



Tous acteurs de l'**énergie**

Date du document : 26/06/2025

DÉCISION

CD-25f26-CWaPE-1120

PROPOSITION DE TARIFS PÉRIODIQUES DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ 2026-2029 DU GESTIONNAIRE DE RÉSEAU 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 et de l'article 5, § 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

Proposition de tarifs périodiques de distribution d'électricité 2026-2029 du gestionnaire de réseau de distribution AIESH.....	1
1. BASE LEGALE	5
2. HISTORIQUE DE LA PROCEDURE	6
3. RESERVES	8
4. PROPOSITION DE REVENU AUTORISE 2025-2029.....	9
4.1. <i>Revenus autorisés approuvés</i>	9
4.2. <i>Proposition d'affectation des soldes régulatoires</i>	10
4.2.1. Récapitulatif des soldes régulatoires non affectés	10
4.2.2. Proposition d'affectation des soldes régulatoires non affectés dans le revenu autorisé 2026-2029.....	10
4.2.3. Demande d'affectation anticipative du solde régulatoire 2023 dans les revenus autorisés 2026-2029 .	11
4.3. <i>Revenus autorisés adaptés des années 2026 à 2029</i>	11
4.4. <i>Évolution du revenu autorisé entre 2025 et 2029</i>	12
4.4.1. Les charges nettes contrôlables	13
4.4.2. Les charges nettes non-contrôlables	13
4.4.3. Les charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants	16
4.4.4. La marge équitable	16
4.4.5. La quote-part des soldes régulatoires	17
5. PROPOSITION DE TARIFS PERIODIQUES ELECTRICITE 2026-2029	18
5.1. <i>Contrôles effectués</i>	18
5.1.1. Réconciliation entre les recettes budgétées et le revenu autorisé des années 2026 à 2029	19
5.1.2. Les tarifs périodiques de distribution – prélèvement.....	20
5.1.3. Les tarifs périodiques de distribution – injection	23
5.1.4. Contrôle de la cohérence globale des tarifs périodiques de distribution des années 2026-2029	24
5.2. <i>Évolution des tarifs périodiques de prélèvement</i>	26
5.2.1. Évolution des revenus autorisés	26
5.2.2. Évolution des volumes et des puissances	26
5.2.3. Évolution des coûts de distribution par client-type.....	31
5.3. <i>Évolution des tarifs périodiques d'injection</i>	45
5.3.1. Evolution des capacités d'injection	45
5.3.1. Évolution des coûts de distribution par client-type.....	45
6. DECISION	48
7. VOIE DE RECOURS	50
8. ANNEXES.....	51

Index tableaux

Tableau 1	Synthèse des revenus autorisés 2025-2029 approuvés	9
Tableau 2	Synthèse des soldes régulatoires non affectés	10
Tableau 3	Proposition d'affectation du solde régulatoire / de l'écart 2025	10
Tableau 4 communicants	Variation des charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants	16
Tableau 5	Calcul de la marge équitable	17
Tableau 6	Soldes régulatoires / Écarts intégrés dans les revenus autorisés.....	17
Tableau 7	Réconciliation recettes budgétées et revenus autorisés 2026 - 2029.....	19
Tableau 8	Contrôle du calcul du terme prosumer	21
Tableau 9	Répartition des revenus autorisés 2026-2029 par niveau de tension	24
Tableau 10	Estimation du nombre de véhicules électriques entre 2024 et 2029	28
Tableau 11	Estimation du nombre de pompes à chaleur entre 2020 et 2029	28
Tableau 12	Estimation de la puissance totale cumulée PV entre 2024 et 2029.....	29
Tableau 13	Estimation des volumes 204-2029 à la suite du remplacement des compteurs élecromécaniques par des compteurs communicants	29
Tableau 14	Estimation des pertes de volumes 2024-2029 à la suite de l'autoconsommation.	29
Tableau 15	Estimation des volumes 2024-2029 à la suite des installations de production décentralisée d'électricité (<10 kVA)	29

Index graphiques

Graphique 1	Impact de l'affectation des soldes régulatoires sur le revenu autorisé 2026-2029	11
Graphique 2	Évolution du revenu autorisé entre 2025 et 2029.....	12
Graphique 3	Évolution des volumes de prélèvement (hors transit et pertes en réseau)	26
Graphique 4	Évolution des puissances de prélèvement (pointe historique) en Kw.....	30
Graphique 5	Évolution des puissances de prélèvement (pointe mensuelle) en Kw.....	30
Graphique 6	Simulations des coûts de distribution des années 2025 À 2029 pour le client-type T-MT (50 GWh – 8,3 MW)	31
Graphique 7	Simulations des coûts de distribution des années 2025 À 2029 pour le client-type MT (2 gwh – 333 kW).....	31
Graphique 8	Simulations des coûts de distribution des années 2025 À 2029 pour le client-type T-BT (30 000 kwh – 5,3 kW).....	32

Graphique 9	Simulations des coûts de distribution des années 2025 à 2029 pour le client-type basse tension (P_Db) – tarif Monohoraire et tarif impact	33
Graphique 10	Simulations des coûts de distribution de l'année 2026 pour le client-type basse tension (P_Db) – tarif bihoraire et tarif impact	33
Graphique 11	Simulations des coûts de distribution des années 2025 à 2029 pour le client-type basse tension (P_Dc) – tarif bihoraire et tarif impact	35
Graphique 12	Simulations des coûts de distribution de l'année 2026 pour le client-type basse tension (P_Dc) – tarif bihoraire et tarif impact.....	35
Graphique 13	Simulations des coûts de distribution des années 2025 à 2029 pour le client-type BT avec une borne de recharge de 3,7 kW pour véhicule électrique – tarif bihoraire et tarif impact..	37
Graphique 14	Simulations des coûts de distribution de l'année 2026 pour le client-type BT avec une borne de recharge de 3,7 kW pour véhicule électrique – tarif bihoraire et tarif impact	37
Graphique 15	Simulations des coûts de distribution des années 2025 a 2029 pour le client-type BT avec une pompe à chaleur – tarif bihoraire et tarif impact	39
Graphique 16	Simulations des coûts de distribution de l'année 2026 pour le client-type BT avec une pompe à chaleur – tarif bihoraire et tarif impact.....	39
Graphique 17	Évolution des volumes de prélèvement (hors transit et pertes en réseau)	42
Graphique 18	Évolution de la répartition du revenu autorisé par niveau de tension	43
Graphique 19	Évolution des tensions tarifaires	44
Graphique 20	Évolution des capacités d'injection sur le réseau de distribution en Gwh.....	45
Graphique 21	Simulations des coûts d'injection des années 2025 À 2029 pour un producteur-type TMT éolien (22 gwh – 10 MW – 2.200H – 0 % autoconsommation).....	46
Graphique 22	Simulations des coûts d'injection des années 2025 À 2029 pour un producteur-type MT biomasse (7.820 mwh – 1.15 MW – 6.800 h – 50 % autoconsommation).....	47
Graphique 23	Simulations des coûts d'injection des années 2025 À 2029 pour un producteur-type TBT/BT solaire (142.500 Kwh – 150 KW – 950 h –78 % autoconsommation).....	47

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, § 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 adoptée par le Comité de direction de la CWaPE le 31 mai 2023 (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 visant à couvrir ce revenu autorisé.

Les règles de détermination des tarifs périodiques, dont la CWaPE contrôle le respect dans le cadre de la présente décision, sont fixées dans la méthodologie tarifaire 2025-2029.

2. HISTORIQUE DE LA PROCEDURE

1. Le 28 mars 2024, la CWaPE, à travers la décision référencée CD-24c28-CWaPE-0888, a approuvé la proposition de Revenus Autorisés 2025-2029 de l'AIESH.
2. Le 27 juin 2024, la CWaPE a approuvé les lignes directrices relatives à la structure tarifaire applicable aux utilisateurs de réseau de distribution basse tension en Région wallonne pour les années 2026 à 2029.
3. En date du 22 novembre 2024, la CWaPE a accusé réception de la proposition de tarifs périodiques électricité 2026-2029 de l'AIESH sous la forme du modèle de rapport et de ses annexes.
4. En date du 31 janvier 2025, en application de l'article 127, § 3, de la méthodologie tarifaire 2025-2029, la CWaPE a adressé, au gestionnaire de réseau de distribution, par courrier électronique, ses questions complémentaires.
5. Le 30 janvier 2025, la CWaPE, à travers la décision référencée CD-25a30-CWaPE-1037, a approuvé la demande adaptée de révision du Revenu Autorisé des années 2025 à 2029 de l'AIESH, introduite le 13 décembre 2024 à la suite des modifications relatives au déploiement des compteurs communicants au sein du décret électricité et du décret tarifaire (déploiement généralisé des compteurs communicants au 31 décembre 2029).
6. En date du 15 avril 2025 et conformément à l'article 127, § 4, de la méthodologie tarifaire 2025-2029, 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 tarifs périodiques électricité 2026-2029.
7. En date du 16 avril 2025, la CWaPE a demandé au gestionnaire de réseau de distribution, par courrier électronique, de prendre en compte les derniers revenus autorisés approuvés contrairement aux montants rapportés dans la version du 15 avril 2025.
8. En date du 18 avril 2025, l'AIESH a transmis, par courriel une proposition adaptée de tarifs périodiques 2026-2029 tenant compte des derniers revenus autorisés approuvés.
9. En date du 29 avril 2025, la CWaPE a adressé au gestionnaire de réseau de distribution, par courrier électronique, des demandes d'information complémentaires sur la proposition adaptée de tarifs périodiques électricité 2026-2029.
10. En date du 9 mai 2025, l'AIESH a transmis sous format électronique les réponses aux questions complémentaires adressées le 29 avril 2029 ainsi qu'une proposition adaptée de tarifs périodiques électricité 2026-2029.
11. Du 12 au 14 mai 2025, divers échanges téléphoniques et par courriel ont eu lieu entre la CWaPE et l'AIESH pour corriger certaines erreurs résiduelles et pour assurer une meilleure stabilité tarifaire pour la période 2026-2029.

12. En date des 13 et 14 mai 2025, l'AIESH a transmis sous format électronique des propositions adaptées de tarifs périodiques électricité 2026-2029 (versions 5 à 7) tenant compte de différents scénarios d'affectation d'acompte régulatoire 2023 et de répartition du revenu autorisé sur la base des volumes.
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 de l'article 5, § 3, de la méthodologie tarifaire 2025-2029, sur la proposition de tarifs périodiques électricité 2026-2029 déposée le 14 mai 2025 (version 7) par le gestionnaire de réseau de distribution AIESH.

3. RESERVES

La présente décision 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.

