

Date du document : 28/03/2024

DÉCISION

CD-24c28-CWaPE-0888

PROPOSITION DE REVENU AUTORISE ELECTRICITE 2025-2029 DEPOSEE LE 1^{ER} MARS 2024 PAR LE GESTIONNAIRE DE RESEAU DE DISTRIBUTION AIESH

Rendue en application de l'article 43, § 2, alinéa 2, 14°, du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, des articles 2, § 2, 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, des articles 5, § 1^{er}, et 60, § 1^{er}, 3°, de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2025-2029

Table des matières

1.	Base légale	4
2.	Historique de la procédure	5
3.	Réserves	7
3.1.	RESERVE D'ORDRE GENERAL	7
4.	Proposition de revenu autorisé 2025-2029	9
4.1.	VALORISATION	9
4.2.	RESUME D'ANALYSE	10
4.2.1.	<i>Eléments constituant le revenu autorisé (RA_N)</i>	10
4.2.2.	<i>Contrôles effectués</i>	10
4.2.3.	<i>Evolution du revenu autorisé entre 2019 et 2029</i>	11
4.2.4.	<i>Evolution du revenu autorisé budgété 2024 et budgété 2025</i>	12
4.2.5.	<i>Evolution du revenu autorisé budgété 2025 et budgété 2029</i>	19
5.	Décision	28
6.	Voie de recours	30
7.	Annexe	31

Index tableaux

Tableau 1	Synthèse du revenu autorisé des années 2025 à 2029	9
Tableau 2	Synthèse de la demande de révision du revenu autorisé des années 2025 à 2029	9
Tableau 3	Synthèse des soldes régulateurs non encore affectés	10
Tableau 4	Synthèse des soldes régulateurs non encore affectés	19
Tableau 5	Valeurs des actifs régulés et de la marge équitable 2025-2029	26
Tableau 6	Synthèse des soldes régulateurs non encore affectés	27

Index graphiques

Graphique 1	Revenu autorisé réel 2019-2022 et budgété 2024-2029 (€)	11
Graphique 2	Evolution des composants du revenu autorisé entre 2019 et 2029 (en millier €)	12
Graphique 3	Evolution des composants du revenu autorisé budget 2024 et budget 2025 (€)	13
Graphique 4	Evolution des charges nettes non contrôlables hors OSP entre B2024 et B2025 (€)	15
Graphique 5	Evolution des charges nettes non contrôlables OSP entre B2024 et B2025 (€)	16
Graphique 6	Evolution de la marge bénéficiaire équitable entre B2024 et B2025 (€)	18
Graphique 7	Evolution du revenu autorisé entre 2025 et 2029 (€)	19

Graphique 8	Evolution des charges nettes contrôlables entre 2025 et 2029 (€).....	20
Graphique 9	Evolution des charges nettes non contrôlables hors OSP entre 2025 et 2029 (€)	21
Graphique 10	Evolution des charges nettes non contrôlables OSP entre 2025 et 2029 (€)	22
Graphique 11	Evolution des charges relatives au déploiement des compteurs communicants entre 2025 et 2029 (€).....	24
Graphique 12	Evolution du parc de compteurs BT et du parc de compteurs communicants entre 2018 et 2029	24
Graphique 13	Evolution de la marge équitable entre 2020 et 2029 (€).....	25
Graphique 14	Evolution des investissements bruts réseau et hors réseau entre 2020 et 2029 (€)	26
Graphique 15	Investissements cumulés prévus au cours de la période réglementaire 2025-2029 par type d'actifs (€).	27

1. BASE LEGALE

En vertu de l'article 43, § 2, alinéa 2, 14°, du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, des articles 2, § 2, 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 ainsi que de l'article 5, § 1^{er}, de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2025-2029 (ci-après, la méthodologie tarifaire 2025-2029), la CWaPE est chargée de l'approbation des tarifs des gestionnaires des réseaux de distribution. Cette approbation porte, d'une part, sur le revenu autorisé du gestionnaire de réseau de distribution et, d'autre part, sur les tarifs périodiques et non périodiques visant à couvrir ce revenu autorisé.

Les règles de détermination du revenu autorisé, dont la CWaPE contrôle le respect dans le cadre de la présente décision, sont fixées dans la méthodologie tarifaire 2025-2029, adoptée par le Comité de direction de la CWaPE le 31 mai 2023. Ces règles prévoient notamment que l'enveloppe des charges nettes opérationnelles contrôlables est déterminée au départ de la moyenne des charges nettes opérationnelles contrôlable réelles de 2019 à 2022. Elles permettent également, « *En cas de passage à de nouveaux services ou adaptation de services existants* », de réviser le revenu autorisé du GRD (en ce compris l'enveloppe des charges nettes opérationnelles contrôlables) et les tarifs qui en découlent (article 60, § 1^{er}, 3°, de la méthodologie tarifaire 2025-2029).

La présente décision se base sur la législation en vigueur au moment de son adoption notamment en ce qui concerne le déploiement des compteurs communicants. Des modifications décrétales actuellement à l'étude pourraient entraîner une révision de la méthodologie tarifaire 2025-2029 dans les prochains mois.

2. HISTORIQUE DE LA PROCEDURE

1. Le 8 septembre 2022, le Gouvernement wallon a désigné l'AIESH en tant que gestionnaire de réseau d'électricité pour la ville de Couvin (sections Boussu-en-Fagnes, Couvin, Frasnes-lez-Couvin, Mariembourg et Petigny), sous la condition suspensive de l'obtention du droit d'usage ou de propriété du réseau.
2. En date du 13 décembre 2023, la CWaPE a approuvé la proposition révisée de revenu autorisé 2024 du gestionnaire de réseau de distribution AIESH (décision CD-23113-CWaPE-0841) justifiée par l'absorption partielle au 1^{er} janvier 2024 par l'AIESH de l'activité de distribution d'électricité sur la partie du territoire de la Ville de Couvin (sections de commune de Boussu-en-Fagnes, Couvin, Frasnes-lez-Couvin, Mariembourg et Petigny) gérée par ORES assets, qui constitue une adaptation de services existants (extension de ces services à un nouveau territoire)
3. En date du 16 octobre 2023, et conformément à l'article 68, § 1^{er}, de la méthodologie tarifaire 2025-2029, la CWaPE a accusé réception de la proposition de revenu autorisé électricité 2025-2029 de l'AIESH, sous la forme du modèle de rapport et de ses annexes. Cette proposition intègre également une demande de révision des charges nettes opérationnelles contrôlables permettant de prendre en considération les charges nettes opérationnelles supplémentaires supportées par l'AIESH à la suite de la reprise du réseau de Couvin à compter du 1^{er} janvier 2024 (sections de commune de Boussu-en-Fagnes, Couvin, Frasnes-lez-Couvin, Mariembourg et Petigny), celles-ci n'étant pas couvertes via les dispositions de la méthodologie tarifaire 2025-2029 relatives à la détermination de l'enveloppe initiale des charges nettes opérationnelles contrôlables¹. Cette demande de révision est fondée sur l'article 60, § 1^{er}, 3^o de la méthodologie tarifaire 2025-2029, l'intégration du réseau de Couvin constituant une adaptation de services existants.
4. Conformément à l'article 68, § 2, de la méthodologie tarifaire 2025-2029, la CWaPE a indiqué, en date du 24 octobre 2023, par lettre recommandée avec accusé de réception, ainsi que par courrier électronique, au gestionnaire de réseau de distribution que la proposition de revenu autorisé électricité de AIESH était incomplète.
5. En date du 6 novembre 2023, l'AIESH a transmis à la CWaPE les informations manquantes à la proposition de revenu autorisé électricité.
6. En date du 24 novembre 2023, en application de l'article 68, § 3, de la méthodologie tarifaire 2025-2029, la CWaPE a adressé au gestionnaire de réseau de distribution, par courrier électronique, ses questions complémentaires.

¹ Articles 44, 47, 49, 50 et 52 de la méthodologie tarifaire 2025-2029. Les charges nettes opérationnelles non contrôlables sont quant à elles budgétées individuellement par le gestionnaire de réseau de distribution sur la base des informations pertinentes à sa disposition au moment de l'établissement de sa « proposition de revenu autorisé » (article 54 de la méthodologie tarifaire 2025-2029), ce qui permet à l'AIESH d'intégrer directement les charges nettes non contrôlables liées à la reprise du réseau de Couvin sans demander de révision du revenu autorisé.

7. En date du 9 janvier 2024, l'AIESH est venue présenter à la CWaPE les hypothèses sous-jacentes aux budgets relatifs au déploiement des compteurs communicants.
8. En date du 22 janvier 2024, l'AIESH a demandé à la CWaPE un délai supplémentaire pour le dépôt des réponses aux questions complémentaires ainsi qu'une proposition adaptée de revenu autorisé électricité 2025-2029.
9. En date du 23 janvier 2024, l'AIESH et la CWaPE ont convenu d'un commun accord que les réponses aux questions complémentaires ainsi qu'une proposition adaptée de revenu autorisé électricité 2025-2029 de l'AIESH soient déposées pour le 9 février 2024, les autres échéances restant inchangées.
10. En date du 9 février 2024, l'AIESH a transmis, par lettre avec accusé de réception ainsi que sous format électronique, les réponses aux questions complémentaires ainsi qu'une proposition adaptée de revenu autorisé électricité 2025-2029, y incluse la proposition de révision du revenu autorisé pour intégrer la ville de Couvin.
11. En date du 26 février 2024, la CWaPE a adressé au gestionnaire de réseau de distribution, par courrier électronique, ses questions complémentaires.
12. En date du 1^{er} mars 2024, l'AIESH a transmis sous format électronique, les réponses aux questions complémentaires posée le 26 février ainsi qu'une proposition adaptée de revenu autorisé électricité 2025-2029, y incluse la proposition de révision du revenu autorisé pour intégrer la ville de Couvin.
13. Par la présente décision, la CWaPE se prononce, en vertu de l'article 43, § 2, alinéa 2, 14°, du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, des articles 2, § 2, 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 ainsi que des articles 5, § 1^{er}, et 60, § 1^{er}, 3°, de la méthodologie tarifaire 2025-2029, sur la proposition adaptée de revenu autorisé électricité 2025-2029 déposée le 1^{er} mars par le gestionnaire de réseau de distribution AIESH, y incluse la proposition de révision du revenu autorisé pour intégrer la ville de Couvin.

3. RESERVES

3.1. Réserve d'ordre général

La présente décision relative au revenu autorisé 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, 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 budgétés 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 budgétés par les GRD et encore moins de leurs montants et justifications, en particulier en ce qui concerne les coûts contrôlables pour lesquels les GRD n'ont pas établi de budget à proprement parler.

Par conséquent, l'absence de remarques sur certains éléments de coûts ou de réduction de coûts 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 dans le respect du cadre établi par la méthodologie tarifaire. La CWaPE est toutefois disposée, sur demande motivée de l'AIESH, à se prononcer de manière spécifique sur des coûts bien précis non abordés dans le cadre du présent contrôle.

3.2. Réserve relative aux taux d'activation des frais généraux

Dans le cadre de l'analyse de la proposition de revenu autorisé 2025-2029, l'AIESH a indiqué qu'elle allait procéder prochainement à la révision à la hausse du coefficient d'activation des frais généraux. L'AIESH a indiqué par ailleurs qu'elle transmettrait prochainement un rapport du réviseur d'entreprises détaillant et validant le nouveau coefficient d'activation.

Selon la CWaPE, revoir le coefficient d'activation entre les règles ex ante et celles qui seront applicables ex post n'étant pas compatible avec l'article 206 de la méthodologie tarifaire 2025-2029², le futur coefficient d'activation a été retenu pour mettre à jour les coûts contrôlables 2025-2029 budgétés par l'AIESH (voir précision dans l'annexe I).

² « § 1^{er}. Le gestionnaire de réseau de distribution décrit ex ante les règles d'évaluation comptable et d'activation des coûts d'application pour la période régulatoire au travers de sa proposition de revenu autorisé.

§ 2. Pour la détermination du calcul des écarts entre le budget et la réalité visé au titre IV de la présente méthodologie, le gestionnaire de réseau de distribution applique les mêmes règles d'activation des coûts que celles appliquées ex ante pour la détermination du revenu autorisé. »

La CWaPE approuve donc le revenu autorisé 2025-2029 avec ce futur coefficient d'activation, sous réserve de mesures correctrices à prendre le cas échéant, notamment sur la disponibilité du rapport du réviseur d'entreprises et sur un coefficient d'activation qui serait *in fine* différent du coefficient d'activation actuellement retenu dans le cadre de la proposition de revenu autorisé 2025-2029.

4. PROPOSITION DE REVENU AUTORISE 2025-2029

4.1. Valorisation

La valorisation des revenus autorisés relatifs aux exercices d'exploitation 2025 à 2029 introduits par l'AIESH au travers de sa proposition adaptée de revenu autorisé électricité, y incluse la proposition de révision du revenu autorisé pour intégrer la ville de Couvin, en date du 1^{er} mars 2024 est reprise dans le tableau suivant :

TABLEAU 1 SYNTHÈSE DU REVENU AUTORISÉ DES ANNÉES 2025 A 2029

Intitulé	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Charges nettes contrôlables	8.319.862	8.464.193	8.611.448	8.761.726	8.918.822
Charges nettes contrôlables autres	4.291.351	4.363.168	4.436.604	4.511.733	4.592.328
Charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public	999.640	1.017.635	1.035.953	1.054.601	1.073.585
Charges nettes contrôlables liées aux immobilisations	3.028.871	3.083.391	3.138.892	3.195.392	3.252.909
Charges et produits non-contrôlables	4.067.124	4.004.922	3.987.786	3.999.199	4.036.359
Charges et produits non-contrôlables hors OSP	4.025.059	3.965.099	3.945.499	3.949.593	3.978.746
Charges et produits émanant de factures de transit émises ou reçues par	33.621	34.911	36.251	37.642	39.090
Charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour la couverture des pertes en réseau	1.779.686	1.754.764	1.751.336	1.786.390	1.822.279
Charges émanant de factures émises par la société FeReSO ou d'autres sociétés dans le cadre du processus de réconciliation	58.518	57.699	57.586	58.739	59.919
Redevance de voirie	637.773	637.773	637.773	637.773	637.773
Charge fiscale résultant de l'application de l'impôt des sociétés sur la marge bénéficiaire équitable	837.565	814.263	790.005	768.206	745.627
Autres impôts, taxes, redevances, surcharges, précomptes immobiliers	45	45	45	45	45
Cotisations de responsabilisation de l'ONSSAPL	677.850	665.642	672.502	660.798	674.014
Charges de pension non-capitalisées	0	0	0	0	0
Charges et produits non-contrôlables OSP	42.065	39.823	42.287	49.605	57.612
Charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD	265.906	260.424	258.164	261.550	264.974
Charges de distribution supportées par le GRD pour l'alimentation de clientèle propre	268.842	277.285	285.986	294.952	304.191
Charges de transport supportées par le GRD pour l'alimentation de clientèle propre	61.767	63.707	65.706	67.765	69.888
Produits issus de la facturation de la fourniture de gaz à la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution ainsi que le montant de la compensation perçue et résultant de l'application du tarif social	-603.956	-613.228	-622.655	-632.238	-641.982
Charges d'achat des certificats verts	47.907	50.058	53.512	55.970	58.903
Charges émanant de factures émises par la société FeReSO ou d'autres sociétés dans le cadre du processus de réconciliation	1.600	1.578	1.575	1.606	1.638
Charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants	261.688	179.047	127.345	110.912	107.182
Charges nettes fixes	185.693	81.608	11.643	14.573	16.575
Charges nettes variables	78.376	97.439	115.702	96.339	90.607
Réduction de coûts volontaires	-2.380				
Marge équitable	2.474.098	2.492.389	2.506.827	2.513.780	2.504.275
Marge équitable RAB hors PV de réévaluation	2.094.601	2.164.859	2.228.170	2.280.883	2.314.001
Marge équitable PV de réévaluation	378.664	326.874	278.179	232.577	190.070
Marge OSP	833	656	478	320	205
Quote-part des soldes régulateurs approuvés et affectés	0	0	0	0	0
Soldes régulateurs déjà affectés	0	0	0	0	0
TOTAL	15.122.771	15.140.551	15.233.407	15.385.617	15.566.638

TABLEAU 2 SYNTHÈSE DE LA DEMANDE DE RÉVISION DU REVENU AUTORISÉ DES ANNÉES 2025 A 2029

Intitulé	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029	TOTAL
Charges nettes contrôlables	1.018.385	1.039.504	1.061.291	1.083.802	1.108.475	5.311.457
Charges nettes contrôlables autres	347.151	356.187	365.674	375.663	387.588	1.832.263
Charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public	220.907	224.884	228.933	233.055	237.251	1.145.031
Charges nettes contrôlables liées aux immobilisations	450.327	458.432	466.684	475.085	483.636	2.334.164

4.2. Résumé d'analyse

Le présent résumé expose les résultats des principales analyses et contrôles effectués par la CWaPE dans le cadre de la procédure d'approbation du revenu autorisé, y incluse la proposition de révision du revenu autorisé pour intégrer la ville de Couvin. Ces analyses et ces contrôles sont détaillés dans l'annexe I qui fait partie intégrante de la présente décision.

4.2.1. Eléments constituant le revenu autorisé (RA_N)

Conformément à l'article 8 de la méthodologie tarifaire 2025-2029, le calcul du revenu autorisé du gestionnaire de réseau doit être réalisé en application de la formule suivante :

$$RA_N = CNO_N + CNCC_N + MBE_N + Q_N + SR_N$$

Composés majoritairement de charges nettes contrôlables (56 %), les revenus autorisés électricité 2025-2029 du gestionnaire de réseau de distribution comprennent en outre des charges nettes non contrôlables (26 %), la marge bénéficiaire équitable (16 %), des charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants (1 %).

Aucune quote-part des soldes réglementaires des années précédentes n'est actuellement budgétée. Les soldes réglementaires restant à affecter pour l'AIESH constituent une dette tarifaire :

TABLEAU 3 SYNTHÈSE DES SOLDES RÉGULATOIRES NON ENCORE AFFECTÉS

SR 2020	171.428	Dette tarifaire 2020 à affecter
SR 2021	771.853	Dette tarifaire 2021 à affecter
SR 2022	776.843	Dette tarifaire 2022 PROVISoire à affecter
TOTAL	1.720.124	

Les soldes réglementaires 2020 à 2022 seront affectés ultérieurement lors de l'approbation des tarifs périodiques de distribution 2025 ou des tarifs périodiques de distribution 2026-2029 de l'AIESH ou dans le cadre d'un rapport ex post à venir.

4.2.2. Contrôles effectués

Sur la base de la proposition adaptée de revenu autorisé électricité 2025-2029 datée du 1^{er} mars 2024, y incluse la proposition de révision du revenu autorisé pour intégrer la ville de Couvin, la CWaPE a contrôlé le calcul du revenu autorisé du gestionnaire de réseau de distribution. Ce contrôle a porté notamment sur les éléments suivants :

- Le respect des règles de calcul des budgets des charges nettes opérationnelles contrôlables de des années 2025 à 2029 ;
- Les hypothèses du budget des années 2025 à 2029 des charges nettes opérationnelles contrôlables relatives au réseau de la Ville de Couvin (sections de commune de Boussu-en-Fagnes, Couvin, Frasnes-lez-Couvin, Mariembourg et Petigny) ;
- Les hypothèses des budgets des années 2025 à 2029 des charges nettes opérationnelles non contrôlables ;

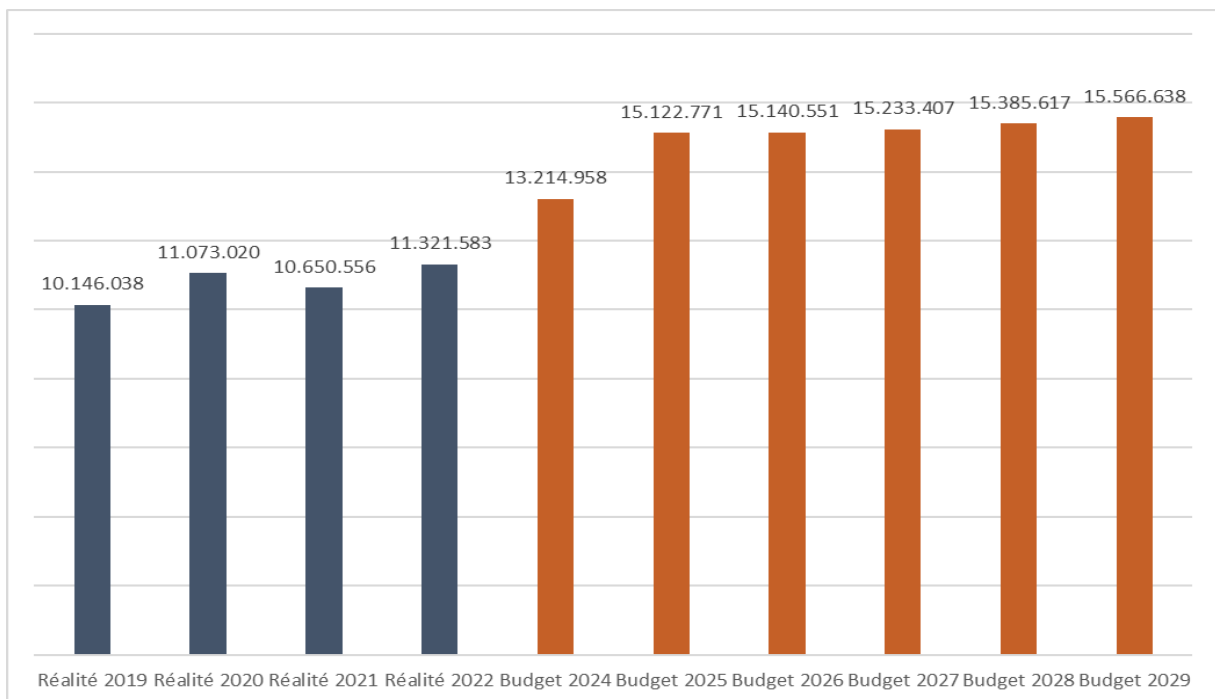
- Les règles de calcul et de détermination des budgets des charges nettes opérationnelles relatives au déploiement des compteurs communicants électricité des années 2025 à 2029 y inclus le respect de l'impact marginal ;
- Les hypothèses d'évolution de la base d'actifs régulés sur la période 2025-2029 ;
- Le calcul de la marge bénéficiaire équitable pour la période 2025-2029.

Au terme de ce contrôle, la CWaPE acte le respect des règles d'établissement du revenu autorisé électricité 2025-2029 par l'AIESH telles qu'édictées par la méthodologie tarifaire.

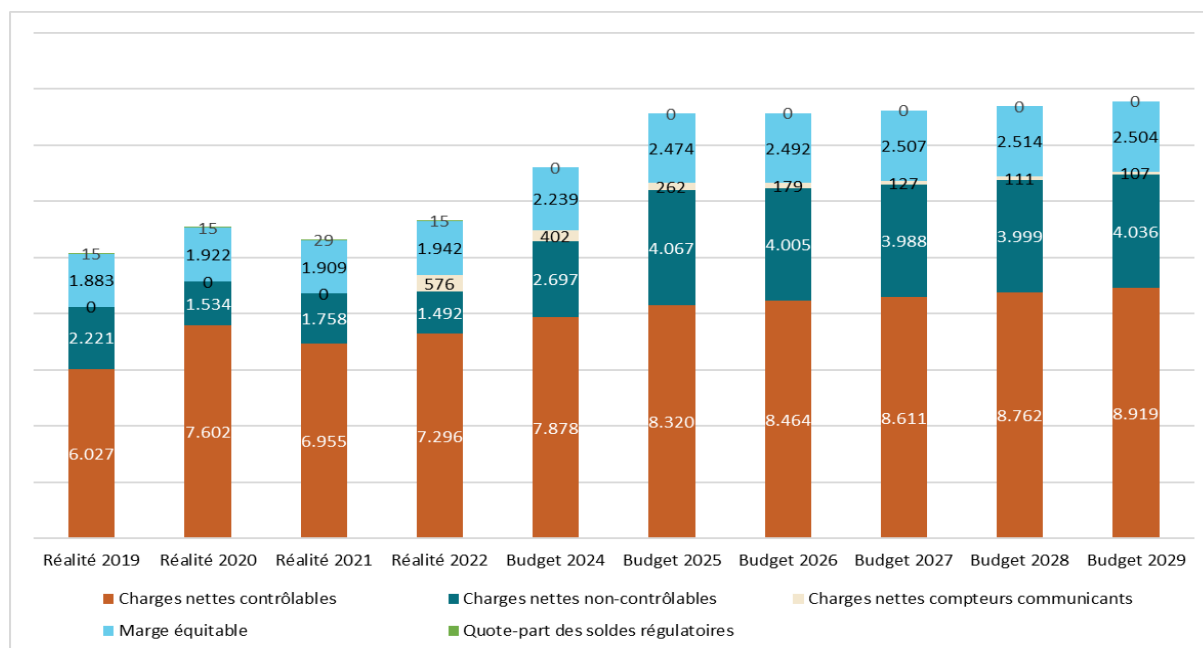
4.2.3. Evolution du revenu autorisé entre 2019 et 2029

Le graphique ci-dessous montre l'évolution du revenu autorisé électricité de l'AIESH, y incluse la proposition de révision du revenu autorisé pour intégrer la ville de Couvin à partir de 2024, entre 2019 et 2029.

GRAPHIQUE 1 REVENU AUTORISE REEL 2019-2022 ET BUDGETE 2024-2029 (€)



GRAPHIQUE 2 EVOLUTION DES COMPOSANTS DU REVENU AUTORISE ENTRE 2019 ET 2029 (EN MILLIER €)



La CWaPE constate que, par rapport aux coûts réels rapportés par le gestionnaire de réseau de distribution à travers son rapport tarifaire *ex post* de l'année 2022, le revenu autorisé électricité de l'année 2025 de 15.122.771 € augmente de 3.801.188 €, soit une hausse de **33,57 %**. **Pour rappel, le revenu autorisé réel 2022 n'intègre pas les coûts relatifs au réseau de Couvin (sections de commune de Boussu-en-Fagnes, Couvin, Frasnes-lez-Couvin, Mariembourg et Petigny) repris au 1^{er} janvier 2024 par l'AIESH.**

4.2.4. Evolution du revenu autorisé budgété 2024 et budgété 2025

Les revenus autorisés budgétés des années 2024 et 2025 ont été établis selon deux méthodologies tarifaires différentes, à savoir la méthodologie tarifaire 2024 et la méthodologie tarifaire 2025-2029, et à des périodes différentes. Le revenu autorisé 2024 correspond ainsi au revenu autorisé 2023 (à l'exception du montant des soldes régulatoires) qui a été déterminé par l'AIESH au cours de l'année 2018 et révisé en décembre 2023 pour intégrer les budgets relatifs à la reprise du réseau de Couvin, tandis que le revenu autorisé 2025, y incluse la proposition de révision du revenu autorisé pour intégrer la ville de Couvin, a été établi par l'AIESH au cours des années 2023 et 2024.

Aussi, le revenu autorisé budgété de l'année 2025 ne peut être vu comme une évolution du revenu autorisé budgété de l'année 2024.

Par rapport à l'enveloppe budgétaire ayant servi de base à la détermination des tarifs de l'année 2024, le revenu autorisé électricité de l'année 2025 de l'AIESH est en augmentation de **1.907.813 €**, soit une hausse de l'ordre de **14,44 %**.

La CWaPE attire l'attention du lecteur sur le fait qu'une augmentation d'enveloppe budgétaire de 14,44 % n'implique pas *de facto* une augmentation de 14,44 % des tarifs périodiques de distribution.

En effet, conformément à l'article 71, 2° :

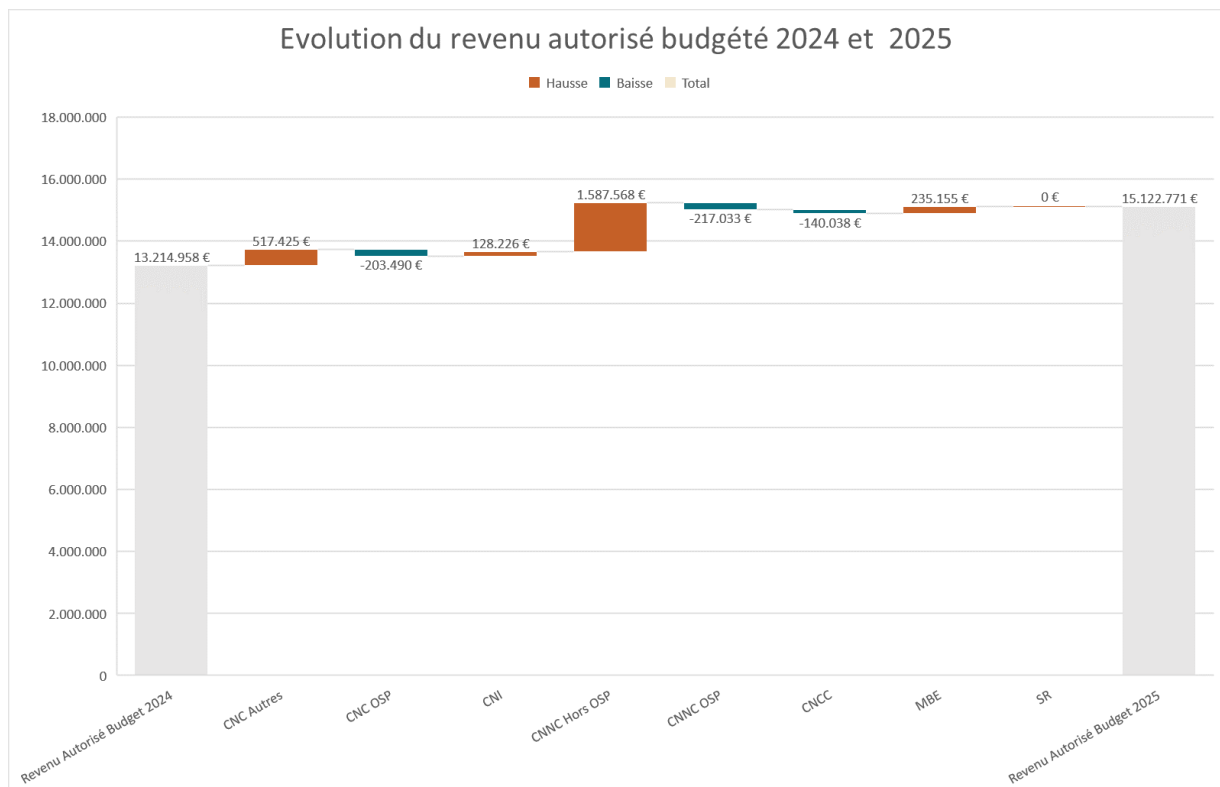
« Les tarifs périodiques de prélèvement et d'injection sont déterminés par chaque gestionnaire de réseau de façon à ce que les recettes budgétées que ces tarifs génèrent ensemble couvrent le revenu autorisé de l'année à laquelle ils se rapportent. Les recettes budgétées issues de l'application des tarifs de prélèvement d'électricité pour les projets-pilotes ne sont pas prises en compte. »

Les tarifs périodiques de distribution devront être établis conformément aux articles 76 à 97 de la méthodologie tarifaire 2025-2029 et au décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité.

Les tarifs de distribution dépendent donc à la fois du niveau du Revenu Autorisé mais également de la manière dont le GRD va répartir le Revenu Autorisé entre les niveaux de tension (T-MT, MT, T-BT, BT), entre les termes tarifaires au sein d'un même niveau de tension (terme fixe, terme capacitaire, terme proportionnel), entre les différentes configurations tarifaires (monohoraire, bihoraire, exclusif de nuit, etc.) mais également des hypothèses de volumes et de puissances adoptées par le GRD.

Néanmoins la comparaison des deux revenus autorisés permet de mettre en avant les variations suivantes des différentes composantes principales du revenu autorisé entre 2024 et 2025 suivantes :

GRAPHIQUE 3 EVOLUTION DES COMPOSANTS DU REVENU AUTORISE BUDGET 2024 ET BUDGET 2025 (€)



Les principales variations entre le budget 2024 et le budget 2025 s'expliquent par :

4.2.4.1. Les charges nettes contrôlables

Les charges nettes contrôlables augmentent de 442.161 € (soit 5,61 %).

Les règles de détermination des charges nettes contrôlables des années 2024 et 2025 sont fondamentalement différentes.

Le gestionnaire de réseau de distribution a proposé :

- des budgets équivalents aux montants maximaux calculés selon la méthodologie tarifaire 2025-2029 pour les charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations ;
- des budgets inférieurs aux montants maximaux calculés selon la méthodologie tarifaire 2025-2029 pour les charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public. L'AIESH a proposé de revoir à la baisse (-12,25 %) les coûts réels 2022 relatifs à l'éclairage public considérés comme exceptionnellement élevés ;
- des budgets inférieurs aux montants maximaux calculés selon la méthodologie tarifaire 2025-2029 pour les charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes relatives aux obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations. L'AIESH a proposé de revoir à la baisse :
 - o d'une part, les coûts informatiques réels 2020 (-34,69 %) considérés comme exceptionnellement élevés ; et
 - o d'autre part, l'ensemble des charges nettes contrôlables autres³ à la suite de la révision prochaine du coefficient d'activation des frais généraux qui sera d'application pour la période 2025-2029.
- des budgets complémentaires pour l'ensemble des charges nettes contrôlables afin de prendre en considération la reprise du réseau de Couvin au 1^{er} janvier 2024.

4.2.4.2. Les charges nettes non contrôlables

Les charges nettes non contrôlables augmentent de 1.370.535 € (soit 50,82 %).

