tarif "heures creuses" s'applique entre 23h00 et 8h00 en semaine et les jours fériés et de 00h00 à 24h00 le week-end.

Pour les clients BT, lors de tout placement de compteur, il existe 5 horaires "heures creuses" non synchrones comme l'illustre le tableau ci-dessous.

Heures creuses	
En	Hors
22h10	07h10
22h20	07h20
22h35	07h35
22h40	07h40
22h50	07h50

Le tarif "heures creuses" appliqué commence entre 22h10 et 23h20 pendant une période de 9h en semaine et les jours fériés et de 00h00 à 24h00 le week-end. Toutefois, il existe d'autres horaires plus anciens avec des plages horaires différentes.

L'heure exacte vous sera communiquée sur simple demande par e-mail à info@resa.be ou par téléphone au 04/220.12.11.

Energie réactive

La valeur du droit de prélèvement forfaitaire de l'énergie réactive par niveau de tension est mentionnée à l'article 143 du Règlement technique pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité en Région wallonne et l'accès à ceux-ci :

http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi_loi/change_jg.pl?language=fr&la=F&table_name=loi&cn=2011030321

Date du document : 01/12/2021

DÉCISION

CD-21101-CWaPE-0593

SOLDES RAPPORTÉS PAR LE GESTIONNAIRE DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION RESA POUR SON ACTIVITÉ ÉLECTRICITÉ CONCERNANT L'EXERCICE D'EXPLOITATION 2020

ANNEXE II : ÉVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ ET DES VOLUMES

Rendue en application des articles 4, § 2, 14°, 7, § 1er, 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

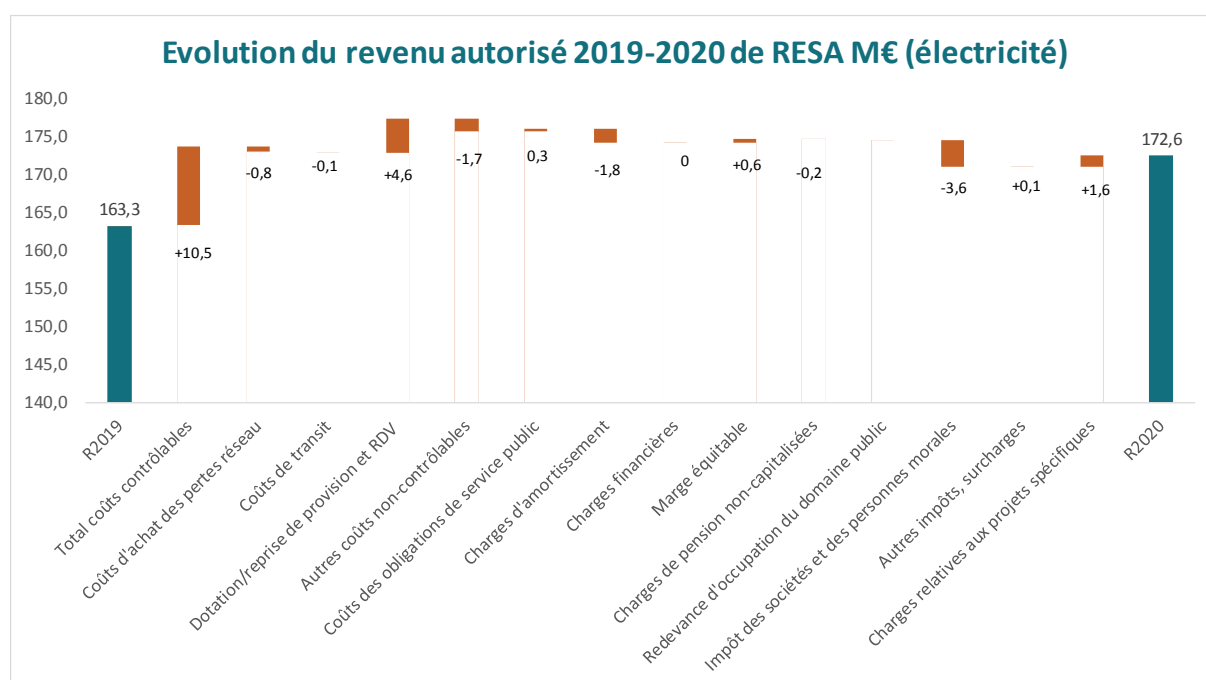
1. Evolution du revenu autorisé.....	3
1.1. EVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ ENTRE 2019 ET 2020	3
1.2. EVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ ENTRE 2015 ET 2020	4
2. Evolution des volumes de prélèvement entre 2015 et 2020	5

1. EVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ

1.1. Evolution du revenu autorisé entre 2019 et 2020

Sur la base des données introduites dans le rapport tarifaire *ex post*, le revenu autorisé réel de l'année 2020 est en hausse de 9,3 M€, soit une hausse de 5,7%, par rapport aux coûts réels rapportés de l'exercice d'exploitation 2019.