4. PROPOSITION DE REVENU AUTORISE 2025-2029

4.1. Revenus autorisés approuvés

La valorisation des revenus autorisés relatifs aux exercices d'exploitation 2025-2029, approuvés à travers la décision du 28 mars 2024 référencée CD-24c28-CWaPE-0888 et révisés ensuite à travers la décision du 30 janvier 2025 référencée CD-25a30-CWaPE-1037, est reprise dans le tableau suivant :

TABLEAU 1 SYNTHESE DES REVENUS AUTORISES 2025-2029 APPROUVEES

Intitulé	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029	TOTAL
Charges nettes contrôlables	8.319.862	8.464.193	8.611.448	8.761.726	8.918.822	43.076.051
Charges nettes contrôlables autres	4.291.351	4.363.168	4.436.604	4.511.733	4.592.328	22.195.183
Charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public	999.640	1.017.635	1.035.953	1.054.601	1.073.585	5.181.414
Charges nettes contrôlables liées aux immobilisations	3.028.871	3.083.391	3.138.892	3.195.392	3.252.909	15.699.453
Charges et produits non-contrôlables	4.077.805	4.033.955	4.032.940	4.058.038	4.102.996	20.305.734
Charges et produits non-contrôlables hors OSP	4.035.740	3.994.132	3.990.653	4.008.432	4.045.384	20.074.341
Charges et produits émanant de factures de transit émises ou reçues par le GRD	33.621	34.911	36.251	37.642	39.090	181.516
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	8.894.456
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	292.460
Redevance de voirie	637.773	637.773	637.773	637.773	637.773	3.188.866
Charge fiscale résultant de l'application de l'impôt des sociétés sur la marge bénéficiaire équitable	848.245	843.296	835.159	827.045	812.265	4.166.011
Autres impôts, taxes, redevances, surcharges, précomptes immobiliers et mobiliers	45	45	45	45	45	226
Cotisations de responsabilisation de l'ONSSAPL	677.850	665.642	672.502	660.798	674.014	3.350.805
Charges de pension non-capitalisées	0	0	0	0	0	0
Charges et produits non-contrôlables OSP	42.065	39.823	42.287	49.605	57.612	231.393
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	1.311.018
Charges de distribution supportées par le GRD pour l'alimentation de clientèle propre	268.842	277.285	285.986	294.952	304.191	1.431.256
Charges de transport supportées par le GRD pour l'alimentation de clientèle propre	61.767	63.707	65.706	67.765	69.888	328.833
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	-3.114.060
Charges d'achat des certificats verts	47.907	50.058	53.512	55.970	58.903	266.350
Primes « Qualiwatt » 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	7.997
Charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants	374.943	327.713	334.116	418.404	387.482	1.842.658
Charges nettes fixes	184.112	27.396	-83.190	-117.319	-183.350	-172.351
Charges nettes variables	190.831	300.317	417.306	535.723	570.832	2.015.009
Marge équitable	2.474.276	2.534.429	2.585.018	2.635.676	2.666.334	12.895.732
Marge équitable RAB hors PV de réévaluation	2.095.570	2.208.179	2.308.601	2.405.743	2.479.537	11.497.631
Marge équitable PV de réévaluation						
	378.706	326.250	276.417	229.932	186.797	1.398.102
Marge OSP	0	0	0	0	0	0
Quote-part des soldes régulatoires approuvés et affectés	0	0	0	0	0	0
Soldes régulatoires déjà affectés	0	0	0	0	0	0
TOTAL	15.246.885	15.360.290	15.563.523	15.873.844	16.075.634	78.120.175

Les revenus autorisés des années 2026 à 2029 approuvés n'incluent aucun solde régulatoire.

Le revenu autorisé présenté ci-dessus pour l'année 2025 ne correspond pas au revenu autorisé sous-jacent aux tarifs périodiques de distribution 2025 approuvés par la CWaPE le 29 novembre 2024 (décision référencée CD-24k29-CWaPE-1004). En effet, le revenu autorisé 2025 a été révisé une fois à la hausse à travers la décision du 30 janvier 2025 (décision référencée CD-25a30-CWaPE-1037). L'écart entre le revenu autorisé 2025 initial et le revenu autorisé révisé est répercuté dans les tarifs de distribution des années 2026 et 2029 via le tarif pour soldes régulatoires (cfr section 4.2.2)

4.2. Proposition d'affectation des soldes régulatoires

4.2.1. Récapitulatif des soldes régulatoires non affectés

Les soldes régulatoires restant à affecter pour l'AIESH constituent une créance tarifaire de **2.512.853 EUR** telle que détaillée dans le tableau suivant :

TABLEAU 2 SYNTHESE DES SOLDES REGULATOIRES NON AFFECTES

Année	Total	Montant affecté dans les tarifs 2022	Montant affecté dans les tarifs 2023	Montant affecté dans les tarifs 2024	Montant affecté dans les tarifs 2025	Total montant déjà affecté	Quote-part non affectée	Référence décision
Solde régulatoire 2020 approuvé	171.427,88	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	171.427,88	CD-21j28-CWaPE-0581
Solde régulatoire 2021 approuvé	771.853,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	771.853,39	CD-23a12-CWaPE-0719
Solde régulatoire 2022 approuvé	776.842,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	776.842,96	CD-24e16-CWaPE-0935
Solde régulatoire 2023 provisoire (analyse encours)	-4.108.863,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-4.108.863,51	
Ecart révision compteurs communicants 2025 approuvé	-124.113,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-124.113,71	CD-25a30-CWaPE-1037
TOTAL	-2.512.852,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-2.512.852,99	

4.2.2. Proposition d'affectation des soldes régulatoires non affectés dans le revenu autorisé 2026-2029

La proposition formulée par l'AIESH à travers la proposition de tarifs périodiques 2026-2029 du 14 mai 2025 (version 7) est d'affecter :

- 124.113,71 EUR aux tarifs de distribution de l'année 2027 (soit la totalité de l'écart de révision 2025 à la suite du déploiement généralisé des compteurs) ;
- Un acompte de 1.100.000 EUR sur le solde régulatoire 2023 (soit 27 % du solde régulatoire 2023 en cours d'analyse) aux tarifs de distribution des années 2027 à 2029. Pour rappel, les soldes régulatoires approuvés 2020 à 2021 constituent une dette tarifaire de 1.720.124,23 EUR qui diminue la créance 2023 en cours d'analyse.

TABLEAU 3 PROPOSITION D'AFFECTATION DU SOLDE REGULATOIRE / DE L'ECART 2025

Année d'affectation	Exercice ayant généré le solde							
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
2026	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2027	0,00	0,00	0,00	0,00	300.000,00	0,00	124.113,71	
2028	0,00	0,00	0,00	0,00	400.000,00	0,00	0,00	
2029	0,00	0,00	0,00	0,00	400.000,00	0,00	0,00	
Solde régulatoire année N non affecté	0,00	171.427,88	771.853,39	776.842,96	-3.008.863,51	0,00	0,00	

4.2.3. Demande d'affectation anticipative du solde régulatoire 2023 dans les revenus autorisé 2026-2029

Le solde régulatoire électricité de l'année 2023 rapporté par l'AIESH est un actif régulatoire estimé à -4.108.863,51 EUR. Ce solde régulatoire particulièrement important provient principalement des coûts d'achat d'électricité et de la diminution des volumes de prélèvement constatée en 2023.

L'AIESH craint également de comptabiliser des soldes régulatoires importants en 2024 car les volumes de prélèvement du 1^{er} semestre 2024 sont largement inférieurs au budget et les coûts d'achat d'électricité restent supérieurs au budget.

Ces facteurs indiquent que les soldes régulatoires à affecter dans les tarifs de distribution des années 2026 et suivantes seront très conséquents. Aussi, pour lisser au maximum l'impact de l'affectation de ces soldes régulatoires sur les tarifs de distribution, l'AIESH a demandé à la CWaPE, à titre exceptionnel, d'affecter de façon anticipative une partie du solde régulatoire 2023 dans les tarifs de l'année 2026-2029 et ce avant son approbation qui devrait intervenir le 17 juillet 2025.

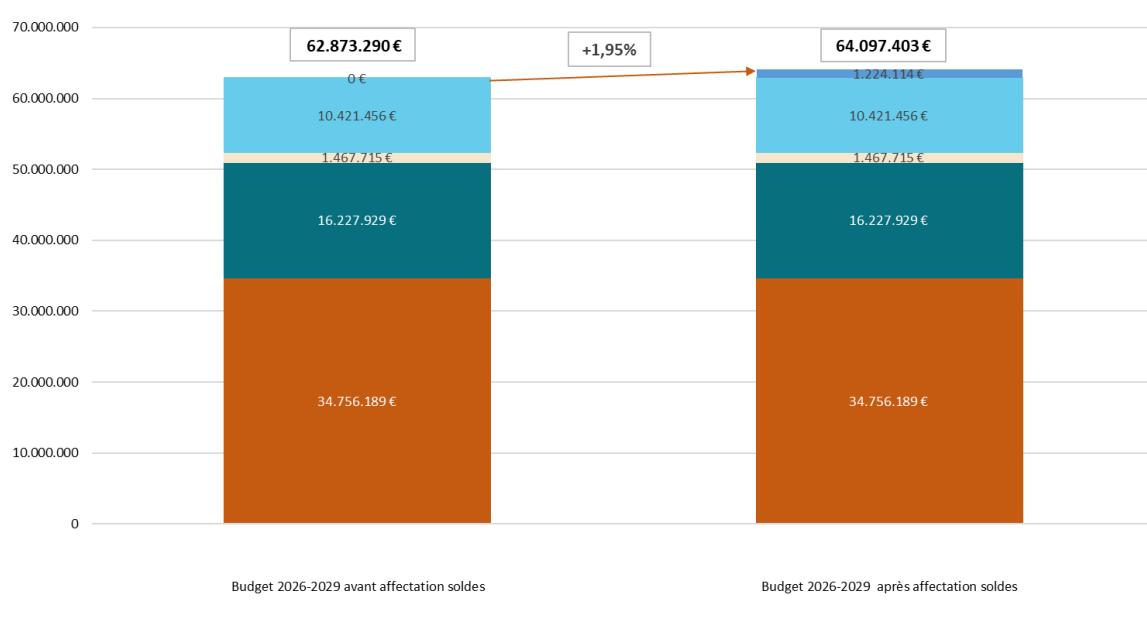
4.3. Revenus autorisés adaptés des années 2026 à 2029

Le revenu autorisé cumulé approuvé des années 2026 à 2029 s'élève à **62.873.209 EUR**.

L'AIESH propose d'y ajouter l'écart 2025 généré à la suite de la révision du revenu autorisé 2025-2029 relative au déploiement généralisé des compteurs qui s'élève à **124.114 EUR** et un acompte de **1.100.000 EUR** sur le solde régulatoire 2023 en cours d'analyse.

Le revenu autorisé cumulé des années 2026 à 2029 incluant la proposition d'affectation des écarts/soldes régulatoires de l'AIESH s'élève à **64.097.403 EUR** soit une **augmentation de 1,95 %** par rapport au revenu autorisé cumulé approuvé des années 2026 à 2029.

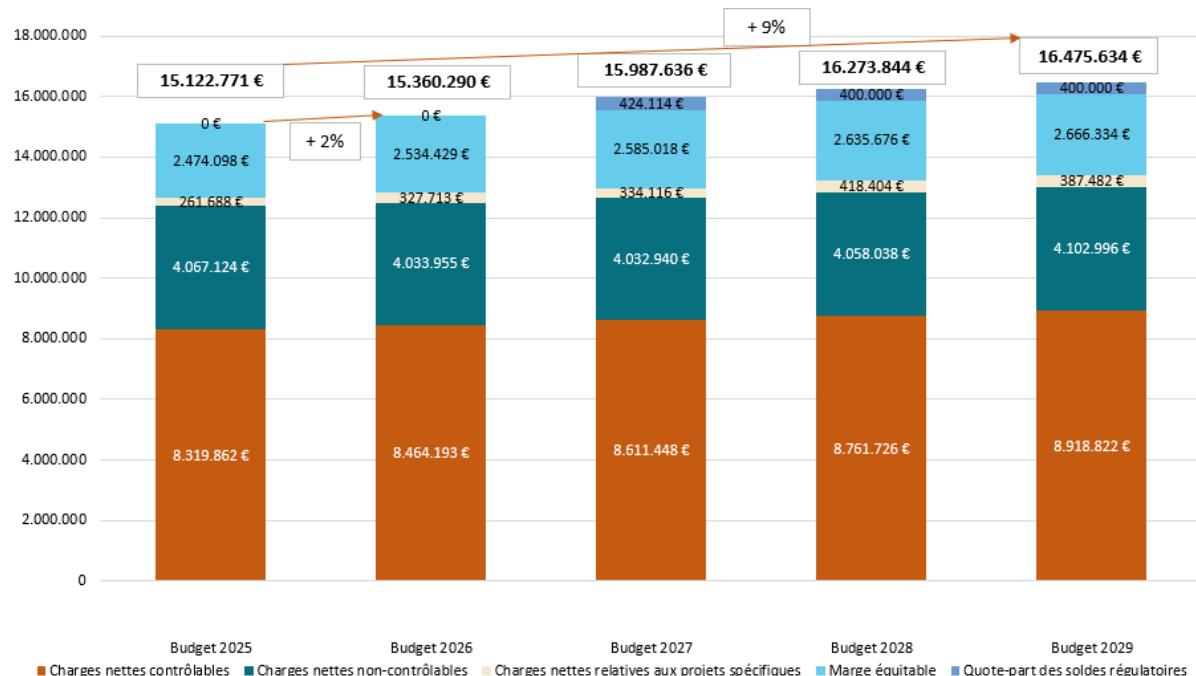
GRAPHIQUE 1 IMPACT DE L'AFFECTATION DES SOLDES REGULATOIRES SUR LE REVENU AUTORISE 2026-2029



4.4. Évolution du revenu autorisé entre 2025 et 2029

Le graphique ci-dessous montre l'évolution du revenu autorisé budgétaire de l'AIESH entre 2025 et 2029 (y incluse la proposition d'affectation des soldes régulatoires).