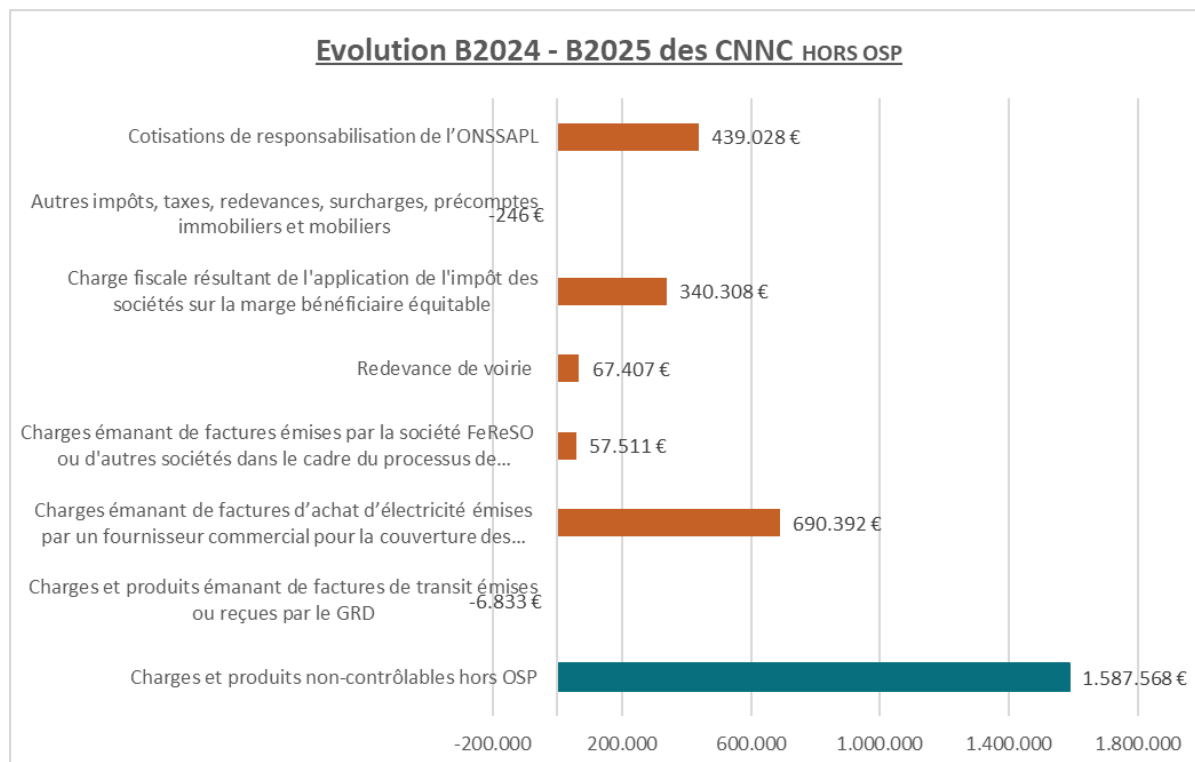
Cette augmentation s'explique par une hausse de 1.587.568 € des charges nettes non contrôlables hors OSP et une diminution de -217.033 € des charges nettes contrôlables OSP.

4.2.4.2.1. CNNC_{Hors OSP} (Charges nettes non contrôlables hors OSP) :

Les charges nettes non contrôlables hors OSP augmentent de 1.587.568 € (soit 65,13 %). Les principales variations entre le budget 2024 et le budget 2025 s'expliquent comme suit.

³ Selon la définition de la méthodologie tarifaire 2025-2029 : « charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public et hors charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations ». Celles-ci reprennent notamment les coûts opérationnels relatifs aux frais de rémunération, à la sous-traitance, à l'IT, à la consultance. Les coûts additionnels de transition font également partie de cette rubrique de charges.

GRAPHIQUE 4 EVOLUTION DES CHARGES NETTES NON CONTROLABLES HORS OSP ENTRE B2024 ET B2025 (€)



L'augmentation des **charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour la couverture des pertes en réseau électrique** provient d'une part de la révision à la hausse du coût unitaire d'achat d'électricité, et d'autre part d'une légère augmentation, de l'ordre de 2 % annuellement, des volumes de pertes budgétés.

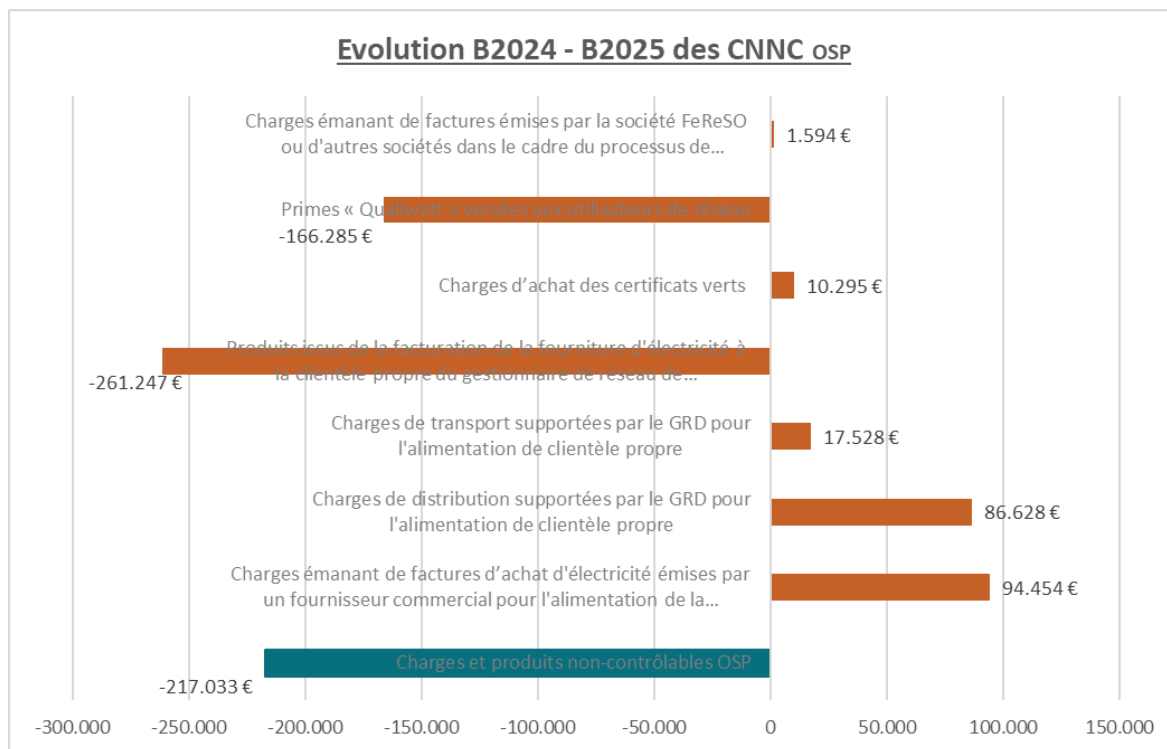
L'augmentation de la **charge fiscale** résulte d'une part de la charge fiscale relative à la reprise du réseau de Couvin qui n'avait pas été budgétée en 2024 (estimée à 145 KEUR), et, d'autre part de l'application de l'impôt des sociétés à la variation de la marge bénéficiaire équitable et aux autres éléments intervenant dans le calcul de l'impôt des sociétés (charges d'intérêts sur emprunt, dépenses non admises et non déductibles...).

L'augmentation des **cotisations de responsabilisation** provient d'une part de la révision de la masse salariale des agents nommés actifs du gestionnaire de réseau de distribution sur la base des données réelles 2022 reçues du SPF et d'autre part d'une augmentation des cotisations de responsabilisations individuelles.

4.2.4.2.2. CNNC_{OSP} (Charges nettes non contrôlables OSP) :

Les charges nettes non contrôlables OSP diminuent de -217.033 € (soit - 83,76 %). Les principales variations entre le budget 2024 et le budget 2025 s'expliquent comme suit.

GRAPHIQUE 5 EVOLUTION DES CHARGES NETTES NON CONTROLABLES OSP ENTRE B2024 ET B2025 (€)



La diminution des **primes « Qualiwatt »** provient de la fin du paiement de ces primes pour la période 2025-2029.

L'augmentation **des produits issus de la facturation de la fourniture d'électricité à la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution ainsi que le montant de la compensation perçue et résultant de l'application du tarif social** provient de la combinaison d'une hausse des volumes facturés et d'une hausse du prix unitaire moyen de facturation :

- 1) Les volumes pris en considération pour la détermination des produits issus de la facturation de la fourniture d'électricité à la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution sont les suivantes :
 - Pour les clients protégés : les volumes budgétés correspondent à la dernière estimation connue pour l'AIESH (31/12/2023) à laquelle on ajoute le nombre de client protégé estimé selon la volumétrie communiquée par ORES lors de la reprise du réseau de Couvin ;
 - Pour les clients sous fournisseur X : les volumes budgétés correspondent au nombre moyen de clients « sous fournisseur X » du dernier trimestre 2023 avec une consommation annuelle moyenne de 3.500 KWh par client.
- 2) Le prix unitaire moyen de facturation aux clients « fournisseur X » a été établi sur la base du tarif du 4^{ème} trimestre 2023 (partie variable) et du client-type Dc (1.600 KWh heure pleine et 1.900 KWh heure creuse). Le total ainsi obtenu a été divisé par 3.500 KWh pour obtenir un tarif moyen du KWh. Ce prix unitaire 2023 a ensuite été indexé annuellement aux indices santé correspondant à ceux transmis par la CWaPE le 15 juin 2023 (voir tableau 23).

Le prix unitaire moyen de facturation de la fourniture d'électricité à la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution de l'année 2023 (clients protégés) a été établi sur la base du prix unitaire moyen de facturation de la fourniture d'électricité à la clientèle propre

du gestionnaire de réseau de distribution réel 2022. Il a ensuite été indexé annuellement aux indices santé correspondant à ceux transmis par la CWaPE le 15 juin 2023 (voir tableau 23).

L'augmentation des **charges de distribution supportées par le GRD pour l'alimentation de clientèle propre** provient :

- 1) Les volumes pris en considération pour la détermination des charges de distribution pour l'alimentation de la clientèle propre sont identiques aux volumes d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre (voir ci-dessous).
- 2) Les prix unitaires de distribution budgétés correspondent aux derniers tarifs de distribution de l'AIESH valable au 1^{er} janvier au 31 décembre 2024. Les tarifs de distribution ont ensuite été indexés annuellement aux indices santé correspondant à ceux transmis par la CWaPE le 15 juin 2023.

L'augmentation des **charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD** provient :

- 1) Les volumes pris en considération pour la détermination des charges émanant de la facturation d'achat d'électricité émise par un fournisseur commercial pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution sont les suivantes :
 - Pour les clients protégés : les volumes budgétés correspondent à la dernière estimation connue pour l'AIESH (31/12/2023) à laquelle on ajoute le nombre de client protégé estimé selon la volumétrie communiquée par ORES lors de la reprise du réseau de Couvin ;
 - Pour les clients sous fournisseur X : les volumes budgétés correspondent au nombre moyen de clients « sous fournisseur X » du dernier trimestre 2023 avec une consommation annuelle moyenne de 3.500 KWh par client.
- 2) Le prix unitaire moyen de facturation de l'année 2025 a été établi sur base du contrat d'achat d'électricité conclu pour l'année 2025 avec Engie et des clicks opérés par AREWAL en janvier 2024.

4.2.4.3. CNCC (Charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants)

Les charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants diminuent de -140.038 € (soit -34,86 %).

L'AIESH prévoit le placement de 2.340 compteurs communicants en 2024 et de 1.823 compteurs communicants en 2025. Les budgets relatifs au déploiement des compteurs communicants des années 2024 et 2025 sont établis selon des hypothèses différentes.

La demande de budget relatif aux charges nettes pour le déploiement des compteurs communicants a été établie dans le cadre de la législation en vigueur à la date de dépôt de la proposition de revenu autorisée 2025-2029 en ce qui concerne la vitesse de placement des compteurs communicants⁴ et dans le respect de l'impact marginal imposé par l'article 16 de la méthodologie tarifaire 2025-2029 tel que requis par l'article 4, § 2, 22 °, du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité.

⁴ Article 35 du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité

Toutefois, lors de l'analyse de la demande de budget relatif au déploiement des compteurs communicants, la CWaPE a constaté un certain nombre d'incohérences (principalement des recettes surestimées) qui permettent à l'AIESH de répondre à la contrainte de l'impact marginal mais qui ne semblent pas économiquement justifiées. Ces constatations n'ont toutefois pas conduit à un refus de la proposition de revenu autorisé dans la mesure où, même en cas de rectification, l'AIESH n'aurait pas pu répercuter davantage de coûts dans son revenu autorisé étant donné le plafond fixé par la condition de l'impact marginal.

La CWaPE rappelle que l'annexe I fait partie intégrante de la décision d'approbation de la proposition de revenu autorisé 2025-2029 et précise que l'approbation des charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants doit être considérée dans les limites des observations détaillées dans l'annexe I.

4.2.4.4. MBE (Marge bénéficiaire équitable)

La marge bénéficiaire équitable augmente de 235.155 € (soit 10,50 %) entre 2024 et 2025.

La marge équitable résulte de l'application du pourcentage de rendement de l'actif régulé à la valeur moyenne de la base d'actifs régulés du GRD. Le pourcentage de rendement de l'actif régulé s'élève à 4,053% en 2024 et à 4,027% en 2025.

La valeur prévisionnelle moyenne de la base d'actifs régulés s'élève à 55.241.609 € en 2024 et à 61.437.742 € en 2025.

GRAPHIQUE 6 EVOLUTION DE LA MARGE BENEFICIAIRE EQUITABLE ENTRE B2024 ET B2025 (€)

	Budget 2024	Budget 2025
Pourcentage de rendement autorisé	4,053%	4,027%
Valeur des actifs régulés au 01/01/N	54.875.211	60.675.326
Valeur des actifs régulés au 31/12/N	55.608.006	62.200.157
Valeur moyenne des actifs régulés	55.241.609	61.437.742
Marge équitable totale	2.238.942	2.474.098

4.2.4.5. SR (Solde régulateur)

Aucun solde régulateur n'avait été affecté dans les tarifs 2024.

L'AIESH ne prévoit pas non plus d'affecter de solde régulateur dans sa proposition de revenu autorisé 2025-2029.

Les soldes régulatoires restant à affecter pour l'AIESH constituent une dette tarifaire :

TABLEAU 4 SYNTHÈSE DES SOLDES RÉGULATOIRES NON ENCORE AFFECTÉS

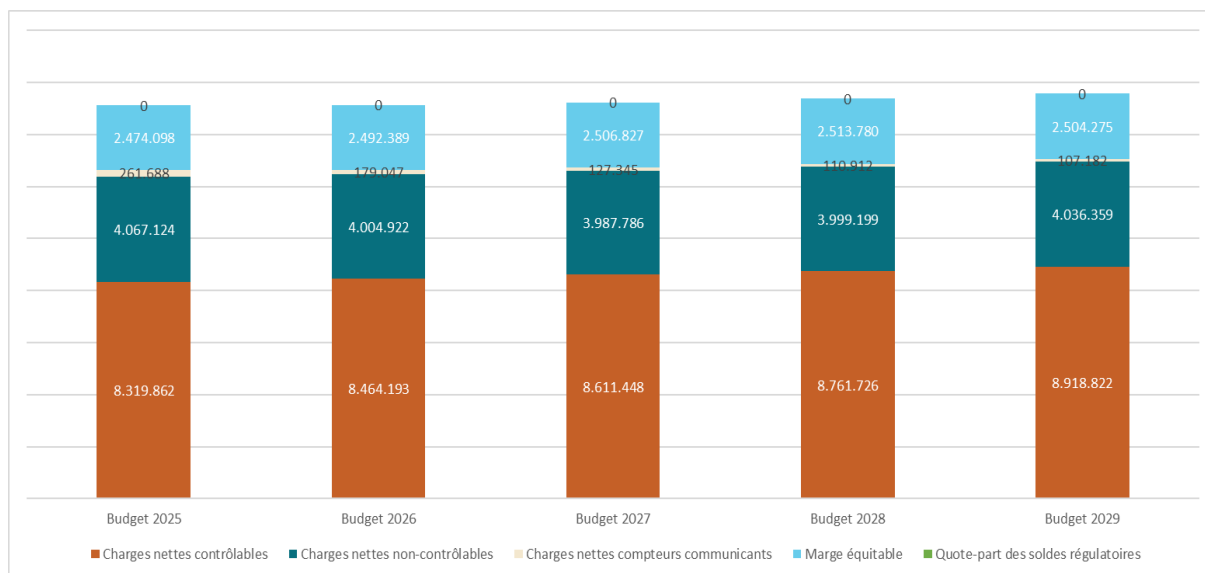
SR 2020	171.428	Dettes tarifaires 2020 à affecter
SR 2021	771.853	Dettes tarifaires 2021 à affecter
SR 2022	776.843	Dettes tarifaires 2022 PROVISOIRE à affecter
TOTAL	1.720.124	

Les soldes régulatoires 2020 à 2022 seront affectés ultérieurement lors de l'approbation des tarifs périodiques de distribution 2025 ou des tarifs périodiques de distribution 2026-2029 de l'AIESH ou dans le cadre d'un rapport ex post à venir.

4.2.5. Évolution du revenu autorisé budgété 2025 et budgété 2029

Le graphique suivant montre l'évolution des composants du revenu autorisé entre l'année 2025 et l'année 2029.

GRAPHIQUE 7 ÉVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ ENTRE 2025 ET 2029 (€)



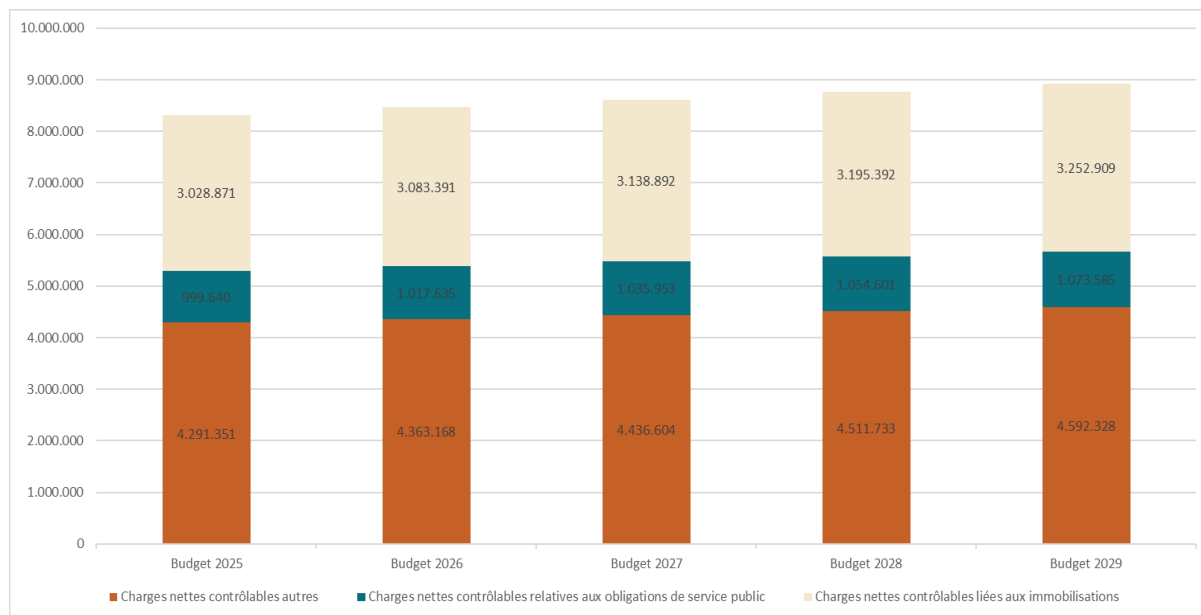
4.2.5.1. Les charges nettes contrôlables

Les charges nettes contrôlables sont composées des charges nettes contrôlables liées aux immobilisations (36 %), des charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public (12 %) et des charges nettes contrôlables autres⁵ (52 %).

Le graphique suivant présente l'évolution des charges nettes contrôlables au cours de la période régulatoire 2025-2029.

⁵ Selon la définition de la méthodologie tarifaire 2025-2029 : « charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public et hors charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations ». Celles-ci reprennent notamment les coûts opérationnels relatifs aux frais de rémunération, à la sous-traitance, à l'IT, à la consultance. Les coûts additionnels de transition font également partie de cette rubrique de charges.

GRAPHIQUE 8 EVOLUTION DES CHARGES NETTES CONTROLABLES ENTRE 2025 ET 2029 (€)



Les charges nettes contrôlables passent de 8.319.862 € en 2025 à 8.918.822 € en 2029 soit une augmentation de 7,20 % sur la période régulatoire 2025-2029.

La méthodologie tarifaire définit le montant maximal annuel des charges nettes contrôlables des années 2025 à 2029. Le GRD a la liberté de proposer un budget de charges nettes contrôlables inférieur aux montants maximaux définis dans la méthodologie tarifaire.

Dans le cas de l'AIESH, les charges nettes contrôlables budgétées sont inférieures aux montants maximaux et majorées de montants liés à la reprise du réseau de Couvin (voir ci-dessus).

4.2.5.2. Les charges nettes non-contrôlables

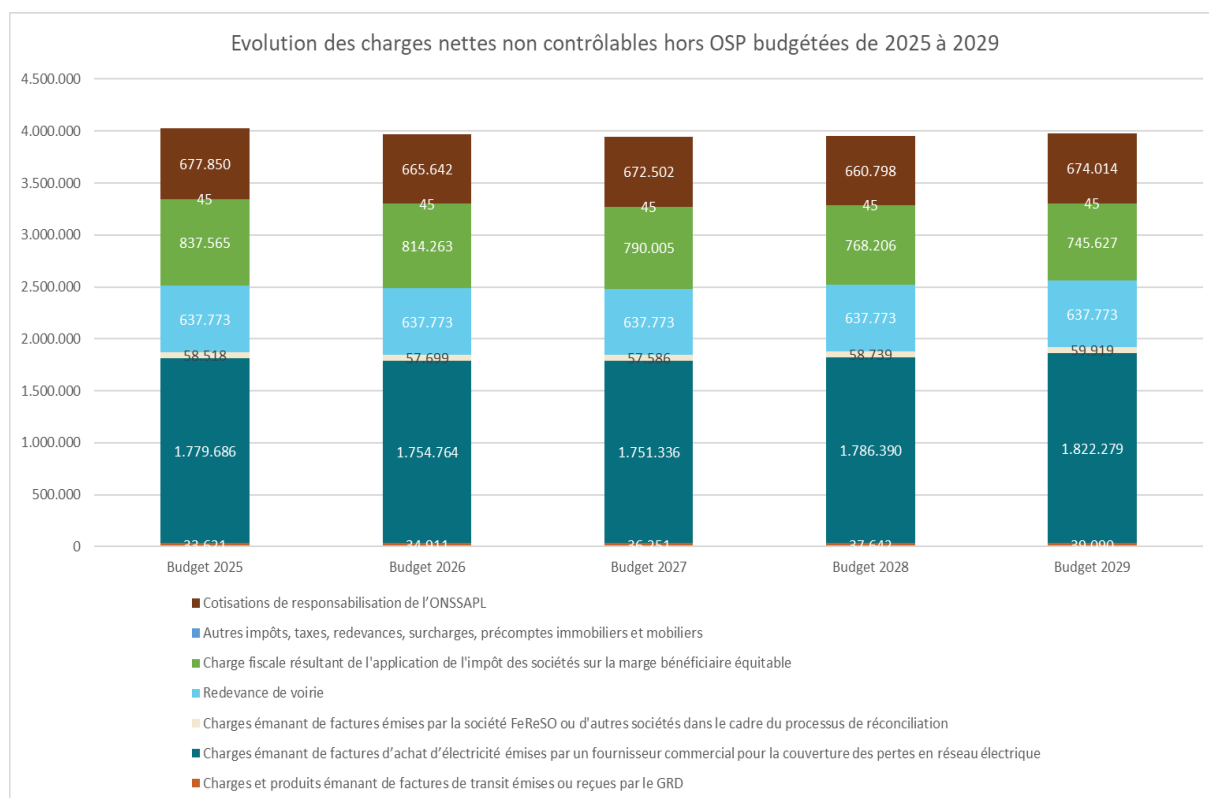
Les charges nettes non-contrôlables sont composées des charges nettes non-contrôlables relatives aux obligations de service public et des charges nettes non-contrôlables hors obligations de service public.

4.2.5.2.1. Les charges nettes non-contrôlables hors OSP

Les charges nettes non-contrôlables hors OSP passent de 4.025.059 € en 2025 à 3.978.746 € en 2029 soit une diminution de -1,15 % sur la période régulatoire 2025-2029.

Le graphique suivant montre l'évolution des différentes catégories de charges nettes non-contrôlables hors OSP au cours de la période régulatoire 2025-2029.

GRAPHIQUE 9 EVOLUTION DES CHARGES NETTES NON CONTROLABLES HORS OSP ENTRE 2025 ET 2029 (€)



Les charges émanant de **factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour la couverture des pertes en réseau électrique** augmentent entre 2025 et 2029 de 42.592 €. Les trois premières années, le montant budgété pour la couverture des pertes diminue à la suite de la baisse du calcul du prix d'achat d'électricité compensé par une hausse annuelle de l'ordre de 2 % des volumes de perte. Pour la période 2027-2028, le prix unitaire d'achat d'électricité est stable, mais l'augmentation des montants budgétés provient de la hausse annuelle de l'ordre de 2 % des volumes de perte. Le calcul du prix unitaire d'achat d'électricité correspond :

- Pour le budget 2025 au montant cliqué corrigé des paramètres A, A', B et B' d'Arewal ;
- Pour 2026 à la cotation CAL-26 corrigée des paramètres A, A', B et B' d'Arewal ;
- Pour 207 à 2029 à la cotation CAL-27 corrigée des paramètres A, A', B et B' d'Arewal.

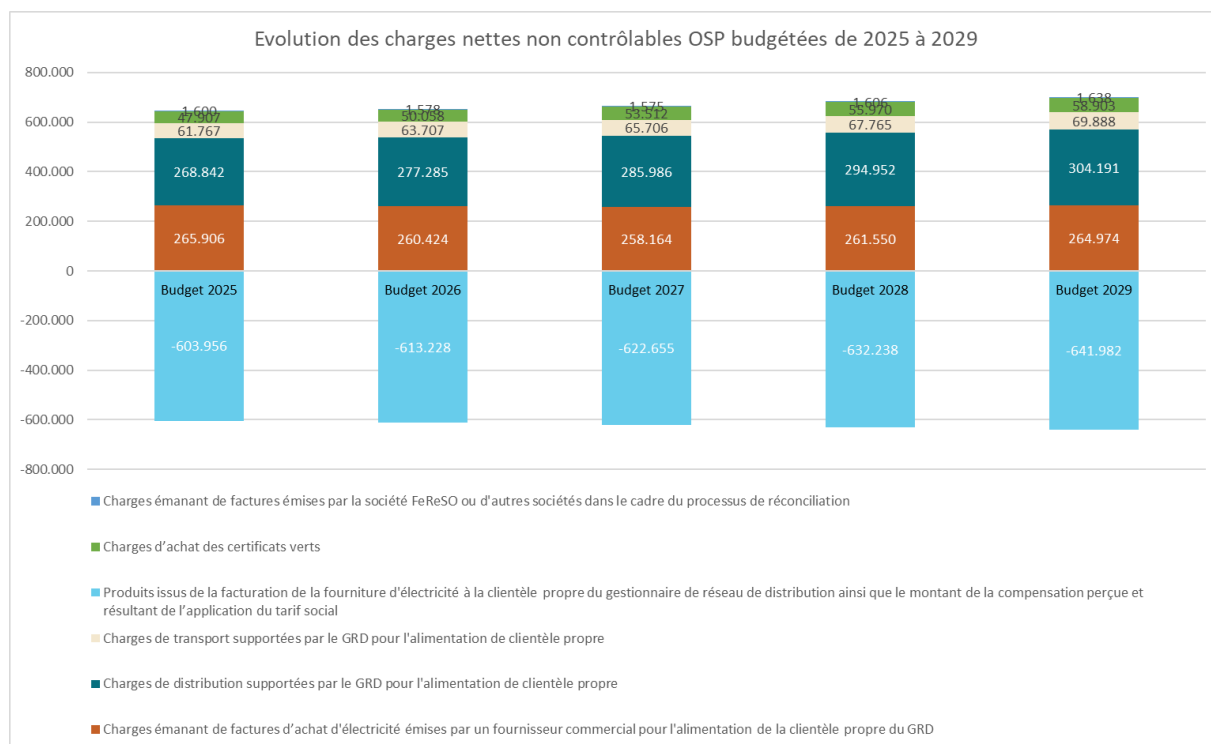
La diminution de la **charge fiscale** résultant de l'application de l'impôt des sociétés provient d'un part de la variation de la marge bénéficiaire équitable, et, d'autre part de la variation des autres éléments intervenant dans le calcul de l'impôt des sociétés (charges d'intérêts sur emprunt, dépenses non admises et non déductibles...).

4.2.5.2.2. Les charges nettes non-contrôlables OSP

Les charges nettes non-contrôlables OSP passent de 42.065 € en 2025 à 57.612 € en 2029 soit une augmentation de 36,96 % sur la période régulatoire 2025-2029.

Le graphique suivant montre l'évolution des différentes catégories de charges nettes non-contrôlables OSP au cours de la période régulatoire 2025-2029.

GRAPHIQUE 10 EVOLUTION DES CHARGES NETTES NON CONTROLABLES OSP ENTRE 2025 ET 2029 (€)



Les charges de distribution supportées par le GRD pour l'alimentation de clientèle propre :

- Les volumes pris en considération sont les suivantes :
 - 1) Pour les clients protégés : les volumes budgétés correspondent à la dernière estimation connue pour l'AIESH (31/12/2023) à laquelle on ajoute le nombre de client protégé estimé selon la volumétrie communiquée par ORES lors de la reprise du réseau de Couvin et augmentés annuellement de 1,25 % pour la période 2025-2029 ;
 - 2) Pour les clients sous fournisseur X : les volumes budgétés correspondent au nombre moyen de clients « sous fournisseur X » du dernier trimestre 2023 augmenté annuellement de 2 % et avec une consommation annuelle moyenne de 3.500 KWh par client.
- Les prix unitaires de distribution budgétés correspondent aux derniers tarifs de distribution de l'AIESH valable au 1er janvier au 31 décembre 2024. Les tarifs de distribution ont ensuite été indexés annuellement aux indices santé correspondant à ceux transmis par la CWaPE le 15 juin 2023.

Les produits issus de la facturation de la fourniture d'électricité à la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution ainsi que le montant de la compensation perçue et résultant de l'application du tarif social :

- **Clients « fournisseur X » :** Les volumes pris en considération pour la détermination produits issus de la facturation de la fourniture d'électricité à la clientèle propre du GRD sont identiques aux volumes d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre. Le prix unitaire moyen de facturation aux clients « fournisseur X » a été établi sur la base du tarif du 4^{ème} trimestre 2023 (partie variable) et du client-type Dc (1.600 KWh heure pleine et 1.900 KWh heure creuse). Le total ainsi obtenu a été divisé par 3.500 KWh pour obtenir un tarif moyen du

KWh. Ce prix unitaire 2023 a ensuite été indexé annuellement aux indices santé correspondant à ceux transmis par la CWaPE le 15 juin 2023.

- **Clients protégés** : Les volumes pris en considération pour la détermination produits issus de la facturation de la fourniture d'électricité à la clientèle propre du GRD sont identiques aux volumes d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre. Le prix unitaire moyen de facturation de la fourniture d'électricité à la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution de l'année 2023 (clients protégés) a été établi sur la base du prix unitaire moyen de facturation de la fourniture d'électricité à la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution réel 2022. Il a ensuite été indexé annuellement aux indices santé correspondant à ceux transmis par la CWaPE le 15 juin 2023
- **Compensation CREG** : Le budget de la compensation CREG a été calculé sur la base de la dernière réalité connue (réel 2022) et extrapolée en ajoutant les clients protégés provenant de la reprise du réseau de Couvin. Les hypothèses relatives au nombre de clients protégés sont identiques à celles retenues pour l'alimentation de la clientèle propre. L'estimation des produits versés par la CREG au titre de compensation pour les clients protégés fédéraux est ensuite indexée annuellement aux indices santé correspondant à ceux transmis par la CWaPE le 15 juin 2023.

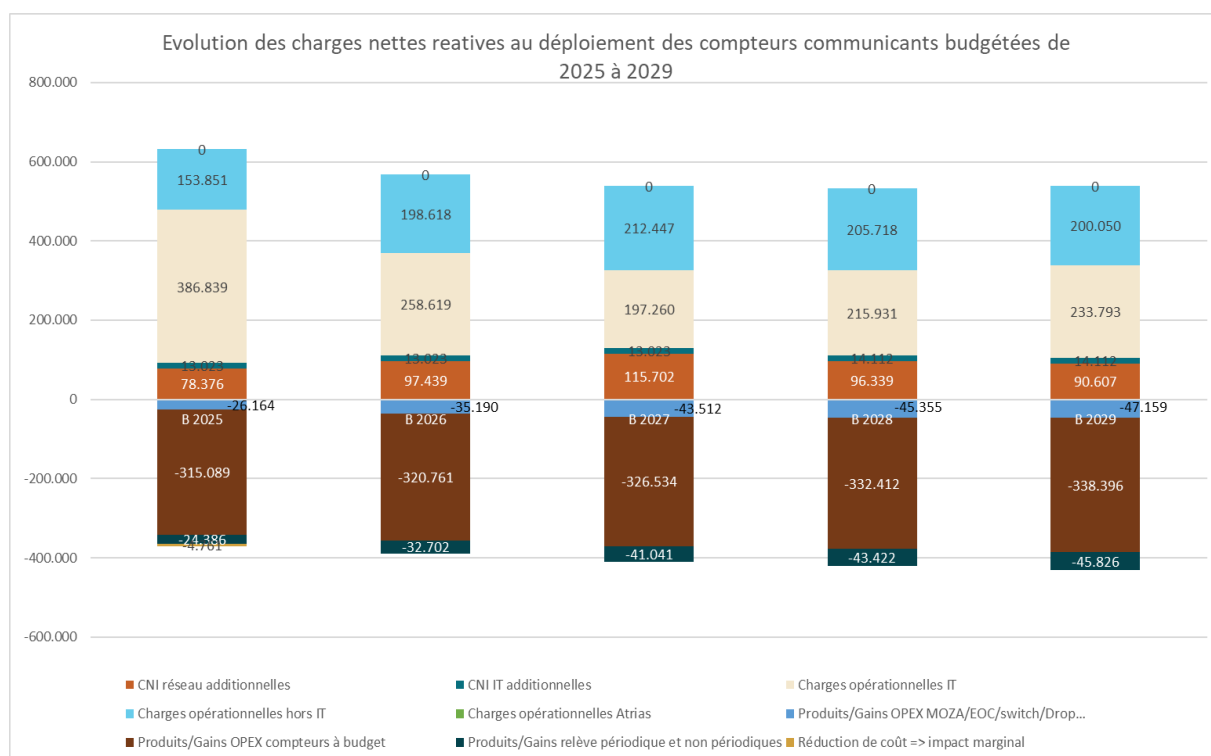
Les **charges d'achat des certificats verts** augmentent de 10.996 € en raison de la hausse annuelle des volumes fournis soumis au quota (hausse de l'ordre de 5 % par an) et de l'augmentation des quotas en pourcentage. Le prix unitaire est quant à lui stable pour la période 2025-2029.

4.2.5.3. Les charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants

Les charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants s'élèvent à 768.174 € pour la période régulatoire 2025-2029. Ces charges sont composées de charges liées aux immobilisations (charges d'amortissement et de désaffectation) et des charges opérationnelles (coûts IT, coûts de marketing, etc).