GRAPHIQUE 1 EVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ 2019-2020



L'enveloppe est en hausse de 9,3 M€ entre 2019 et 2020. Les écarts principaux peuvent s'expliquer par :

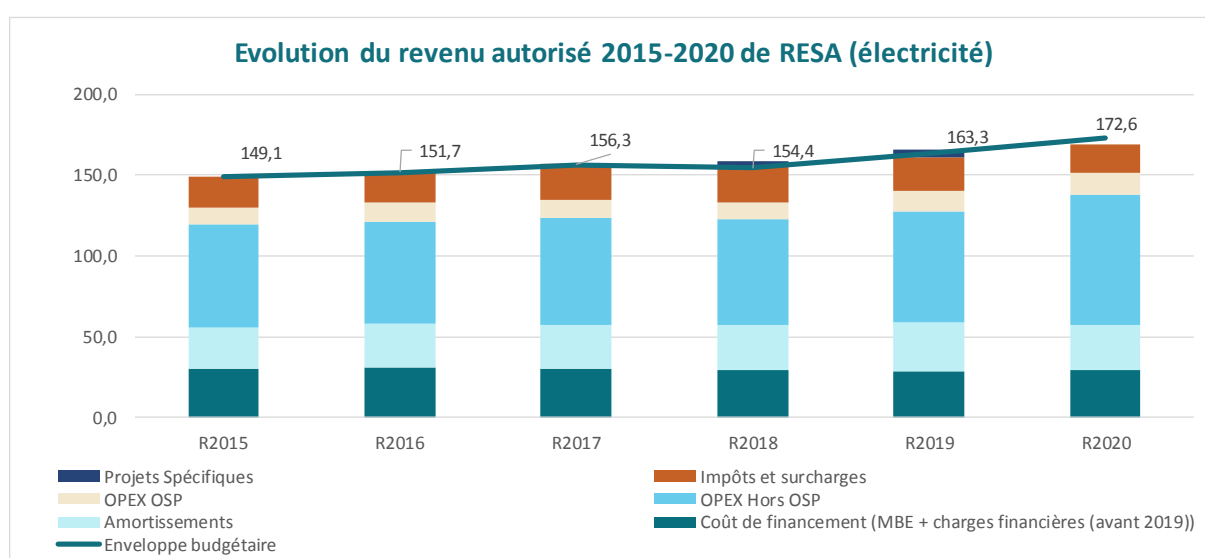
- Coûts contrôlables (+10,5 M€) : 2020 est marquée par la reprise de projets, par l'autonomisation de RESA (coûts RH) et par un nombre important de désaffectations de compteurs ;
- Dotations et reprises de provisions (+4,6 M€) : comparé à 2019, il s'agit de provisions liées à certains risques de litige ;
- Autres coûts non-contrôlables (-1,7 M€) : il s'agit notamment de cotisations de responsabilisation ONSS APL plus basses en 2020 ;
- Charges d'amortissement (-1,8 M€) par suite d'investissements moins élevés qu'en 2019 ;
- Marge équitable (+0,6 M€) : due à certaines mises en services, notamment au niveau IT ;
- Impôt des sociétés (-3,6 M€) dû à un résultat net plus élevé en 2019 qu'en 2018 (pas de bonus en 2020) ;
- Coûts relatifs aux projets spécifiques (+1,6 M€), dû au démarrage du déploiement des compteurs communicants en 2020.

1.2. Evolution du revenu autorisé entre 2015 et 2020

Le graphique ci-dessous illustre l'évolution du revenu autorisé réel du gestionnaire de réseau entre les années 2015 et 2020 en distinguant les composantes principales de ce revenu autorisé, à savoir,

- Les coûts de financement composés de la marge bénéficiaire équitable et, avant l'année 2019, des charges financières ;
- Les charges d'amortissement de la base d'actifs régulés ;
- Les charges opérationnelles, en distinguant celle relatives aux Obligations de Service Public ;
- Les impôts et surcharges et, finalement ;
- Le montant des projets spécifiques à partir de l'année 2019.

GRAPHIQUE 2 EVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ 2015-2020 (M€)



Le revenu autorisé de RESA (hors solde régulateur) s'élève au 31 décembre 2020 à 172,6 M€. Globalement, ce revenu a augmenté de 23,6 M€ sur la période 2015-2020, soit une hausse de 15,8%.