GRAPHIQUE 2 ÉVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ ENTRE 2025 ET 2029



Le revenu autorisé présenté ci-dessous pour l'année 2025 correspond au revenu autorisé sous-jacent aux tarifs périodiques de distribution 2025 approuvés par la CWaPE le 29 novembre 2024 (décision CD-24k29-CWaPE-1004). Comme indiqué à la section 4.1, ce revenu autorisé diffère du revenu autorisé présenté dans le tableau 1 qui intègre la révision du revenu autorisé 2025 du 30 janvier 2025.

Par rapport au revenu autorisé ayant servi de base à la détermination des tarifs de l'année 2025, le revenu autorisé électricité de l'année 2026 de l'AIESH est en augmentation de 237.518€, soit une hausse de l'ordre de 2 %.

Entre 2025 et 2029, le revenu autorisé de l'AIESH augmente de 1.352.862€ soit une augmentation de 9 %)¹.

¹ Pour l'explication de l'évolution entre le revenu autorisé 2025 et le revenu autorisé 2029, la CWaPE renvoie le lecteur à sa décision du 28 mars 2024 référencée CD-24c28-CWaPE-0888 et à la décision de révision du revenu autorisé du 30 janvier 2025 référencée CD-25a30-CWaPE-1037.

4.4.1. 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 autres² (52 %).

Les charges nettes contrôlables augmentent de 598.960 EUR (soit 7 %) entre 2025 et 2029.

La méthodologie tarifaire définit le montant maximal annuel des charges nettes contrôlables des années 2025 à 2029. Le GRD avait 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. Le gestionnaire de réseau de distribution a en effet 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 montant 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 autres 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.

4.4.2. 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 contrôlables hors obligations de service public.

4.4.2.1. Les charges nettes non-contrôlables OSP

² 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.

Les charges nettes non-contrôlables relatives aux obligations de service public sont composées :

- des charges d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle du GRD ;
- des charges de distribution pour l'alimentation de la clientèle du GRD ;
- des charges de transport pour l'alimentation de la clientèle du GRD ;
- des charges d'achat des certificats verts pour l'alimentation de la clientèle du GRD ;
- des produits issus de la vente d'électricité à la clientèle du GRD ;
- des charges et produits issus du processus de réconciliation.

Les charges nettes non-contrôlables OSP augmentent de 15.548 EUR (soit 37 %) entre 2025 et 2029.

Les charges de distribution supportées par le GRD pour l'alimentation de clientèle propre augmentent de 35.349 EUR :

- Les volumes pris en considération sont les suivants :
 - 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 clients protégés estimé selon la volumétrie communiquée par ORES lors de la reprise du réseau de Couvin et augmenté 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 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.

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 diminuent de 38.026 EUR :

- **Clients « fournisseur X » :** Les volumes pris en considération pour la détermination des 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^e 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 des 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 EUR 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.

4.4.2.1. Les charges nettes non-contrôlables hors OSP

Les charges nettes non-contrôlables hors OSP sont composées :

- des charges de transit entre GRD ;
- des charges d'achat d'électricité pour la couverture des pertes en réseau ;
- des charges et produits issus du processus de réconciliation ;
- de la redevance de voirie ;
- de la charge fiscale résultant de l'application de l'impôt des sociétés ;
- des autres impôts, taxes, redevances, surcharges, précomptes immobiliers et mobiliers ;
- des cotisations de responsabilisation de l'ONSSAPL ;
- des charges de pension non-capitalisées.

Les charges nettes non-contrôlables hors OSP augmentent de 9.644 EUR (soit 0,2 %) 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 EUR. Les trois premières années, le montant budgétaire 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 2027 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'une part, de la variation de la marge bénéficiaire équitable (y inclus le déploiement généralisé des compteurs communicants) 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...).

4.4.3. Les charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants

Ces charges sont composées principalement des charges d'amortissement des compteurs communicants, des charges de désaffection des compteurs BT et des CàB, des coûts IT et des coûts de communication des compteurs communicants.

Les charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants augmentent de 12.539 EUR (soit 3 %) entre 2025 et 2029.

Cette augmentation provient essentiellement :

- de l'augmentation des produits et coûts évités grâce au déploiement des compteurs communicants ;
- de la diminution des charges opérationnelles IT en fin de période de déploiement puisque les développements nécessaires auront été réalisés précédemment ; et
- de l'augmentation des charges nettes immobilisées (amortissements).

TABLEAU 4 VARIATION DES CHARGES NETTES RELATIVES AU DEPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS

	B 2025	B 2026	B 2027	B 2028	B 2029	Variation B2025-2029
CNI réseau additionnelles	190.831	300.317	417.306	535.723	570.832	380.001
CNI IT additionnelles	10.768	17.789	20.522	20.367	20.210	9.442
Charges opérationnelles IT	386.456	287.431	263.133	288.587	285.752	-100.704
Charges opérationnelles hors IT	214.649	228.509	214.670	228.531	211.766	-2.882
Charges opérationnelles Atrias	0	0	0	0	0	0
Produits/Gains OPEX MOZA/EOC/switch/Drop...	-80.750	-133.667	-183.661	-232.217	-261.239	-180.488
Produits/Gains OPEX compteurs à budget	-315.089	-320.761	-326.534	-332.412	-338.396	-23.306
Produits/Gains relève périodique et non périodiques	-31.922	-51.906	-71.320	-90.175	-101.445	-69.523
Réduction de coût => impact marginal	0	0	0	0	0	0
TOTAL CHARGES PROJET COMpteURS COMMUNICANTS	374.943	327.713	334.116	418.404	387.482	12.539

4.4.4. 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 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 CALCUL DE LA MARGE EQUITABLE

	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	50.543.041	53.532.953	56.135.758	58.520.356	60.960.311
Valeur des actifs régulés au 31/12/N	53.532.953	56.135.758	58.520.356	60.960.311	62.185.304
Valeur moyenne des actifs régulés	52.037.997	54.834.355	57.328.057	59.740.334	61.572.808
Valeur de la PV de réévaluation au 01/01/N	9.595.203	9.213.135	8.790.318	8.369.903	7.943.726
Valeur de la PV de réévaluation au 31/12/N	9.213.135	8.790.318	8.369.903	7.943.726	7.518.305
Valeur moyenne de la PV réévaluation	9.404.169	9.001.727	8.580.111	8.156.815	7.731.016
Marge équitable applicable sur la RAB hors PV de réévaluation	2.095.570	2.208.179	2.308.601	2.405.743	2.479.537
Marge équitable applicable sur la PV de réévaluation	378.706	326.250	276.417	229.932	186.797
Marge équitable totale	2.474.276	2.534.429	2.585.018	2.635.676	2.666.334

La marge équitable totale s'élève à 2.474.276 EUR en 2025 et à 2.666.334 EUR en 2029 **soit une augmentation de 192.058 EUR (soit 8 %) entre 2025 et 2029.**

La valeur des actifs régulés du GRD évolue en fonction notamment des investissements³, des désinvestissements et des charges d'amortissement.

4.4.5. La quote-part des soldes régulatoires

Le tableau suivant reprend le montant des soldes régulatoires intégré dans les revenus autorisés 2025 à 2029 :

TABLEAU 6 SOLDES REGULATOIRES / ÉCARTS INTEGRES DANS LES REVENUS AUTORISES

	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Montant de l'écart 2025 révision budget CC			124.114		
Montant du solde régulatoire affecté dans le Revenu Autorisé	0	0	300.000	400.000	400.000

³ 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.

5. PROPOSITION DE TARIFS PERIODIQUES ELECTRICITE 2026-2029

5.1. Contrôles effectués

Sur la base de la proposition de tarifs périodiques de distribution 2026-2029, la CWaPE a contrôlé le calcul des tarifs périodiques de distribution d'électricité de l'AIESH.

Au terme de ces contrôles, la CWaPE acte le respect des règles d'établissement des tarifs périodiques de distribution 2026-2029 par l'AIESH telles qu'édictées par la méthodologie tarifaire 2025-2029.

La CWaPE a contrôlé que les tarifs périodiques de distribution ont été établis conformément aux articles 70 à 97 de la méthodologie tarifaire 2025-2029, ainsi qu'aux lignes directrices référencées CD-24f27-CWaPE-0055 relatives à la structure tarifaire applicable aux utilisateurs du réseau de distribution basse tension en Région wallonne pour les années 2026 à 2029 (ci-après les lignes directrices), notamment :

- Les tarifs périodiques de distribution sont présentés conformément aux grilles tarifaires définies par la CWaPE ;
- Les tarifs assurent une stabilité des coûts de distribution pour les utilisateurs de réseau de distribution (cf. 5.2. Évolution tarifaire pour un client-type de chaque niveau de tension) ;
- Les recettes des tarifs annuels de prélèvement et d'injection des années 2026 à 2029 couvrent respectivement le revenu autorisé annuel correspondant (cf. 5.1.1. Réconciliation entre les recettes budgétées et le revenu autorisé) ;
- Les tarifs réalisent au mieux les équilibres tels que visés à l'article 4, § 2, 5°, du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité, et tiennent compte de la réflexivité des coûts liés aux différents niveaux de tension visée à l'article 5, § 2, de la méthodologie tarifaire (cf. 5.1.4. Contrôle de la cohérence globale des tarifs périodiques de distribution 2026-2029) ;
- Les différents tarifs sont uniformes sur le territoire du gestionnaire de réseau de distribution ;
- Les principales hypothèses établies par le gestionnaire de réseau, portant sur les volumes de prélèvement ou d'injection, les puissances de prélèvement ou d'injection et le nombre d'EAN raccordés au réseau de distribution sont cohérentes avec les hypothèses correspondantes prises en compte pour la détermination des coûts additionnels de transition des années 2025 à 2029 et ont été concertées avec les autres gestionnaires de réseau actifs en Wallonie.
- La CWaPE constate que l'AIESH n'a pas dérogé aux principes d'établissement des tarifs applicables aux utilisateurs du réseau de distribution basse tension (catégories 2 et 3) repris dans les lignes directrices référencées CD-24f27-CWaPE-0055, tels que, notamment, la fixation des tarifs qui composent le terme capacitaire de la configuration tarifaire incitative à 0 EUR/kW, les tensions tarifaires applicables aux tarifs qui composent le terme proportionnel

du tarif pour l'utilisation du réseau de distribution, aussi bien pour la configuration tarifaire standard qu'incitative, ou encore la hauteur du terme fixe.