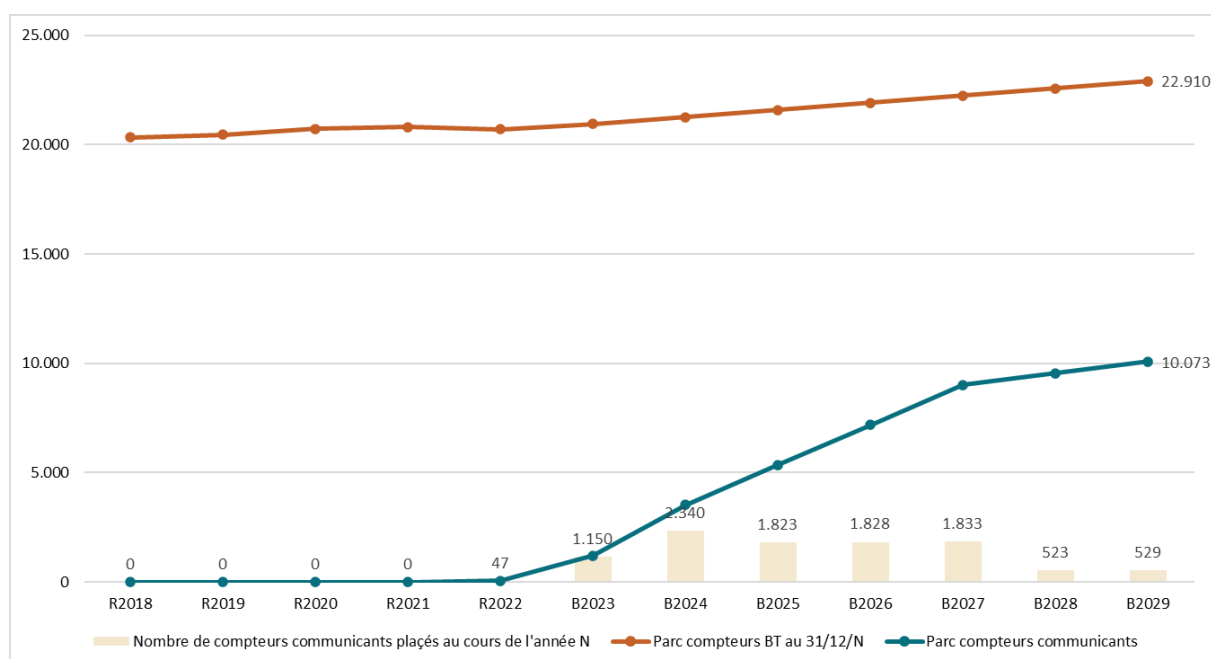
Le graphique suivant montre l'évolution de ces charges au cours de la période régulatoire 2025-2029.

GRAPHIQUE 11 EVOLUTION DES CHARGES RELATIVES AU DEPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS ENTRE 2025 ET 2029 (€)



L'AIESH prévoit le placement de 6.535 compteurs communicants sur la période réglementaire 2025-2029 afin d'atteindre 10.073 compteurs communicants sur son réseau à fin 2029 soit 44 % du parc de compteurs basse tension.

GRAPHIQUE 12 EVOLUTION DU PARC DE COMPTEURS BT ET DU PARC DE COMPTEURS COMMUNICANTS ENTRE 2018 ET 2029



Lors de l'analyse de la demande de budget relatif au déploiement des compteurs communicants, la CWaPE a constaté un certain nombre d'incohérences (coût unitaire hors BAU, recettes surestimées...) qui permettent à l'AIESH de répondre à la contrainte de l'impact marginal mais qui ne sont pas économiquement justifiées. Ces constatations n'ont toutefois pas conduit à un refus de la proposition de revenu autorisé dans la mesure où, même en cas de rectification, l'AIESH n'aurait pas pu répercuter davantage de coûts dans son revenu autorisé étant donné le plafond fixé par la condition de l'impact marginal.

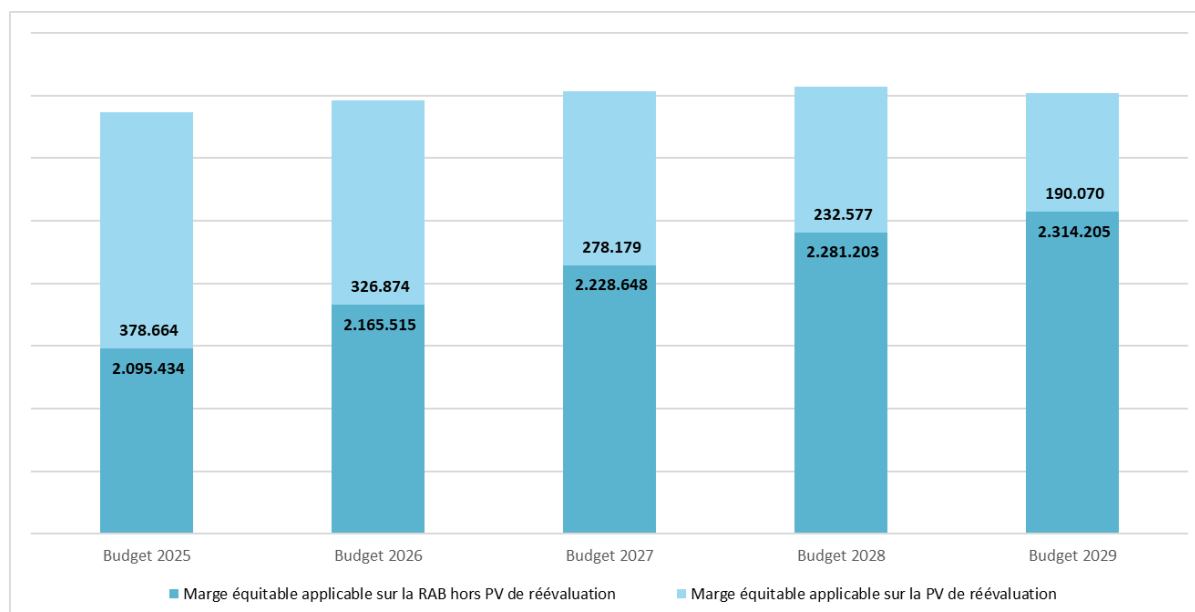
La CWaPE rappelle que l'annexe I fait partie intégrante de la décision d'approbation de la proposition de revenu autorisé 2025-2029 et précise que l'approbation des charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants doit être considérée dans les limites des observations détaillées dans l'annexe I.

4.2.5.4. La marge équitable

La marge équitable totale se compose de la marge équitable sur l'actif régulé hors plus-value de réévaluation et de la marge équitable sur la plus-value de réévaluation.

La marge équitable totale s'élève à 2.474.098 € en 2025 et à 2.504.275 € en 2029 soit une augmentation de 30.177 € (1,22 %) entre 2025 et 2029.

GRAPHIQUE 13 EVOLUTION DE LA MARGE EQUITABLE ENTRE 2020 ET 2029 (€)



La marge équitable sur l'actif régulé résulte de l'application du pourcentage de rendement de l'actif régulé à la valeur moyenne de la base d'actifs régulés du GRD. La marge équitable sur la plus-value de réévaluation résulte de l'application du pourcentage de rendement de la plus-value de réévaluation à la valeur moyenne de la plus-value de réévaluation. Les valeurs de ces paramètres sont reprises dans le tableau ci-dessous :

TABLEAU 5 VALEURS DES ACTIFS REGULES ET DE LA MARGE EQUITABLE 2025-2029

	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Pourcentage de rendement autorisé applicable à la RAB hors PV réévaluation	4,027%	4,027%	4,027%	4,027%	4,027%
Pourcentage de rendement autorisé applicable à la PV de réévaluation	4,027%	3,624%	3,222%	2,819%	2,416%
Valeur des actifs régulés au 01/01/N	51.080.123	52.989.115	54.560.687	56.124.598	57.170.813
Valeur des actifs régulés au 31/12/N	52.989.115	54.560.687	56.124.598	57.170.813	57.763.646
Valeur moyenne des actifs régulés	52.034.619	53.774.901	55.342.643	56.647.705	57.467.229
Valeur de la PV de réévaluation au 01/01/N	9.595.203	9.211.042	8.826.881	8.442.720	8.058.559
Valeur de la PV de réévaluation au 31/12/N	9.211.042	8.826.881	8.442.720	8.058.559	7.674.397
Valeur moyenne de la PV réévaluation	9.403.122	9.018.961	8.634.800	8.250.639	7.866.478
Marge équitable applicable sur la RAB hors PV de réévaluation	2.095.434	2.165.515	2.228.648	2.281.203	2.314.205
Marge équitable applicable sur la PV de réévaluation	378.664	326.874	278.179	232.577	190.070
Marge équitable totale	2.474.098	2.492.389	2.506.827	2.513.780	2.504.275

La valeur des actifs régulés du GRD évolue en fonction notamment des investissements, des désinvestissements et des charges d’amortissement.

Le graphique ci-dessous montre l’évolution des investissements bruts⁶ réseau et hors réseau réalisés par l’AIESH au cours des années 2020 à 2022 ainsi que les projections d’investissements de l’AIESH pour les années 2023 à 2029.

GRAPHIQUE 14 EVOLUTION DES INVESTISSEMENTS BRUTS RESEAU ET HORS RESEAU ENTRE 2020 ET 2029 (€)



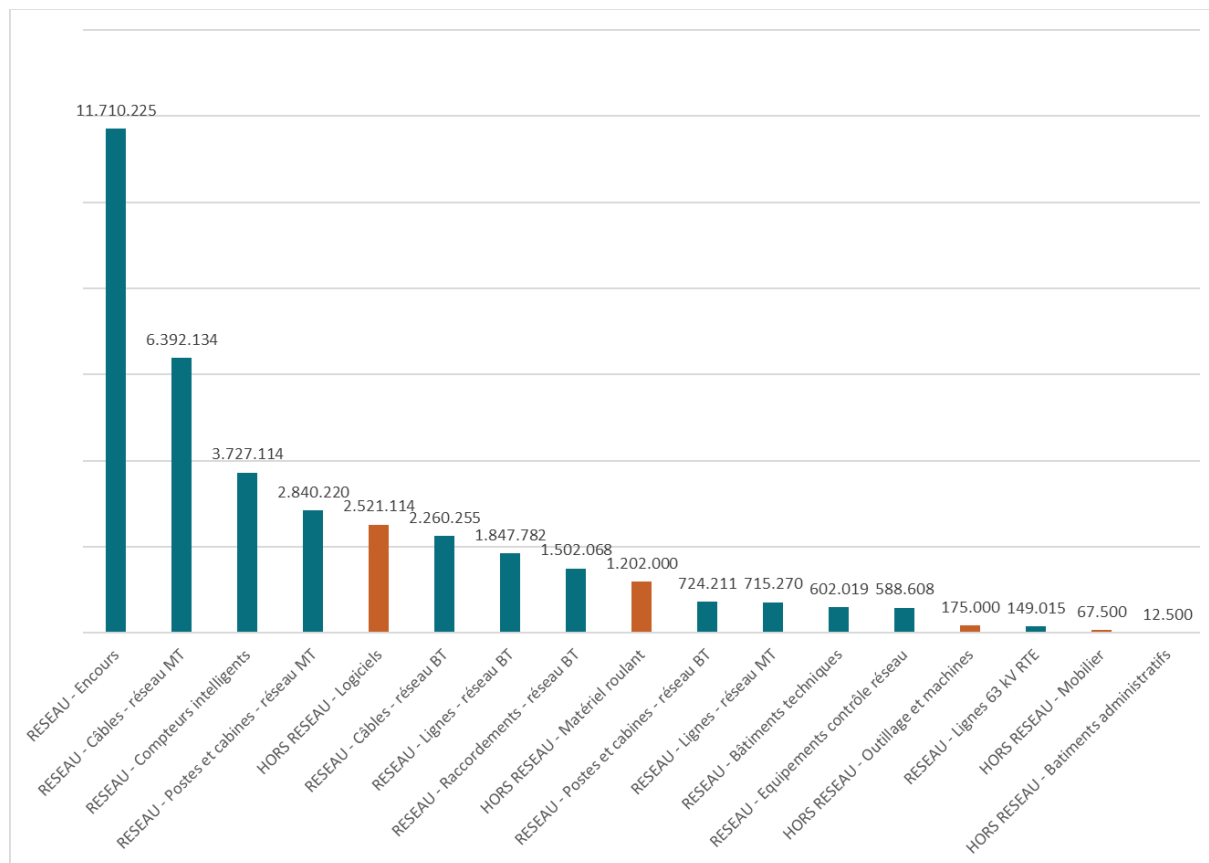
La hausse des investissements prévus par l’AIESH à partir de 2024 s’explique notamment par la reprise du réseau de Couvin (sections de commune de Boussu-en-Fagnes, Couvin, Frasnes-lez-Couvin, Mariembourg et Petigny).

On constate que l’AIESH prévoit une certaine stabilité des investissements réseau au cours de la période régulatoire (2025-2029) avec des investissements moyens annuels de 7.407.407 €. Néanmoins, dans ses projections à plus long terme, l’AIESH prévoit un ralentissement des investissements à partir de 2028 notamment à la suite de la fin du remplacement des compteurs

⁶ Les investissements qui sont intégrés dans la RAB sont les investissements nets, c’est-à-dire les investissements bruts déduction faite des subsides et des interventions d’utilisateurs du réseau.

communicants tel que requis par le décret. Globalement l’AIESH prévoit d’investir 37.037.035 € au cours de la période régulatoire 2025-2029, dont 33.058.921 € dans son réseau électrique et 3.978.114 € hors réseau. Le graphique suivant montre la répartition de ces investissements par type d’actifs.

GRAPHIQUE 15 INVESTISSEMENTS CUMULES PREVUS AU COURS DE LA PERIODE REGULATOIRE 2025-2029 PAR TYPE D’ACTIFS (€).



4.2.5.5. La quote-part des soldes régulatoires

L’AIESH ne prévoit pas non plus d’affecter de solde régulatoire dans sa proposition de revenu autorisé 2025-2029. Les soldes régulatoires restant à affecter pour l’AIESH constituent une dette tarifaire :

TABLEAU 6 SYNTHÈSE DES SOLDES REGULATOIRES NON ENCORE AFFECTES

SR 2020	171.428	Dette tarifaire 2020 à affecter
SR 2021	771.853	Dette tarifaire 2021 à affecter
SR 2022	776.843	Dette tarifaire 2022 PROVISOIRE à affecter
TOTAL	1.720.124	

Les soldes régulatoires 2020 à 2022 seront affectés ultérieurement lors de l’approbation des tarifs périodiques de distribution 2025 ou des tarifs périodiques de distribution 2026-2029 de l’AIESH ou dans le cadre d’un rapport ex post à venir.

5. DECISION

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

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

Vu la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz actifs en Région wallonne pour la période réglementaire 2025-2029 ;

Vu la reprise, au 1^{er} janvier 2024, par l'AIESH, des activités de gestion des réseaux de distribution d'électricité sur le territoire de la Ville de Couvin (sections de commune de Boussu-en-Fagnes, Couvin, Frasnes-lez-Couvin, Mariembourg et Petigny) ;

Vu la proposition de revenu autorisé électricité déposée par l'AIESH auprès de la CWaPE le 13 octobre 2023, y incluse la proposition de révision du revenu autorisé pour intégrer la ville de Couvin ;

Vu les informations complémentaires transmises par l'AIESH le 6 novembre 2023 et le 31 janvier 2024 et les informations échangées lors des réunions de travail le 9 janvier 2024 ;

Vu la proposition adaptée de revenu autorisé électricité 2025-2029 déposée par l'AIESH auprès de la CWaPE le 9 février 2024, y incluse la proposition de révision du revenu autorisé pour intégrer la ville de Couvin ;

Vu les informations complémentaires transmises par l'AIESH le 1^{er} mars 2024 ;

Vu la proposition adaptée de revenu autorisé électricité 2025-2029 déposée par l'AIESH, y incluse la proposition de révision du revenu autorisé pour intégrer la ville de Couvin, auprès de la CWaPE le 1^{er} mars 2024 ;

Vu l'analyse et le contrôle effectués par la CWaPE dont un résumé est repris dans l'annexe I « Proposition de revenu autorisé déposée le 1^{er} mars 2024 par le gestionnaire de réseau de distribution AIESH » à la présente décision ;

Considérant que la reprise, partielle ou totale, d'un réseau de distribution par un gestionnaire de réseau de distribution constitue indéniablement une adaptation de services existants au sens de l'article 15, § 2, du décret du 19 janvier 2017 et de l'article 60, § 1^{er}, 3°, de la méthodologie tarifaire aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz actifs en Région wallonne pour la période réglementaire 2025-2029 ; qu'elle justifie donc l'introduction d'une proposition de révision du revenu autorisé dans la mesure où la formule de calcul initial de celui-ci ne permet pas de prendre en compte l'intégralité des coûts liés à cette reprise de réseau ;

Considérant qu'il ressort de l'analyse de la CWaPE que la proposition adaptée de revenu autorisé électricité 2025-2029 est conforme aux principes repris dans la méthodologie tarifaire 2025-2029 ;

La CWaPE décide d'approuver la proposition adaptée de revenu autorisé électricité 2025-2029, y incluse la proposition de révision du revenu autorisé pour intégrer la ville de Couvin, déposée le 1^{er} mars 2024 par l'AIESH.

6. VOIE DE RECOURS

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

En vertu de l'article 50bis du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, la présente décision peut également faire l'objet d'une plainte en réexamen devant la CWaPE, dans les deux mois suivant la publication de la décision. Cette plainte n'a pas d'effet suspensif. *« La CWaPE statue dans un délai de deux mois à dater de la réception de la plainte ou des compléments d'informations qu'elle a sollicités. La CWaPE motive sa décision. A 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 d'appel *« est interrompu jusqu'à la décision de la CWaPE, ou, en l'absence de décision de la CWaPE, pendant deux mois à dater de la réception de la plainte ou des compléments d'information sollicités par la CWaPE »* (article 50ter, § 4, du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité).

* *
*

7. ANNEXE

- Annexe I : résumé de l'analyse de la proposition de revenu autorisé électricité 2025-2029 de l'AIESH du 1^{er} mars 2024

Date du document : 28/03/2024

DÉCISION

CD-24c28-CWaPE-0888

PROPOSITION DE REVENU AUTORISE ELECTRICITE DEPOSEE LE 1ER MARS 2024 PAR LE GESTIONNAIRE DE RESEAU DE DISTRIBUTION AIESH

ANNEXE I

Rendue en application de l'article 43, § 2, alinéa 2, 14°, du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, des articles 2, § 2, et 7, § 1^{er}, alinéa 2, du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité et des articles 5, § 1^{er}, et 60, § 1^{er}, 3°, de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz actifs en Wallonie pour la période régulatoire 2025-2029

Table des matières

1.	REVENUS AUTORISES.....	7
1.1.	<i>Dispositions tarifaires</i>	7
1.2.	<i>Valorisation des revenus autorisés 2025-2029</i>	7
2.	LES CHARGES NETTES OPERATIONNELLES CONTROLABLES (CNC).....	10
2.1.	<i>Valorisation des charges nettes opérationnelles contrôlables</i>	10
2.2.	<i>Majoration liée aux charges nettes opérationnelles pour Couvin</i>	11
2.3.	<i>Les charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes relatives aux obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations (CNC_{autres})</i>	12
2.3.1.	Montants maximaux des budgets 2025-2029.....	12
2.3.2.	Budget 2025-2029 CNC _{autres}	13
2.4.	<i>Les charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations (CNI)</i>	15
2.4.1.	Montants maximaux des budgets 2025-2029.....	15
2.4.2.	Budget 2025-2029 CNI.....	16
2.5.	<i>Les charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public (CNC_{osp})</i>	17
2.5.1.	Montants maximaux des budgets 2025-2029.....	17
2.5.2.	Budget 2025-2029 CNC _{OSP}	18
3.	LES CHARGES NETTES NON-CONTROLABLES (CNNC).....	19
3.1.	<i>Dispositions tarifaires</i>	19
3.2.	<i>Détermination du budget des charges nettes non-contrôlables de 2025 à 2029</i>	19
3.3.	<i>Les charges nettes opérationnelles non contrôlables hors OSP</i>	21
3.3.1.	Charges et produits émanant de factures de transit émises ou reçues par le GRD.....	21
3.3.2.	Charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour la couverture des pertes en réseau électrique.....	22
3.3.3.	Charges émanant de factures émises par la société FeReSO ou d'autres sociétés dans le cadre du processus de réconciliation.....	24
3.3.4.	Redevance de voirie.....	25
3.3.5.	Charges fiscales résultant de l'application de l'impôt des sociétés.....	25
3.3.6.	Autres impôts, taxes, redevances, surcharges, précomptes immobiliers et mobiliers.....	26
3.3.7.	Cotisations de responsabilisation de l'ONSSAPL.....	27
3.3.8.	Charges de pension non-capitalisées.....	27
3.4.	<i>Les charges et produits non-contrôlables OSP</i>	28
3.4.1.	Charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD.....	28
3.4.2.	Charges de distribution supportées par le GRD pour l'alimentation de la clientèle propre.....	29
3.4.3.	Charges de transport supportée par le GRD pour l'alimentation de la clientèle propre.....	29
3.4.4.	Produits issus de la facturation de la fourniture d'électricité à la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution.....	30
3.4.5.	Compensation versée par la CREG.....	31
3.4.6.	Charges d'achat des certificats verts pour l'alimentation de la clientèle.....	31
4.	LES CHARGES NETTES RELATIVES AU DEPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS (CNCC).....	32
4.1.	<i>Projet de déploiement des compteurs communicants électricité</i>	32
4.1.1.	Choix technologiques.....	32
4.1.2.	Stratégie de déploiement des compteurs communicants.....	34
4.1.3.	Nombre de compteurs communicants.....	36
4.1.4.	Architecture informatique.....	36
4.1.5.	Hypothèses générales.....	39
4.1.6.	Coûts d'investissement réseau.....	41
4.1.7.	Coûts IT.....	43
4.1.8.	Coûts de télécom.....	46
4.1.9.	Coûts équipe projet et équipe business.....	46
4.1.10.	Coûts de communication.....	47
4.1.11.	Coûts de formation.....	47
4.1.12.	Autres couts.....	47
4.1.13.	Bénéfices.....	47
4.1.14.	Résumé chiffré.....	54

4.2.	<i>Détermination des charges nettes additionnelles relatives au déploiement des compteurs communicants</i>	55
4.2.1.	Charges nettes additionnelles liées aux immobilisations corporelles réseau	55
4.2.2.	Charges nettes additionnelles liées aux immobilisations incorporelles IT	57
4.3.	<i>Synthèse des budgets liés au déploiement des compteurs communicants</i>	58
4.4.	<i>Respect de l'impact marginal</i>	58
4.5.	<i>Classification entre charges fixes et variables</i>	59
4.6.	<i>Coûts variables unitaires</i>	59
5.	LA MARGE BENEFICIAIRE EQUITABLE (MB _{EN})	61
5.1.	<i>Dispositions tarifaires</i>	61
5.2.	<i>Détermination de la marge bénéficiaire équitable</i>	61
5.3.	<i>La base d'actifs régulés</i>	61
5.3.1.	Dispositions tarifaires	61
5.3.2.	Détermination de la valeur initiale de la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation	62
5.3.3.	Evolution de la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation à partir du 1 ^{er} janvier 2025	64
5.3.4.	Détermination de la valeur initiale de la plus-value de réévaluation	66
5.3.5.	Evolution de la plus-value de réévaluation à partir du 1 ^{er} janvier 2025	67
6.	LA QUOTE-PART DES SOLDES REGULATOIRES (SR _N)	68
6.1.	<i>Dispositions tarifaires</i>	68
6.2.	<i>Détermination de la quote-part des soldes régulatoires des années précédentes</i>	68

Index graphiques

Graphique 1	Quote-part des éléments composant les revenus autorisés 2025-2029	10
Graphique 2	Projection des consommations ELIA	21
Graphique 3	Stratégie de déploiement des compteurs communicants de l'AIESH de 2024 à 2033	35
Graphique 4	Architecture informatique	36
Graphique 5	Evolution du nombre de compteurs BT	40
Graphique 6	Répartition des dépenses relatives au déploiement des compteurs communicants	55
Graphique 7	Répartition des investissements bruts cumulés des années 2023 et 2024	64
Graphique 8	Répartition des investissements bruts cumulés des années 2025 à 2029	66

Index tableaux

Tableau 1	Evolution du revenu autorisé De Réel 2019-2022 a budget 2024-2029	8
Tableau 2	Synthèse des soldes régulatoires non encore affectés	8
Tableau 3	Synthèse du revenu autorisé des années 2025-2029	9
Tableau 4	Synthèse des charges nettes opérationnelles CONTROLABLES (CNC) 2025-2029 .	10
Tableau 5	Synthèse du revenu autorisé électricité de l'année 2024 relatif au réseau de la Ville de Couvin (sections de commune de Boussu-en-Fagnes, Couvin, Frasnes-lez-Couvin, Mariembourg et Petigny)	11
Tableau 6	Détail des charges nettes opérationnelles CONTROLABLES (CNC) 2024 Couvin ...	11

Tableau 7	montants maximaux 2025-2029 des charges contrôlables hors OSP et hors CNI .	12
Tableau 8	budgets 2025-2029 des charges contrôlables hors OSP et hors CNI – sans Couvin	13
Tableau 9	budgets 2025-2029 des charges contrôlables hors OSP et hors CNI – Couvin	13
Tableau 10	FEC 2025-2029 – Couvin.....	13
Tableau 11	Budgets 20228-2029 des charges contrôlables hors OSP et hors CNI	14
Tableau 12	montants maximaux 2025-2029 des charges contrôlables liées aux immobilisations	15
Tableau 13	budgets 2025-2029 des charges contrôlables liées aux immobilisations - Couvin	16
Tableau 14	budgets 2025-2029 des charges contrôlables liées aux immobilisations	16
Tableau 15	montants maximaux 2025-2029 des charges contrôlables OSP	17
Tableau 16	budgets 2025-2029 des charges contrôlables OSP – sans Couvin	18
Tableau 17	budgets 2025-2029 des charges contrôlables hors OSP et hors CNI – Couvin	18
Tableau 18	budgets 2025-2029 des charges contrôlables OSP.....	18
Tableau 19	Synthèse des charges nettes non-contrôlables des années 2025 à 2029 (y inclus Couvin)	19
Tableau 20	Estimation des charges nettes non-contrôlables des années 2025 à 2029 - Couvin .	20
Tableau 21	Charges et produits de transit des années 2019 à 2029.....	21
Tableau 22	Evolution des volumes – Hypothèses AIESH	22
Tableau 23	Valeur prévisionnelle indice santé retenus par l’AIESH	22
Tableau 24	Charges d’achat d’électricité pour la couverture des pertes des années 2019 à 2029	23
Tableau 25	Volumes d’achat d’électricité pour le couverture des pertes des années 2019 à 2029	23
Tableau 26	Prix d’achat électricité pour la couverture des pertes des années 2019 à 2029 ...	23
Tableau 27	Charges liées au processus de réconciliation fereso (hors OSP) des années 2019 à 2029	25
Tableau 28	Charges relatives à la redevance de voirie des années 2019 à 2029	25
Tableau 29	Calcul des charges fiscales des années 2025 à 2029	26
Tableau 30	Autres impôts, taxes, redevances, surcharges, précomptes des années 2025 à 2029	27
Tableau 31	Cotisation de responsabilisation ONSSAPL des années 2019 à 2029	27
Tableau 32	Cotisation de base (CB) et de responsabilisation (CR) de 2021 à 2028.....	27
Tableau 33	Charges d’achat d’électricité pour l’alimentation de la clientèle des années 2019 à 2029	28
Tableau 34	Charges de distribution pour l’alimentation de la clientèle des années 2019 à 2029	29
Tableau 35	Charges de transport pour l’alimentation de la clientèle des années 2025 à 2029	30

Tableau 36	Produits issus de la facturation de la fourniture d'électricité à la clientèle des années 2019 à 2029	30
Tableau 37	Produits issus de la compensation CREG des années 2019 à 2029	31
Tableau 38	Charge, volumes et prix d'achat des certificats VERTS DES années 2019 à 2029 ..	31
Tableau 39	Nombre de compteurs communicants 2025-2029.....	36
Tableau 40	Hypothèses et références du nombre d'EAN	40
Tableau 41	Hypothèses et références du nombre de compteurs à budget.....	40
Tableau 42	Nombre de compteurs communicants 2025-2029.....	41
Tableau 43	Coût unitaire d'un compteur communicant	42
Tableau 44	Coût unitaire d'un compteur communicant	43
Tableau 45	Investissement brut compteurs communicants	43
Tableau 46	Investissement net compteurs communicants.....	43
Tableau 47	Répartition par GRD des coûts variables communs pour la période 2025-2029...	45
Tableau 48	Coûts d'investissement IT pour la période 2025-2029	45
Tableau 49	OPEX IT pour la période 2025-2029	45
Tableau 50	OPEX IT pour la période 2025-2029	46
Tableau 51	Coût d'envoi des courriers (timbre-poste)	47
Tableau 52	Résumé des bénéfices pour le GRD	48
Tableau 53	Coûts OSP/CàB –référence moyenne R2019-R2022.....	48
Tableau 54	Recettes relatives aux coûts de gestion des CàB	49
Tableau 55	Recettes relatives aux coûts de rechargement des CàB	49
Tableau 56	Résumé des bénéfices relatifs aux MOZA / EOC / Drop.....	50
Tableau 57	Résumé des hypothèse relatives aux bénéfices des processus de marché	50
Tableau 58	Résumé des bénéfices relatif aux processus de marché	51
Tableau 59	Résumé des bénéfices relatif aux Move-in et Move-out.....	52
Tableau 60	Résumé des bénéfices relatif pertes administratives	53
Tableau 61	Résumé des bénéfices relatif à la relève des compteurs.....	53
Tableau 62	Synthèse des dépenses liées au déploiement des compteurs communicants 2025-2029	54
Tableau 63	Calcul des charges nettes additionnelles liées aux immobilisations corporelles réseau	56
Tableau 64	Calcul des charges nettes additionnelles liées aux immobilisations incorporelles IT	57
Tableau 65	charges et produit relatifs au déploiement des compteurs communicants des années 2025-2029	58
Tableau 66	Impact marginal	58
Tableau 67	charges nettes fixes et variables relatives au déploiement des compteurs communicants des années 2025 a 2029.....	59

Tableau 68	Coûts variables unitaires	60
Tableau 69	Synthèse de la marge bénéficiaire équitale 2025-2029	61
Tableau 70	Synthèse de l'évolution de la base d'actifs régulés entre 2023 et 2024.....	62
Tableau 71	Investissements BRUts des années 2023 et 2024	63
Tableau 72	Synthèse de l'évolution de la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation	
de 2025 à 2029	64
Tableau 73	Investissements nets des années 2025 à 2029	65
Tableau 74	Synthèse de l'évolution de la plus-value de réévaluation entre 2023 et 2024	66
Tableau 75	Synthèse de l'évolution de la plus-value de réévaluation de 2025 à 2029.....	67
Tableau 76	Soldes réglementaires approuvés	68
Tableau 77	Affectation des soldes réglementaires	68

1. REVENUS AUTORISES

1.1. Dispositions tarifaires

Conformément à l'article 8 de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2025-2029 (ci-après, la méthodologie tarifaire 2025-2029), le calcul du revenu autorisé de chaque année de la période régulatoire 2025-2029 doit être réalisé en application de la formule suivante :

$$RA_N = CNO_N + CNCC_N + MBE_N + Q_N + SR_N$$

Avec :

- N= année d'exploitation de la période régulatoire ;
- RA_N = revenu autorisé de l'année N ;
- CNO_N = charges nettes opérationnelles de l'année N¹ ;
- $CNCC_N$ = charges nettes relatives aux compteurs communicants électricité de l'année N ;
- Q_N = terme « qualité » de l'année N ;
- MBE_N = marge bénéficiaire équitable de l'année N ;
- SR_N = quote-part des soldes régulatoires affectés au revenu autorisé de l'année N.

1.2. Valorisation des revenus autorisés 2025-2029

Sur la base de la proposition de revenu autorisé électricité 2025-2029 du gestionnaire de réseau de distribution AIESH (ci-après dénommé « le gestionnaire de réseau de distribution ») introduite auprès de la Commission Wallonne pour l'Energie (CWaPE) en date du 1er mars 2024, **le revenu autorisé est valorisé à 15.122.771 € en 2025 pour atteindre 15.566.638 € en 2029**. Ce revenu autorisé intègre les coûts budgétés liés à la reprise du réseau de Couvin au 1^{er} janvier 2024.

Par rapport à l'enveloppe budgétaire ayant servi de base à la détermination des tarifs 2024, le revenu autorisé électricité de l'année 2025 du gestionnaire de réseau de distribution augmente de **1.907.813 €, soit de 14,44 %**.

La CWaPE constate également que par rapport aux coûts réels rapportés par le gestionnaire de réseau de distribution à travers son rapport tarifaire *ex post* de l'année 2022, le revenu autorisé électricité de l'année 2025 augmente de **3.801.188 €, soit une hausse de 33,57 %**. **Pour rappel, le revenu autorisé réel 2022 n'intègre pas les coûts relatifs au réseau de Couvin (sections de commune de Boussu-en-Fagnes, Couvin, Frasnes-lez-Couvin, Mariembourg et Petigny) repris au 1^{er} janvier 2024 par l'AIESH.**

¹ Article 43 : Les charges nettes opérationnelles correspondent aux charges opérationnelles après déduction des produits opérationnels. Les charges nettes opérationnelles (CNO) sont composées des charges nettes opérationnelles contrôlables (CNC) et des charges nettes opérationnelles non contrôlables (CNCC).

TABLEAU 1 EVOLUTION DU REVENU AUTORISE DE REEL 2019-2022 A BUDGET 2024-2029

	Réalité 2019	Réalité 2020	Réalité 2021	Réalité 2022	Budget 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029	
Charges nettes contrôlables	6.027.283	7.602.127	6.954.665	7.296.153	7.877.701	8.319.862	8.464.193	8.611.448	8.761.726	8.918.822	
Charges nettes non-contrôlables	2.221.172	1.534.080	1.757.657	1.492.284	2.696.589	4.067.124	4.004.922	3.987.786	3.999.199	4.036.359	
Charges nettes compteurs communicants	0	0	0	576.268	401.726	261.688	179.047	127.345	110.912	107.182	
Marge équitable	1.882.604	1.921.834	1.909.345	1.941.899	2.238.942	2.474.098	2.492.389	2.506.827	2.513.780	2.504.275	
Quote-part des soldes régulateurs	14.979	14.979	28.889	14.979	0	0	0	0	0	0	
TOTAL REVENU AUTORISE	10.146.038	11.073.020	10.650.556	11.321.583	13.214.958	15.122.771	15.140.551	15.233.407	15.385.617	15.566.638	
						Evolution annuelle par rapport à N-1	14,44%	0,12%	0,61%	1,00%	1,18%
						Evolution par rapport à la réalité 2022	33,57%	33,73%	34,55%	35,90%	37,50%

Composés majoritairement de charges nettes contrôlables (56%), les revenus autorisés électricité 2025-2029 du gestionnaire de réseau de distribution comprennent en outre des charges nettes non contrôlables (26 %), la marge bénéficiaire équitable (16 %), des charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants (1 %).

Il n’y a actuellement pas de quote-part des soldes régulateurs des années précédentes budgétée. Les soldes régulateurs restant à affecter pour l’AIESH constituent une dette tarifaire :

TABLEAU 2 SYNTHESE DES SOLDES REGULATOIRES NON ENCORE AFFECTES

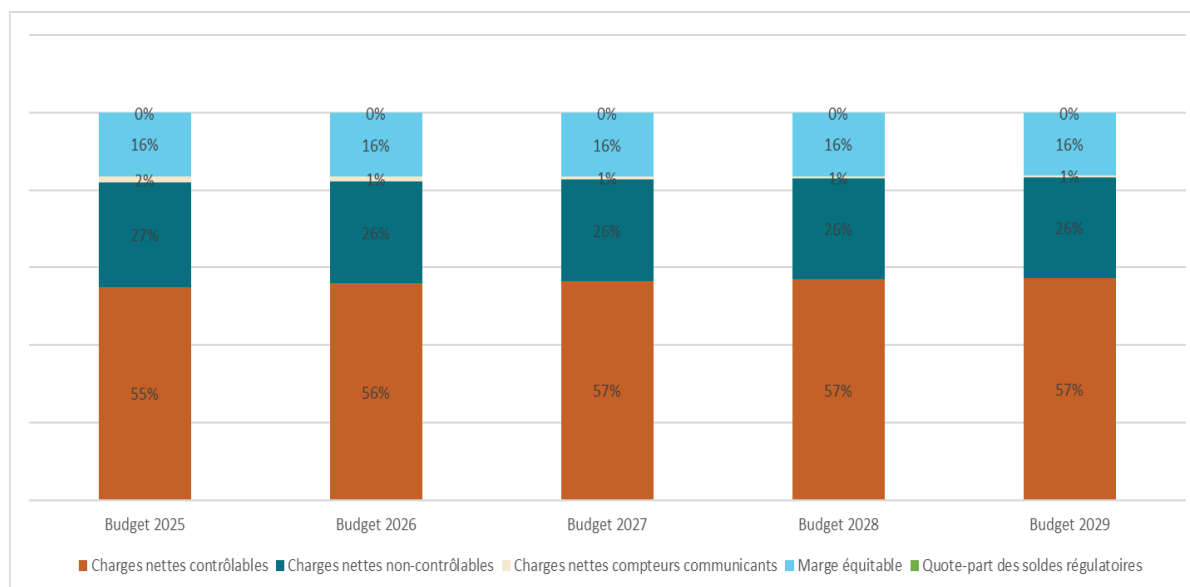
SR 2020	171.428	Dette tarifaire 2020 à affecter
SR 2021	771.853	Dette tarifaire 2021 à affecter
SR 2022	776.843	Dette tarifaire 2022 PROVISOIRE à affecter
TOTAL	1.720.124	

Les soldes régulateurs 2020 à 2022 seront affectés ultérieurement lors de l’approbation des tarifs périodiques de distribution 2025 ou des tarifs périodiques de distribution 2026-2029 de l’AIESH ou dans le cadre d’un rapport ex post à venir.

TABLEAU 3 SYNTHÈSE DU REVENU AUTORISÉ DES ANNÉES 2025-2029

Intitulé	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Charges nettes contrôlables	8.319.862	8.464.193	8.611.448	8.761.726	8.918.822
Charges nettes contrôlables autres	4.291.351	4.363.168	4.436.604	4.511.733	4.592.328
Charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public	999.640	1.017.635	1.035.953	1.054.601	1.073.585
Charges nettes contrôlables liées aux immobilisations	3.028.871	3.083.391	3.138.892	3.195.392	3.252.909
Charges et produits non-contrôlables	4.067.124	4.004.922	3.987.786	3.999.199	4.036.359
Charges et produits non-contrôlables hors OSP	4.025.059	3.965.099	3.945.499	3.949.593	3.978.746
Charges et produits émanant de factures de transit émises ou reçues par	33.621	34.911	36.251	37.642	39.090
Charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour la couverture des pertes en réseau	1.779.686	1.754.764	1.751.336	1.786.390	1.822.279
Charges émanant de factures émises par la société FeReSO ou d'autres sociétés dans le cadre du processus de réconciliation	58.518	57.699	57.586	58.739	59.919
Redevance de voirie	637.773	637.773	637.773	637.773	637.773
Charge fiscale résultant de l'application de l'impôt des sociétés sur la marge bénéficiaire équitable	837.565	814.263	790.005	768.206	745.627
Autres impôts, taxes, redevances, surcharges, précomptes immobiliers	45	45	45	45	45
Cotisations de responsabilisation de l'ONSSAPL	677.850	665.642	672.502	660.798	674.014
Charges de pension non-capitalisées	0	0	0	0	0
Charges et produits non-contrôlables OSP	42.065	39.823	42.287	49.605	57.612
Charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD	265.906	260.424	258.164	261.550	264.974
Charges de distribution supportées par le GRD pour l'alimentation de clientèle propre	268.842	277.285	285.986	294.952	304.191
Charges de transport supportées par le GRD pour l'alimentation de clientèle propre	61.767	63.707	65.706	67.765	69.888
Produits issus de la facturation de la fourniture de gaz à la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution ainsi que le montant de la compensation perçue et résultant de l'application du tarif social	-603.956	-613.228	-622.655	-632.238	-641.982
Charges d'achat des certificats verts	47.907	50.058	53.512	55.970	58.903
Charges émanant de factures émises par la société FeReSO ou d'autres sociétés dans le cadre du processus de réconciliation	1.600	1.578	1.575	1.606	1.638
Charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants	261.688	179.047	127.345	110.912	107.182
Charges nettes fixes	185.693	81.608	11.643	14.573	16.575
Charges nettes variables	78.376	97.439	115.702	96.339	90.607
Réduction de coûts volontaires	-2.380				
Marge équitable	2.474.098	2.492.389	2.506.827	2.513.780	2.504.275
Marge équitable RAB hors PV de réévaluation	2.094.601	2.164.859	2.228.170	2.280.883	2.314.001
Marge équitable PV de réévaluation	378.664	326.874	278.179	232.577	190.070
Marge OSP	833	656	478	320	205
Quote-part des soldes régulatoires approuvés et affectés	0	0	0	0	0
Soldes régulatoires déjà affectés	0	0	0	0	0
TOTAL	15.122.771	15.140.551	15.233.407	15.385.617	15.566.638

GRAPHIQUE 1 QUOTE-PART DES ELEMENTS COMPOSANT LES REVENUS AUTORISES 2025-2029



2. LES CHARGES NETTES OPERATIONNELLES CONTROLABLES (CNC)

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

$$CNC = [CNC_{AUTRES} + CNC_{OSP} + CNI]$$

Avec :

- CNC_{AUTRES} = charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public et hors charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations ;
- CNC_{OSP} = charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public hors charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations relatives aux obligations de service public ;
- CNI = charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations.

2.1. Valorisation des charges nettes opérationnelles contrôlables

Le budget des charges nettes opérationnelles contrôlables des années 2025 à 2029 est repris dans le tableau suivant :

TABLEAU 4 SYNTHÈSE DES CHARGES NETTES OPERATIONNELLES CONTROLABLES (CNC) 2025-2029

Intitulé	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Charges nettes contrôlables	8.319.862	8.464.193	8.611.448	8.761.726	8.918.822
Charges nettes contrôlables autres	4.291.351	4.363.168	4.436.604	4.511.733	4.592.328
Charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public	999.640	1.017.635	1.035.953	1.054.601	1.073.585
Charges nettes contrôlables liées aux immobilisations	3.028.871	3.083.391	3.138.892	3.195.392	3.252.909

2.2. Majoration liée aux charges nettes opérationnelles pour Couvin²

En date du 14 décembre 2023, la CWaPE approuvait³ la demande de révision du revenu autorisé 2024 de l'AIESH pour donner suite à l'absorption partielle par l'AIESH de l'activité de distribution d'électricité sur la partie du territoire de la Ville de Couvin (sections de commune de Boussu-en-Fagnes, Couvin, Frasnes-lez-Couvin, Mariembourg et Petigny) précédemment gérée par ORES assets.

Le montant des charges et produits budgétés pour l'années 2024 relatifs au réseau de la ville de Couvin tels qu'approuvés sont repris dans le tableau suivant :

TABLEAU 5 *SYNTHESE DU REVENU AUTORISE ELECTRICITE DE L'ANNEE 2024 RELATIF AU RESEAU DE LA VILLE DE COUVIN (SECTIONS DE COMMUNE DE BOUSSU-EN-FAGNES, COUVIN, FRASNES-LEZ-COUVIN, MARIEMBOURG ET PETIGNY)*

	Budget 2024 Couvin
Charges nettes contrôlables	1.185.620
Charges nettes contrôlables hors OSP	930.506
Charges nettes contrôlables OSP	255.115
Charges et produits non-contrôlables	728.567
Charges nettes non-contrôlables hors OSP	654.326
Charges nettes non-contrôlables OSP	74.240
Charges nettes relatives aux projets spécifiques	-
Marge équitable	391.337
Quote-part des soldes régulateurs approuvés	-
TOTAL	2.305.524

TABLEAU 6 *DETAIL DES CHARGES NETTES OPERATIONNELLES CONTROLABLES (CNC) 2024 COUVIN*

	Budget 2024	Budget 2024 Couvin	Variation
Charges nettes contrôlables autres	3.268.734	3.773.926	505.192
Charges nettes contrôlables relatives aux OSP	986.130	1.203.130	217.000
Charges nettes contrôlables liées aux immobilisations	2.437.217	2.900.645	463.428
Charges nettes contrôlables totales	6.692.081	7.877.701	1.185.620

Dans le cadre de sa proposition de revenu autorisé adaptée 2025-2029 du 1^{er} mars 2024, l'AIESH a tenu compte (totalement ou partiellement) de charges nettes opérationnelles contrôlables complémentaires pour intégrer les coûts relatifs à la reprise du réseau de Couvin qui ne sont pas intégrés dans la formule de calcul des coûts contrôlables (moyenne réel 2019-2022) de la méthodologie tarifaire 2025-2029.

² Pour rappel, la formula de calcul des charges nettes opérationnelles contrôlables repose sur la moyenne des revenus autorisées 2019 à 2022 de l'AIESH qui ne contiennent pas les coûts relatifs à la reprise du réseau de Couvin (sections de commune de Boussu-en-Fagnes, Couvin, Frasnes-lez-Couvin, Mariembourg et Petigny) au 1^{er} janvier 2024.

³ Décision CD-23I-13-CWaPE-0841

2.3. Les charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes relatives aux obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations (CNC_{autres})

2.3.1. Montants maximaux des budgets 2025-2029

Les articles 49 à 53 de la méthodologie tarifaire 2025-2029 déterminent les formules de calcul des montants maximaux des budgets des charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes relatives aux obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations. Ces montants sont calculés dans le tableau ci-dessous :

TABLEAU 7 MONTANTS MAXIMAUX 2025-2029 DES CHARGES CONTROLABLES HORS OSP ET HORS CNI

Charges nettes contrôlables autres - réalité 2019	3.213.940
Dotations (+)/Reprises (-) de provision - réalité 2019	
Charges nettes contrôlables autres après déduction des provisions - réalité 2019	3.213.940
Charges nettes contrôlables hors OSP autres - réalité 2020	4.821.278
Dotations (+)/Reprises (-) de provision - réalité 2020	
Charges nettes contrôlables autres après déduction des provisions - réalité 2020	4.821.278
Charges nettes contrôlables autres - réalité 2021	4.066.256
Dotations (+)/Reprises (-) de provision - réalité 2021	
Charges nettes contrôlables autres après déduction des provisions - réalité 2021	4.066.256
Charges nettes contrôlables autres - réalité 2022	4.031.997
Dotations (+)/Reprises (-) de provision - réalité 2022	
Charges nettes contrôlables autres après déduction des provisions - réalité 2022	4.031.997
Indice santé - réalité 2020	0,985%
Indice santé - réalité 2021	2,009%
Indice santé - réalité 2022	9,252%
Charges nettes contrôlables autres - réalité 2019 indexée jusque 2022	3.617.116
Charges nettes contrôlables autres - réalité 2020 indexée jusque 2022	5.373.163
Charges nettes contrôlables autres - réalité 2021 indexée jusque 2022	4.442.466
Moyenne charges nettes contrôlables autres - réalité 2019 à 2022	4.366.186
Indice santé - prévision 2023	4,300%
Indice santé - prévision 2024	3,600%
Indice santé - prévision 2025	1,800%
Moyenne charges nettes contrôlables autres - réalité 19-22 indexée jusque 2025	4.802.795
Facteur individuel d'efficacité (Xi)	-0,612%
Coûts additionnels de transition 2025	21.145
Montant maximum des charges nettes contrôlables autres - budget 2025	4.794.547
Indice santé - moyenne prévisions 2026-2028	1,80%
Coûts additionnels de transition 2026	42.289
Coûts additionnels de transition 2026 indexés	43.050
Montant maximum des charges nettes contrôlables autres - budget 2026	4.872.634
Coûts additionnels de transition 2027	63.434
Coûts additionnels de transition 2027 indexés	65.738
Montant maximum des charges nettes contrôlables autres - budget 2027	4.952.166
Coûts additionnels de transition 2028	84.578
Coûts additionnels de transition 2028 indexés	89.228
Montant maximum des charges nettes contrôlables autres - budget 2028	5.033.168
Coûts additionnels de transition 2029	107.877
Coûts additionnels de transition 2029 indexés	115.856
Montant maximum des charges nettes contrôlables autres - budget 2029	5.117.986

2.3.2. Budget 2025-2029 CNC_{autres}

Le gestionnaire de réseau de distribution a proposé des budgets inférieurs aux montants maximaux autorisés, calculés selon la méthodologie tarifaire. Il a en effet déduit des charges nettes contrôlables hors OSP et hors CNI :

- 1° un montant permettant de compenser la future révision à la hausse du taux d'activation des frais généraux qui est prévue dans les prochains mois indexé annuellement ; et
- 2° une partie des coûts informatiques exceptionnels constatés en réel 2020 (-35 %) indexé annuellement.

TABLEAU 8 BUDGETS 2025-2029 DES CHARGES CONTROLABLES HORS OSP ET HORS CNI – SANS COUVIN

	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Montant maximum des charges nettes contrôlables autres	4.794.547	4.872.634	4.952.166	5.033.168	5.117.986
Suite à l'augmentation du taux d'activation	-394.534	-401.635	-408.865	-416.224	-423.716
Suite à la modération des coûts informatiques exceptionnels de 2020	-455.814	-464.018	-472.371	-480.873	-489.529
Proposition du GRD	3.944.199	4.006.981	4.070.930	4.136.070	4.204.740

L'AIESH a ensuite complété cette enveloppe de charges nettes contrôlables hors OSP et hors CNI d'un montant pour intégrer les coûts liés à la reprise d'une partie du réseau de la ville de Couvin, non couverts par la formule de calcul du revenu autorisé établie dans la méthodologie tarifaire 2025-2029. L'AIESH a décidé d'intégrer une partie du montant approuvé en 2024⁴ et indexé annuellement aux taux de la méthodologie tarifaire 2025-2029.

TABLEAU 9 BUDGETS 2025-2029 DES CHARGES CONTROLABLES HORS OSP ET HORS CNI – COUVIN

	Budget 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Montant des charges nettes contrôlables autres Couvin	337.456	343.530	349.714	356.009	362.417	368.940
indexation		1,80%	1,80%	1,80%	1,80%	1,80%
Proposition du GRD	337.456	343.530	349.714	356.009	362.417	368.940

Enfin, afin de tenir compte de coûts additionnels pour favoriser la transition, l'AIESH a également tenu compte d'un facteur d'évolution des coûts estimé à 0,362 %⁵ des coûts additionnels d'ORES Assets indexé.

TABLEAU 10 FEC 2025-2029 – COUVIN

	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Facteur d'évolution des coûts COUVIN	3.621	6.473	9.665	13.246	18.648

En ce qui concerne cette enveloppe complémentaire, la CWaPE constate que le point de départ des budgets 2025-2029 est le budget 2024 déposé par l'AIESH ayant fait l'objet des contrôles de raisonnabilité. Les montants sont ensuite indexés pour la période 2025-2029.

⁴ Montant correspondant à la version initialement déposée pour la demande de révision du revenu autorisé 2024.

⁵ Nombre d'EAN Couvin/Nombre d'EAN ORES Assets

Globalement, le gestionnaire de réseau de distribution a donc proposé les budgets suivants :

TABLEAU 11 BUDGETS 20228-2029 DES CHARGES CONTROLABLES HORS OSP ET HORS CNI

	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Charges nettes contrôlables Hors OSP et Hors CNI - sans Couvin	3.944.199	4.006.981	4.070.930	4.136.070	4.204.740
Montant des charges nettes contrôlables autres Couvin	343.530	349.714	356.009	362.417	368.940
Facteur d'évolution des coûts COUVIN	3.621	6.473	9.665	13.246	18.648
Proposition du GRD	4.291.351	4.363.168	4.436.604	4.511.733	4.592.328

2.4. Les charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations (CNI)

2.4.1. Montants maximaux des budgets 2025-2029

Les articles 47 et 48 de la méthodologie tarifaire 2025-2029 déterminent les formules de calcul des montants maximaux des budgets des charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations. Ces montants sont calculés dans le tableau ci-dessous :

TABLEAU 12 MONTANTS MAXIMAUX 2025-2029 DES CHARGES CONTROLABLES LIEES AUX IMMOBILISATIONS

Charges nettes relatives aux immobilisations - réalité 2019	2.016.113
Charges nettes relatives aux immobilisations - réalité 2020	2.183.395
Charges nettes relatives aux immobilisations - réalité 2021	2.168.113
Charges nettes relatives aux immobilisations - réalité 2022	2.305.485
Indice santé - réalité 2020	0,985%
Indice santé - réalité 2021	2,009%
Indice santé - réalité 2022	9,252%
Charges nettes relatives aux immobilisations - réalité 2019 indexées jusque 2022	2.269.026
Charges nettes relatives aux immobilisations - réalité 2020 indexées jusque 2022	2.433.325
Charges nettes relatives aux immobilisations - réalité 2021 indexées jusque 2022	2.368.707
Moyenne charges nettes relatives aux immobilisations - réalité 2019 à 2022	2.344.136
Indice santé - prévision 2023	4,300%
Indice santé - prévision 2024	3,600%
Indice santé - prévision 2025	1,800%
Moyenne charges nettes relatives aux immobilisations - réalité 19-22 indexée jusque 2025	2.578.544
Montant maximum des charges nettes contrôlables IMMO - budget 2025	2.578.544
Indice santé - moyenne prévisions 2026-2028	1,800%
Montant maximum des charges nettes contrôlables IMMO - budget 2026	2.624.958
Montant maximum des charges nettes contrôlables IMMO - budget 2027	2.672.207
Montant maximum des charges nettes contrôlables IMMO - budget 2028	2.720.307
Montant maximum des charges nettes contrôlables IMMO - budget 2029	2.769.273

2.4.2. Budget 2025-2029 CNI

Le gestionnaire de réseau de distribution a proposé des budgets équivalents aux montants maximaux autorisés, calculés selon la méthodologie tarifaire.

Le gestionnaire de réseau de distribution a ensuite ajouté un montant pour intégrer les coûts liés à la reprise d'une partie du réseau de la ville de Couvin, non couverts par la formule de calcul du revenu autorisé établie dans la méthodologie tarifaire 2025-2029. L'AIESH a décidé d'intégrer une partie⁶ du montant approuvé en 2024 et indexé annuellement aux taux de la méthodologie tarifaire 2025-2029

TABLEAU 13 BUDGETS 2025-2029 DES CHARGES CONTROLABLES LIEES AUX IMMOBILISATIONS - COUVIN

	Budget 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Montant des charges nettes contrôlables immobilisations Couvin	442.364	450.327	458.432	466.684	475.085	483.636
indexation		1,80%	1,80%	1,80%	1,80%	1,80%
Proposition du GRD	442.364	450.327	458.432	466.684	475.085	483.636

En ce qui concerne cette enveloppe complémentaire, la CWaPE constate que le point de départ des budgets 2025-2029 est le budget 2024 déposé par l'AIESH ayant fait l'objet des contrôles de raisonnable. Les montants sont ensuite indexés pour la période 2025-2029.

Globalement, le gestionnaire de réseau de distribution a donc proposé les budgets suivants :

TABLEAU 14 BUDGETS 2025-2029 DES CHARGES CONTROLABLES LIEES AUX IMMOBILISATIONS

	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Montant maximum des charges nettes relatives aux immobilisations	2.578.544	2.624.958	2.672.207	2.720.307	2.769.273
Montant des charges nettes contrôlables immobilisations Couvin	450.327	458.432	466.684	475.085	483.636
Proposition du GRD	3.028.871	3.083.391	3.138.892	3.195.392	3.252.909

⁶ Montant correspondant à la version initialement déposée pour la demande de révision du revenu autorisé 2024.

2.5. Les charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public (CNC_{OSP})

2.5.1. Montants maximaux des budgets 2025-2029

Les articles 45 et 46 de la méthodologie tarifaire 2025-2029 déterminent les formules de calcul des montants maximaux des budgets des charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public. Ces montants sont calculés dans le tableau ci-dessous :

TABLEAU 15 MONTANTS MAXIMAUX 2025-2029 DES CHARGES CONTROLABLES OSP

Charges nettes contrôlables OSP - réalité 2019	797.231
Charges nettes contrôlables OSP - réalité 2020	597.454
Charges nettes contrôlables OSP - réalité 2021	720.296
Charges nettes contrôlables OSP - réalité 2022	637.251
Indice santé - réalité 2020	0,985%
Indice santé - réalité 2021	2,009%
Indice santé - réalité 2022	9,252%
Charges nettes contrôlables OSP - réalité 2019 indexées jusqu'à 2022	897.241
Charges nettes contrôlables OSP - réalité 2020 indexées jusqu'à 2022	665.844
Charges nettes contrôlables OSP - réalité 2021 indexées jusqu'à 2022	786.937
Moyenne charges nettes contrôlables hors OSP - réalité 2019 à 2022	746.818
Indice santé - prévision 2023	4,300%
Indice santé - prévision 2024	3,600%
Indice santé - prévision 2025	1,800%
Moyenne charges nettes contrôlables OSP - réalité 19-22 indexées jusqu'à 2025	821.499
Facteur de productivité (Yi)	0,000%
Montant maximum des charges nettes contrôlables autres - budget 2025	821.499
Indice santé - moyenne prévisions 2026-2028	1,800%
Facteur de productivité (Yi)	0,000%
Montant maximum des charges nettes contrôlables OSP - budget 2026	836.286
Montant maximum des charges nettes contrôlables OSP - budget 2027	851.339
Montant maximum des charges nettes contrôlables OSP - budget 2028	866.663
Montant maximum des charges nettes contrôlables OSP - budget 2029	882.263

2.5.2. Budget 2025-2029 CNC_{OSP}

Le gestionnaire de réseau de distribution a proposé des budgets inférieurs aux montants maximaux autorisés, calculés selon la méthodologie tarifaire. Il a en effet déduit des charges nettes contrôlables OSP des montants relatifs à l'éclairage public jugés exceptionnellement élevés en réel 2022 (-12,25 %) indexés :

TABLEAU 16 BUDGETS 2025-2029 DES CHARGES CONTROLABLES OSP – SANS COUVIN

	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Montant maximum des charges nettes contrôlables OSP	821.499	836.286	851.339	866.663	882.263
Suite à la modération des coûts EP de 2022	-42.766	-43.535	-44.319	-45.117	-45.929
Proposition du GRD	778.733	792.750	807.020	821.546	836.334

L'AIESH a ensuite complété cette enveloppe de charges nettes contrôlables OSP d'un montant pour intégrer les coûts liés à la reprise d'une partie du réseau de la ville de Couvin, non pris en compte dans la formule de calcul du revenu autorisé établie dans la méthodologie tarifaire 2025-2029. L'AIESH a décidé d'intégrer le montant approuvé en 2024 et indexé annuellement aux taux de la méthodologie tarifaire 2025-2029.

TABLEAU 17 BUDGETS 2025-2029 DES CHARGES CONTROLABLES HORS OSP ET HORS CNI – COUVIN

	Budget 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Montant des charges nettes contrôlables OSP Couvin	217.001	220.907	224.883	228.931	233.052	237.247
indexation		1,80%	1,80%	1,80%	1,80%	1,80%
Proposition du GRD	217.001	220.907	224.884	228.933	233.055	237.251

En ce qui concerne cette enveloppe complémentaire, la CWaPE constate que le point de départ des budgets 2025-2029 est le budget 2024 déposé par l'AIESH ayant fait l'objet des contrôles de raisonnabilité. Les montants sont ensuite indexés pour la période 2025-2029.

Globalement, le gestionnaire de réseau de distribution a donc proposé les budgets suivants :

TABLEAU 18 BUDGETS 2025-2029 DES CHARGES CONTROLABLES OSP

	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Proposition du GRD	778.733	792.750	807.020	821.546	836.334
Montant des charges nettes contrôlables OSP Couvin	220.907	224.884	228.933	233.055	237.251
Proposition du GRD	999.640	1.017.635	1.035.953	1.054.601	1.073.585

3. LES CHARGES NETTES NON-CONTROLABLES (CNNC)

3.1. Dispositions tarifaires

L'article 54, § 1^{er}, de la méthodologie tarifaire 2025-2029 précise que les charges nettes opérationnelles non contrôlables sont définies selon la formule suivante :

$$CNNC = [C_{\text{non contrôlables}} - P_{\text{non contrôlables}}]$$

L'article 54, § 2, précise, quant à lui, que les charges et produits opérationnels non contrôlables des années 2025 à 2029 sont budgétés individuellement, pour chaque année, par le gestionnaire de réseau sur la base des informations pertinentes à sa disposition au moment de l'établissement de sa proposition de revenu autorisé.

3.2. Détermination du budget des charges nettes non-contrôlables de 2025 à 2029

Le budget des charges nettes non-contrôlables des années 2025 à 2029 proposé par l'AIESH est repris dans le tableau suivant :

TABLEAU 19 SYNTHÈSE DES CHARGES NETTES NON-CONTROLABLES DES ANNEES 2025 A 2029 (Y INCLUS COUVIN)

Intitulé	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Charges et produits non-contrôlables	4.067.124	4.004.922	3.987.786	3.999.199	4.036.359
Charges et produits non-contrôlables hors OSP	4.025.059	3.965.099	3.945.499	3.949.593	3.978.746
Charges et produits émanant de factures de transit émises ou reçues par le GRD	33.621	34.911	36.251	37.642	39.090
Charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour la couverture des pertes en réseau électrique	1.779.686	1.754.764	1.751.336	1.786.390	1.822.279
Charges émanant de factures émises par la société FeReSO ou d'autres sociétés dans le cadre du processus de réconciliation	58.518	57.699	57.586	58.739	59.919
Redevance de voirie	637.773	637.773	637.773	637.773	637.773
Charge fiscale résultant de l'application de l'impôt des sociétés sur la marge bénéficiaire équitable	837.565	814.263	790.005	768.206	745.627
Autres impôts, taxes, redevances, surcharges, précomptes immobiliers et mobiliers	45	45	45	45	45
Cotisations de responsabilisation de l'ONSSAPL	677.850	665.642	672.502	660.798	674.014
Charges de pension non-capitalisées	0	0	0	0	0
Charges et produits non-contrôlables OSP	42.065	39.823	42.287	49.605	57.612
Charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD	265.906	260.424	258.164	261.550	264.974
Charges de distribution supportées par le GRD pour l'alimentation de clientèle propre	268.842	277.285	285.986	294.952	304.191
Charges de transport supportées par le GRD pour l'alimentation de clientèle	61.767	63.707	65.706	67.765	69.888
Produits issus de la facturation de la fourniture d'électricité à la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution ainsi que le montant de la compensation perçue et résultant de l'application du tarif social	-603.956	-613.228	-622.655	-632.238	-641.982
Charges d'achat des certificats verts	47.907	50.058	53.512	55.970	58.903
Primes « Quali watt » versées aux utilisateurs de réseau					
Charges émanant de factures émises par la société FeReSO ou d'autres sociétés dans le cadre du processus de réconciliation	1.600	1.578	1.575	1.606	1.638

TABLEAU 20 ESTIMATION DES CHARGES NETTES NON-CONTROLABLES DES ANNEES 2025 A 2029 - COUVIN

Charges et produits non-contrôlables - Partie COUVIN	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Charges et produits émanant de factures de transit émises ou reçues par le GRD	5.730	5.950	6.178	6.415	6.662
Charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour la couverture des pertes en réseau électrique	403.883	398.227	397.449	405.404	413.549
Charges émanant de factures émises par la société FeReSO ou d'autres sociétés dans le cadre du processus de réconciliation	9.996	9.856	9.837	10.034	10.235
Redevance de voirie	102.781	102.781	102.781	102.781	102.781
Charge fiscale résultant de l'application de l'impôt des sociétés sur la marge bénéficiaire équitable	144.586	140.563	136.376	132.613	128.715
Autres impôts, taxes, redevances, surcharges, précomptes immobiliers et mobiliers	0	0	0	0	0
Cotisations de responsabilisation de l'ONSSAPL	0	0	0	0	0
Charges de pension non-capitalisées	0	0	0	0	0
TOTAL hors OSP	666.976	657.377	652.621	657.247	661.942
Charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD	77.174	75.533	74.831	75.767	76.714
Charges de distribution supportées par le GRD pour l'alimentation de clientèle propre	78.026	80.424	82.895	85.442	88.068
Charges de transport supportées par le GRD pour l'alimentation de clientèle propre	19.991	21.293	22.645	24.046	25.500
Produits issus de la facturation de la fourniture d'électricité à la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution ainsi que le montant de la compensation perçue et résultant de l'application du tarif social	-170.804	-172.940	-175.102	-177.292	-179.509
Charges d'achat des certificats verts	14.868	15.535	16.607	17.370	18.280
Charges émanant de factures émises par la société FeReSO ou d'autres sociétés dans le cadre du processus de réconciliation	313	309	308	314	321
TOTAL OSP	19.567	20.155	22.184	25.648	29.374
TOTAL non contrôlables	686.543	677.532	674.804	682.894	691.316
	16,88%	16,92%	16,92%	17,08%	17,13%

Les hypothèses sur lesquelles l'AIESH s'est basée pour proposer ce budget, et dont la CWaPE a contrôlé la pertinence et la raisonnable, sont décrites dans les sections qui suivent.

3.3. Les charges nettes opérationnelles non contrôlables hors OSP

3.3.1. Charges et produits émanant de factures de transit émises ou reçues par le GRD

Les charges et les produits de transit des années 2025 à 2029 proposés par l'AIESH sont repris dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 21 CHARGES ET PRODUITS DE TRANSIT DES ANNEES 2019 A 2029

Intitulé	Réalité 2019	Réalité 2020	Réalité 2021	Réalité 2022	Meilleure estimation 2023	Meilleure estimation 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
	Montant	Montant	Montant	Montant	Montant	Montant	Montant	Montant	Montant	Montant	Montant
Charges relatives au transit entre GRD	28.235	17.060	17.794	27.941	29.037	37.096	37.835	39.287	40.795	42.360	43.989
Produits relatifs au transit entre GRD (signe négatif)	-3.128	-3.006	-2.413	-2.412	-3.234	-4.132	-4.214	-4.376	-4.544	-4.718	-4.899
Charges nettes relatives au transit	25.107	14.054	15.381	25.529	25.803	32.965	33.621	34.911	36.251	37.642	39.090

Les budgets des charges et produits de transit des années 2025 à 2029 ont été établis sur la base des hypothèses suivantes :

- 1) une estimation des volumes de transit entrant et sortant provenant des volumes de transit entrant et sortant réels 2022, augmentés en 2024 de 20,54 % représentant le poids des volumes de transit provenant de la reprise du réseau de Couvin, multipliés par les projections d'ELIA pour la partie « Heating » et « E-mobility » de 2022 à 2023.

GRAPHIQUE 2 PROJECTION DES CONSOMMATIONS ELIA

GRAPHIQUE 1 | ÉLECTRICITÉ EN BELGIQUE - CONSOMMATION ANNUELLE HISTORIQUE ET PROJECTION POUR LE FUTUR

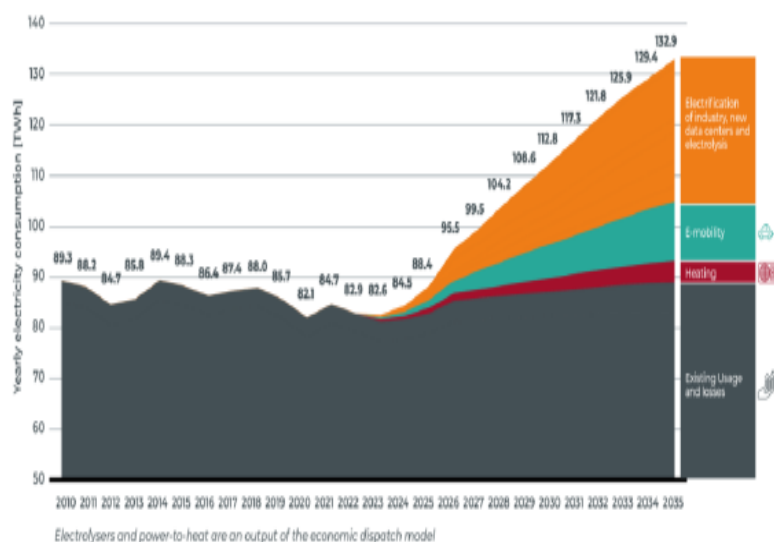


TABLEAU 22 EVOLUTION DES VOLUMES – HYPOTHESES AIESH

	01/01/20xx		31/12/20xx		Croissance
2023	82,9 TWh		82,6 TWh		-0,3619%
2024	82,6 TWh		83 TWh		0,4843%
2025	83 TWh		84,66 TWh		2,0000%
2026	84,66 TWh		86,354 TWh		2,0009%
2027	86,354 TWh		88,082 TWh		2,0011%
2028	88,082 TWh		89,845 TWh		2,0015%
2029	89,845 TWh		91,65 TWh		2,0090%

- 2) un prix unitaire budgété 2025 équivalent au prix unitaire réel 2022 indexé selon les taux de l'indice santé 2023, 2024 et 2025 ;
- 3) un prix unitaire budgété pour la période 2026-2029 équivalent au prix unitaire 2025 budgété indexé annuellement.

Les indices santé utilisés par l'AIESH correspondent à ceux transmis par la CWaPE, à savoir :

- Le 6 juin dernier, le Bureau Fédéral du Plan a publié sur son site internet les prévisions de l'indice santé pour les années 2023 et 2024.
- Ce 15 juin, le Bureau Fédéral du Plan a publié les « perspectives économiques 2023-2028 » qui inclut les prévisions de l'indice santé jusque 2028⁷.

TABLEAU 23 VALEUR PREVISIONNELLE INDICE SANTE RETENUS PAR L'AIESH

Année	Valeur prévisionnelle indice santé
2023	4,3%
2024	3,6%
2025	1,8%
2026 - 2029	1,8%

3.3.2. Charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour la couverture des pertes en réseau électrique

Les charges d'achat d'électricité pour la couverture des pertes des années 2019 à 2029 sont reprises dans le tableau ci-dessous.