Des contrôles spécifiques par catégorie de tarifs ont également été développés et sont présentés dans la suite de ce document (cf. 5.1.2. Les tarifs périodiques de distribution – prélèvement, 5.1.3. Les tarifs périodiques de distribution – injection).

5.1.1. Réconciliation entre les recettes budgétées et le revenu autorisé des années 2026 à 2029

Les dispositions de l'article 71, 2°, de la méthodologie tarifaire 2025-2029 précisent que les tarifs périodiques annuels de prélèvement et d'injection sont déterminés de façon à ce que les recettes budgétées qu'ils génèrent ensemble couvrent le revenu autorisé de l'année à laquelle ils se rapportent.

L'examen de la proposition de tarifs périodiques d'électricité 2026-2029 de l'AIESH permet à la CWaPE de confirmer la réconciliation entre le revenu autorisé et les recettes budgétées obtenues en application des tarifs périodiques de prélèvement et d'injection.

TABLEAU 7 RECONCILIATION RECETTES BUDGETEES ET REVENUS AUTORISES 2026 - 2029

BUDGET 2026																
Intitulé	TOTAL			TMT			MT			TBT			BT			
	Coûts	Produits	Ecart	Coûts	Produits	Ecart	Coûts	Produits	Ecart	Coûts	Produits	Ecart	Coûts	Produits	Ecart	
Prélèvements	I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution	12.799.164	12.762.942	36.222	307.805	307.807	-2	1.322.433	1.322.432	1	59.325	59.325	0	11.109.601	11.073.378	36.223
	II. Tarif pour les Obligations de Service Public	1.057.458	1.093.681	-36.223	26	0	2.622	2.622	0	493	493	0	1.054.317	1.090.540	-36.223	
	III. Tarif pour les surcharges	1.481.114	1.481.114	0	282.506	282.506	0	201.587	201.587	0	7.550	7.550	0	989.471	989.471	0
	Redevance de voirie	637.773	637.773	0	270.942	270.942	0	105.365	105.365	0	3.114	3.114	0	258.351	258.351	0
	Impôts sur le revenu	843.296	843.296	0	11.563	11.563	0	96.217	96.217	0	4.435	4.435	0	731.081	731.081	0
	Autres impôts	45	45	0	1	1	0	5	5	0	0	0	0	39	39	0
	IV. Tarif pour les soldes régulatoires	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL		15.337.737	15.337.738	-1	590.337	590.339	-2	1.526.642	1.526.642	1	67.368	67.368	0	13.153.390	13.153.390	0
Injection	I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution	22.553	22.553	0	6.529	6.529	0	14.802	14.802	0	304	304	0	918	918	0
	TOTAL	22.553	22.553	0	6.529	6.529	0	14.802	14.802	0	304	304	0	918	918	0
	TOTAL	15.360.289	15.360.290	-1	596.866	596.868	-2	1.541.444	1.541.443	1	67.671	67.671	0	13.154.308	13.154.307	0
BUDGET 2027																
Intitulé	TOTAL			TMT			MT			TBT			BT			
	Coûts	Produits	Ecart	Coûts	Produits	Ecart	Coûts	Produits	Ecart	Coûts	Produits	Ecart	Coûts	Produits	Ecart	
Prélèvements	I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution	12.989.346	12.959.646	29.700	311.274	311.276	-2	1.345.163	1.345.162	1	60.364	60.363	0	11.272.546	11.242.845	29.701
	II. Tarif pour les Obligations de Service Public	1.078.241	1.107.938	-29.697	26	26	0	2.669	2.669	0	502	502	0	1.075.043	1.104.740	-29.697
	III. Tarif pour les surcharges	1.472.977	1.472.977	0	282.395	282.395	0	200.658	200.658	0	7.507	7.507	0	982.417	982.417	0
	Redevance de voirie	637.773	637.773	0	270.942	270.942	0	105.365	105.365	0	3.114	3.114	0	258.351	258.351	0
	Impôts sur le revenu	835.159	835.159	0	11.452	11.452	0	95.288	95.288	0	4.393	4.393	0	724.027	724.027	0
	Autres impôts	45	45	0	1	1	0	5	5	0	0	0	0	39	39	0
	IV. Tarif pour les soldes régulatoires	424.114	424.114	0	12.242	12.242	0	57.411	57.411	0	1.922	1.922	0	352.538	352.538	0
TOTAL		15.964.678	15.964.674	4	605.937	605.939	-2	1.605.901	1.605.901	1	70.295	70.295	0	13.682.545	13.682.540	5
Injection	I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution	22.959	22.959	0	6.647	6.647	0	15.068	15.068	0	309	309	0	934	934	0
	TOTAL	22.959	22.959	0	6.647	6.647	0	15.068	15.068	0	309	309	0	934	934	0
	TOTAL	15.987.637	15.987.633	4	612.584	612.586	-2	1.620.970	1.620.969	1	70.604	70.604	0	13.683.479	13.683.474	5
BUDGET 2028																
Intitulé	TOTAL			TMT			MT			TBT			BT			
	Coûts	Produits	Ecart	Coûts	Produits	Ecart	Coûts	Produits	Ecart	Coûts	Produits	Ecart	Coûts	Produits	Ecart	
Prélèvements	I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution	13.281.401	13.258.707	22.695	330.993	330.995	-2	1.377.027	1.377.026	1	61.649	61.649	0	11.511.732	11.489.037	22.696
	II. Tarif pour les Obligations de Service Public	1.104.206	1.126.903	-22.697	27	27	0	2.717	2.717	0	511	511	0	1.100.950	1.123.647	-22.697
	III. Tarif pour les surcharges	1.464.863	1.464.863	0	282.283	282.283	0	199.733	199.733	0	7.464	7.464	0	975.383	975.383	0
	Redevance de voirie	637.773	637.773	0	270.942	270.942	0	105.365	105.365	0	3.114	3.114	0	258.351	258.351	0
	Impôts sur le revenu	827.045	827.045	0	11.340	11.340	0	94.362	94.362	0	4.350	4.350	0	716.992	716.992	0
	Autres impôts	45	45	0	1	1	0	5	5	0	0	0	0	39	39	0
	IV. Tarif pour les soldes régulatoires	400.000	400.000	0	11.546	11.546	0	54.146	54.146	0	1.813	1.813	0	332.494	332.494	0
TOTAL		16.250.470	16.250.472	-2	624.849	624.851	-2	1.633.624	1.633.623	1	71.437	71.437	0	13.920.560	13.920.560	-1
Injection	I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution	23.372	23.372	0	6.766	6.766	0	15.340	15.340	0	315	315	0	951	951	0
	TOTAL	23.372	23.372	0	6.766	6.766	0	15.340	15.340	0	315	315	0	951	951	0
	TOTAL	16.273.842	16.273.844	-2	631.616	631.618	-2	1.648.963	1.648.963	1	71.752	71.752	0	13.921.511	13.921.512	-1

BUDGET 2029																
	Intitulé	TOTAL			TMT			MT			TBT			BT		
		Coûts	Produits	Ecart	Coûts	Produits	Ecart	Coûts	Produits	Ecart	Coûts	Produits	Ecart	Coûts	Produits	Ecart
Prélèvements	I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution	13.470.563	13.453.598	16.964	330.108	330.110	-2	1.396.546	1.396.545	1	62.582	62.582	0	11.681.327	11.664.362	16.965
	II. Tarif pour les Obligations de Service Public	1.131.197	1.148.146	-16.949	27	27	0	2.766	2.766	0	520	520	0	1.127.883	1.144.832	-16.949
	III. Tarif pour les surcharges	1.450.083	1.450.083	0	282.081	282.081	0	198.046	198.046	0	7.386	7.386	0	962.570	962.570	0
	Redevance de voirie	637.773	637.773	0	270.942	270.942	0	105.365	105.365	0	3.114	3.114	0	258.351	258.351	0
	Impôts sur le revenu	812.265	812.265	0	11.138	11.138	0	92.676	92.676	0	4.272	4.272	0	704.179	704.179	0
	Autres impôts	45	45	0	1	1	0	5	5	0	0	0	0	39	39	0
	IV. Tarif pour les soldes régulatoires	400.000	400.000	0	11.546	11.546	0	54.146	54.146	0	1.813	1.813	0	332.494	332.494	0
Injection	TOTAL	16.451.843	16.451.828	15	623.762	623.765	-2	1.651.505	1.651.504	1	72.302	72.302	0	14.104.273	14.104.257	16
	I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution	23.792	23.792	0	6.888	6.888	0	15.616	15.616	0	320	320	0	968	968	0
	TOTAL	23.792	23.792	0	6.888	6.888	0	15.616	15.616	0	320	320	0	968	968	0
	TOTAL	16.475.635	16.475.620	15	630.651	630.653	-2	1.667.120	1.667.120	1	72.622	72.622	0	14.105.242	14.105.226	16

5.1.2. Les tarifs périodiques de distribution – prélèvement

5.1.2.1. Le tarif pour l'utilisation du réseau

Le tarif pour l'utilisation du réseau de distribution est bien déterminé, conformément aux articles 79 à 88 de la méthodologie tarifaire 2025-2029 ainsi qu'aux lignes directrices référencées CD-24f27-CWaPE-0055 relatives à la structure tarifaire applicable aux utilisateurs du réseau de distribution basse tension en Région wallonne pour les années 2026 à 2029. Ainsi, la CWaPE a pu constater que :

- **Le terme capacitaire pour les utilisateurs de réseau des niveaux de tension T-MT, MT, T-BT et BT de catégorie 1**, est exprimé en EUR/kW/mois et est composé à 66 % du tarif pour la pointe du mois et à 33 % du tarif pour la pointe annuelle.
- **Le terme capacitaire** de la configuration tarifaire incitative est composé du tarif de base et du tarif pour la puissance supplémentaire, lesquels sont fixés à 0 EUR/kW pour les années 2026 à 2029.
- **Le terme prosumer** est exprimé en EUR/kWe et est fonction de la puissance nette développable de l'installation de production.

Le terme prosumer doit être établi de manière à ce qu'il génère, sur une base annuelle, un coût similaire, dans le chef du prosumer, aux coûts qui seraient générés si les tarifs de prélèvement d'électricité sur le réseau de distribution⁴ et les tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport⁵ sur le réseau basse tension étaient appliqués aux volumes (kWh) non autoconsommés produits par l'installation de production, en considérant un pourcentage forfaitaire d'autoconsommation de 40,26 % et une production de 1 000 kWh par an par kWe.

$$\text{Tarif prosumer (EUR/kWe)} = \frac{\text{Volume produit estimé (kWh)} \times (1 - 40,26\%) \times \text{tarif prélèvement BT (EUR/kWh)}}{\text{Puissance nette développable (kWe)}}$$

⁴ Pour le terme proportionnel relatif au tarif pour l'utilisation du réseau de distribution, le tarif applicable aux « heures normales » est pris en considération.

⁵ Pour le terme proportionnel relatif au tarif pour la gestion et le développement de l'infrastructure de réseau des tarifs de refacturation du transport, le tarif applicable aux « heures normales » est pris en considération.

La CWAPE a contrôlé que le tarif prosumer a été déterminé conformément aux modalités de calcul telles que définies ci-dessus (article 81 de la méthodologie tarifaire 2025-2029) :

TABLEAU 8 CONTROLE DU CALCUL DU TERME PROSUMER

	2026	2027	2028	2029
Hypothèse de production en (kWh/kWe)	1.000	1.000	1.000	1.000
Coefficient (100%-40,26%)	59,74%	59,74%	59,74%	59,74%
Tarif de prélèvement BT (EUR/kWh) Distribution	0,12868	0,13435	0,13761	0,13934
Tarif de prélèvement BT (EUR/kWh) Transport	0,0281238	0,0281238	0,0281238	0,0281238
Tarif attendu (EUR/kWe)	93,67	97,06	99,01	100,05
Tarif proposé (EUR/kWe)	93,67	97,06	99,01	100,05
Différence observée	0,00	0,00	0,00	0,00

- Le **terme fixe** est exprimé en EUR/an et varie en fonction du niveau de tension.
- Le **terme proportionnel** est exprimé en EUR/kWh et est fonction de l'énergie active prélevée par l'utilisateur de réseau sur le réseau de distribution, de la plage horaire au sein de laquelle cette énergie est prélevée, de l'application du terme capacitaire visé à l'article 79 et du niveau de tension :
- Les tarifs du terme proportionnel, applicables aux prélèvements d'électricité en **T-MT, MT et T-BT**, sont différenciés en deux plages horaires. Le gestionnaire de réseau précise les heures associées à chaque plage horaire dans les modalités d'application et de facturation des grilles tarifaires. La CWAPE a vérifié que la tension tarifaire, c'est-à-dire le quotient du tarif en heures pleines par le tarif en heures creuses, est strictement supérieure à 1 pour les tarifs du terme proportionnel applicables aux URD raccordés aux niveaux de tension T-MT, MT et T-BT et pour lesquels le terme capacitaire est applicable.
- En fonction du type de compteur dont il dispose, un utilisateur du réseau **basse tension** peut choisir entre une configuration tarifaire dite « standard » ou une configuration tarifaire dite « incitative » :
 - o Dans le cas de la configuration tarifaire standard, le terme proportionnel est différencié selon 2 plages horaires (configuration tarifaire standard bihoraire) ou 1 plage horaire (configuration tarifaire standard monohoraire). La CWAPE a vérifié que les heures associées aux plages horaires de la tarification standard bihoraire soient précisées dans les modalités d'application et de facturation des grilles tarifaires du GRD pour les années 2026 à 2029. Les plages horaires de la tarification standard bihoraire du GRD correspondent aux plages horaires définies par la CWAPE dans ses lignes directrices.
 - o Dans le cas de la configuration tarifaire incitative, appelée IMPACT dans les grilles tarifaires du GRD, le terme proportionnel est différencié selon trois plages horaires tarifaires. La CWAPE a vérifié que les heures associées aux plages horaires tarifaires de la tarification incitative soient précisées dans les modalités d'application et de facturation des grilles tarifaires du GRD pour les années 2026 à 2029. Les plages

horaires tarifaires de la tarification incitative du GRD correspondent aux plages horaires tarifaires définies par la CWaPE dans ses lignes directrices.

- Les tensions tarifaires établies par le GRD entre les différents tarifs composant le terme proportionnel sont identiques aux tensions tarifaires définies par la CWaPE dans ses lignes directrices.
- Pour l'ensemble des utilisateurs raccordés au réseau de distribution basse tension, les prélevements réalisés sur un compteur de type « exclusif de nuit » sont facturés au tarif exclusif de nuit, lequel est identique au tarif des heures creuses de la configuration tarifaire standard bihoraire, conformément aux lignes directrices. Le gestionnaire de réseau précise les heures associées à l'exclusif de nuit dans les modalités d'application et de facturation des grilles tarifaires.
- Par ailleurs, une réduction de 80 % est bien prévue sur les tarifs du terme proportionnel applicables à l'électricité partagée consommée dans le cadre d'une opération de partage au sein d'un même bâtiment (article 83, § 1^{er}, alinéa 2, de la méthodologie tarifaire 2025-2029).

5.1.2.2. Le tarif pour les obligations de service public

Le tarif pour les obligations de service public est bien déterminé conformément à l'article 89 de la méthodologie tarifaire 2025-2029. La CWaPE a ainsi pu constater que :

- Il est exprimé en EUR/kWh et est fonction de l'énergie prélevée par l'utilisateur de réseau sur le réseau de distribution.
- Pour les niveaux de tension T-MT, MT et T-BT, ce tarif ne couvre que les charges nettes liées à l'obligation de service public imposée aux gestionnaires de réseau de distribution en termes d'entretien et d'amélioration de l'efficacité énergétique des installations d'éclairage public et qui sont imputables respectivement à ces niveaux de tension.
- Pour le niveau de tension BT, le tarif couvre l'ensemble des charges et produits relatifs à l'exécution des obligations de service public imposées par une autorité compétente et incomptant au gestionnaire de réseau de distribution, déduction faite des coûts déjà affectés aux niveaux de tension supérieurs.

5.1.2.3. Le tarif pour les surcharges

Le tarif pour les surcharges est déterminé conformément à l'article 90 de la méthodologie tarifaire 2025-2029. Il est en effet exprimé en EUR/kWh et est fonction de l'énergie prélevée par l'utilisateur de réseau sur le réseau de distribution. Il couvre en outre strictement les charges visées à l'article 12, 7°, 8° et 9°, de la méthodologie tarifaire 2025-2029.

5.1.2.4. Le tarif pour les soldes régulatoires

Le tarif pour les soldes régulatoires est déterminé conformément à l'article 91 de la méthodologie tarifaire 2025-2029. Il est exprimé en EUR/kWh et est fonction de l'énergie prélevée par l'utilisateur de réseau sur le réseau de distribution. En outre, il est conforme aux décisions d'affectation des soldes régulatoires prises par la CWaPE.

5.1.3. Les tarifs périodiques de distribution – injection

Les tarifs périodiques d'injection sont établis conformément aux articles 92 à 97 de la méthodologie tarifaire 2025-2029.

Les tarifs d'injection ont été déterminés, sur la base d'un benchmarking, de manière à ce que les coûts qu'ils génèrent pour un producteur correspondent à la moyenne pondérée des coûts générés par les tarifs d'injection applicables en Flandres et à Bruxelles et ceux pratiqués par Elia, ainsi que ceux pratiqués dans les pays limitrophes (France, Luxembourg, Allemagne, Pays-Bas).

Les tarifs d'injection ont en outre fait l'objet d'une concertation avec l'ensemble des acteurs concernés selon les modalités suivantes :

- 1) Envoi de la proposition de tarifs d'injection soumise à concertation aux participants à la concertation : 2 mai 2024 ;
- 2) Période de concertation : du 2 au 23 mai 2024 ;
- 3) Réception des remarques écrites des acteurs : aucune remarque n'a été reçue.

Dans la proposition de tarifs périodiques, la CWaPE a pris connaissance du fait qu'aucune réaction n'a été transmise par les différents acteurs de marché à la date de clôture de la concertation (23 mai 2024).

Les contrôles relatifs aux tarifs d'injection ont également porté sur les éléments suivants :

- Ils sont fonction des niveaux de tension ;
- Ils ne prévoient pas de différences en fonction de la technologie de production ou de leur date de mise en œuvre ;
- Ils sont composés d'un terme capacitaire exprimé en EUR/kVA (capacité d'injection flexible (fixé à 0 EUR/kVA pour la période 2025-2029) et capacité d'injection permanente) et d'un terme fixe exprimé en EUR/an (établi en tenant compte de l'objectif européen de facilitation de l'accès au réseau des nouvelles capacités de production) ;

Depuis 2019, les tarifs d'injection sont uniformes sur le territoire de la Wallonie.

5.1.4. Contrôle de la cohérence globale des tarifs périodiques de distribution des années 2026-2029

Sur la base de la proposition de tarifs périodiques de distribution d'électricité de l'AIESH, la CWaPE a également contrôlé la cohérence globale du calcul des tarifs périodiques.

À cette occasion, la CWaPE n'a pas relevé d'indices de la présence d'une répartition non transparente, discriminatoire, disproportionnée ou inéquitable des coûts du GRD entre les différentes catégories d'utilisateurs du réseau.

La répartition des revenus autorisés 2026-2029 par niveau de tension est présentée dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 9 REPARTITION DES REVENUS AUTORISES 2026-2029 PAR NIVEAU DE TENSION

Intitulé	BUDGET 2026									
	TOTAL		T-MT		MT		T-BT		BT	
	Eur	%	Eur	%	Eur	%	Eur	%	Eur	%
TOTAL Revenu Autorisé	15.360.289		596.866	4%	1.541.444	10%	67.671	0%	13.154.308	86%
Recettes relatives aux tarifs d'injection	-22.553	0%	-6.529	29%	-14.802	66%	-304	1%	-918	4%
Revenu autorisé après déduction des recettes relatives aux tarifs d'injection	15.337.737	100%	590.337	4%	1.526.642	10%	67.368	0%	13.153.390	86%
Coûts imputés au tarif d'utilisation du réseau de distribution	12.799.164	83%	307.805	2%	1.322.433	10%	59.325	0%	11.109.601	87%
Coûts imputés au tarif d'Obligations de Service Public	1.057.458	7%	26	0%	2.622	0%	493	0%	1.054.317	100%
Coûts imputés au tarif des surcharges	1.481.114	10%	282.506	19%	201.587	14%	7.550	1%	989.471	67%
Redevance de voirie	637.773	4%	270.942	42%	105.365	17%	3.114	0%	258.351	41%
Impôts sur le revenu	843.296	5%	11.563	1%	96.217	11%	4.435	1%	731.081	87%
Autres impôts	45	0%	1	1%	5	11%	0	1%	39	87%
Coûts imputés aux tarifs des soldes régulatoires	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
TOTAL coûts imputés aux tarifs de prélèvement	15.337.737	100%	590.337	4%	1.526.642	10%	67.368	0%	13.153.390	86%

Intitulé	BUDGET 2027									
	TOTAL		T-MT		MT		T-BT		BT	
	Eur	%	Eur	%	Eur	%	Eur	%	Eur	%
TOTAL Revenu Autorisé	15.987.637		612.584	4%	1.620.970	10%	70.604	0%	13.683.479	86%
Recettes relatives aux tarifs d'injection	-22.959	0%	-6.647	29%	-15.068	66%	-309	1%	-934	4%
Revenu autorisé après déduction des recettes relatives aux tarifs d'injection	15.964.678	100%	605.937	4%	1.605.901	10%	70.295	0%	13.682.545	86%
Coûts imputés au tarif d'utilisation du réseau de distribution	12.989.346	81%	311.274	2%	1.345.163	10%	60.364	0%	11.272.546	87%
Coûts imputés au tarif d'Obligations de Service Public	1.078.241	7%	26	0%	2.669	0%	502	0%	1.075.043	100%
Coûts imputés au tarif des surcharges	1.472.977	9%	282.395	19%	200.658	14%	7.507	1%	982.417	67%
Redevance de voirie	637.773	4%	270.942	42%	105.365	17%	3.114	0%	258.351	41%
Impôts sur le revenu	835.159	5%	11.452	1%	95.288	11%	4.393	1%	724.027	87%
Autres impôts	45	0%	1	1%	5	11%	0	1%	39	87%
Coûts imputés aux tarifs des soldes régulatoires	424.114	3%	12.242	3%	57.411	14%	1.922	0%	352.538	83%
TOTAL coûts imputés aux tarifs de prélèvement	15.964.678	100%	605.937	4%	1.605.901	10%	70.295	0%	13.682.545	86%

Intitulé	BUDGET 2028									
	TOTAL		T-MT		MT		T-BT		BT	
	Eur	%	Eur	%	Eur	%	Eur	%	Eur	%
TOTAL Revenu Autorisé	16.273.842		631.616	4%	1.648.963	10%	71.752	0%	13.921.511	86%
Recettes relatives aux tarifs d'injection	-23.372	0%	-6.766	29%	-15.340	66%	-315	1%	-951	4%
Revenu autorisé après déduction des recettes relatives aux tarifs d'injection	16.250.470	100%	624.849	4%	1.633.624	10%	71.437	0%	13.920.560	86%
Coûts imputés au tarif d'utilisation du réseau de distribution	13.281.401	82%	330.993	2%	1.377.027	10%	61.649	0%	11.511.732	87%
Coûts imputés au tarif d'Obligations de Service Public	1.104.206	7%	27	0%	2.717	0%	511	0%	1.100.950	100%
Coûts imputés au tarif des surcharges	1.464.863	9%	282.283	19%	199.733	14%	7.464	1%	975.383	67%
Redevance de voirie	637.773	4%	270.942	42%	105.365	17%	3.114	0%	258.351	41%
Impôts sur le revenu	827.045	5%	11.340	1%	94.362	11%	4.350	1%	716.992	87%
Autres impôts	45	0%	1	1%	5	11%	0	1%	39	87%
Coûts imputés aux tarifs des soldes régulatoires	400.000	2%	11.546	3%	54.146	14%	1.813	0%	332.494	83%
TOTAL coûts imputés aux tarifs de prélèvement	16.250.470	100%	624.849	4%	1.633.624	10%	71.437	0%	13.920.560	86%