⁷ https://www.plan.be/uploaded/documents/202306150854550.FOR_MIDTERM_2328_STAT_12846_F.pdf

TABLEAU 24 CHARGES D'ACHAT D'ELECTRICITE POUR LA COUVERTURE DES PERTES DES ANNEES 2019 A 2029

Coût d'achat pour la compensation des pertes sur le réseau	Réalité 2019	Réalité 2020	Réalité 2021	Réalité 2022	Meilleure estimation 2023	Meilleure estimation 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Trans HT	64.896	52.940	47.402	50.839	192.987	166.660	139.042	137.094	136.827	139.565	142.369
26-1kV	37.500	31.268	26.985	28.942	95.582	154.735	129.110	127.302	127.053	129.596	132.200
Trans BT	1.875	760	2.280	2.446	8.573	12.772	10.616	10.468	10.447	10.656	10.871
BT	607.327	511.055	482.910	517.928	1.901.233	1.798.691	1.500.918	1.479.900	1.477.009	1.506.572	1.536.839
TOTAL	711.598	596.023	559.577	600.155	2.198.375	2.132.858	1.779.686	1.754.764	1.751.336	1.786.390	1.822.279

3.3.2.1. Volumes d'achat d'électricité pour la couverture des pertes en réseau

Les volumes d'achat d'électricité pour la couverture des pertes en réseau (tous niveau de tension confondus) budgétés au sein de la proposition de revenu autorisé 2025-2029 sont repris dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 25 VOLUMES D'ACHAT D'ELECTRICITE POUR LE COUVERTURE DES PERTES DES ANNEES 2019 A 2029

Volumes d'achat (MWh) pour la compensation des pertes sur le réseau	Réalité 2019	Réalité 2020	Réalité 2021	Réalité 2022	Meilleure estimation 2023	Meilleure estimation 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Trans HT											
26-1kV											
Trans BT											
BT											
Total Volume	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Les hypothèses pour les volumes de pertes 2025-2029 sont identiques à celles utilisées pour la période 2024.

Les volumes de perte budgétés pour la période 2025-2029 tiennent compte d'un poids de 29 % de perte en plus pour Couvin. Ensuite, les volumes évoluent selon les mêmes hypothèses que celles retenues pour les volumes de transit (voir point 3.3.1 ci-dessus).

3.3.2.2. Prix d'achat d'électricité pour la couverture des pertes

Les prix d'achat d'électricité pour la couverture des pertes en réseau budgétés au sein de la proposition de revenu autorisé 2025-2029 sont repris dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 26 PRIX D'ACHAT ELECTRICITE POUR LA COUVERTURE DES PERTES DES ANNEES 2019 A 2029

CONFIDENTIEL

Pour rappel, le marché relatif à l'achat d'électricité pour couvrir les pertes de l'AIESH est un marché conjoint au niveau d'AREWAL.

A la date d'analyse du dossier relatif à la demande de revenu autorisé 2025-2029, AREWAL ne disposait pas encore de marchés publics pour la couverture des pertes pour la période 2026-2029.

AREWAL vient de recevoir une offre pour son marché 2025 qui a été approuvée par son Conseil d'Administration. Il s'agit d'un marché à ordre, comme préconisé par la CWaPE. AREWAL vient de commencer à réaliser ses premiers clicks.

Le prix unitaire tous fournisseurs confondus de l'année **2025** s'élève à **CONFIDENTIEL** par MWh. Il a été déterminé sur la base du contrat d'achat d'électricité conclu pour l'année 2025 avec **CONFIDENTIEL** et des clicks opérés par AREWAL en janvier 2024.

AREWAL organise l'achat de fourniture d'électricité au travers d'un marché public divisé en 4 lots :

- Lot 1 Fourniture Eclairage Public ;
- Lot 2 Fourniture des Besoins Propres ;
- Lot 3 Fourniture des OSP ;
- Lot 4 Fourniture des pertes réseaux des trois gestionnaires de réseaux.

Le prix est composé d'une rémunération exprimée en euros, proportionnelle à l'énergie consommée dans le mois en question et égale à la somme arithmétique de l'énergie consommée dans les heures normales et les heures creuses. Les coûts de fourniture budgété est calculé à partir d'une combinaison des éléments suivants :

- **Cf** : coût de fourniture annuel en €.
- **Cj** : consommations heures pleines d'une année en MWh.
- **Cn** : consommations heures creuses d'une année en MWh.
- **Endex Cal** : Endex Cal est la cotation « OTC » pour baseload en €/MWh pour la période considérée, fixée par l'Endex Marché Belge. La publication en fin de journée j par Endex est valable pour toute la transaction en J. J est le jour de fixation d'une tranche de prix.
- **Belpex Average** : Prix moyen mensuel de toutes les heures du mois pour l'électricité négocié sur le Belpex DAM. Cet indice est déterminé chaque mois de l'année par la moyenne arithmétique des indices des prix horaires sur toutes les heures du mois de consommation.
- **A** : coefficient tarifaire des heures pleines (Endex).
- **A'** : coefficient tarifaire des heures pleines (Belpex).
- **C** : coefficient tarifaire des heures creuses (Endex).
- **C'** : coefficient tarifaire des heures creuses (Belpex).
- **B** : terme proportionnel en €/MWh (Endex).
- **B'** : terme proportionnel en €/MWh (Belpex).
- **D** : terme proportionnel en €/MWh (Endex).
- **D'** : terme proportionnel en €/MWh (Belpex)

Pour les années 2026 et 2027-2029, l'AIESH a appliqué les paramètres du contrat d'achat 2025 aux indices CAL 26 (année 2026) et CAL 27 (années 2027 à 2029) datés de mi-janvier 2024⁸.

3.3.3. Charges émanant de factures émises par la société FeReSO ou d'autres sociétés dans le cadre du processus de réconciliation

Les charges liées au processus de réconciliation (hors OSP) des années 2019 à 2029 sont reprises dans le tableau ci-dessous.

8

<https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKewjbpvTe3c2EAXVJU6QEHehSAW0QFnoECA0QAw&url=https%3A%2F%2Fbusiness.engie.be%2Ffr%2Felectricite-gaz%2Fmarche-energie%2Fcours-du-jour%2F&usq=AOvVaw15eQjq8ZFvQsFAv0aONkEa&opi=89978449>

TABLEAU 27 CHARGES LIEES AU PROCESSUS DE RECONCILIATION FERESO (HORS OSP) DES ANNEES 2019 A 2029

Charges émanant de factures émises par la société FeReSO ou d'autres sociétés dans le cadre du processus de réconciliation hors OSP											
Intitulé	Réalité 2019	Réalité 2020	Réalité 2021	Réalité 2022	Meilleure estimation 2023	Meilleure estimation 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Charges émanant de factures émises par la société FeReSO ou d'autres sociétés dans le cadre du processus de réconciliation	18.447	15.896	-9.344	98.005	70.341	74.550	58.518	57.699	57.586	58.739	59.919
Volume net de réconciliation	Non communiqué pour ne pas permettre le recalcul du prix d'achat										
Prix unitaire moyen	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL

Les volumes de réconciliation hors OSP sont déterminés exactement de la même manière que les volumes de transit (voir point 3.3.1 ci-dessus).

Le prix d'achat est quant à lui déterminé selon les mêmes hypothèses du prix d'achat d'électricité pour la couverture des pertes (voir point 3.3.2.2 ci-dessus).

3.3.4. Redevance de voirie

Les charges relatives à la redevance de voirie des années 2019 à 2029 sont reprises dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 28 CHARGES RELATIVES A LA REDEVANCE DE VOIRIE DES ANNEES 2019 A 2029

Intitulé	Réalité 2019	Réalité 2020	Réalité 2021	Réalité 2022	Meilleure estimation 2023	Meilleure estimation 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Charges relatives à la redevance de voirie	504.081	515.982	502.205	534.992	534.992	637.773	637.773	637.773	637.773	637.773	637.773

Le budget des charges relatives à la redevance de voirie des années 2025 à 2029 a été établi sur la base de la redevance de voirie réelle 2022 et est considéré comme stable pour toute la période.

Il a été tenu compte d'un montant de 102.781 € pour la redevance de voirie relative à la reprise du réseau de la ville de Couvin.

3.3.5. Charges fiscales résultant de l'application de l'impôt des sociétés

Les charges fiscales relatives à l'impôt des sociétés des années 2025 à 2029 sont reprises dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 29 CALCUL DES CHARGES FISCALES DES ANNEES 2025 A 2029

Intitulé		Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Marge équitable	(A)	2.442.234	2.447.329	2.449.555	2.459.159	2.466.421
Charges d'intérêts sur emprunt (signe positif)	(B)	719.900	794.900	869.900	944.900	1.019.900
Taux d'imposition		25,00%	25,00%	25,00%	25,00%	25,00%
<i>Mbe brute = (Mbe nette - charges d'intérêts sur emprunt) / (1-taux impôt)</i>	[I]	2.296.445	2.203.239	2.106.207	2.019.012	1.928.695
Charges fiscales de base	[I]-(A)-(B)	-865.688	-1.038.990	-1.213.248	-1.385.046	-1.557.626
Dépenses non admises et non déductibles	(C) = Σ (1) à (8)	790.360	790.360	790.360	790.360	790.360
Amortissement de la Plus-value de réévaluation	(1)	384.160	384.160	384.160	384.160	384.160
Frais de restaurant	(2)	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500
Tickets repas	(3)	42.000	42.000	42.000	42.000	42.000
Frais de voiture (Carburant)	(4)	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500
Frais de déplacement	(5)					
Frais de réception et de représentation	(6)	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500
Frais d'assurance hospitalisation	(7)	57.700	57.700	57.700	57.700	57.700
Autres dépenses non admises (à spécifier)	(8)	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000
Taux d'imposition		25,00%	25,00%	25,00%	25,00%	25,00%
Charges fiscales complémentaires sur DNA	(9) = (C) x Taux impôt	197.590	197.590	197.590	197.590	197.590
<i>Brutage ISOC sur dépenses non admises = Charges fiscales complémentaires sur DNA / (1-taux impôt)</i>	[II]	263.453	263.453	263.453	263.453	263.453
Intérêts notionnels déductibles	(D) = (13) x (14)	0	0	0	0	0
Fonds propres au 31.12.N-1	(10)					
Plus-value de réévaluation	(11)					
Autres déductions	(12)					
Fonds propres pour calcul des intérêts notionnels	(13) = (10)-(11)-(12)	0	0	0	0	0
Taux de base des Grandes Entreprises	(14)					
Taux d'imposition		25,00%	25,00%	25,00%	25,00%	25,00%
Charges fiscales déductibles sur intérêts notionnels	(15) = (D) x Taux impôt	0	0	0	0	0
<i>Brutage ISOC sur intérêts notionnels = Charges fiscales déductibles sur intérêts notionnels / (1-taux impôt)</i>	[III]	0	0	0	0	0
Bénéfice à déclarer par le GRD	IV = [I+II-III]	2.559.899	2.466.692	2.369.660	2.282.466	2.192.149
Base imposable	V = [IV+(C)+(D)]	3.350.259	3.257.052	3.160.020	3.072.826	2.982.509
Taux d'imposition		25,00%	25,00%	25,00%	25,00%	25,00%
Charges fiscales dues sur base imposable	CF= [V] x Taux impôt	837.565	814.263	790.005	768.206	745.627
Taux d'imposition effectif	CF/Bénéfice à déclarer	32,72%	33,01%	33,34%	33,66%	34,01%
Majoration de la marge bénéficiaire équitable nette	CF/(A)	34,30%	33,27%	32,25%	31,24%	30,23%

Les charges fiscales ont été calculées annuellement sur la base de la marge bénéficiaire estimée incluant les investissements liés à Couvin et au déploiement des compteurs communicants.

L'augmentation estimée en 2024 de la reprise du réseau de Couvin sur la marge bénéficiaire équitable est de l'ordre de 17 %. Le poids de la reprise du réseau de Couvin sur la charge fiscale pour la période 2025-2029 est estimé au même pourcentage.

3.3.6. Autres impôts, taxes, redevances, surcharges, précomptes immobiliers et mobiliers

L'AIESH a budgété un infime montant pour le précompte mobilier équivalent à la moyenne des précomptes mobiliers réels 2019-2022, soit un montant fixe de 45 € par an.

TABLEAU 30 AUTRES IMPOTS, TAXES, REDEVANCES, SURCHARGES, PRECOMPTES DES ANNEES 2025 A 2029

Intitulé	Réalité 2019	Réalité 2020	Réalité 2021	Réalité 2022	Meilleure estimation 2023	Meilleure estimation 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Précompte immobilier											
Précompte mobilier	116	33	3	29	45	45	45	45	45	45	45

3.3.7. Cotisations de responsabilisation de l'ONSSAPL

Les cotisations de responsabilisation ONSSAPL des années 2019 à 2029 sont reprises dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 31 COTISATION DE RESPONSABILISATION ONSSAPL DES ANNEES 2019 A 2029

Montants en euro	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Secteur électricité	206.290	266.187	463.609	456.948	682.042	677.850	665.642	672.502	660.798	674.014	687.494
Secteur gaz	0	0	0	0							
Autres secteurs non régulés	15.981	14.276	17.963	20.981	38.887	38.648	37.952	38.343	37.676	38.429	39.198
Total	222.272	280.463	481.571	477.930	720.929	716.498	703.595	710.845	698.473	712.443	726.692

L'AIESH a budgété les montants de la cotisation de responsabilisation conformément aux documents reçus par le SPF.

L'augmentation provient d'une part de la révision de la masse salariale des agents nommés actifs du gestionnaire de réseau de distribution sur la base des données réelles 2022 reçues du SPF et d'autre part d'une augmentation des cotisations de responsabilisations individuelles :

TABLEAU 32 COTISATION DE BASE (CB) ET DE RESPONSABILISATION (CR) DE 2021 A 2028⁹

Cotisations de base (CB) et de responsabilisation (CR) de 2021 à 2028 (cot. personnelles de 7,5 % incluses)			
	CB ex-pool 1 avant réduction/ après réduction	CB ex-pool 2, 3 et 4 et ZP	CR théorique
2021	41,5 % (38,5 %)	41,5 %	50 %
2022	43 % (40 %)	43 %	50 %
2023	44 % (41 %)	44 %	66 % ⁷
2024	45 % (42 % ? ⁸)	45 %	75 %
2025	45 ou 46 % ? ⁸	45 ou 46 % ?	78 ou 77 % ? ¹⁰
2026	45 ou 46 % ?	45 ou 46 % ?	81 ou 80 % ?
2027	45 ou 46 % ?	45 ou 46 % ?	84 ou 83 % ?
2028	45 ou 46 % ?	45 ou 46 % ?	86 ou 85 % ?

Source : Service fédéral des Pensions

3.3.8. Charges de pension non-capitalisées

L'AIESH n'a pas de charges de pension non-capitalisées.

⁹ https://www.uvcw.be/no_index/articles-pdf/download/7805.pdf

3.4. Les charges et produits non-contrôlables OSP

3.4.1. Charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD

Les charges d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD des années 2019 à 2029 sont reprises dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 33 CHARGES D'ACHAT D'ELECTRICITE POUR L'ALIMENTATION DE LA CLIENTELE DES ANNEES 2019 A 2029

Clients "fournisseur X"											
Intitulé	Réalité 2019	Réalité 2020	Réalité 2021	Réalité 2022	Meilleure estimation 2023	Meilleure estimation 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Volume en MWh	Non Communiqué pour ne pas permettre le recalcul du prix d'achat										
Prix unitaire (€/MWh)	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL
Coûts d'achat	0	0	0	0	26.814	20.589	17.235	17.039	17.043	17.413	17.784
Clients protégés											
Intitulé	Réalité 2019	Réalité 2020	Réalité 2021	Réalité 2022	Meilleure estimation 2023	Meilleure estimation 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Volume en MWh	Non Communiqué pour ne pas permettre le recalcul du prix d'achat										
Prix unitaire (€/MWh)	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL
Coûts d'achat	78.485	82.182	81.224	93.003	259.497	300.216	248.670	243.384	241.122	244.137	247.190
TOTAL											
Intitulé	Réalité 2019	Réalité 2020	Réalité 2021	Réalité 2022	Meilleure estimation 2023	Meilleure estimation 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Volume en MWh	Non Communiqué pour ne pas permettre le recalcul du prix d'achat										
Prix unitaire (€/MWh)	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL
Coûts d'achat	78.485	82.182	81.224	93.003	286.311	320.805	265.906	260.424	258.164	261.550	264.974

3.4.1.1. Volumes d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle

Les volumes d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle budgétés au sein de la proposition de revenu autorisé 2025-2029 sont budgétés selon les hypothèses suivantes :

- Pour les clients protégés : les volumes budgétés correspondent à la dernière estimation connue pour l'AIESH (31/12/2023) à laquelle on ajoute le nombre de clients protégés estimé selon la volumétrie communiquée par ORES lors de la reprise du réseau de Couvin et augmentés annuellement de 1,25 % pour la période 2025-2029 ;
- Pour les clients sous fournisseur X : les volumes budgétés correspondent au nombre moyen de clients « sous fournisseur X » du dernier trimestre 2023 augmenté annuellement de 2 % et avec une consommation annuelle moyenne de 3.500 KWh par client.

3.4.1.2. Prix d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle

Les hypothèses pour le prix d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD sont identiques à celles des pertes ((cf. point 3.3.2.2. de la présente annexe).

3.4.2. Charges de distribution supportées par le GRD pour l'alimentation de la clientèle propre

Les charges de distribution pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD des années 2019 à 2029 sont reprises dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 34 CHARGES DE DISTRIBUTION POUR L'ALIMENTATION DE LA CLIENTELE DES ANNEES 2019 A 2029

Clients "fournisseur X"											
Intitulé	Réalité 2019	Réalité 2020	Réalité 2021	Réalité 2022	Meilleure estimation 2023	Meilleure estimation 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Volume en MWh					147	151	154	158	161	165	168
Tarif distribution moyen					111	115	113	115	117	119	122
Coûts de distribution	0	0	0	0	16.283	17.271	17.426	18.142	18.879	19.637	20.416

Clients protégés											
Intitulé	Réalité 2019	Réalité 2020	Réalité 2021	Réalité 2022	Meilleure estimation 2023	Meilleure estimation 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Volume en MWh	1.340	1.649	1.889	1.888	1.423	2.194	2.222	2.250	2.278	2.306	2.335
Tarif distribution moyen	86	85	88	91	111	115	113	115	117	119	122
Coûts de distribution	115.046	140.260	165.361	171.471	157.584	251.832	251.416	259.143	267.106	275.315	283.775

TOTAL											
Intitulé	Réalité 2019	Réalité 2020	Réalité 2021	Réalité 2022	Meilleure estimation 2023	Meilleure estimation 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Volume en MWh	1.340	1.649	1.889	1.888	1.570	2.345	2.376	2.407	2.439	2.471	2.503
Tarif distribution moyen	86	85	88	91	111	115	113	115	117	119	122
Coûts d'achat	115.046	140.260	165.361	171.471	173.867	269.103	268.842	277.285	285.986	294.952	304.191

Les volumes pris en considération pour la détermination des charges de distribution pour l'alimentation de la clientèle propre sont identiques aux volumes d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle (cf. point 3.4.1.1. de la présente annexe).

Les prix unitaires de distribution budgétés correspondent aux derniers tarifs de distribution de l'AIESH valable au 1^{er} janvier au 31 décembre 2024. Les tarifs de distribution ont ensuite été indexés annuellement aux indices santé correspondant à ceux transmis par la CWaPE le 15 juin 2023 (voir tableau 23).

3.4.3. Charges de transport supportée par le GRD pour l'alimentation de la clientèle propre

Les charges de transport pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD des années 2025 à 2029 sont reprises dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 35 CHARGES DE TRANSPORT POUR L'ALIMENTATION DE LA CLIENTELE DES ANNEES 2025 A 2029

Clients "fournisseur X"												
Intitulé	Réalité 2019	Réalité 2020	Réalité 2021	Réalité 2022	Meilleure estimation 2023	Meilleure estimation 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029	
Volume en MWh					147	151	154	158	161	165	168	
Tarif transport moyen					25	26	26	26	27	27	28	
Coûts de transport	0	0	0	0	3.624	3.843	4.004	4.168	4.338	4.512	4.691	
Clients protégés												
Intitulé	Réalité 2019	Réalité 2020	Réalité 2021	Réalité 2022	Meilleure estimation 2023	Meilleure estimation 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029	
Volume en MWh	1.340	1.649	1.889	1.888	1.423	2.194	2.222	2.250	2.278	2.306	2.335	
Tarif transport moyen	33,24	37,17	39,34	26,52	24,65	25,54	26,00	26,47	26,94	27,43	27,92	
Coûts de transport	44.543	61.306	74.310	50.068	35.068	56.041	57.763	59.538	61.368	63.254	65.198	
TOTAL												
Intitulé	Réalité 2019	Réalité 2020	Réalité 2021	Réalité 2022	Meilleure estimation 2023	Meilleure estimation 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029	
Volume en MWh	1.340	1.649	1.889	1.888	1.570	2.345	2.376	2.407	2.439	2.471	2.503	
Tarif transport moyen	33	37	39	27	25	26	26	26	27	27	28	
Coûts de transport	44.543	61.306	74.310	50.068	38.691	59.884	61.767	63.707	65.706	67.765	69.888	

Les volumes pris en considération pour la détermination des charges de transport pour l'alimentation de la clientèle propre sont identiques aux volumes d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle (cf. point 3.4.1.1. de la présente annexe).

Les prix unitaires de transport ont été définis sur la base des tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport applicable du 1^{er} mars 2023 au 29 février 2024. Ces prix unitaires sont ensuite indexés annuellement aux indices santé correspondant à ceux transmis par la CWaPE le 15 juin 2023 (voir tableau 23).

3.4.4. Produits issus de la facturation de la fourniture d'électricité à la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution

Les produits issus de la facturation de la fourniture d'électricité à la clientèle propre du GRD des années 2019 à 2029 sont repris dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 36 PRODUITS ISSUS DE LA FACTURATION DE LA FOURNITURE D'ELECTRICITE A LA CLIENTELE DES ANNEES 2019 A 2029

Clients "fournisseur X"												
Intitulé	Réalité 2019	Réalité 2020	Réalité 2021	Réalité 2022	Meilleure estimation 2023	Meilleure estimation 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029	
Produits issus de la facturation (signe négatif)					-54.341	-57.637	-60.039	-62.509	-65.048	-67.659	-70.342	
Volume en MWh					147	151	154	158	161	165	168	
Prix unitaire moyen hors régularisation	0,00	0,00	0,00	0,00	-369,66	-382,97	-389,87	-396,88	-404,03	-411,30	-418,70	
Régularisations et corrections (signes négatifs en cas de produits)												
Clients protégés												
Intitulé	Réalité 2019	Réalité 2020	Réalité 2021	Réalité 2022	Meilleure estimation 2023	Meilleure estimation 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029	
Produits issus de la facturation (signe négatif)	-168.653	-224.287	-286.243	-316.982	-238.848	-381.700	-379.758	-384.507	-389.316	-394.185	-399.114	
Volume en MWh	1.340	1.649	1.889	1.888	1.423	2.194	2.222	2.250	2.278	2.306	2.335	
Prix unitaire moyen hors régularisation	-125,86	-135,99	-151,54	-167,89	-167,89	-173,94	-170,92	-170,92	-170,92	-170,92	-170,92	
Régularisations et corrections (signes négatifs en cas de produits)												

Les volumes pris en considération pour la détermination des charges de transport pour l'alimentation de la clientèle propre sont identiques aux volumes d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle (cf. point 3.4.1.1. de la présente annexe).

Le prix unitaire moyen de facturation aux clients « fournisseur X » a été établi sur la base du tarif du 4^{ème} trimestre 2023 (partie variable) et du client-type Dc (1.600 KWh heure pleine et 1.900 KWh heure creuse). Le total ainsi obtenu a été divisé par 3.500 KWh pour obtenir un tarif moyen du KWh. Ce prix unitaire 2023 a ensuite été indexé annuellement aux indices santé correspondant à ceux transmis par la CWaPE le 15 juin 2023 (voir tableau 23).

Le prix unitaire moyen de facturation de la fourniture d'électricité de l'année 2023 (clients protégés) a été établi sur la base du prix unitaire moyen de facturation de la fourniture d'électricité à la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution réel 2022. Il a ensuite été indexé annuellement aux indices santé correspondant à ceux transmis par la CWaPE le 15 juin 2023 (voir tableau 23).

3.4.5. Compensation versée par la CREG

Les produits versés par la CREG au titre de compensation pour les clients protégés fédéraux des années 2019 à 2029 sont repris dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 37 PRODUITS ISSUS DE LA COMPENSATION CREG DES ANNEES 2019 A 2029

Compensation CREG											
Intitulé	Réalité 2019	Réalité 2020	Réalité 2021	Réalité 2022	Meilleure estimation 2023	Meilleure estimation 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Compensation CREG (signe négatif)	-53.577	-49.142	-121.853	-137.022	-103.247	-164.998	-164.159	-166.212	-168.290	-170.395	-172.526

Le budget de la compensation CREG a été calculé sur la base de la dernière réalité connue (réel 2022) et extrapolée en ajoutant les clients protégés provenant de la reprise du réseau de Couvin. Les hypothèses relatives au nombre de clients protégés sont identiques à celles retenues pour l'alimentation de la clientèle (cf. point 3.4.1.1. de la présente annexe).

L'estimation des produits versés par la CREG au titre de compensation pour les clients protégés fédéraux est ensuite indexée annuellement aux indices santé correspondant à ceux transmis par la CWaPE le 15 juin 2023 (voir tableau 23).

3.4.6. Charges d'achat des certificats verts pour l'alimentation de la clientèle

Les charges, volumes et prix unitaire d'achat des certificats verts pour l'alimentation de la clientèle des années 2019 à 2029 sont reprises dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 38 CHARGE, VOLUMES ET PRIX D'ACHAT DES CERTIFICATS VERTS DES ANNEES 2019 A 2029

Intitulé	Réalité 2019	Réalité 2020	Réalité 2021	Réalité 2022	Meilleure estimation 2023	Meilleure estimation 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Volumes fournis non-soumis au quota (MWh)	462	471	398	311	389	599	629	661	694	729	765
Volumes fournis soumis au quota (MWh)	877	1.182	1.483	1.887	1.034	1.595	1.675	1.759	1.846	1.939	2.036
Quota en %	37,28%	38,38%	38,85%	39,33%	39,80%	40,28%	43,34%	43,13%	43,91%	43,74%	44%
Volume à financer	327	454	576	742	412	642	726	758	811	848	892
Prix unitaire	66	67	66	77	66	66	66	66	66	66	66
Charges d'achat certificats verts	21.514	30.437	38.162	57.058	27.162	42.404	47.907	50.058	53.512	55.970	58.903

4. LES CHARGES NETTES RELATIVES AU DEPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS (CNCC)

4.1. Projet de déploiement des compteurs communicants électricité

4.1.1. Choix technologiques

À la suite de l'adoption du Décret « compteurs communicants » en juillet 2018 et de l'obligation décrétales qui en découle, l'AIEG, l'AIESH et le REW ont décidé de mettre en commun au sein d'Arewal les activités du déploiement de compteurs communicants relatives :

- aux marchés publics communs ;
- au support informatique ;
- au Project Management ; et
- à la gestion du Smart Prepayment.

Arewal est une structure commune fondée par les 3 GRDs wallons AIEG, REW, AIESH en 2015 qui a pour but la mise en place des projets communs tels que le développement de l'activité de comptage intelligent et de réseau intelligent.

Son activité consiste à centraliser l'ensemble des moyens informatiques communs aux 3 GRDs, de réaliser des marchés conjoints de toute nature et de prendre en charge la gestion des projets communs grâce à ses ressources internes propres.

Chaque gestionnaire de réseau sera quant à lui responsable de l'achat des compteurs communicants et de la gestion du déploiement de ceux-ci sur son réseau.

Dans un souci de ne pas être complètement dépendant d'un seul fournisseur, la solution retenue consiste en des compteurs électricité produits par les sociétés Iskraemeco, landis et Sagemcom.

Le marché passé par Arewal et attribué à la firme Iskra porte sur la fourniture de l'ensemble des équipements software et hardware nécessaire à la maîtrise de la chaîne Meter to Cash (M2C) comprenant la liaison avec les outils existants (ERP, SIG) et le marché (Clearing House, CMS Atrias, PPP, DIME) ainsi que la publication des informations vers l'utilisateur final.

Le marché attribué comprend deux lots.

Le premier lot concerne la fourniture de compteurs dits communicants et l'outil de récolte des données enregistrées dans le compteur (HES : Head End System / HES).

Le second lot comprend le solde de l'infrastructure M2C à mettre en place pour récolter, traiter, valider et échanger l'information reçue et envoyée vers le marché et le compteur.

La fourniture des compteurs sera attribuée pour une durée de 4 ans, mais le support des systèmes M2C doit couvrir toute la durée de vie du compteur, à savoir 15 ans.

Plus spécifiquement, le contrat conclu avec Iskraemeco prévoit que le compteur doit notamment répondre aux exigences suivantes :

- Conformité aux normes et interopérabilité IDIS (« Interoperable Device Interface Specification ») ;
- Mesure de l'énergie active suivant ToU (Time of Use) (jusqu'à 10 tarifs) ;

- Enregistrement de courbes de charge (durée jour/heure/30-15-5 à 1 min pour toutes les grandeurs mesurées, 4 sous-compteurs (gaz, eau, chaleur)) ;
- La programmation du compteur, ainsi que la mise à niveau Firmware, peuvent être effectuées localement (via le port optique) ou à distance, en conformité avec les niveaux de sécurité prédéfinis ;
- Dispositif de coupure interne ;
- Basculement en mode prépaiement :
 - o Gestion et affichage du solde validé venant du PPP Atrias une fois par jour ;
 - o Gestion et affichage du crédit de secours ;
- Le compteur doit permettre de couper ou de limiter l'énergie ou la puissance (jusqu'à 120 Amps) mise à disposition ou rendue au réseau par le biais d'un interrupteur contrôlable par le processeur du compteur. L'URD doit pouvoir être habilité à rétablir le compteur une fois coupé par des moyens locaux au moyen d'un bouton poussoir ou le GRD à distance ;
- Le compteur doit pouvoir fournir une indication sur la qualité de la fourniture en tension selon un intervalle programmable de 90 % à 110 % de la tension nominale de distribution et d'établir un reporting des anomalies constatées ;
- Communication :
 - o Port P1 pour l'envoi de données locales de mesure de base et de leur statut sur le système de comptage d'une manière simple et standardisée ;
 - o Port P3 communication pour la communication bidirectionnelle distant (interface P3) ;
 - o Interface M-Bus pour lire jusqu'à 4 autres compteurs (chaleur, gaz, eau) (interface P2) ;
 - o Communication RS 485 avec d'autres appareils de comptage (exclusif de nuit, production).

Le compteur doit permettre la possibilité de commander des appareils domestiques « intelligents » dans le cadre de « Demand Side Management », de la flexibilité, de la transition énergétique (enclenchement du chauffe-eau, de machine à laver, pompe à chaleur, production, recharge véhicule électrique...) et y incluant le cas échéant des seuils.

Pour cette fonctionnalité, toutes les commandes doivent être :

- Horodatées ;
- Munies d'une date et heure de « fin d'application » de la commande, de manière à ce que tous les compteurs ayant appliqué la commande puissent, avec certitude, retourner à l'état dans lequel ils étaient avant la commande.

La solution au niveau des ports de sortie « locaux » reprend les éléments suivants :

- La communication RS 485 permet la communication avec d'autres appareils de comptage (exclusif de nuit, production). Le bloc permet une connexion 2 ou 4 fils (pour la connexion série) et un commun.
- Le M-Bus est utilisé pour connecter des sous compteurs (Gaz, eau, chaleur) et d'autres appareils répondant à la norme M BUS. C'est un système de communication 2 fils qui fournit l'énergie aux appareils.
- Le module de communication P3 est de type pluggable. Il permet d'accueillir un module de communication 3G, 4G ou LTE, PLC 3G, Ethernet, Radio fréquence, NB-IoT (Narrowband IoT).
- Le module de communication P1 (RJ12) est un port communication uni directionnel sur lequel il est possible de connecter un appareil de type OSM (Other Service Module). Il est généralement utilisé pour connecter un home display. Il publie les données de consommation conforme aux fonctions IDIS en mode push.

Arewal n'a pas repris dans les fonctionnalités technologiques le port S1 destiné à fournir des données « brutes » à une application (CEMS) à une fréquence élevée.

Arewal a signé une convention avec Iskraemeco Benelux NV en novembre 2020 pour le marché de fourniture de compteurs communicants et d'une plateforme informatique permettant le traitement, la validation, la paramétrisation, et, la communication des données au marché et aux utilisateurs du réseau de distribution pour la période du 1^{er} décembre 2020 au 2 décembre 2024. Iskraemeco, en coopération avec Greenbird, propose le développement, la production et la livraison de compteurs communicants, d'un système HES (avec les fonctionnalités MDM incluses) et d'une solution M2C pour Arewal.

Iskraemeco a proposé à Arewal une offre pour l'installation sur site et l'installation à distance du système HES via leur partenaire Trustteam qui fournira soit l'infrastructure et le matériel informatique pour une installation sur site, soit une solution « cloud computing » avec deux centres situés à Courtrai, qui sont surveillés 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7 et sécurisés par des pare-feux redondants haut de gamme. En cas d'installation sur site, l'installation et la maintenance annuelle sont incluses.

Iskraemeco et son partenaire Greenbird fourniront à Arewal Utilihive (système M2C), une plate-forme d'intégration de Big Data native dans le cloud ou un hub d'intégration numérique spécialement conçu pour l'utilitaire numérique proposé en tant que service géré. Utilihive est un utilitaire spécialement conçu pour les services publics qui se concentre sur l'intégration d'entreprise et la fourniture de données pour les (multi-)utilitaires :

- Intégrations d'utilitaires critiques telles que Meter-to-Cash ;
- Traitement en temps réel fiable et résilient de données volumineuses ;
- Gestion et fourniture de données énergétiques afin de favoriser l'innovation ouverte (exploitation intelligente du réseau, maintenance prédictive, prévision de charges...).

Arewal budgétise des coûts pour le suivi du marché public initié en 2020 qui permettront d'utiliser les applicatifs d'Iskraemeco et de faire l'update des différents logiciels et du cloud Google et AWS pour le Web portal client.

Le type de communication se fera en LTE-LTEM et NiOT. En effet la communication 4G est possible mais risque d'être inefficace dans le cadre de compteur en cave, ou à l'intérieur d'habitation. Les technologies LTE-LTEM et NiOT permettent une pénétration du signal beaucoup plus forte et par conséquent une sécurisation de transmission des données et des télé-opérations.

Dans le budget 2019-2023, AREWAL ne disposait pas de solution technique pour les zones blanches. Une solution est maintenant envisageable (accessoires pour les compteurs Iskraemeco : antenne coupler, antenne omnidirectionnelle et câblage) et est conforme à ce qui a été discuté par le passé. Cette solution est toujours en cours de test.