Intitulé	BUDGET 2029									
	TOTAL		T-MT		MT		T-BT		BT	
	Eur	%	Eur	%	Eur	%	Eur	%	Eur	%
TOTAL Revenu Autorisé	16.475.635		630.651	4%	1.667.120	10%	72.622	0%	14.105.242	86%
Recettes relatives aux tarifs d'injection	-23.792	0%	-6.888	29%	-15.616	66%	-320	1%	-968	4%
Revenu autorisé après déduction des recettes relatives aux tarifs d'injection	16.451.843	100%	623.762	4%	1.651.505	10%	72.302	0%	14.104.273	86%
Coûts imputés au tarif d'utilisation du réseau de distribution	13.470.563	82%	330.108	2%	1.396.546	10%	62.582	0%	11.681.327	87%
Coûts imputés au tarif d'Obligations de Service Public	1.131.197	7%	27	0%	2.766	0%	520	0%	1.127.883	100%
Coûts imputés au tarif des surcharges	1.450.083	9%	282.081	19%	198.046	14%	7.386	1%	962.570	66%
Redevance de voirie	637.773	4%	270.942	42%	105.365	17%	3.114	0%	258.351	41%
Impôts sur le revenu	812.265	5%	11.138	1%	92.676	11%	4.272	1%	704.179	87%
Autres impôts	45	0%	1	1%	5	11%	0	1%	39	87%
Coûts imputés aux tarif des soldes régulatoires	400.000	2%	11.546	3%	54.146	14%	1.813	0%	332.494	83%
TOTAL coûts imputés aux tarifs de prélèvement	16.451.843	100%	623.762	4%	1.651.505	10%	72.302	0%	14.104.273	86%

Cette répartition du revenu autorisé sur les différentes catégories d'utilisateurs du réseau n'apparaît pas inéquitable, discriminatoire ou disproportionnée, dans la mesure où elle s'inscrit majoritairement dans la continuité de ce qui a été fait lors des périodes tarifaires précédentes et dans la mesure où la CWaPE a pu vérifier que :

- Certains coûts font l'objet d'une affectation directe à un niveau de tension, d'autres découlent de l'application de clés d'affectation. Les différentes clés utilisées en amont par le GRD pour parvenir à cette répartition des coûts entre niveau de tension ont été communiquées à la CWaPE. Celle-ci a donc pu s'assurer du caractère objectif, logique et transparent des différents critères de répartition.
- Les coûts découlant de la gestion du réseau basse tension sont bien uniquement répercutés sur les clients en basse tension, à l'exclusion des clients en moyenne tension, qui n'en bénéficient pas.

À l'occasion de ce contrôle, la CWaPE n'a pas non plus relevé de tarifs paraissant non transparents, discriminatoires, disproportionnés ou inéquitables, ceux-ci constituant le reflet de cette répartition des coûts entre catégories d'utilisateurs du réseau, respectant les balises fixées par la CWaPE dans la méthodologie tarifaire (cf. 5.1.2. et 5.1.3.) et s'inscrivant dans la continuité des tarifs précédemment appliqués (cf. 5.2).

5.2. Évolution des tarifs périodiques de prélèvement

L'évolution des tarifs périodiques de distribution dépend principalement de deux composantes majeures, à savoir l'évolution du revenu autorisé budgétaire et l'évolution des volumes/puissances.

5.2.1. Évolution des revenus autorisés

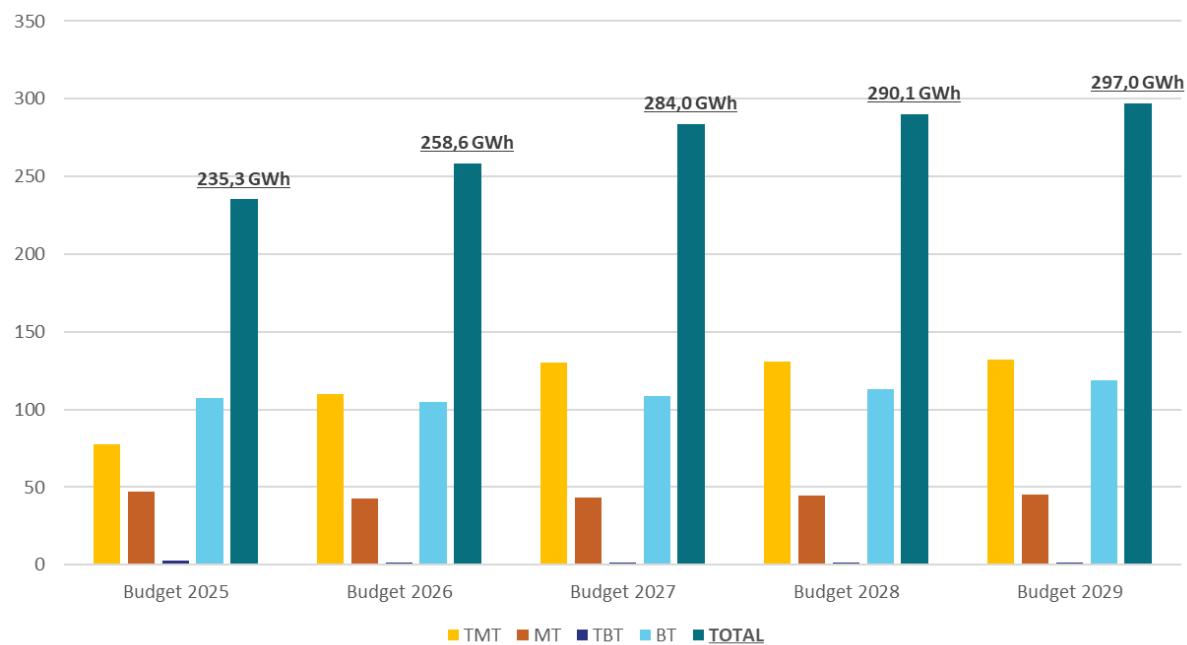
Comme indiqué au point 4 de la présente décision, le revenu autorisé 2029 de l'AIESH s'élève à 16.475.634 EUR et est en augmentation de 1.228.746 EUR par rapport au revenu autorisé budgétaire de l'année 2025, soit une hausse de l'ordre de 8%⁶.

5.2.2. Évolution des volumes et des puissances

5.2.2.1. Volumes de prélèvement d'électricité

Sur la base de la proposition des tarifs périodiques de distribution d'électricité 2026-2029, le graphique suivant montre l'évolution des volumes de prélèvement (hors transit et pertes) entre le budget 2025 et le budget 2029, par niveau de tension.

GRAPHIQUE 3 ÉVOLUTION DES VOLUMES DE PRELEVEMENT (HORS TRANSIT ET PERTES EN RESEAU)



Pour la détermination des tarifs périodiques de prélèvement des années 2026-2029, le gestionnaire de réseau de distribution a pris les hypothèses suivantes :

⁶ Pour l'explication de l'évolution entre le revenu autorisé 2025 et le revenu autorisé 2029, la CWaPE renvoie le lecteur à sa décision du 28 mars 2024 référencée CD-24c28-CWaPE-0888 et à la décision de révision du revenu autorisé du 30 janvier 2025 référencée CD-25a30-CWaPE-1037.

- **Pour les niveaux de tension hors BT :**

Les gestionnaires de réseau de distribution wallons constatent une certaine érosion des volumes distribués depuis quelques années. Aussi, les GRD wallons ont choisi d'utiliser les volumes de l'année 2024 comme référence et d'appliquer à ces volumes une évolution correspondant à l'évolution moyenne observée au cours des années 2019 à 2024. Par dérogation, l'AIESH a exclu les volumes de Couvin des volumes 2024 pour l'évolution des volumes MT et T-BT (le niveau T-MT n'étant pas concerné par Couvin). Par ailleurs, l'AIESH a également tenu compte, dès 2026, d'une forte augmentation de puissance et de consommation prévue pour l'URD du niveau T-MT.

Enfin, les gestionnaires de réseau de distribution considèrent que 10 % des volumes de recharge des véhicules électriques seront attribués au niveau de tension MT en considérant que les rechargements sur les bornes publiques rapides se feront exclusivement en MT ainsi que 5 % des recharges sur le lieu de travail.

- **Pour le niveau de tension BT :**

Les GRD ont scindé leurs hypothèses entre les volumes liés aux « usages de base » et les volumes liés aux « nouveaux usages » (recharges de véhicules électriques, PV, pompes à chaleur).

- **En ce qui concerne les usages de base :** les GRD constatent une forte diminution des volumes consommés en 2023 et 2024 par rapport à 2022, à la suite, notamment, de la hausse du prix de l'électricité (commodité). Les GRD ont pris l'hypothèse que les volumes pour les usages de base des années 2026 à 2029 seraient équivalents aux volumes de l'année 2024 en supposant que l'augmentation des consommations à la suite de la diminution des prix de la commodité serait compensée par la diminution des consommations liée à la forte augmentation du nombre d'installations photovoltaïques en 2023. En outre, les GRD ont pris l'hypothèse que l'efficacité accrue des appareils domestiques serait compensée par l'augmentation des volumes provenant de la croissance du PIB et de l'augmentation de la population.

- **En ce qui concerne les nouveaux usages :**

- **Volumes de recharge des véhicules électriques :** premièrement, les GRD ont estimé le parc automobile électrifié au 31 décembre 2024 en utilisant les données mises à disposition par la FEBIAC et en considérant que la Wallonie représente 30 % du parc automobile belge. Le nombre de véhicules électriques est ensuite réparti pour chaque GRD sur la base de la répartition proposée par Schwartz &Co dans son rapport final soit 0,71 % pour l'AIESH. Ensuite, les GRD ont repris le nombre de véhicules électriques à fin 2029 déterminé par Schwartz&Co et ont calculé l'évolution du nombre de véhicules électriques entre 2024 et 2029 via une extrapolation linéaire. Les résultats de ce calcul pour l'AIESH sont repris ci-dessous :

TABLEAU 10 ESTIMATION DU NOMBRE DE VEHICULES ELECTRIQUES ENTRE 2024 ET 2029

	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Nombre de BEV	656	982	1.447	2.012	2.724	3.667
Evolution %		50%	47%	39%	35%	35%
Nombre de PHEV	699	729	772	824	890	977
Evolution %		4%	6%	7%	8%	10%
Nombre de total VE	1.356	1.711	2.219	2.837	3.614	4.644
Evolution %		26%	30%	28%	27%	28%

Afin de pouvoir calculer les volumes de rechargement des véhicules électriques de l'année 2025, les GRD ont pris les hypothèses suivantes :

- Nombre de km parcouru par année par les véhicules électriques : 20 000 km pour les véhicules 100% électriques et 4.000 km pour les véhicules hybrides ;
 - Consommation moyenne par type de véhicule :
 - 16 kWh / 100 km pour les véhicules BEV (100% électriques)
 - 22 kWh / 100 km pour les véhicules PHEV (hybrides) ;
 - Les volumes de recharge des véhicules électriques sont attribués à 90% à la BT et 10% à la MT en considérant que les recharges à domicile seront exclusivement en BT et que 5% des recharges sur le lieu de travail seront en BT.
- **Volumes de consommation des pompes à chaleur** : les GRD se sont basés sur le nombre de pompes à chaleur installées à fin 2020 selon le rapport de l'ICEDD de mai 2022. Ils ont ensuite repris le nombre de pompes à chaleur à fin 2029 déterminé par Schwartz&Co et ont calculé l'évolution du nombre de pompes à chaleur entre 2020 et 2029 via une extrapolation linéaire. Les résultats de ce calcul pour l'AIESH sont repris ci-dessous :

TABLEAU 11 ESTIMATION DU NOMBRE DE POMPES A CHALEUR ENTRE 2020 ET 2029

#PAC	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
AIESH	1.260	1.305	1.352	1.400	1.451	1.504	1.559	1.616	1.675	1.736

Afin de pouvoir calculer les volumes de consommation des pompes à chaleur de l'année 2025, les GRD ont pris les hypothèses suivantes :

- Consommation annuelle de la pompe à chaleur pour chauffage sol : 4.344 kWh ;
- Consommation annuelle de la pompe à chaleur pour l'eau chaude sanitaire : 941 kWh.

Les GRD ont pris l'hypothèse que le chauffage via pompe à chaleur est uniquement un chauffage de type sol chauffant, et que la pompe à chaleur fournit également l'eau chaude sanitaire ce qui donne une consommation annuelle totale de 5.285 kWh.

- **Volumes de consommation liés à l'installation de production décentralisée d'électricité (<10 kVA)** :
- Point de départ : nombre d'installations PV raccordées sur le réseau au 31/12/2024 et la puissance installée correspondante ;
 - Evolution linéaire de la puissance installée entre 2024 et 2029 en isolant le pic de l'année 2023 ;

TABLEAU 12 ESTIMATION DE LA PUISSANCE TOTALE CUMULEE PV ENTRE 2024 ET 2029

Nom du GRD	Information	2024	2025	2026	2027	2028	2029
AIESH	Puissance totale cumulée	28.741	30.275	31.809	33.343	34.877	36.411

- Le remplacement des compteurs électromécaniques par des compteurs communicants pour les installations avant 2024 entraîne une augmentation des volumes de prélèvement. En effet, le GRD facture le terme prosumer (capacitaire) aux prosumers avec un compteur électromécanique qui bénéficie de la compensation mais facture un terme proportionnel sur les prélèvements bruts aux prosumers avec un compteur communicant. L'AIESH a estimé le nombre de prosumers dont le compteur électromécanique serait remplacé par un compteur communicant afin de calculer les volumes supplémentaires qui seront facturés en 2026-2029.

TABLEAU 13 ESTIMATION DES VOLUMES 204-2029 A LA SUITE DU REMPLACEMENT DES COMpteURS ELECROMECA NIQUES PAR DES COMPTEURS COMMUNICANTS

GRD		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
AIESH	Nombre de prosumers cumulé (avec compensation)	4.705	5.233					
	Nombre prosumers SMART 2023	253						
	Remplacement electromeca SMART		1.082	780	780	780	780	780
	Nombre de compteurs SMART placés par année (avec compensation)	253	1.335	2.115	2.894	3.674	4.454	5.233
	Ratio SMART / ELECTROMECA	5,4%	25,5%	40,4%	55,3%	70,2%	85,1%	100,0%
	Nombre de compteurs SMART placés à mi-année (avec compensation)	794	1.725	2.504	3.284	4.064	4.843	
	Nouveaux prosumers >= 2024		267	267	267	267	267	267
	Puissance nette développable des installations de production ≤ 10 kVA			15.684	11.203	6.722	2.241	
	Volumes kWh prélèvement en + (switch electromecaniques vers SMART)		3.196.116	2.677.036	2.677.036	2.677.036	2.677.036	
	Volumes kWh prélèvement en - (autoconsommation)		-617.571	-617.571	-617.571	-617.571	-617.571	
	Volumes kWh prélèvements (+ ou -)		2.578.545	2.059.465	2.059.465	2.059.465	2.059.465	

- Estimation de la perte de volumes liée aux nouvelles installations mises en service après le 31/12/2023. Ces volumes correspondent aux taux d'autoconsommation (40,26 %) des prosumers.

TABLEAU 14 ESTIMATION DES PERTES DE VOLUMES 2024-2029 A LA SUITE DE L'AUTOCONSOMMATION

GRD		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
AIESH	Nombre de prosumers cumulé (avec compensation)	4.705	5.233					
	Nombre prosumers SMART 2023	253						
	Remplacement electromeca SMART		1.082	780	780	780	780	780
	Nombre de compteurs SMART placés par année (avec compensation)	253	1.335	2.115	2.894	3.674	4.454	5.233
	Ratio SMART / ELECTROMECA	5,4%	25,5%	40,4%	55,3%	70,2%	85,1%	100,0%
	Nombre de compteurs SMART placés à mi-année (avec compensation)	794	1.725	2.504	3.284	4.064	4.843	
	Nouveaux prosumers >= 2024		267	267	267	267	267	267
	Puissance nette développable des installations de production ≤ 10 kVA			15.684	11.203	6.722	2.241	
	Volumes kWh prélèvement en + (switch electromecaniques vers SMART)		3.196.116	2.677.036	2.677.036	2.677.036	2.677.036	
	Volumes kWh prélèvement en - (autoconsommation)		-617.571	-617.571	-617.571	-617.571	-617.571	
	Volumes kWh prélèvements (+ ou -)		2.578.545	2.059.465	2.059.465	2.059.465	2.059.465	

Au total, l'AIESH estime une augmentation des volumes de 2.059.465 kWh en 2026 et les évolutions des volumes facturés suivantes :

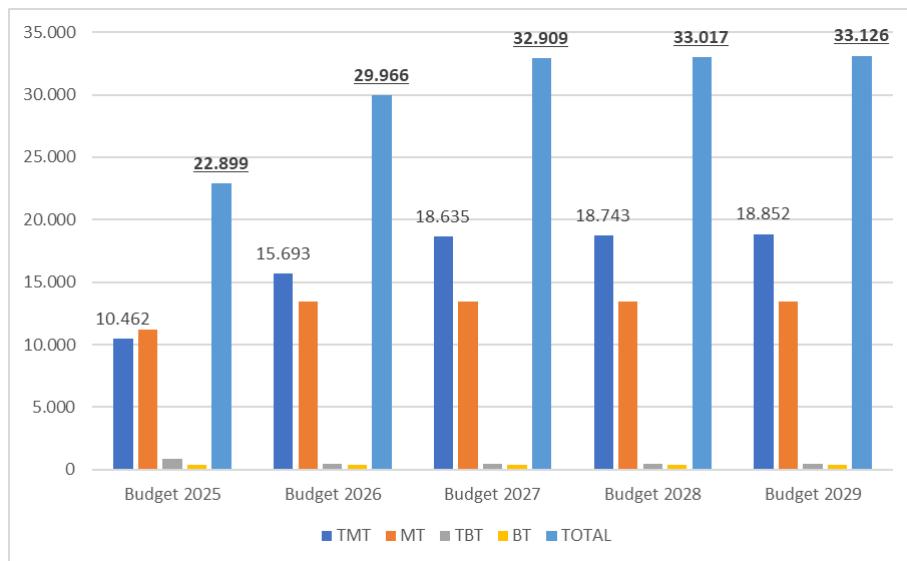
TABLEAU 15 ESTIMATION DES VOLUMES 2024-2029 A LA SUITE DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION DECENTRALISEE D'ELECTRICITE (<10 KVA)

GRD		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
AIESH	Nombre de prosumers cumulé (avec compensation)	4.705	5.233					
	Nombre prosumers SMART 2023	253						
	Remplacement electromeca SMART		1.082	780	780	780	780	780
	Nombre de compteurs SMART placés par année (avec compensation)	253	1.335	2.115	2.894	3.674	4.454	5.233
	Ratio SMART / ELECTROMECA	5,4%	25,5%	40,4%	55,3%	70,2%	85,1%	100,0%
	Nombre de compteurs SMART placés à mi-année (avec compensation)	794	1.725	2.504	3.284	4.064	4.843	
	Nouveaux prosumers >= 2024		267	267	267	267	267	267
	Puissance nette développable des installations de production ≤ 10 kVA			15.684	11.203	6.722	2.241	
	Volumes kWh prélèvement en + (switch electromecaniques vers SMART)		3.196.116	2.677.036	2.677.036	2.677.036	2.677.036	
	Volumes kWh prélèvement en - (autoconsommation)		-617.571	-617.571	-617.571	-617.571	-617.571	
	Volumes kWh prélèvements (+ ou -)		2.578.545	2.059.465	2.059.465	2.059.465	2.059.465	

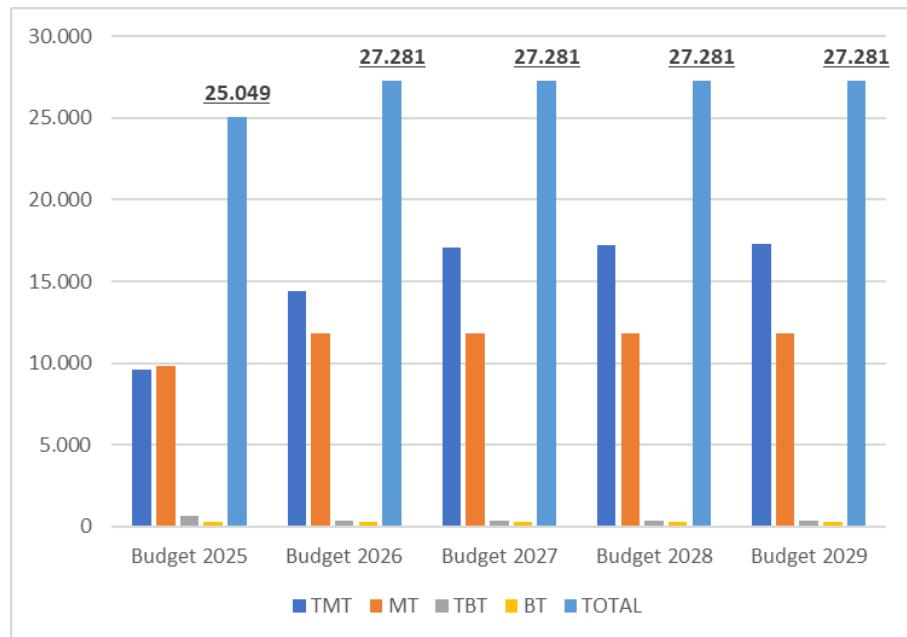
5.2.2.2. Puissances de prélèvement d'électricité

Sur la base de la proposition des tarifs périodiques de distribution d'électricité 2026-2029, le graphique suivant montre l'évolution des puissances de prélèvement (pointe historique et pointe mensuelle) entre le budget 2025 et le budget 2029, par niveau de tension.