4.1.2. Stratégie de déploiement des compteurs communicants

Conformément à la demande de la CWaPE, le plan de déploiement des compteurs communicants a été conçu pour couvrir uniquement les segments prioritaires identifiés à l'article 35 du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, en l'occurrence :

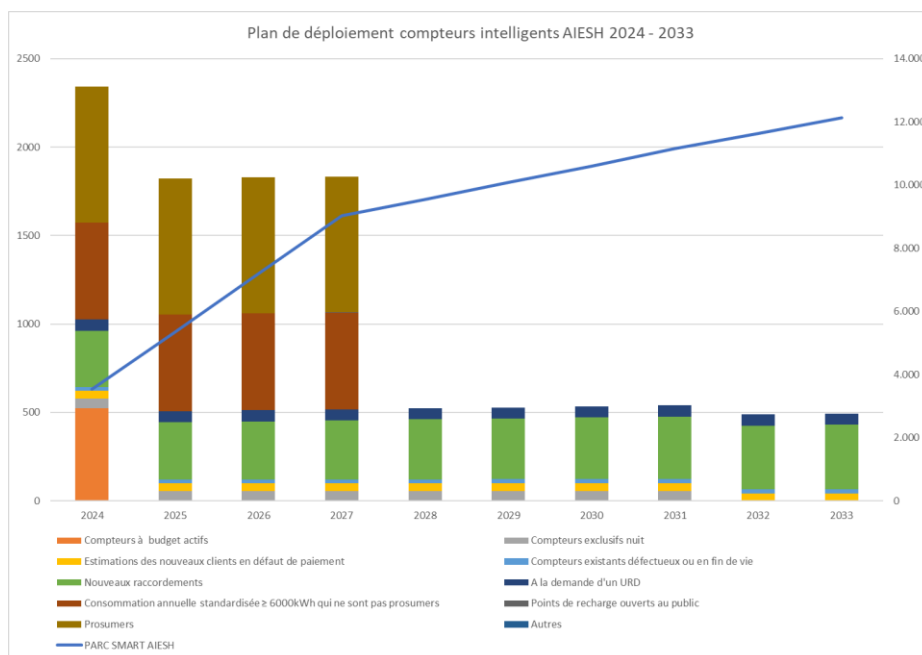
1. Segment URD compteur à budgets actifs/ URD en défaut de paiement :

- À l'initiative du GRD, remplacement de la totalité des compteurs à budget actifs au 31 décembre 2022 pour le 31 décembre 2023 (523 compteurs) ;
- Estimation de nouveau raccordement annuel équivalent 0,20 % du nombre d'EAN évolutif de l'AIESH, soit 425 compteurs pour la période 2024-2033.

2. **Segment nouveaux raccordements** : Placement de 3.414 compteurs communicants lors d'une demande de nouveau raccordement à partir du 1^{er} janvier 2024 jusqu'au 31 décembre 2033 (soit une estimation de nouveau raccordement annuel équivalent à 1,5 % du nombre d'EAN évolutif de l'AIESH).
3. **Segment remplacement compteurs (compteurs existants défectueux ou en fin de vie)** : Remplacement (2024-2033) de 681 compteurs classiques lorsqu'ils tombent en panne (soit l'ensemble des compteurs exclusifs nuit du parc AIESH au 31 décembre 2023 et une estimation que 0,10 % du nombre d'EAN évolutif de l'AIESH serait défectueux ou en fin de vie).
4. **Segment à la demande de l'URD** : Remplacement (2024-2033) de 629 compteurs à la demande des URD.
5. **Segment remplacement compteurs des URD dont la consommation annuelle est supérieure ou égale à 6.000 KWh** : Remplacement (2024-2027) de 2.187 compteurs concernés. Le placement des 80 % requis par le décret sera donc atteint le 31 décembre 2027 selon les projections de l'AIESH.
6. **Segment URD disposant d'une installation de production d'électricité** : Placement (2024-2027) de 3.070 compteurs pour les URD disposant d'une installation de production d'électricité. Le placement des 80 % requis par le décret sera donc atteint le 31 décembre 2027 selon les projections de l'AIESH.
7. **Segment points de recharge ouverts au public** : Placement (2024-2027) de 3 compteurs concernés. Le placement des 80 % requis par le décret sera donc atteint le 31 décembre 2027 selon les projections de l'AIESH.

Le graphique ci-dessous illustre la stratégie de déploiement des compteurs communicants électricité de l'AIESH entre 2022 et 2050.

GRAPHIQUE 3 STRATEGIE DE DEPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS DE L'AIESH DE 2024 A 2033



En 2029, les compteurs communicants électricité devraient représenter 44 % du parc de compteurs électricité basse tension de l'AIESH.

4.1.3. Nombre de compteurs communicants

Pour les années 2025 à 2029, l'AIESH prévoit de placer 6.535 compteurs communicants électricité repris dans le tableau ci-dessous.

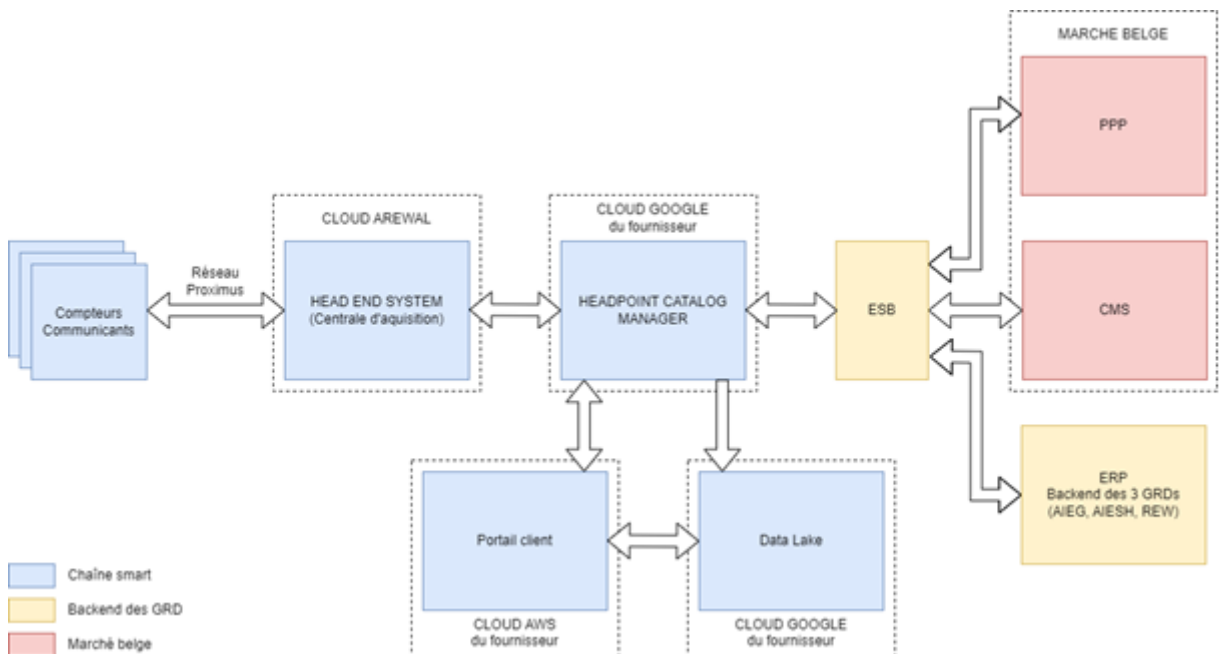
TABLEAU 39 NOMBRE DE COMPTEURS COMMUNICANTS 2025-2029

Plan de déploiement AIESH	2024	2025	2026	2027	2028	2029	TOTAL 2025-2029
Compteurs à budget actifs	523						-
Compteurs exclusifs nuit	57	57	57	57	57	57	283
Estimations des nouveaux clients en défaut de paiement	43	43	43	43	43	43	213
Compteurs existants défectueux ou en fin de vie	21	22	22	22	23	23	111
Nouveaux raccordements	319	324	329	334	339	344	1.668
A la demande d'un URD	63	63	63	63	63	63	314
Consommation annuelle standardisée $\geq 6000\text{kWh}$ qui ne sont pas	547	547	547	547			1.640
Points de recharge ouverts au public	1	1	1	1			2
Prosumers	768	768	768	768			2.303
Autres							
Nombre de compteur intelligents installés durant la période 2025-2029 :							6.535

4.1.4. Architecture informatique

Le schéma suivant présente l'architecture IT prévu par l'AIESH.

GRAPHIQUE 4 ARCHITECTURE INFORMATIQUE



4.1.4.1. Installation et remplacement de compteur

Iskra propose via son application Utilihive de chez GreenBird un processus d'installation et de remplacement des compteurs, en collaboration avec le HES choisi et la solution ERP en place.

Le MDM doit être capable d'effectuer le lien entre l'installation technique du compteur (GIS), la collecte des données dans le HES et les masters data du compteur renseigné en ERP et le Headpoint catalogue Manager (HPCM).

Les processus proposés comprendront le moins de développements possible tout en répondant aux besoins.

Dans un premier temps le dialogue entre l'ERP (haulogy) et la plateforme meter to cash a été fait par fichier .CSV. En effet, vu le faible volume de remplacement en début de projet il n'est pas nécessaire d'automatiser. À partir de fin Q2/2022 le fichier .CSV sera remplacé par de service web entre les différents composants.

Les choix des services activés sur un compteur via le « HPCM » doivent pouvoir être répercuté jusqu'au compteur.

Les modifications, telles que le régime du compteur R1/R3, les TOUs, doivent être :

- transmises au compteur quand elles sont susceptibles d'influencer la manière dont l'information est remontée du HES vers le MDM ;
- et/ou stockées dans le MDM quand elles sont susceptibles d'influencer la manière dont l'information est remontée du MDM vers ERP.

Le MDM doit être capable d'envoyer les messages de modification de service/comptage vers le HES et/ou de stocker les modifications dans le MDM. Ces instructions sont constituées principalement des messages suivants :

- Modification du régime du compteur R1/R3 ;
- (Re-)Connexion/coupure du compteur ;
- Activation/désactivation du prépaiement ;
- Correction des TMD en général.

Le MDM doit garder un historique des modifications effectuées.

4.1.4.2. Acquisition des données de mesure

Il doit être possible de lire les données de mesure à différentes fréquences, et pour différentes plages horaires. Les données de mesure sont utilisées à différentes fins : selon le régime (R1/R3), de manière 'billing relevant' ou pour information, à la demande ou à une fréquence donnée.

Les types de lecture suivants doivent être supportés (au minimum) :

- Lectures périodiques (R1) des index (monthly/yearly) par TOU et par injection/prélèvement ;
- Lecture annuelle/mensuelle (R1), des index et des volumes, par injection/prélèvement ;
- Lecture journalière des courbes de charge (R3), des index et des volumes, par injection/prélèvement ;
- Lecture à la demande pour un groupe de compteurs ;
- Lecture déclenchée par scénario marché ;

- Power quality ;
- Relecture automatique à la suite de problème de communication ou problème compteur.

Le système doit supporter tous les types de lecture. Le type de communication se fera en LTE-LTEM et NiOT.

4.1.4.3. Stockage des données

Le MDM est le système maître par rapport aux données de mesure. Il doit être capable de les collecter rapidement du HES et les envoyer vers l'ERP pour le processus M2C ainsi que dans le Data Lake (stockage long terme, reporting etc.).

Le MDM va recevoir toutes les données de mesure de HES. Pour éviter que la base de données continue à grandir, certaines données doivent être archivées.

Le MDM doit être capable d'archiver des données en fonction des règles spécifiques par type de données. Par exemple :

- Index journaliers, qui ne sont pas communiqués vers ERP, sont archivés après 10 ans ;
- Intervalles quart horaires, qui ne sont pas communiqués vers ERP, sont archivés après 5 ans ;
- Volumes horaires (données PPP), qui ne sont pas communiqués vers ERP, sont archivés après 5 ans.

Les données archivées dans le data lake sont toujours exploitables et rapidement accessibles.

4.1.4.4. VEE

Le MDM doit effectuer la validation la plus complète sur la base des données dont il dispose, c'est la partie technique de la validation.

L'objectif est de répartir la validation entre le MDM et l'ERP en fonction des données présentes dans chaque système, de manière à limiter la nécessité de synchroniser des données entre l'ERP et le MDM à la seule fin de pouvoir faire la validation :

- Le MDM sera obligatoirement en charge des règles de validation qui utilisent des données dont il est à l'origine et qu'il doit de toute façon stocker dans sa base de données. Le MDM contrôle les données de mesure manquantes, ainsi que la cohérence sur la base des mesures précédentes.
- ERP est en charge des règles de validation qui se basent sur des données contractuelles et sur des données agrégées. Il contrôle la cohérence par rapport au contrat du point de raccordement. Ceci concerne de manière temporaire les règles de validation des données annuelles relevées manuellement ou communiquer au GRD durant la période de Roll Out.
- HPCM possède les règles et le lien entre mesure et valeur contractuelle.

L'interface entre le MDM et l'ERP doit être cohérente avec les règles de validation à effectuer dans chaque système (HPCM).

Il doit être possible de configurer de nouvelles règles de validation sur la base des données de mesure collectées.

Le MDM doit inclure des règles d'estimation adaptées aux données de mesure collectées.

Les données manquantes à la suite d'un problème de lecture, de collecte ou autre, sont complétées par le MDM, en s'appuyant sur les données disponibles :

- Index ¼ horaires (élec) ;
- Index journaliers ;
- Volumes calculés ;
- Historique.

Les règles d'estimation doivent tenir compte des particularités comme prosumers, maison vide, ... L'estimation doit avoir lieu de manière automatisée en fonction de la règle choisie par l'opérateur. Il doit être possible de corriger des valeurs mesurées / estimées manuellement de manière relativement conviviale.

Les valeurs obtenues du CMS pour Synthetic Production Profile (SPP) ex post et ex ante, Real Load Profile (RLP), Synthetic Load Profile (SLP), Climate Correction Factor (KCF) et Gross Calorific Value (GCV, PCS) doivent être utilisées pour valider / estimer les données. Utiliser ces données assure une exactitude plus juste pour les estimations et validations réalisées.

4.1.4.5. Echange de données

Le MDM doit être capable d'échanger les données de mesure, les données corrigées et certaines données des compteurs.

Liste non exhaustive :

- Index journaliers lus par le compteur ;
- Intervalles quart horaires lus par le compteur pour l'électricité ;
- Intervalles horaires lus par les autres compteurs connectés ;
- Plusieurs versions des valeurs mentionnées ci-dessus : version corrigées, rectifiées, estimées, validées ;
- Les données relatives aux compteurs ;
- Les données agrégées pour analyse. Ces données peuvent éventuellement être stockées dans la base de données séparée (Data Lake) pour un accès plus rapide.

Il est important que les échanges vers les différents systèmes puissent être priorisés en fonction des groupes de compteurs : Prépaiement actif, compteurs « R1 », compteurs « R3 », Compteurs ACC.

4.1.5. Hypothèses générales

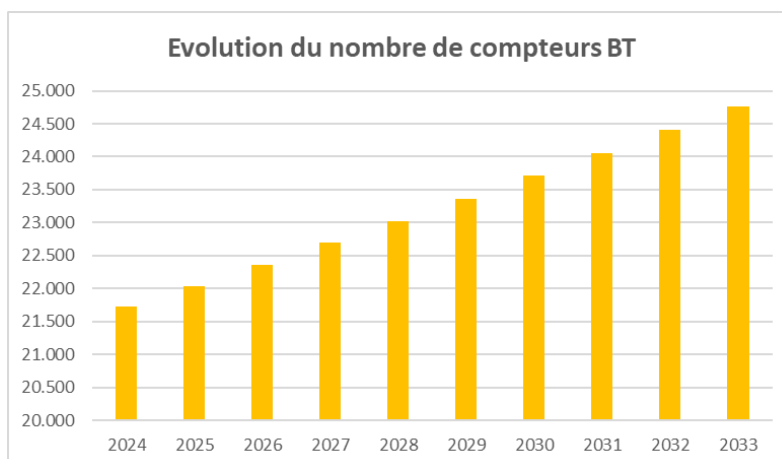
4.1.5.1. Parc de compteurs YMR et CàB

Les hypothèses et références utilisées pour le parc de compteurs électricité sont les suivantes :

TABLEAU 40 HYPOTHESES ET REFERENCES DU NOMBRE D'ÉAN

	Électricité
Nombre ÉAN BT 2024	21.266
Croissance annuelle	1,50 %
Nombre ÉAN Exclusif nuit	453 (stable)

GRAPHIQUE 5 ÉVOLUTION DU NOMBRE DE COMPTEURS BT



Les hypothèses et références utilisées pour le parc de compteurs à budget actifs sont les suivantes :

TABLEAU 41 HYPOTHESES ET REFERENCES DU NOMBRE DE COMPTEURS A BUDGET

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Compteurs à budget actifs	Totalité remplacée au 31/12/2023									
Estimations des nouveaux clients en défaut de paiement	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43

L'AIESH considère que la totalité de son parc de compteurs à budget actifs au 31 décembre 2022 (soit 523 compteurs à budget, c'est-à-dire le parc 'réel' au 31 décembre 2020 augmenté annuellement de 1,50 %) sera remplacé au 31.12.2024 (soit un plus tard que l'AIEG et le REW).

La seconde hypothèse de l'AIESH consiste en une évolution constante des compteurs à budget pour lequel un rechargement est opéré au cours de la période. L'AIESH estime que le nombre annuel de nouvelles demandes de poses de CàB actifs représente 0,20 % par an de son nombre total d'ÉAN au 31 décembre 2024.

Enfin, l'AIESH considère que le nombre d'activations (nombre de demandes sur des compteurs à budget à carte inactifs) est égal au nombre de désactivations sur compteurs à budget à carte actifs.

4.1.5.2. Prix de l'énergie

Le prix de l'énergie retenu par l'AIESH est forfaitaire et fixé à 120 € du MWh.

4.1.5.3. Prix de l'énergie pour valorisation des gains sur les pertes

Dans les hypothèses retenues pour la valorisation des gains sur les pertes administratives, l'AIESH considère un gain de 2 % sur les volumes des pertes estimées à 10.200.000 KWh et valorisées à 120 € du MWh.

4.1.5.4. Indexation

Afin de s'aligner avec le revenu autorisé 2025-2029, l'AIESH a décidé de rajouter un taux d'indexation sur le coût des compteurs communicants et sur le coût du personnel d'Arewal de 1,80 %.

Les autres composantes de la demande de budget spécifique n'ont pas été indexées mais tiennent compte des dernières données disponibles (soit contractuelles, soit sur la base des coûts horaires actuellement pratiqués)

4.1.5.5. Scénario de référence vs scénario de déploiement

En ce qui concerne les investissements travaux pose/remplacement de compteurs, lorsqu'il s'agit de passer des coûts complets liés au déploiement des compteurs communicants à l'impact net venant en plus des charges que l'AIESH supporte déjà (même sans déployer de compteurs communicants), l'AIESH réalise la différence entre le scénario dit de déploiement (comprenant des quantités de compteurs Business as usual et des quantités venant en plus du business as usual) et le scénario dit de référence (ne comprenant lui que des quantités business as usual).

Pour tous les autres coûts (Investissements IT, Equipe projet, OPEX) l'AIESH ne considère que les coûts nets induits par le projet de déploiement des comptages communicants et il n'y a donc pas de scénario de référence. L'AIESH prend l'hypothèse que ces dépenses n'auraient pas eu lieu si on n'avait pas fait le projet.

4.1.6. Coûts d'investissement réseau

Le tableau suivant reprend le nombre de compteurs communicants que l'AIESH prévoit de placer au cours des années 2025 à 2029.

TABLEAU 42 NOMBRE DE COMPTEURS COMMUNICANTS 2025-2029

Plan de déploiement AIESH	2024	2025	2026	2027	2028	2029	TOTAL 2025-2029
Compteurs à budget actifs	523						-
Compteurs exclusifs nuit	57	57	57	57	57	57	283
Estimations des nouveaux clients en défaut de paiement	43	43	43	43	43	43	213
Compteurs existants défectueux ou en fin de vie	21	22	22	22	23	23	111
Nouveaux raccordements	319	324	329	334	339	344	1.668
A la demande d'un URD	63	63	63	63	63	63	314
Consommation annuelle standardisée $\geq 6000\text{kWh}$ qui ne sont pas	547	547	547	547			1.640
Points de recharge ouverts au public	1	1	1	1			2
Prosumers	768	768	768	768			2.303
Autres							
NOMBRE DE COMPTEURS INTELLIGENTS INSTALLÉS/an - AIESH	2.340	1.823	1.828	1.833	523	529	
Smart déjà placé au 31/12/2023	1197						
PARC SMART AIESH	3.537	5.360	7.188	9.021	9.544	10.073	
PARC AIESH (évolutif)	21.266	21.585	21.909	22.238	22.571	22.910	
% du parc AIESH en smart	16,63%	24,83%	32,81%	40,57%	42,28%	43,97%	
Nombre de compteur intelligents installés durant la période 2025-2029 :							6.535

Selon l'idée générale que les coûts indirects de l'AIESH sont déjà couverts par les coûts contrôlables du revenu autorisé, il ne peut pas être porté à charge des compteurs communicants hors BAU et décret la moindre quote-part de coûts indirects complémentaires. Dès lors, la CWaPE a mis en place deux prix unitaires distincts :

- Un prix unitaire BAU constitué de Coûts Directs et uniquement de Coûts Indirects
- Un prix unitaire hors BAU/décret constitué de Coûts Directs et uniquement de Surcoûts (coûts dépendant du volume de compteurs communicants Hors BAU/décret)

Les coûts unitaires de pose d'un compteur communicant 2023 ont été établis par l'AIESH selon les hypothèses suivantes :

TABLEAU 43 COUT UNITAIRE D'UN COMPTEUR COMMUNICANT

CONFIDENTIEL

1. L'AIESH n'a pas tenu compte de frais indirects dans la détermination de ses coûts unitaires BAU.
2. L'AIESH a pris en compte les mêmes coûts directs pour la détermination des coûts unitaires BAU et Hors BAU. Ces coûts directs sont constitués de la main d'œuvre technique et de la main d'œuvre administrative. L'AIESH n'a pas budgété de surcoût.
3. Coûts du compteur : l'AIESH a calculé une moyenne du prix du marché du compteur monophasé et du compteur triphasé en prenant l'hypothèse que 12 % des compteurs communicants placés seront des compteurs monophasés et 88 % des compteurs triphasés. Cette répartition est basée d'une part sur la configuration du réseau de l'AIESH, et, d'autre part sur le nombre actuel de compteurs/raccordements monophasés et triphasés du réseau.
4. Une carte SIM pour permettre la transmission des données de comptage est incluse dans les coûts unitaires.
5. Coûts de la main d'œuvre administrative : l'AIESH n'a pas considéré de coût de main d'œuvre administrative par compteur. **Ces constatations n'ont toutefois pas conduit à un refus de la proposition de revenu autorisé dans la mesure où, même en cas de rectification, l'AIESH n'aurait pas pu répercuter davantage de coûts dans son revenu autorisé étant donné le plafond fixé par la condition de l'impact marginal.**
6. Coûts de la main d'œuvre technique : l'AIESH a pris l'hypothèse d'un temps de pose moyen de 2h00 par compteur, y incluse la durée du déplacement, soit 4 compteurs par jour. La CWaPE estime que l'AIESH devrait être en mesure d'augmenter plus fortement sa productivité au fur et à mesure des années et d'ainsi réduire progressivement le temps de pose des compteurs communicants afin de parvenir à terme à une durée de 1h par compteur. **La CWaPE continuera de suivre cet élément et se réserve le droit de revoir ce point si l'AIESH sollicite à l'avenir une demande de modification de budget pour le déploiement des compteurs communicants.**
7. Coût complémentaire lié aux Zones Blanches : L'AIESH a pris comme hypothèse 1 % de zone blanche sur son territoire mais n'a pas intégré le coût des accessoires pour compteurs Iskraemeco pour les zones blanches dans son coût unitaire. **Ces constatations n'ont toutefois pas conduit à un refus de la proposition de revenu autorisé dans la mesure où, même en cas de rectification, l'AIESH n'aurait pas pu répercuter davantage de coûts dans son revenu autorisé étant donné le plafond fixé par la condition de l'impact marginal.**
8. Le coût unitaire est ainsi défini pour 2023, il est indexé annuellement au taux de 1,8 % pour le reste de la période.

Le tableau suivant reprend les coûts unitaires de pose des compteurs communicants de 2023 à 2031.

TABLEAU 44 COUT UNITAIRE D'UN COMPTEUR COMMUNICANT

CONFIDENTIEL

La multiplication du nombre de compteurs par leur coût unitaire respectif, donne le montant des investissements réseau repris dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 45 INVESTISSEMENT BRUT COMPTEURS COMMUNICANTS

Plan de déploiement AIESH	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Nombre de compteurs BAU	Non publié (permet recalcul du CU)						
Coût unitaire moyen BAU	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL
Investissement	292.543,22 €	136.198,77 €	140.499,02 €	144.938,18 €	149.520,80 €	154.251,57 €	159.135,34 €
Nombre de compteurs HORS BAU	Non publié (permet recalcul du CU)						
Coût unitaire moyen HORS BAU	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL
Investissement	137.112,49 €	696.552,33 €	519.655,97 €	529.009,78 €	538.531,95 €	45.656,13 €	46.477,94 €
						2025-2029	2.427.676,68 €

Des investissements bruts des compteurs communicants, l'AIESH déduit les interventions clients estimées sur les poses de compteurs communicants pour les nouveaux raccordements uniquement. L'AIESH a pris l'hypothèse qu'un montant de 247,6 € indexé sera facturé aux clients demandeurs. Le montant total des interventions clients sur la période 2025-2029 s'élève à 428.409 €.

Le montant des investissements nets après déduction des interventions clients s'élève quant à lui à 1.999.268 € sur la période 2025-2029.

TABLEAU 46 INVESTISSEMENT NET COMPTEURS COMMUNICANTS

	2025	2026	2027	2028	2029	2025-2029
INVESTISSEMENTS BRUTS						
Compteurs intelligents	660.154,99 €	673.947,96 €	688.052,75 €	199.907,70 €	205.613,28 €	2.427.676,68 €
INTERVENTIONS CLIENTS						
Interventions clients - clients demandeurs	- 80.167,05 €	- 82.834,21 €	- 85.590,10 €	- 88.437,68 €	- 91.380,00 €	- 428.409,04 €
INVESTISSEMENTS NETS						
Compteurs intelligents	579.987,94 €	591.113,75 €	602.462,65 €	111.470,02 €	114.233,28 €	1.999.267,64 €

4.1.7. Coûts IT

Les coûts informatiques couvrent les investissements et les coûts d'implémentation et d'infrastructures informatiques (nouveaux systèmes et adaptation de systèmes existants) nécessaires au déploiement et à la gestion du comptage intelligent. L'AIESH a défini les coûts IT en prenant les hypothèses suivantes :

- Les systèmes existants suivant nécessitent une adaptation :
 - Les logiciels de la chaîne meter to cash (Iskra/GreenBird) doivent s'intégrer avec le service Web d'Haulogy.
 - Les logiciels de la chaîne meter to cash (Iskra/GreenBird) doivent s'intégrer avec l'ERP Odoo afin de pouvoir dialoguer avec les processus marchés de la clearing house Atrias.

- L'intégration Infra IT est la mise cohérence des différentes infrastructures de l'ERP, SEP2X d'Iskra chez Trusteam, Utilihive de GreenBird chez Google cloud et du portal client Ingestic chez AWS.
 - Les utilisateurs des GRD doivent effectuer des tests afin de valider le bon fonctionnement de la chaine smart.
 - Gestion des données de comptage.
- De nouveaux systèmes informatiques devront également être implémentés :
- Paramétrage et setting du système HES (centrale de télé-lecture Iskra).
 - Paramétrage et setting du MDM (centrale de validation Greenbird).
 - Paramétrage et setting du système du MDM (central de validation Utilihive GreenBird et cout des licences).
 - Optimisation du roll out grâce à la plateforme Utilihive de Greenbrid.
 - Le SSO permet d'avoir une gestion des users managements des utilisateurs internes au GRD mais aussi pour les clients sur la plateforme de mise à disposition des données clients ainsi que pour les clients sous compteur smart PPP.

A l'heure actuelle et pour répondre à l'exigence de respect de l'impact marginal prévu par la méthodologie tarifaire 2025-2029, l'AIESH n'a budgété que l'upgrade du système HES en tant que CAPEX. Les charges opérationnelles couvrent les autres éléments IT. **Ces constatations n'ont toutefois pas conduit à un refus de la proposition de revenu autorisé dans la mesure où, même en cas de rectification, l'AIESH n'aurait pas pu répercuter davantage de coûts dans son revenu autorisé étant donné le plafond fixé par la condition de l'impact marginal.**

Globalement, le déploiement opérationnel de chaque GRD au sein d'Arewal, à savoir l'AIEG, l'AIESH et le REW, repose sur de nombreux coûts mis en commun. Contrairement à la période 2019-2023¹⁰, ceux-ci sont répartis en fonction d'une clé unique, à savoir 60 % des coûts sont répartis à concurrence de 1/3 par GRD et 40 % des coûts sont répartis en fonction du prorata du nombre d'EAN évolutif d'un GRD par rapport au nombre total d'EAN évolutif pour les 3 GRD.

¹⁰ Deux clés de répartition étaient retenues, à savoir 1/3 par GRD pour les coûts fixes et au prorata du nombre de compteur de chaque GRD pour les coûts variables

TABLEAU 47 REPARTITION PAR GRD DES COÛTS VARIABLES COMMUNS POUR LA PERIODE 2025-2029

Clé sur base du prorata d'EAN	2025	2026	2027	2028	2029
Nombre d'EAN évolutif AIEG	27.276	27.685	28.101	28.522	28.950
Nombre d'EAN évolutif REW	19.184	19.472	19.764	20.060	20.361
Nombre d'EAN évolutif AIESH	21.585	21.909	22.238	22.571	22.910
Nombre d'EAN évolutif AREWAL	68.045	69.066	70.102	71.154	72.221
AIEG	40,09%	40,09%	40,09%	40,09%	40,09%
REW	28,19%	28,19%	28,19%	28,19%	28,19%
AIESH	31,72%	31,72%	31,72%	31,72%	31,72%
60 % des coûts répartis de manière équivalente par GRD (1/3)	20,00%	20,00%	20,00%	20,00%	20,00%
40 % des coûts répartis en fonction du nombre de compteurs de chaque GRD					
AIEG	16,03%	16,03%	16,03%	16,03%	16,03%
REW	11,28%	11,28%	11,28%	11,28%	11,28%
AIESH	12,69%	12,69%	12,69%	12,69%	12,69%
Clé de répartition unique	2025	2026	2027	2028	2029
AIEG	36,03%	36,03%	36,03%	36,03%	36,03%
REW	31,28%	31,28%	31,28%	31,28%	31,28%
AIESH	32,69%	32,69%	32,69%	32,69%	32,69%

TABLEAU 48 COÛTS D'INVESTISSEMENT IT POUR LA PERIODE 2025-2029

	CF/Cv	OPEX/CAPEX	Catégorie de coût	Taux	2025	2026	2027	2028	2029
Upgrade HES Symbiote	CF	CAPEX	IT	10%	13.023,04 €	13.023,04 €	13.023,04 €	14.112,23 €	14.112,23 €
Total des CAPEX IT					13.023,04 €	13.023,04 €	13.023,04 €	14.112,23 €	14.112,23 €

Les coûts CAPEX IT de la période 2025-2029 s'élèvent à **67.294 €**.

TABLEAU 49 OPEX IT POUR LA PERIODE 2025-2029

	CF/Cv	OPEX/CAPEX	Catégorie de coût	Taux	2025	2026	2027	2028	2029
Maintenance HES Symbiote	CF	OPEX	IT		34.854,26 €	34.854,26 €	34.854,26 €	40.391,01 €	40.391,01 €
Maintenance Data Center (Hosting Trusteam)	CF	OPEX	IT		3.922,65 €	3.922,65 €	3.922,65 €	3.922,65 €	3.922,65 €
Maintenance MDM+ HPCM	CF	OPEX	IT		51.555,27 €	51.555,27 €	51.555,27 €	51.555,27 €	51.555,27 €
Maintenance Data Center hosting- google cloud + AWS : Lot 2MDM	CF	OPEX	IT		35.144,72 €	35.144,72 €	35.144,72 €	36.742,20 €	36.742,20 €
Maintenance Upgrade Web Arewal	CF	OPEX	IT		4.764,87 €	4.764,87 €	4.764,87 €	4.764,87 €	4.764,87 €
Maintenance site Web : évolutive/corrective	CF	OPEX	IT		3.937,07 €	3.937,07 €	3.937,07 €	3.937,07 €	3.937,07 €
Communication Proximus	CF	OPEX	IT		13.095,74 €	17.561,35 €	22.039,80 €	23.317,97 €	24.609,37 €
Backbone proximus Explore	CF	OPEX	IT		4.574,20 €	4.656,53 €	4.740,35 €	4.825,68 €	4.912,54 €
Infra IT Proximus	CF	OPEX	IT		19.613,41 €	19.966,45 €	20.325,85 €	20.691,71 €	21.064,16 €
Infra IT Trusteam data center	CF	OPEX	IT		1.388,62 €	1.388,62 €	1.388,62 €	1.388,62 €	1.388,62 €
Hebergement site Web	CF	OPEX	IT		628,88 €	628,88 €	628,88 €	628,88 €	628,88 €
SSO Smart	CF	OPEX	IT		3.334,25 €	3.334,25 €	3.334,25 €	3.334,25 €	3.334,25 €
Gestion de projet Smart	CF	OPEX	IT		17.831,72 €	- €	- €	- €	- €
Change management GRD (Empower yourself)	CF	OPEX	IT		37.575,73 €	18.787,87 €	- €	- €	- €
Expertise et data model API et process Mig 6	CF	OPEX	IT		21.574,58 €	21.574,58 €	- €	- €	- €
Architect IT	CF	OPEX	IT		21.247,69 €	10.623,85 €	10.623,85 €	10.623,85 €	10.623,85 €
Support opérationnel : projet smart	CF	OPEX	IT		76.491,70 €	- €	- €	- €	- €
Axe data BI Monitoring SMART	CF	OPEX	IT		25.497,23 €	- €	- €	- €	- €
TEST COMPTEURS LABORELEC	CF	OPEX	IT		9.806,63 €	- €	- €	9.806,63 €	- €
Test UAT (40x2x910,10€)	CF	OPEX	IT		- €	25.918,27 €	- €	- €	25.918,27 €
Total des OPEX IT					386.839,24 €	258.619,49 €	197.260,45 €	215.930,67 €	233.793,03 €

Les coûts OPEX IT de la période 2025-2029 s'élèvent à **1.292.443 €**.

4.1.8. Coûts de télécom

Dans le cadre de la demande de budget 2019-2023, les coûts de télécom couvraient les charges opérationnelles nettes suivantes :

- La connexion fibre Proximus permet d’avoir une liaison entre les serveurs de data Proximus et les serveurs de data de chez Iskra dans le data center de chez Trusteams.
- Les coûts de setup de Proximus sont la mise à disposition du cockpit Proximus pour la gestion des cartes sim ainsi que les coûts de mise en service de l’APN de proximus pour Arewal.
- Backbone expore proximus reliant les 3 GRD afin d’avoir une haute disponibilité en cas d’indisponibilité d’une fibre vers le data center chez Trusteams.
- Les coûts de communication pour la transmission de données de comptage.

Pour la période 2025-2029, l’AIESH n’a plus budgété de coût de télécom probablement pour rester dans les budgets alloués dans le cadre de l’impact marginal. La CWaPE prend acte de cet élément. **Ces constatations n’ont toutefois pas conduit à un refus de la proposition de revenu autorisé dans la mesure où, même en cas de rectification, l’AIESH n’aurait pas pu répercuter davantage de coûts dans son revenu autorisé étant donné le plafond fixé par la condition de l’impact marginal.**

4.1.9. Coûts équipe projet et équipe business

Durant la période 2019-2023, la stratégie retenue par AREWAL était que la gestion opérationnelle du projet de déploiement des compteurs communicants serait principalement opérée par des sous-traitants.

Aujourd’hui, le but d’AREWAL est d’engager 3 équivalents temps plein durant la période 2025-2029 afin de réduire les coûts de consultance. AREWAL prévoit d’engager :

- Mi-2025, un profil de Project Manager pour la gestion du projet de déploiement des compteurs communicants ;
- Mi-2025, un profil de Project Manager pour la gestion des analyses de Business Requirement ;
- Mi-2026, une personne pour assurer la mise en place d’un monitoring opérationnel et d’un reporting par l’exploitation des données au sein d’une architecture data.

A ces coûts s’ajoute le coût du personnel Arewal d’ores et déjà actif sur le projet, à savoir le coût estimé de 2 ETP travaillant exclusivement sur le SMART.

TABLEAU 50 OPEX IT POUR LA PERIODE 2025-2029

	CF/Cv	OPEX/CAPEX	Catégorie de coût	Taux	2025	2026	2027	2028	2029
Coûts personnel Arewal 2 ETP	CF	OPEX	Non IT		77.992,97 €	77.992,97 €	77.992,97 €	77.992,97 €	77.992,97 €
Coûts Personnel Arewal 1 ETP Support opérationnel	CF	OPEX	Non IT		38.996,49 €	38.996,49 €	38.996,49 €	38.996,49 €	38.996,49 €
Coûts Personnel Arewal 1 ETP PM	CF	OPEX	Non IT		19.498,24 €	38.996,49 €	38.996,49 €	38.996,49 €	38.996,49 €
Coûts personnel Arewal 1 ETP Data Management +Monitoring SMART	CF	OPEX	Non IT		- €	19.498,24 €	38.996,49 €	38.996,49 €	38.996,49 €

Les coûts OPEX équipe projet et équipe business de la période 2025-2029 s’élèvent à **896.919 €**.

Ces coûts sont fixes par année et n’ont pas été indexés. **La CWaPE continuera de suivre cet élément et se réserve le droit de revoir ce point si le décret se trouve modifié et que l’AIESH sollicite une demande de modification de budget pour le déploiement des compteurs communicants.**

4.1.10. Coûts de communication

Les coûts de communication repris dans le budget relatif au déploiement des compteurs communicants incluent exclusivement des coûts de marketing et de communication (brochures, vidéo...) pour un montant fixe unique de 5.721 € en 2026 et en 2028.

L'AIESH prévoit notamment la mise à disposition de brochures explicatives lors de la mise en service du compteur communicant pour ses techniciens ainsi qu'une brochure explicative de l'utilisation du compteur pour l'URD.

4.1.11. Coûts de formation

L'AIESH n'a pas budgété de coûts de formation pour la période 2025-2029. **Ces constatations n'ont toutefois pas conduit à un refus de la proposition de revenu autorisé dans la mesure où, même en cas de rectification, l'AIESH n'aurait pas pu répercuter davantage de coûts dans son revenu autorisé étant donné le plafond fixé par la condition de l'impact marginal.**

4.1.12. Autres couts

Les autres coûts budgétés par l'AIESH dans le cadre du déploiement des compteurs communicants concernent :

- Les Déchets d'Equipement Electrique et Electronique (DEEE) qui doivent être traités. Pour la période 2025-2029, l'AIESH a prévu un coût de 8 € par compteur, soit un total de 52.281 € pour la période 2025-2029 ;
- Des frais de timbre-poste destinés à couvrir les frais engagés pour les courriers envoyés pour un total de 10.043 € pour la période 2025-2029

TABLEAU 51 COUT D'ENVOI DES COURRIERS (TIMBRE-POSTE)

	CF/Cv	OPEX/CAPEX	Catégorie de coût	Taux	2025	2026	2027	2028	2029
Frais de timbres	CF	OPEX	Non IT		2.782,22 €	2.791,06 €	2.800,04 €	830,06 €	839,31 €

4.1.13. Bénéfices

Dans sa demande de budget spécifique pour le déploiement des compteurs communicants, l'AIESH a adopté une approche très optimiste en termes de bénéfices. A l'heure actuelle, l'AIESH considère que des bénéfices pourraient intervenir en cas de :

- Gestion des compteurs à budget (gestion et rechargement) : 100 % des coûts évités ;
- Changement de fournisseurs (Switch) ;
- Déménagements (Move in / Move Out) ;
- MOZA, EOC, Drop ;
- Diminution des pertes administratives ;
- Relève des compteurs : 30 % de coûts évités.

TABLEAU 52 RESUME DES BENEFICES POUR LE GRD

	CF/Cv	OPEX/CAPEX	Catégorie de coût	Taux	2025	2026	2027	2028	2029
Recette - Coûts gestion CàB	CF	OPEX	Non IT		-165.594,68 €	-168.575,39 €	-171.609,75 €	-174.698,72 €	-177.843,30 €
Recette - Coûts rechargement CàB	CF	OPEX	Non IT		-149.494,48 €	-152.185,38 €	-154.924,72 €	-157.713,36 €	-160.552,20 €
Recette - Relève de Compteurs	CF	OPEX	Non IT		- 24.386,24 €	- 32.701,88 €	- 41.041,44 €	- 43.421,59 €	- 45.826,37 €
Recette - Switchs	CF	OPEX	Non IT		- 7.970,78 €	- 10.720,39 €	- 13.255,45 €	- 13.816,93 €	- 14.366,64 €
Recette - Move-in	CF	OPEX	Non IT		- 2.100,21 €	- 2.824,70 €	- 3.492,66 €	- 3.640,61 €	- 3.785,45 €
Recette - Move out	CF	OPEX	Non IT		- 1.685,64 €	- 2.267,12 €	- 2.803,22 €	- 2.921,96 €	- 3.038,21 €
Recette - Moza	CF	OPEX	Non IT		- €	- €	- €	- €	- €
Recette - EOC/Drop	CF	OPEX	Non IT		- €	- €	- €	- €	- €
Recette - Moza + EOC + Drop	CF	OPEX	Non IT		- 8.328,87 €	- 11.202,00 €	- 13.850,95 €	- 14.437,65 €	- 15.012,06 €
Recette - Bilan énergie par cabine (pertes admin)	CF	OPEX	Non IT		- 6.078,90 €	- 8.175,88 €	- 10.109,23 €	- 10.537,44 €	- 10.956,68 €
Total des Recettes NON IT					-365.639,81 €	-388.652,74 €	-411.087,42 €	-421.188,25 €	-431.380,92 €

L'explication détaillée de ces recettes est présentée dans les points 4.1.13.1 à 4.1.13.6 ci-dessous.

Notons également que les recettes budgétées permettent de fortement diminuer le budget global pour la période 2025-2029 et contribue à plafonner le budget à l'impact marginal.

4.1.13.1. Bénéfices liés aux économies de gestion des compteurs à budget

Le remplacement des compteurs à budget actuels par des compteurs communicants devrait permettre de réduire les coûts à plusieurs niveaux. En effet, pour un client disposant d'un compteur communicant, le GRD devrait pouvoir activer ou désactiver à distance la fonction prépaiement sans devoir installer un nouveau compteur à budget spécifique ce qui réduirait les coûts opérationnels liés à la prise de rendez-vous, aux déplacements (utiles et inutiles), les coûts de gestion des rechargements par carte, les coûts de matériel (coût du compteur à budget) et les coûts de maintenance de l'outil informatique actuel de gestion du prépaiement (Talexus).

Toutefois, à moyen terme la migration des données dans les nouveaux systèmes et la gestion administrative des données (création du client, activation du portail d'accès au site Web...) engendrera également des coûts aux potentiels gains attendus. Par ailleurs, les procédures sont toujours identiques, la chaîne Talexus/carte de rechargement est remplacée par la plateforme Atrias PPP avec toujours une gestion manuelle du client, l'encodage de ses données personnelles dans le portail web, l'envoi (et renvoi éventuel en cas de perte) de ses codes d'accès pour le rechargement, le paiement des rechargements vers les fournisseurs, le contrôle des rechargements par fournisseurs, le contrôle des remboursements vers les fournisseurs etc...

L'AIESH, a pris les hypothèses suivantes afin de simuler financièrement les bénéfices liés aux économies de gestion des compteurs à budget :

- **Les coûts OSP/CàB – années de référence moyenne réel 2019 - réel 2022 :**

TABLEAU 53 COUTS OSP/CAB –REFERENCE MOYENNE R2019-R2022

	R2019	R2020	R2021	R2022	Moyenne R2019-2022
Gestion des CàB	164.553,43 €	123.365,88 €	135.285,09 €	150.434,88 €	143.409,82 €
Gestion des rechargements	169.610,60 €	119.855,92 €	213.328,12 €	12.349,23 €	128.785,97 €

- **L'impact du comptage intelligent sur les coûts de gestion des compteurs à budget :**

Globalement, Arewal estime que l'installation de nouveaux compteurs à budget ne nécessitera plus de déplacement contrairement aux hypothèses retenues pour le budget 2019-2023.

Par conséquent, il ne subsistera plus de coûts de gestion des compteurs à budget. L'AIESH a pris comme hypothèse que les recettes moyennes réelles 2019 à 2022 indexées annuellement selon les indices santé de la méthodologie tarifaire 2025-2029 constitueront les coûts évités pour la gestion des compteurs à budget (**858.322 €** pour la période 2025-2029).

TABLEAU 54 RECETTES RELATIVES AUX COÛTS DE GESTION DES CAB

	CF/Cv	OPEX/CAPEX	Catégorie de coût	Taux	2025	2026	2027	2028	2029
Recette - Coûts gestion CàB	CF	OPEX	Non IT		-165.594,68 €	-168.575,39 €	-171.609,75 €	-174.698,72 €	-177.843,30 €

▪ **L'impact du comptage intelligent sur les coûts de rechargement des compteurs à budget :**

Globalement, Arewal estime que l'installation de nouveaux compteurs à budget ne nécessitera plus de déplacement contrairement aux hypothèses retenues pour le budget 2019-2023.

Par conséquent, il ne subsistera plus de coûts de rechargement des compteurs à budget. L'AIESH a pris comme hypothèse que les recettes moyennes réelles 2019 à 2022 indexées annuellement selon les indices santé de la méthodologie tarifaire 2025-2029 constitueront les coûts évités pour le rechargement des compteurs à budget (**774.870 €** pour la période 2025-2029).

TABLEAU 55 RECETTES RELATIVES AUX COÛTS DE RECHARGEMENT DES CAB

	CF/Cv	OPEX/CAPEX	Catégorie de coût	Taux	2025	2026	2027	2028	2029
Recette - Coûts rechargement CàB	CF	OPEX	Non IT		-149.494,48 €	-152.185,38 €	-154.924,72 €	-157.713,36 €	-160.552,20 €

4.1.13.2. Bénéfices liés aux économies sur les MOZA/Drop/EOC

Les compteurs communicants devraient permettre de réduire le coût marginal des opérations de passage en EOC/MOZA pour l'AIESH. Le GRD a pris les hypothèses suivantes afin de simuler financièrement les bénéfices liés aux économies sur les coûts des MOZA/EOC :

▪ **L'impact du compteur communicant sur les opérations à distance (EOC/MOZA) :**

Les coûts spécifiques liés à des opérations nécessitant actuellement une intervention sur site et qui pourront à terme être réalisées à distance avec les compteurs communicants diminuent de manière proportionnelle à la réduction du parc de compteurs classiques.

▪ **Valorisation des bénéfices**

Les bénéfices liés aux opérations à distance (EOC, MOZA) ont été valorisés sur la base du coût unitaire réel 2019 et de 989 demandes de MOZA et EOC introduites et validées par le GRD, mis à jour avec les prix unitaires 2025 (contrairement aux autres GRDs d'AREWAL). Ce gain a ensuite été indexé annuellement et proratisé au nombre de compteurs communicants déployés (**62.832 €** pour la période 2025-2029).

Les bénéfices pour les années 2025 à 2029 sont repris dans le tableau ci-dessous :

TABLEAU 56 RESUME DES BENEFICES RELATIFS AUX MOZA / EOC / DROP

	% Gain	Prix Unitaire 2025	Nombre scénarios	Gains en euros 2025	
Moza + EOC + Drop	55%	73,39 €	831	33.540,74 €	
	2025	2026	2027	2028	2029
Nombre d'EAN évolutif AIESH	21.585	21.909	22.238	22.571	22.910
PARC SMART AIESH	5.360	7.188	9.021	9.544	10.073
PARC non-smart AIESH	16.225	14.721	13.217	13.027	12.837
% du parc AIESH en smart	24,83%	32,81%	40,57%	42,28%	43,97%
Moza + EOC + Drop : bénéfice	8.328,87 €	11.202,00 €	13.850,95 €	14.437,65 €	15.012,06 €
Indexation		1,80%	1,80%	1,80%	1,80%

4.1.13.3. Bénéfices liés aux processus de marché

Le déploiement de compteurs communicants devrait permettre d'effectuer à distance et d'automatiser les processus d'interventions terrains à la suite des processus marché ou client hors EOC/MOZA. En cas de changement de fournisseurs, un courrier est envoyé au client. Celui-ci doit communiquer l'index via courrier et encodage manuel (ou estimation). Si celui-ci est une estimation, il y a un risque de rectification dans les semaines qui vont suivre.

Avec un Smart Meter, un courrier sera également envoyé, mais l'index sera lu directement à la date du changement de fournisseur (plus d'encodage, plus de rectification...).

L'AIESH estime que ce changement de procédure (Smart Meter, Mig 6) permettra de gagner environ 15% de temps par rapport aux procédures actuelles.

Le GRD a pris les hypothèses suivantes afin de simuler financièrement les bénéfices liés aux processus de marché :

TABLEAU 57 RESUME DES HYPOTHESE RELATIVES AUX BENEFICES DES PROCESSUS DE MARCHÉ

	% Gain	Prix Unitaire 2025	Nombre scénarios
Switchs	15%	73,39 €	2.916
Honoraires	AIESH		
Heure ouvrier	62,17 €		
Heure employé	62,17 €		
Coût du déplacement	7,41 €		
Coût d'un switch	69,58 €		

▪ L'impact du compteur communicant sur les processus marché

Les coûts des petites interventions et qui pourront à terme être réalisées à distance avec les compteurs communicants diminuent de manière proportionnelle à la réduction du parc de compteurs classiques.

Les bénéfices pour les années 2025 à 2029 sont repris dans le tableau ci-dessous :

TABLEAU 58 RESUME DES BENEFICES RELATIF AUX PROCESSUS DE MARCHE

	% Gain	Prix Unitaire 2025	Nombre scénarios	Gains en euros
Switchs	15%	73,39 €	2.916	32.098,72 €

Honoraires	AIESH
Heure ouvrier	62,17 €
Heure employé	62,17 €
Coût du déplacement	7,41 €
Coût d'un switch	69,58 €

	2025	2026	2027	2028	2029
Nombre d'EAN évolutif AIESH	21.585	21.909	22.238	22.571	22.910
PARC SMART AIESH	5.360	7.188	9.021	9.544	10.073
PARC non-smart AIESH	16.225	14.721	13.217	13.027	12.837
% du parc AIESH en smart	24,83%	32,81%	40,57%	42,28%	43,97%

Switch : bénéfice	7.970,78 €	10.720,39 €	13.255,45 €	13.816,93 €	14.366,64 €
Indexation		1,80%	1,80%	1,80%	1,80%

4.1.13.4. Bénéfices liés aux Move-in et Move-out

L'AIESH considère que seuls les « move-in » qui concernent des nouveaux raccordements nécessiteront un déplacement. Tous les autres permettront une économie de coûts puisque ce processus pourra se faire à distance.

Les Move-in concernant les nouvelles installations nécessiteront toujours le passage d'un agent. En effet, le contact GRD/URD doit se faire afin de réaliser la mise en service dans de bonnes conditions de sécurité. Le Move-in « smart » sur un point scellé nécessitera également le passage d'un agent chez l'URD.

L'AIESH estime que ce changement de procédure permettra de gagner environ 25 % de temps par rapport aux procédures actuelles.

En ce qui concerne les Move-out, c'est le processus qui sera le plus impacté puisque les compteurs pourront être coupés à distance. Par principe de prudence, une marge de 50 % est prise pour couvrir les cas où une intervention sur place est nécessaire (télé-opération ne passe pas).

L'AIESH estime que ce changement de procédure permettra de gagner environ 50 % de temps par rapport aux procédures actuelles.

Le GRD a pris les hypothèses suivantes afin de simuler financièrement les bénéfices liés aux processus de marché :

- Un prix unitaire de 73,39 € correspondant aux tarifs non périodiques 2019 indexés de l'AIESH ;
- 461 Move-in et 185 Move-out.

- **L'impact du compteur communicant sur les processus marché**

Les coûts des petites interventions et qui pourront à terme être réalisées à distance avec les compteurs communicants diminuent de manière proportionnelle à la réduction du parc de compteurs classiques.

Les bénéfices pour les années 2025 à 2029 sont repris dans le tableau ci-dessous :

TABLEAU 59 RESUME DES BENEFICES RELATIF AUX MOVE-IN ET MOVE-OUT

	% Gain	AIESH		
		Prix Unitaire 2025	Nombre scénarios	Gains en euros
Move-in	25%	73,39 €	461	8.457,65 €
Move out	50%	73,39 €	185	6.788,14 €
Total gain en €				15.245,79 €

	2025	2026	2027	2028	2029
Nombre d'EAN évolutif AIESH	21.585	21.909	22.238	22.571	22.910
PARC SMART AIESH	5.360	7.188	9.021	9.544	10.073
PARC non-smart AIESH	16.225	14.721	13.217	13.027	12.837
% du parc AIESH en smart	24,83%	32,81%	40,57%	42,28%	43,97%

Move-in / Move-out : bénéfice	3.785,85 €	5.091,82 €	6.295,88 €	6.562,57 €	6.823,66 €
Indexation		1,80%	1,80%	1,80%	1,80%

4.1.13.5. Bénéfices liés à la réduction des pertes administratives

Les pertes administratives et les fraudes constituent ensemble ce que l'on appelle généralement les pertes non techniques :

- Les pertes administratives : correspondent à des volumes d'énergie non facturés à la suite d'erreurs administratives (compteurs non enregistrés dans les bases de données GRD, index erronés, ...).
- Les fraudes : correspondent à des interventions du client sur le point de comptage ou le branchement pour consommer sans que le volume d'énergie ne soit enregistré par le compteur et donc facturé.

La réduction des pertes non techniques relève de la mission générale des gestionnaires de réseaux de distribution.

Le déploiement du comptage intelligent pourrait apporter une contribution notable à la réduction des pertes administratives par les biais suivants :

- La facilitation des relevés nécessaires à des opérations spécifiques de marché (ex. : déménagement) et la possibilité d'effectuer à distance la mise en service ou la résiliation de l'accès permettent d'envisager de limiter la consommation en cas d'absence de contrat de fourniture ;
- Le remplacement systématique des compteurs électromécaniques entraîne la disparition de la sous-estimation de leurs index liée à leur vieillissement ;
- L'augmentation de la fréquence des relevés permet une détection plus rapide de la défaillance du compteur et, par conséquent, une diminution du volume d'énergie à corriger ;
- Une campagne de remplacement des compteurs fournit l'opportunité de détecter et de réintégrer des points de consommation absents des bases de données des GRD.

L'AIESH a pris les hypothèses suivantes afin de simuler financièrement les bénéfices liés à la réduction des pertes administratives : 2 % du volume des pertes valorisé à 120 € du MWh, soit 24.480 € pondéré en fonction du poids des compteurs communicant dans le parc de compteur de l'AIESH, soit :

TABLEAU 60 RESUME DES BENEFICES RELATIF PERTES ADMINISTRATIVES

	% Gain	Prix Unitaire 2025	Nombre scénarios	Gains en euros
Bilan énergie par cabine (pertes admin)	2%	0,12 €	10.200.000	24.480,00 €

	2025	2026	2027	2028	2029
Nombre d'EAN évolutif AIESH	21.585	21.909	22.238	22.571	22.910
PARC SMART AIESH	5.360	7.188	9.021	9.544	10.073
PARC non-smart AIESH	16.225	14.721	13.217	13.027	12.837
% du parc AIESH en smart	24,83%	32,81%	40,57%	42,28%	43,97%

Pertes administratives : bénéfice	6.078,90 €	8.175,88 €	10.109,23 €	10.537,44 €	10.956,68 €
Indexation		1,80%	1,80%	1,80%	1,80%

4.1.13.6. Bénéfices liés aux économies de relève manuelle et de validation des index

Le déploiement de compteurs communicants devrait permettre d'effectuer à distance et d'automatiser les processus de relevé des index. Les gains opérationnels pour l'AIESH couvrent à la fois les opérations de relevé périodique et non périodique ou à la demande (MROD).

En ce qui concerne le travail des équipes de relève, l'AIESH n'a pas considéré à ce stade ni d'impact impliquant un surcôt ni une possibilité de diminuer les coûts de fonctionnement des équipes de relève.

L'AIESH a pris les hypothèses suivantes afin de simuler financièrement les bénéfices liés aux économies de relève :

- Les gains qui concernent la relève de compteurs seront effectifs seulement lorsque 30% du parc sera en Smart Meter ;
- Diminution proportionnelle des coûts en fonction du nombre de compteurs communicants posés ;
- L'obligation légale d'aller vérifier le compteur sur place tous les ans implique qu'au maximum 67 % des coûts de relève pourront être 'économisés' ;
- Les coûts initiaux estimés et servant de base à la valorisation des bénéfices reposent sur les tarifs périodiques 2023 indexés et 20.715 compteurs.

Le déploiement segmenté des compteurs communicants ne permet pas de maximiser les gains de relève étant donné la perte d'efficacité liée à la déstructuration des tournées (introduction d'un seuil minimal de saturation à atteindre avant de pouvoir comptabiliser des bénéfices).

TABLEAU 61 RESUME DES BENEFICES RELATIF A LA RELEVÉ DES COMPTEURS

	% Gain	Prix Unitaire 2023	Gains en euros
Relève de compteurs	35%	13,00 €	4,55 €

	2025	2026	2027	2028	2029
PARC SMART AIESH	5.360	7.188	9.021	9.544	10.073

Pertes administratives : bénéfice	24.386,24 €	32.701,88 €	41.041,44 €	43.421,59 €	45.826,37 €
Indexation		1,80%	1,80%	1,80%	1,80%

4.1.14. Résumé chiffré

Le tableau suivant présente une vue globale :

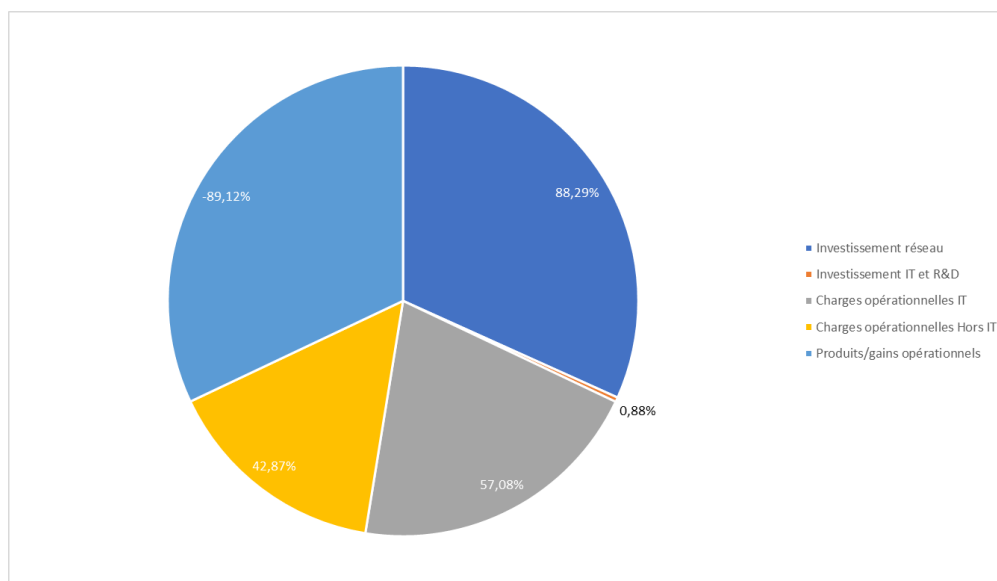
- des montants **investis** par l'AIESH dans les compteurs communicants (montant d'acquisition brute déduction faite des interventions tiers) ;
- des montants **investis** par l'AIESH dans l'informatique et la recherche et le développement (montant d'acquisition brute) ; et
- des **charges opérationnelles** pour le déploiement des compteurs communicants.

TABLEAU 62 SYNTHÈSE DES DEPENSES LIEES AU DEPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS 2025-2029

	B2025	B2026	B2027	B2028	B2029
INVESTISSEMENTS	589.064,57	591.113,75	602.462,65	122.361,97	114.233,28
INVESTISSEMENT RESEAU	579.987,94	591.113,75	602.462,65	111.470,02	114.233,28
Compteurs communicants sans prépaiement	579.987,94	591.113,75	602.462,65	111.470,02	114.233,28
INVESTISSEMENT IT	9.076,63	0,00	0,00	10.891,96	0,00
Upgrade HES Symbiote	9.076,63	0,00	0,00	10.891,96	0,00
INVESTISSEMENT R&D	0	0	0	0	0
CHARGES OPERATIONNELLES	175.050,07	68.584,70	-1.380,27	460,67	2.462,41
OPEX IT	386.839,24	258.619,49	197.260,45	215.930,67	233.793,03
Maintenance HES Symbiote	34.854,26	34.854,26	34.854,26	40.391,01	40.391,01
Maintenance Data Center (Hosting Trusteam)	3.922,65	3.922,65	3.922,65	3.922,65	3.922,65
Maintenance MDM+ HPCM	51.555,27	51.555,27	51.555,27	51.555,27	51.555,27
Maintenance Data Center hosting- google cloud + AWS : Lot 2MDM	35.144,72	35.144,72	35.144,72	36.742,20	36.742,20
Maintenance Upgrade Web Arewal	4.764,87	4.764,87	4.764,87	4.764,87	4.764,87
Maintenance site Web : évolutive/corrective	3.937,07	3.937,07	3.937,07	3.937,07	3.937,07
Communication Proximus	13.095,74	17.561,35	22.039,80	23.317,97	24.609,37
Backbone proximus Explore	4.574,20	4.656,53	4.740,35	4.825,68	4.912,54
Infra IT Proximus	19.613,41	19.966,45	20.325,85	20.691,71	21.064,16
Infra IT Trusteams data center	1.388,62	1.388,62	1.388,62	1.388,62	1.388,62
Hebergement site Web	628,88	628,88	628,88	628,88	628,88
SSO Smart	3.334,25	3.334,25	3.334,25	3.334,25	3.334,25
Gestion de projet Smart	17.831,72	0,00	0,00	0,00	0,00
Change management GRD (Empower yourself)	37.575,73	18.787,87	0,00	0,00	0,00
Expertise et data model API et process Mig 6	21.574,58	21.574,58	0,00	0,00	0,00
Architect IT	21.247,69	10.623,85	10.623,85	10.623,85	10.623,85
Support opérationnel : projet smart	76.491,70	0,00	0,00	0,00	0,00
Axe data BI Monitoring SMART	25.497,23	0,00	0,00	0,00	0,00
TEST COMPTEURS LABORELEC	9.806,63	0,00	0,00	9.806,63	0,00
Test UAT (40x2x910,10€)	0,00	25.918,27	0,00	0,00	25.918,27
OPEX HORS IT	-211.789,17	-190.034,79	-198.640,72	-215.470,00	-231.330,61
Coûts de marketing et communication (Brochures / vidéos/...)	0,00	5.720,53	0,00	5.720,53	0,00
Coûts de gestion des déchets (8€/compteur)	14.580,72	14.622,16	14.664,23	4.185,23	4.228,57
Frais de timbres	2.782,22	2.791,06	2.800,04	830,06	839,31
Coûts personnel Arewal 2 ETP	77.992,97	77.992,97	77.992,97	77.992,97	77.992,97
Coûts Personnel Arewal 1 ETP Support opérationnel	38.996,49	38.996,49	38.996,49	38.996,49	38.996,49
Coûts Personnel Arewal 1 ETP PM	19.498,24	38.996,49	38.996,49	38.996,49	38.996,49
Coûts personnel Arewal 1 ETP Data Management +Monitoring SMART	0,00	19.498,24	38.996,49	38.996,49	38.996,49
Coûts gestion CàB	-165.594,68	-168.575,39	-171.609,75	-174.698,72	-177.843,30
Coûts rechargement CàB	-149.494,48	-152.185,38	-154.924,72	-157.713,36	-160.552,20
Recettes	-26.164,40	-35.190,09	-43.511,51	-45.354,59	-47.159,04
Relève de compteurs	-24.386,24	-32.701,88	-41.041,44	-43.421,59	-45.826,37
TOTAL	764.114,64	659.698,45	601.082,38	122.822,64	116.695,69

Les investissements réseau représentent 89 % des coûts totaux au cours de la période 2025-2029. Les investissements IT et R&D représentent 1 %. Les charges opérationnelles (hors charges d'amortissement) IT représentent 57 %. Les charges opérationnelles (hors charges d'amortissement) hors IT représentent 43 %. Les gains et produits opérationnels représentent – 89 %.

GRAPHIQUE 6 REPARTITION DES DEPENSES RELATIVES AU DEPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS



4.2. Détermination des charges nettes additionnelles relatives au déploiement des compteurs communicants

Sur la base des montants d'investissements réseau, IT et R&D, des interventions tiers budgétées et des taux d'amortissement définis par la méthodologie tarifaire, le gestionnaire de réseau de distribution a calculé :

- les charges nettes additionnelles (charges d'amortissement et de désaffectation) liées aux immobilisations corporelles réseau ;
- les charges nettes additionnelles (charges d'amortissement et de désaffectation) liées aux immobilisations incorporelles (IT).

4.2.1. Charges nettes additionnelles liées aux immobilisations corporelles réseau

Les charges nettes additionnelles liées aux immobilisations corporelles réseau comprennent les éléments suivants :

- **(1)** Les charges d'amortissement cumulées des compteurs communicants déterminées sur la base des investissements réalisés et prévisionnels du GRD.
- **(2)** Les charges d'amortissement cumulées des compteurs BT classiques et des compteurs à budget déterminées par le GRD conformément à son plan de déploiement.
- **(3)** Les charges de désaffectation des compteurs BT classiques et des compteurs à budget déterminées par le GRD conformément à son plan de déploiement et au rythme de désaffectation des compteurs BT et CàB.

De ces éléments sont déduits :

- **(4)** Les charges d'amortissement des compteurs communicants, des compteurs BT classiques et des compteurs à budget déjà intégrées dans les charges contrôlables relatives aux immobilisations.
- **(5)** Les charges de désaffectation des compteurs BT classiques et des compteurs à budget déjà intégrées dans les charges contrôlables relatives aux immobilisations.

Le tableau ci-dessous reprend le calcul des charges nettes additionnelles liées aux immobilisations corporelles réseau.

TABLEAU 63 CALCUL DES CHARGES NETTES ADDITIONNELLES LIÉES AUX IMMOBILISATIONS CORPORELLES RÉSEAU

	B2025	B2026	B2027	B2028	B2029
COMPTEURS SMART					
Investissements bruts	660.155	673.948	688.053	199.908	205.613
Interventions clients (signe négatif)	-80.167	-82.834	-85.590	-88.438	-91.380
Investissements nets	579.988	591.114	602.463	111.470	114.233
Taux d'amortissement	6,67%	6,67%	6,67%	6,67%	6,67%
Charge annuelle d'amortissement compteurs smart	38.666	39.408	40.164	7.431	7.616
Charge cumulée d'amortissement compteurs smart	78.309	117.345	157.131	180.929	188.452
Charge cumulée d'amortissement compteurs BT	67.341	62.221	57.007	55.939	52.425
Charge cumulée d'amortissement compteurs BT	67.340,53	62.221,18	57.007,20	55.938,91	52.425,06
Charge cumulée d'amortissement CàB	28.409	24.649	19.996	16.778	12.527
Charge cumulée d'amortissement compteurs CàB	28.409,07	24.649,17	19.996,31	16.778,34	12.526,66
Charge cumulée d'amortissement compteurs BT intégrées dans RA	77.740,96	79.140,30	80.564,82	82.014,99	83.491,26
Charge cumulée amo compteurs BT					
Charges amo compteurs BT déduites des coûts contrôlables					
Charge cumulée amo compteurs BT nette					
Charge cumulée indexée amo compteurs BT nette					
Charge cumulée d'amortissement compteurs smart intégrées dans RA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Charge cumulée amo compteurs smart					
Charges amo compteurs smart déduites des coûts contrôlables					
Charge cumulée amo compteurs smart nette					
Charge cumulée indexée amo compteurs smart nette					
Charge cumulée d'amortissement CàB déjà intégrées dans RA	80.475,50	81.924,06	83.398,69	84.899,87	86.428,06
Charge cumulée amo compteurs CàB					
Charges amo compteurs CàB déduites des coûts contrôlables					
Charge cumulée amo compteurs CàB nette					
Charge cumulée indexée amo compteurs CàB nette					
Charges d'amortissement additionnelles	15.842	43.151	70.171	86.731	83.485
Charges de désaffectations compteurs BT	60.784,16	52.930,89	44.573,50	9.056,85	6.985,06
Charges de désaffectation des compteurs BT classiques	60.784,16	52.930,89	44.573,50	9.056,85	6.985,06
Charges de désaffectations CàB	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Charges de désaffectation des compteurs CàB	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Charges de désaffectations compteurs smart	23550	23550	23550	23550	23550
Charges de désaffectation des compteurs smart	23.550,00	23.550,00	23.550,00	23.550,00	23.550,00
Charges de désaffectations compteurs BT déjà intégrées dans RA	14.635,54	14.898,98	15.167,16	15.440,17	15.718,09
Charges de désaffectation des compteurs BT					
Charges de désaffectation des compteurs BT déduites des coûts contrôlables					
Charges de désaffectation cumulées compteurs BT nettes					
Charges de désaffectation cumulées indexées compteurs BT nettes					
Charges de désaffectations compteurs CàB déjà intégrées dans RA	7.164,94	7.293,91	7.425,20	7.558,85	7.694,91
Charges de désaffectation des compteurs CàB					
Charges de désaffectation des compteurs CàB déduites des coûts contrôlables					
Charges de désaffectation cumulées compteurs CàB nettes					
Charges de désaffectation cumulées indexées compteurs CàB nettes					
Charges de désaffectations compteurs smart déjà intégrées dans RA	0	0	0	0	0
Charges de désaffectation des compteurs BT					
Charges de désaffectation des compteurs BT déduites des coûts contrôlables					
Charges de désaffectation cumulées compteurs BT nettes					
Charges de désaffectation cumulées indexées compteurs BT nettes					
Charges de désaffectations additionnelles	62.534	54.288	45.531	9.608	7.122
Total CNI additionnels compteurs	78.376	97.439	115.702	96.339	90.607

4.2.2. Charges nettes additionnelles liées aux immobilisations incorporelles IT

Les charges nettes additionnelles liées aux immobilisations corporelles réseau comprennent les éléments suivants :

- (1) Les charges d'amortissement cumulées des investissements IT réalisés et provisionnels du GRD.
- (2) Les charges de désaffectation des investissements IT éventuelles.

De ces éléments sont déduits :

- (4) Les charges d'amortissement des investissements IT déjà intégrées dans les charges contrôlables relatives aux immobilisations.
- (5) Les charges de désaffectation des investissements IT déjà intégrées dans les charges contrôlables relatives aux immobilisations.

Le tableau ci-dessous reprend le calcul des charges nettes additionnelles liées aux immobilisations incorporelles IT :

TABLEAU 64 CALCUL DES CHARGES NETTES ADDITIONNELLES LIÉES AUX IMMOBILISATIONS INCORPORELLES IT

	B2025	B2026	B2027	B2028	B2029
INVESTISSEMENTS IT					
Investissements nets	9.077	0	0	10.892	0
Taux d'amortissement	10%	10%	10%	10%	10%
Charge annuelle d'amortissement investissement IT	908	0	0	1.089	0
Charge cumulée d'amortissement investissement IT	13.023	13.023	13.023	14.112	14.112
Charges d'amortissement investissement IT smart déjà intégrées dans le RA	0	0	0	0	0
Charge cumulée amo investissement IT					
Charges amo investissements IT déduites des coûts contrôlables					
Charge cumulée nette amo investissements IT					
Charge cumulée nette indexée amo investissements IT					
Charges d'amortissement IT additionnelles	13.023	13.023	13.023	14.112	14.112
Charges de désaffectations investissements IT smart					
Charges de désaffectations investissements IT smart déjà intégrées dans le RA	0	0	0	0	0
Charges de désaffectation des investissements IT smart					
Charges de désaffectation des invest IT smart déduites des coûts contrôlables					
Charges de désaffectation cumulées invest IT smart nettes					
Charges de désaffectation cumulées indexées invest ITnettes					
Charges de désaffectations IT additionnelles	0	0	0	0	0
CNI IT additionnelles	13.023	13.023	13.023	14.112	14.112

4.3. Synthèse des budgets liés au déploiement des compteurs communicants

Le tableau suivant reprend l'ensemble des charges et produits relatifs au déploiement des compteurs communicants pour les années 2025-2029.

TABLEAU 65 CHARGES ET PRODUIT RELATIFS AU DEPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS DES ANNEES 2025-2029

	B 2025	B 2026	B 2027	B 2028	B 2029
CNI réseau additionnelles	78.376	97.439	115.702	96.339	90.607
CNI IT additionnelles	13.023	13.023	13.023	14.112	14.112
Charges opérationnelles IT	386.839	258.619	197.260	215.931	233.793
Charges opérationnelles hors IT	153.851	198.618	212.447	205.718	200.050
Charges opérationnelles Atrias	0	0	0	0	0
Produits/Gains OPEX MOZA/EOC/switch/Drop...	-26.164	-35.190	-43.512	-45.355	-47.159
Produits/Gains OPEX compteurs à budget	-315.089	-320.761	-326.534	-332.412	-338.396
Produits/Gains relève périodique et non périodiques	-24.386	-32.702	-41.041	-43.422	-45.826
Réduction de coût => impact marginal	-4.761				
TOTAL CHARGES PROJET COMPTEURS COMMUNICANTS	261.688	179.047	127.345	110.912	107.182

4.4. Respect de l'impact marginal

L'article 16 de la méthodologie tarifaire 2025-2029 définit les règles permettant de vérifier que la charge tarifaire du déploiement des compteurs communicants n'impacte que marginalement la facture des utilisateurs du réseau conformément à l'article 4, § 2, 22°, du décret tarifaire.

L'impact marginal d'entend par année ou au total de la période tarifaire¹¹. L'impact marginal pour l'AIEG pour la période 2025-2029 est de 790.935 €. L'AIESH a budgété un montant légèrement inférieur à cet impact marginal (-4.761 €) à la suite d'une erreur de rapportage (réduction de coût prise en compte deux fois).

TABLEAU 66 IMPACT MARGINAL

Option 1 : budgets annuels						
	2025	2026	2027	2028	2029	
Indice santé	1,800%	1,800%	1,800%	1,800%	1,800%	
Budget smart (en euros)	266.448,61 €	179.047,15 €	127.345,21 €	110.912,16 €	107.181,59 €	790.934,73 €
Volumes de prélèvements BT à l'exclusion des volumes relatifs à l'Eclairage Public (en kWh)	97.978.081,72	97.978.081,72	97.978.081,72	97.978.081,72	97.978.081,72	
Impact de la charge tarifaire budgétée	€ 0,002719/kWh	€ 0,001827/kWh	€ 0,001300/kWh	€ 0,001132/kWh	€ 0,001094/kWh	
Montant de l'impact marginal en €/kWh	€ 0,0015749/kWh	€ 0,0016381/kWh	€ 0,0015540/kWh	€ 0,0016173/kWh	€ 0,0016639/kWh	
	NOK	NOK	OK	OK	OK	
Option 2 : lissage budget total						
	2025	2026	2027	2028	2029	
Indice santé	1,800%	1,800%	1,800%	1,800%	1,800%	
Budget smart (en euros)	158.186,95 €	158.186,95 €	158.186,95 €	158.186,95 €	158.186,95 €	
Volumes de prélèvements BT à l'exclusion des volumes relatifs à l'Eclairage Public (en kWh)	97.978.081,72	97.978.081,72	97.978.081,72	97.978.081,72	97.978.081,72	
Impact de la charge tarifaire budgétée	€ 0,001615/kWh	€ 0,001615/kWh	€ 0,001615/kWh	€ 0,001615/kWh	€ 0,001615/kWh	
Montant de l'impact marginal en €/kWh	€ 0,0015749/kWh	€ 0,0016381/kWh	€ 0,0015540/kWh	€ 0,0016173/kWh	€ 0,0016639/kWh	
	NOK	OK	NOK	OK	OK	

¹¹ Précision apportée par la CWaPE suite à une réunion avec ORES Assets et introduite dans le modèle de rapport

4.5. Classification entre charges fixes et variables

Conformément à l'article 15 de la méthodologie tarifaire 2025-2029, le gestionnaire de réseau de distribution classe les charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants en deux catégories : « charges nettes fixes » et « charges nettes variables ».

L'AIESH a considéré les charges nettes relatives aux immobilisations corporelles réseau comme des charges variables. Cette rubrique comprend les charges d'amortissement additionnelles des investissements réseau et les charges de désaffectation additionnelles des investissements réseau.

L'AIESH a considéré comme charges fixes les éléments suivants :

- Une partie des charges relatives aux immobilisations incorporelles IT ;
- Une partie des charges opérationnelles IT ;
- Une partie des charges opérationnelles hors IT (communication, marketing, formation, télécom, etc.) ;
- Les bénéfices escomptés grâce au déploiement des compteurs communicants.

Le gestionnaire de réseau de distribution a considéré comme charges fixes les éléments suivants :

TABLEAU 67 CHARGES NETTES FIXES ET VARIABLES RELATIVES AU DEPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS DES ANNEES 2025 A 2029

DISTINCTION COUTS FIXES/VARIABLES					
Intitulé	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Charges nettes variables	78.376	97.439	115.702	96.339	90.607
Charges amortissement additionnelles	15.842	43.151	70.171	86.731	83.485
Charges de désaffectation additionnelles	62.534	54.288	45.531	9.608	7.122
Charges nettes fixes	183.312	81.608	11.643	14.573	16.575
CNI IT additionnelles	13.023	13.023	13.023	14.112	14.112
Charges opérationnelles IT	386.839,24	258.619,49	197.260,45	215.930,67	233.793,03
Charges opérationnelles hors IT	-211.789,17	-190.034,79	-198.640,72	-215.470,00	-231.330,61
Réduction de coûts volontaires	-4.760,70				
TOTAL CHARGES DEPLOIEMENT COMPTEURS COMMUNICANTS	261.688	179.047	127.345	110.912	107.182

4.6. Coûts variables unitaires

Conformément à l'article 15 de la méthodologie tarifaire 2025-2029, les charges nettes variables sont le résultat de la multiplication de la charge nette unitaire prévisionnelle par la valeur prévisionnelle de la variable.

Les charges nettes variables unitaires budgétées et réelles seront utilisées ex post pour calculer l'effet « coût » et l'effet « quantité » conformément à l'article 155 de la méthodologie tarifaire.

Étant donné que les charges additionnelles d'amortissement et les autres charges nettes variables sont des charges cumulées, la variable à prendre en considération pour le calcul du coût unitaire est le nombre cumulé de compteurs communicants placés.

Les charges additionnelles de désaffectation sont quant à elles des charges annuelles, la variable à prendre en considération pour le calcul du coût unitaire est le nombre annuel de compteurs communicants placés.

Aussi, l'AIESH a calculé deux coûts variables unitaires qui sont repris dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 68 COÛTS VARIABLES UNITAIRES

COÛTS VARIABLES UNITAIRES					
Intitulé	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Charges amortissement additionnelles	15.842	43.151	70.171	86.731	83.485
Nombre cumulé de compteurs smart placés	1.823	3.650	5.483	6.007	6.535
Coût unitaire amortissements	8,69	11,82	12,80	14,44	12,77
Charges désaffectation additionnelles	62.534	54.288	45.531	9.608	7.122
Nombre de compteurs smart placés	1.823	1.828	1.833	523	529
Coût unitaire désaffectations	34,31	29,70	24,84	18,37	13,47

5. LA MARGE BENEFICIAIRE EQUITABLE (MBE_N)

5.1. Dispositions tarifaires

Selon l'article 18 de la méthodologie tarifaire 2025-2029, la marge bénéficiaire se calcule, pour chaque année de la période régulatoire, selon la formule suivante :

$$MBE \text{ budgétée } _N = (RAB \text{ budgétée hors plus-value de réévaluation}_N \times \text{pourcentage de rendement autorisé}) + (\text{plus-value de réévaluation budgétée}_N \times \text{pourcentage de rendement autorisé}'_N)$$

Avec :

- N = année d'exploitation de la période régulatoire 2025-2029 ;
- RAB budgétée hors plus-value de réévaluation_N = base d'actifs régulés budgétée de l'année N, hors plus-value de réévaluation, déterminée conformément à l'article 25 ;
- Pourcentage de rendement autorisé = pourcentage de rendement autorisé applicable à la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation déterminé conformément aux dispositions des articles 31 et 32 ;
- Plus-value de réévaluation budgétée_N = plus-value de réévaluation budgétée de l'année N déterminée conformément à l'article 27 ;
- Pourcentage de rendement autorisé'_N = pourcentage de rendement autorisé de l'année N, applicable à la plus-value de réévaluation, déterminé conformément aux dispositions des articles 33 et 34.

5.2. Détermination de la marge bénéficiaire équitable

La marge équitable budgétée pour les années 2025 à 2029 est reprise dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 69 SYNTHÈSE DE LA MARGE BENEFICIAIRE EQUITABLE 2025-2029

	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Marge équitable	2.474.098	2.492.389	2.506.827	2.513.780	2.504.275
Marge équitable applicable sur la RAB hors PV de réévaluation	2.094.601	2.164.859	2.228.170	2.280.883	2.314.001
Marge équitable applicable sur la PV de réévaluation	378.664	326.874	278.179	232.577	190.070
Marge équitable OSP	833	656	478	320	205
Vérification	0	0	0	0	0

5.3. La base d'actifs régulés

5.3.1. Dispositions tarifaires

Les dispositions visées à l'article 20, § 1^{er}, de la méthodologie tarifaire 2025-2029, définissent la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation du gestionnaire de réseau comme la valeur nette comptable des éléments suivants, pour autant qu'ils fassent partie de l'activité régulée du gestionnaire de réseau et qu'ils soient approuvés par la CWaPE :

- 1° les immobilisations corporelles ;
- 2° les immobilisations incorporelles liées aux projets informatiques telles qu'approuvées par le réviseur, dissociées du matériel, acquises ou créées pour la gestion des activités régulées (à partir du 1^{er} janvier 2014) ;
- 3° les immobilisations en cours.

5.3.2. Détermination de la valeur initiale de la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation

Les dispositions visées à l'article 23, § 1^{er}, de la méthodologie tarifaire 2025-2029 définissent la valeur initiale de la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation comme la valeur nette comptable au 31 décembre 2022 de la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation augmentée des valeurs d'acquisition des investissements « réseau » et « hors réseau » et déduite de la valeur nette comptable des actifs régulés mis hors service, des amortissements, des interventions clients et subsides, des années 2023 et 2024.

La valeur initiale au 31 décembre 2022 de l'actif régulé hors plus-value de réévaluation est valorisée à **40.293.580 €**. Pour rappel, la base d'actifs régulés de l'AIESH au 31 décembre 2022 n'inclut pas les actifs régulés repris dans le cadre de l'absorption du réseau de Couvin. La meilleure estimation 2024 intègre quant à elle les actifs repris d'ORES Assets, pour un montant de l'ordre de 7 millions d'euros hors plus-value de réévaluation.

Le tableau ci-dessous reprend l'évolution de l'actif régulé entre le 1er janvier 2023 et le 31 décembre 2024 :

TABLEAU 70 SYNTHÈSE DE L'ÉVOLUTION DE LA BASE D'ACTIFS RÉGULÉS ENTRE 2023 ET 2024

	Meilleure estimation 2023	Meilleure estimation 2024
Valeur des actifs régulés au 01/01/N	40.293.580	48.835.983
Actifs	40.293.580	48.835.983
Investissements de l'année	5.675.288	7.391.517
Investissements de remplacement (signe positif)	1.706.569	2.230.224
Investissements d'extension (signe positif)	4.596.556	5.751.410
Interventions d'utilisateurs du réseau (signe négatif)	-627.837	-590.117
Subsides (signe négatif)	0	0
Désinvestissements (signe négatif)	-1.783.949	-2.522.167
Actifs (signe négatif)	-1.783.949	-2.522.167
Amortissements et réductions de valeur	-2.249.565	-2.625.210
Amort. Et RDV sur investissements (signe négatif)	-2.249.565	-2.625.210
Subsides (prise en résultat) (signe positif)	0	0
Valeur des actifs régulés au 31/12/N	41.935.354	51.080.123
Investissements	41.935.354	51.080.123

On constate que la valeur des actifs régulés augmente de 10.786.544 €, soit **27 %** entre le 1^{er} janvier 2023 et le 31 décembre 2024. Cette augmentation provient :

- De la reprise du réseau de Couvin au 1^{er} janvier 2024 pour un montant de **6.900.630 €** ;
- des investissements nets réalisés ou budgétés au cours des années 2023 et 2024 (hors immobilisations en-cours) dont le total s'élève à **9.382.715 €** (9.600.669 € bruts – 1.217.954 € d'intervention tiers) ;
- des désinvestissements réalisés ou budgétés au cours des années 2023 et 2024 dont le total s'élève à **-190.685 €** ; et

- des amortissements réalisés ou budgétés au cours des années 2023 et 2024 dont le total s'élève à **-4.306.116 €**.

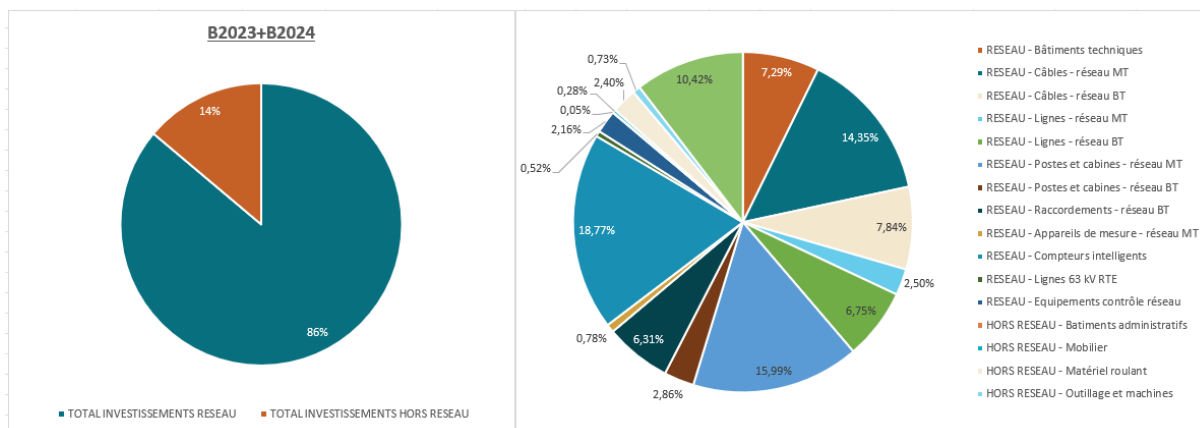
L'AIESH budgétise 86 %¹² de ses investissements nets dans des actifs réseau et 14 % dans des actifs hors réseau. Les principaux investissements dans le réseau sont les câbles MT (14 %), les actifs relatifs aux compteurs communicants (19 %), les postes et cabines MT (16 %), les câbles BT (8 %), les lignes réseau BT (7 %) et les bâtiments techniques (7 %) et les raccordements réseau BT (6 %).

TABLEAU 71 INVESTISSEMENTS BRUTS DES ANNEES 2023 ET 2024

	Budget 2023	Budget 2024
RESEAU - Terrains Réseau	-	-
RESEAU - Bâtiments techniques	170.000	530.000
RESEAU - Câbles - réseau MT	775.000	603.000
RESEAU - Câbles - réseau BT	407.500	345.000
RESEAU - Lignes - réseau MT	120.000	120.000
RESEAU - Lignes - réseau BT	338.800	309.300
RESEAU - Postes et cabines - réseau MT	435.000	1.100.000
RESEAU - Postes et cabines - réseau BT	180.000	95.000
RESEAU - Raccordements - transformation MT	-	-
RESEAU - Raccordements - réseau MT	-	-
RESEAU - Raccordements - transformation BT	-	-
RESEAU - Raccordements - réseau BT	240.000	365.500
RESEAU - Appareils de mesure - réseau MT	-	75.000
RESEAU - Appareils de mesure - réseau BT	-	-
RESEAU - Compteurs intelligents	520.030	1.282.039
RESEAU - Compteurs à budget	-	-
RESEAU - Compteurs électroniques BT	-	-
RESEAU - Equipements divers transformation HT-MT	-	-
RESEAU - Lignes 63 kV RTE	25.000	25.000
RESEAU - Equipements contrôle réseau	108.750	98.750
RESEAU - Encours	2.342.045	2.342.045
TOTAL INVESTISSEMENTS RESEAU	5.662.125	7.290.634
HORS RESEAU - Terrains hors réseau	-	-
HORS RESEAU - Bâtiments administratifs	2.500	2.500
HORS RESEAU - Mobilier	13.500	13.500
HORS RESEAU - Matériel roulant	90.000	140.000
HORS RESEAU - Réseau fibre-optique	-	-
HORS RESEAU - Outillage et machines	35.000	35.000
HORS RESEAU - Logiciels	500.000	500.000
HORS RESEAU - Matériel de bureau (informatique et bureautique)	-	-
HORS RESEAU - Encours logiciels	-	-
TOTAL INVESTISSEMENTS HORS RESEAU	641.000	691.000
TOTAL INVESTISSEMENTS	6.303.125	7.981.634
TOTAL INVESTISSEMENTS sans encours	3.961.080	5.639.589

¹² Sant tenir compte des immobilisations en-cours qui sont généralement extournées d'une année à l'autre et fausse l'analyse des investissements et des désinvestissements.

GRAPHIQUE 7 REPARTITION DES INVESTISSEMENTS BRUTS CUMULES DES ANNEES 2023 ET 2024



5.3.3. Evolution de la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation à partir du 1^{er} janvier 2025

Les dispositions visées à l'article 25, § 1^{er}, de la méthodologie tarifaire 2025-2029 définissent l'évolution de la valeur initiale de la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation comme la valeur nette budgétée au 31 décembre 2024 augmentée des valeurs d'acquisition des investissements « réseau » et « hors réseau », et de laquelle sont déduits la valeur nette comptable des actifs régulés mis hors service, les amortissements, les interventions clients et subsides, des années concernées.

La base d'actifs régulés de départ au 01.01.2025 s'élève à **51.080.123 €** et la base d'actifs régulés finale au 31.12.2029 à **57.763.646 €**.

Le tableau ci-dessous reprend l'évolution de la base d'actifs régulés entre le 1er janvier 2025 et le 31 décembre 2029 :

TABLEAU 72 SYNTHÈSE DE L'ÉVOLUTION DE LA BASE D'ACTIFS RÉGULÉS HORS PLUS-VALUE DE RÉÉVALUATION DE 2025 A 2029

	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Valeur des actifs régulés au 01/01/N	51.080.123	52.989.115	54.560.687	56.124.598	57.170.813
Actifs	51.080.123	52.989.115	54.560.687	56.124.598	57.170.813
Investissements de l'année	7.168.985	6.926.410	7.019.308	6.680.630	6.232.717
Investissements de remplacement (signe positif)	2.440.572	2.230.760	2.385.735	2.385.735	2.425.671
Investissements d'extension (signe positif)	5.311.711	5.296.863	5.238.182	4.903.014	4.418.791
Interventions d'utilisateurs du réseau (signe négatif)	-583.299	-601.213	-604.609	-608.119	-611.745
Subsides (signe négatif)	0	0	0	0	0
Désinvestissements (signe négatif)	-2.478.382	-2.460.577	-2.460.307	-2.460.037	-2.459.317
Actifs (signe négatif)	-2.478.382	-2.460.577	-2.460.307	-2.460.037	-2.459.317
Amortissements et réductions de valeur	-2.781.611	-2.894.261	-2.995.090	-3.174.379	-3.180.567
Amort. Et RDV sur investissements (signe négatif)	-2.781.611	-2.894.261	-2.995.090	-3.174.379	-3.180.567
Subsides (prise en résultat) (signe positif)	0	0	0	0	0
Valeur des actifs régulés au 31/12/N	52.989.115	54.560.687	56.124.598	57.170.813	57.763.646
Investissements	52.989.115	54.560.687	56.124.598	57.170.813	57.763.646

On constate que la valeur des actifs régulés augmente de 6.683.523 €, soit **12 %** entre le 1^{er} janvier 2025 et le 31 décembre 2029. Cette augmentation provient :

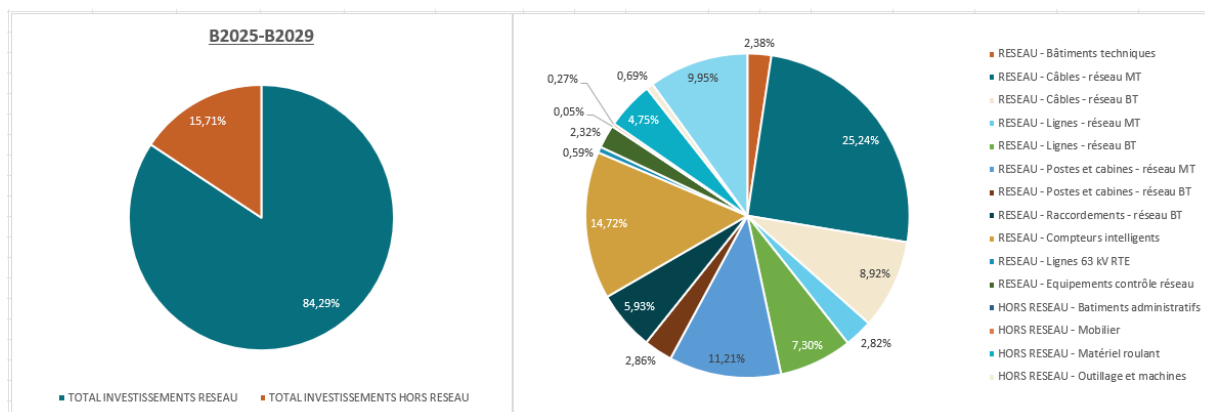
- des investissements nets budgétés au cours des années 2025 à 2029 dont le total s'élève à **22.317.825 €** (25.326.810 € bruts – 3.008.985 € d'intervention tiers) ;
- des désinvestissements budgétés au cours des années 2025 à 2029 dont le total s'élève à **– 608.395 €** ; et
- des amortissements budgétés au cours des années 2025 à 2029 dont le total s'élève à **– 15.025.908 €**.

L'AIESH budgétise 95 % de ses investissements nets dans des actifs réseau et 5 % dans des actifs hors réseau.

TABLEAU 73 INVESTISSEMENTS NETS DES ANNEES 2025 A 2029

	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029	
RESEAU - Terrains Réseau	-	-	-	-	-	
RESEAU - Bâtiments techniques	68.547	160.936	122.192	122.192	128.153	
RESEAU - Câbles - réseau MT	721.231	1.262.452	1.459.152	1.459.152	1.490.147	
RESEAU - Câbles - réseau BT	375.517	489.960	486.384	486.384	422.010	
RESEAU - Lignes - réseau MT	143.054	143.054	143.054	143.054	143.054	
RESEAU - Lignes - réseau BT	369.556	369.556	369.556	369.556	369.556	
RESEAU - Postes et cabines - réseau MT	1.192.117	441.083	399.359	399.359	408.300	
RESEAU - Postes et cabines - réseau BT	95.369	166.896	149.015	149.015	163.916	
RESEAU - Raccordements - transformation MT	-	-	-	-	-	
RESEAU - Raccordements - réseau MT	-	-	-	-	-	
RESEAU - Raccordements - transformation BT	-	-	-	-	-	
RESEAU - Raccordements - réseau BT	288.492	326.640	300.414	300.414	286.108	
RESEAU - Appareils de mesure - réseau MT	-	-	-	-	-	
RESEAU - Appareils de mesure - réseau BT	-	-	-	-	-	
RESEAU - Compteurs intelligents	1.012.193	1.033.494	1.055.281	308.596	317.550	
RESEAU - Compteurs à budget	-	-	-	-	-	
RESEAU - Compteurs électroniques BT	-	-	-	-	-	
RESEAU - Equipements divers transformation HT-MT	-	-	-	-	-	
RESEAU - Lignes 63 kV RTE	29.803	29.803	29.803	29.803	29.803	
RESEAU - Equipements contrôle réseau	111.761	120.702	126.662	126.662	102.820	
RESEAU - Encours	2.342.045	2.342.045	2.342.045	2.342.045	2.342.045	
TOTAL INVESTISSEMENTS RESEAU	6.749.686	6.886.623	6.982.917	6.236.232	6.203.462	
HORS RESEAU - Terrains hors réseau	-	-	-	-	-	
HORS RESEAU - Batiments administratifs	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	
HORS RESEAU - Mobilier	13.500	13.500	13.500	13.500	13.500	
HORS RESEAU - Matériel roulant	442.000	90.000	90.000	490.000	90.000	
HORS RESEAU - Réseau fibre-optique	-	-	-	-	-	
HORS RESEAU - Outillage et machines	35.000	35.000	35.000	35.000	35.000	
HORS RESEAU - Logiciels	509.597	500.000	500.000	511.517	500.000	
HORS RESEAU - Matériel de bureau (informatique et bureautique)	-	-	-	-	-	
HORS RESEAU - Encours logiciels	-	-	-	-	-	
TOTAL INVESTISSEMENTS HORS RESEAU	1.002.597	641.000	641.000	1.052.517	641.000	
TOTAL INVESTISSEMENTS	7.752.284	7.527.623	7.623.917	7.288.749	6.844.462	Invest bruts
TOTAL INVESTISSEMENTS sans encours	- 2.342.045	- 2.342.045	- 2.342.045	- 2.342.045	- 2.342.045	Dont encours
TOTAL INVESTISSEMENTS 2025-2029 sans encours					25.326.810	

GRAPHIQUE 8 REPARTITION DES INVESTISSEMENTS BRUTS CUMULES DES ANNEES 2025 A 2029



5.3.4. Détermination de la valeur initiale de la plus-value de réévaluation

Les dispositions de l'article 24 de la méthodologie tarifaire 2025-2029 définissent la valeur initiale de la plus-value de réévaluation comme la valeur nette comptable au 31 décembre 2022 de la plus-value de réévaluation de laquelle sont déduites la partie de la plus-value iRAB relative aux immobilisations corporelles régulées mises hors service dans le courant des années 2023 et 2024 et la partie de la plus-value indexation historique relative aux immobilisations corporelles régulées mises hors service dans le courant des années 2023 et 2024.

La valeur initiale de la plus-value de réévaluation au 31 décembre 2022 s'élève à **7.763.680 €** et la valeur de la plus-value de réévaluation au 31 décembre 2024 s'élève à **9.595.203 €**. Pour rappel, la plus-value de réévaluation de l'AIESH au 31 décembre 2022 n'inclut pas la plus-value de réévaluation reprise dans le cadre de l'absorption du réseau de Couvin. La meilleure estimation 2024 intègre quant à elle la plus-value de réévaluation reprise d'ORES Assets, pour un montant de l'ordre de 2,5 millions.

TABLEAU 74 SYNTHÈSE DE L'ÉVOLUTION DE LA PLUS-VALUE DE REEVALUATION ENTRE 2023 ET 2024

	Meilleure estimation 2023	Meilleure estimation 2024
Valeur des actifs régulés au 01/01/N	7.763.680	9.979.364
Plus-value indexation historique	0	0
Plus-value iRAB	7.763.680	9.979.364
Désinvestissements (signe négatif)	0	0
Plus-value indexation historique (signe négatif)	0	0
Plus-value iRAB (signe négatif)	0	0
Amortissements et réductions de valeur	-234.792	-384.161
Plus-value indexation historique (signe négatif)	0	0
Plus-value iRAB (signe négatif)	-234.792	-384.161
Valeur des actifs régulés au 31/12/N	7.528.888	9.595.203
Plus-value indexation historique	0	0
Plus-value iRAB	7.528.888	9.595.203

5.3.5. Evolution de la plus-value de réévaluation à partir du 1er janvier 2025

Les dispositions visées à l'article 27 de la méthodologie tarifaire 2025-2029 définissent l'évolution de la valeur initiale de la plus-value de réévaluation comme la valeur nette budgétée au 31 décembre 2024 de laquelle sont déduites la partie de la plus-value iRAB relative aux immobilisations corporelles régulées mises hors service dans le courant des années concernées et la partie de la plus-value indexation historique relative aux immobilisations corporelles régulées mises hors service dans le courant des années concernées.

La plus-value de réévaluation initiale au 01.01.2025 s'élève à **9.595.203 €** et la plus-value de réévaluation finale au 31.12.2029 à **7.674.397 €**.

Le tableau ci-dessous reprend l'évolution de la plus-value de réévaluation entre le 1er janvier 2025 et le 31 décembre 2029 :

TABLEAU 75 SYNTHÈSE DE L'ÉVOLUTION DE LA PLUS-VALUE DE REÉVALUATION DE 2025 A 2029

	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Valeur des actifs régulés au 01/01/N	9.595.203	9.211.042	8.826.881	8.442.720	8.058.559
Plus-value indexation historique	0	0	0	0	0
Plus-value iRAB	9.595.203	9.211.042	8.826.881	8.442.720	8.058.559
Désinvestissements (signe négatif)	0	0	0	0	0
Plus-value indexation historique (signe négatif)	0	0	0	0	0
Plus-value iRAB (signe négatif)	0	0	0	0	0
Amortissements et réductions de valeur	-384.161	-384.161	-384.161	-384.161	-384.161
Plus-value indexation historique (signe négatif)	0	0	0	0	0
Plus-value iRAB (signe négatif)	-384.161	-384.161	-384.161	-384.161	-384.161
Valeur des actifs régulés au 31/12/N	9.211.042	8.826.881	8.442.720	8.058.559	7.674.397
Plus-value indexation historique	0	0	0	0	0
Plus-value iRAB	9.211.042	8.826.881	8.442.720	8.058.559	7.674.397

6. LA QUOTE-PART DES SOLDES REGULATOIRES (SR_N)

6.1. Dispositions tarifaires

L'article 59 de la méthodologie tarifaire 2025-2029 autorise l'inclusion des charges ou produits permettant la répercussion des soldes régulatoires des années précédentes, conformément aux décisions d'approbation et d'affectation des soldes régulatoires rendues par la CWaPE.

6.2. Détermination de la quote-part des soldes régulatoires des années précédentes

Le tableau ci-dessous reprend les soldes régulatoires approuvés

TABLEAU 76 SOLDES REGULATOIRES APPROUVES

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	SR SMART	Autre SR	TOTAL
Solde de distribution	-232.780	321.922	29.419	-82.828	-84.414	171.428	771.853			894.600
Solde transport	77.627	42.938	152.701	-28.788						244.478
Solde régulateur	-155.153	364.859	182.120	-111.616	-84.414	171.428	771.853	0	0	1.139.078

Légende :

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

Le tableau ci-dessous détaille l'affectation des soldes régulatoires approuvés

TABLEAU 77 AFFECTATION DES SOLDES REGULATOIRES

		Montant déjà affectés dans les tarifs de distribution									
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	SR SMART	Autre SR	
Année d'affectation	2016										0
	2017										0
	2018										0
	2019	38.788	-91.215								-52.427
	2020	38.788	-91.215								-52.427
	2021	38.788	-91.215	-182.120	111.616	84.414					-38.517
	2022	38.788	-91.215								-52.427
	2023										0
	2024										0
	2025										0
	2026										0
	2027										0
	2028										0
2029										0	
2030										0	
Solde régulateur non affecté		0	0	0	0	0	171.428	771.853	0	0	943.281

Sur la base des acomptes et des affectations réalisées, un montant de 973.281 € de soldes régulatoires de distribution 2020 et 2021 reste à affecter aux futurs tarifs de distribution. Il constitue une dette tarifaire à l'égard des utilisateurs du réseau.

Enfin, le solde régulateur 2022 n'a pas encore été approuvé à la date de la présente décision. Il est prévu que la CWaPE prenne une décision sur ce solde régulateur 2022 avant le dépôt de proposition de tarif 2025.

Ces soldes n'ont pas été pris en compte lors de la détermination du revenu autorisé 2025-2029 (non affectés) et pourront néanmoins être affectés lors d'une prochaine décision tarifaire (détermination des tarifs périodiques 2025, tarifs périodiques 2026-2029 ou dans le cadre d'un rapport ex post à venir).