GRAPHIQUE 4 ÉVOLUTION DES PUISSANCES DE PRELEVEMENT (POINTE HISTORIQUE) EN KW



GRAPHIQUE 5 ÉVOLUTION DES PUISSANCES DE PRELEVEMENT (POINTE MENSUELLE) EN KW



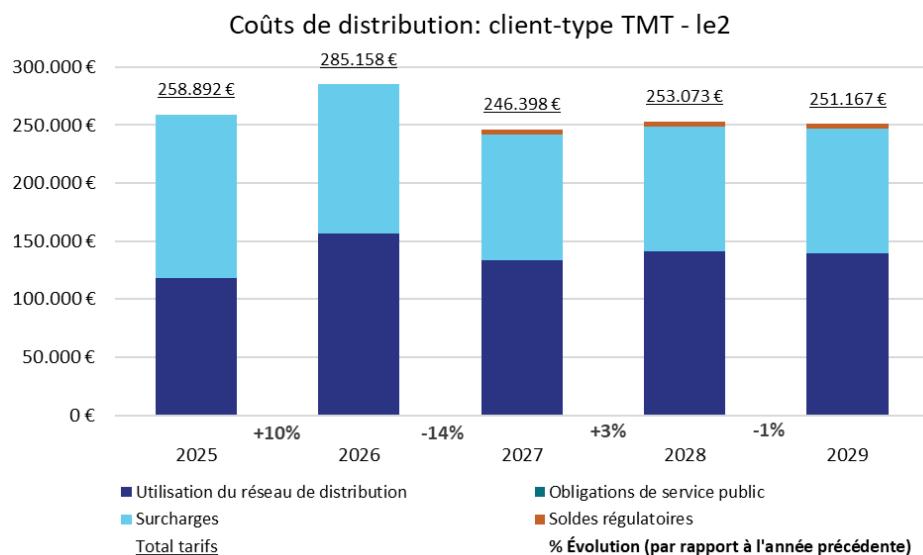
Pour la détermination des puissances de prélèvement, le gestionnaire de réseau de distribution AIESH a pris comme hypothèses, pour tous les niveaux de tension, que les puissances budgétées sont égales aux puissances réelles 2024 facturées dans le gridfee et sont stables pour la période 2026-2029.

5.2.3. Évolution des coûts de distribution par client-type

Sur la base des grilles tarifaires et des simulations tarifaires reprises dans la proposition de tarifs périodiques de distribution d'électricité 2026-2029 de l'AIESH, les graphiques suivants montrent l'évolution des coûts de distribution (prélèvement) entre 2025 et 2029 pour des clients-types de chaque niveau de tension.

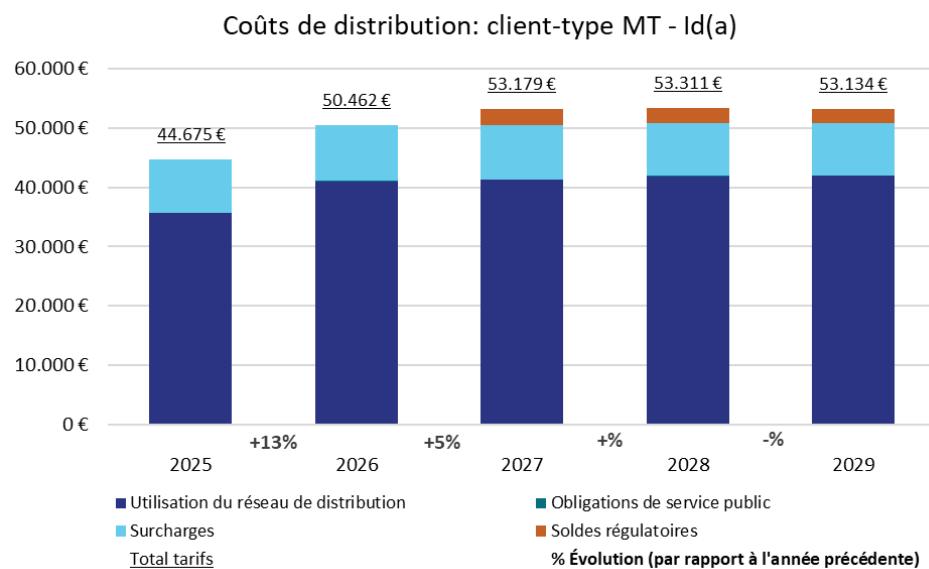
5.2.3.1. Constats - niveau de tension T-MT

GRAPHIQUE 6 SIMULATIONS DES COUTS DE DISTRIBUTION DES ANNEES 2025 À 2029 POUR LE CLIENT-TYPE T-MT (50 GWH – 8,3 MW)



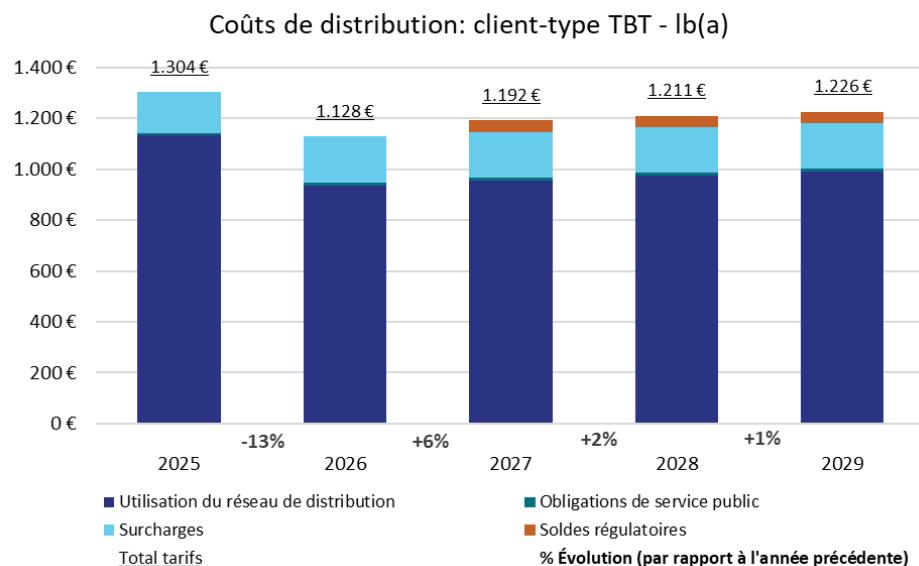
5.2.3.2. Constats - niveau de tension MT

GRAPHIQUE 7 SIMULATIONS DES COUTS DE DISTRIBUTION DES ANNEES 2025 À 2029 POUR LE CLIENT-TYPE MT (2 GWH – 333 KW)



5.2.3.3. Constats - niveau de tension T-BT

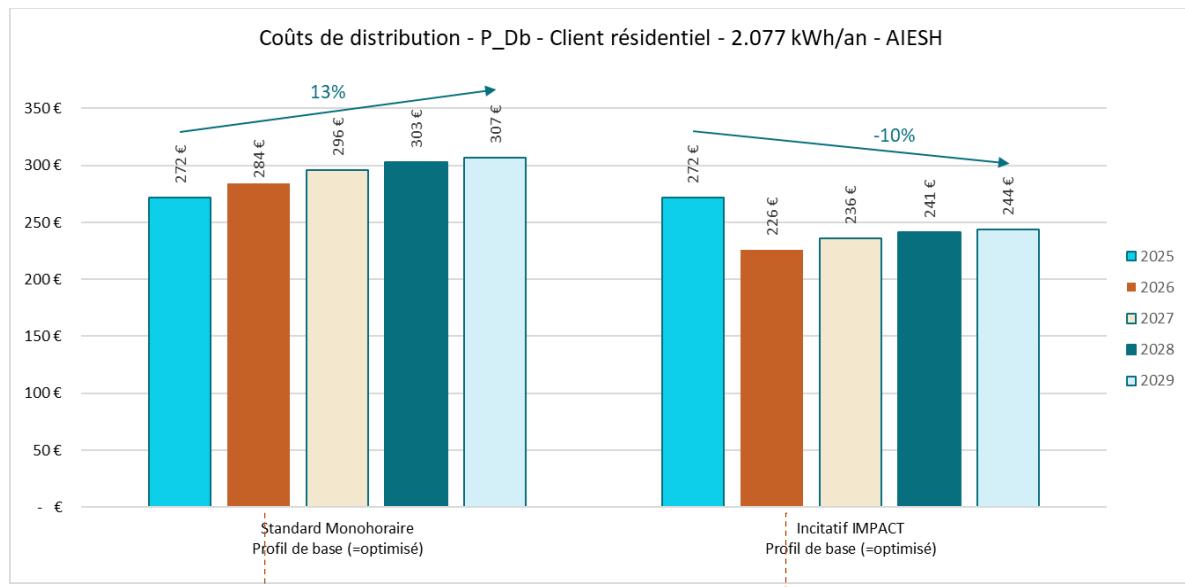
GRAPHIQUE 8 SIMULATIONS DES COUTS DE DISTRIBUTION DES ANNEES 2025 À 2029 POUR LE CLIENT-TYPE T-BT (30 000 KWH – 5,3 KW)



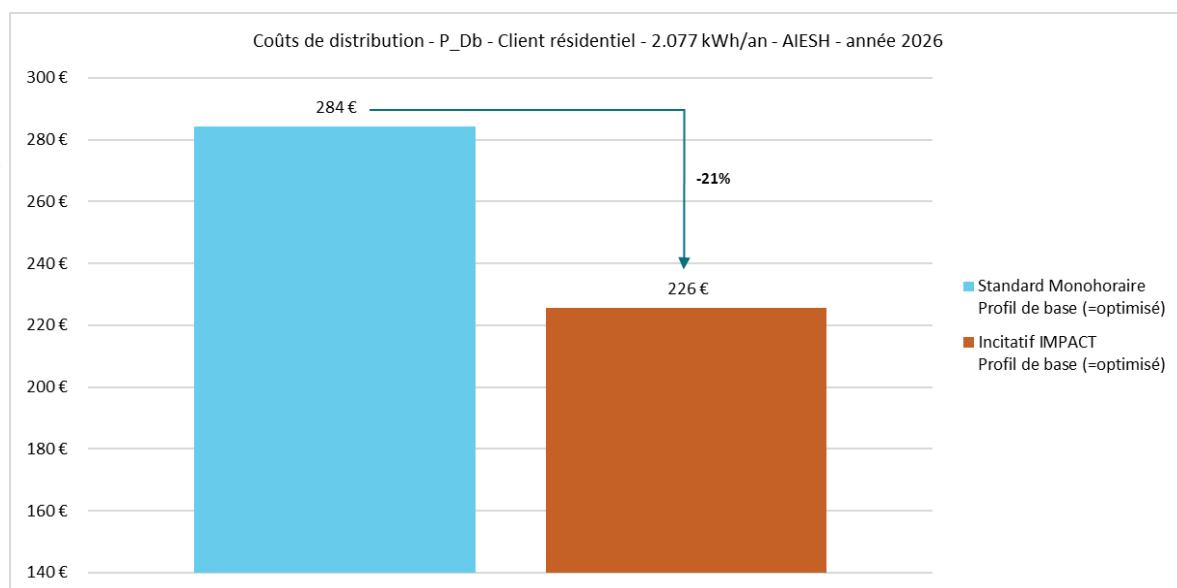
5.2.3.4. Constats - niveau de tension BT

A partir du 1^{er} janvier 2026, la nouvelle structure des tarifs de distribution applicables aux URD des catégories 2 et 3 de la basse tension entre en vigueur. Les nouveaux profils-type de consommation utilisés pour simuler les tarifs de distribution basse tension sont détaillés à l'annexe IX.

GRAPHIQUE 9 SIMULATIONS DES COUTS DE DISTRIBUTION DES ANNEES 2025 A 2029 POUR LE CLIENT-TYPE BASSE TENSION (P_Db) – TARIF MONOHORAIRE ET TARIF IMPACT



GRAPHIQUE 10 SIMULATIONS DES COUTS DE DISTRIBUTION DE L'ANNEE 2026 POUR LE CLIENT-TYPE BASSE TENSION (P_Db) – TARIF MONOHORAIRE ET TARIF IMPACT



VOLUMES DE CONSOMMATION UTILISÉS DANS LES GRAPHIQUES 8 ET 9 :

CONSOMMATION 2025 : 2.077 kWh TH

CONSOMMATION 2026-2029 :

Configuration standard monohoraire :

Volumes de base : 2.077 kWh TH

Configuration incitative – tarif IMPACT :

Volumes de base : 893 kWh Eco – 527 kWh Medium – 656 kWh Pic

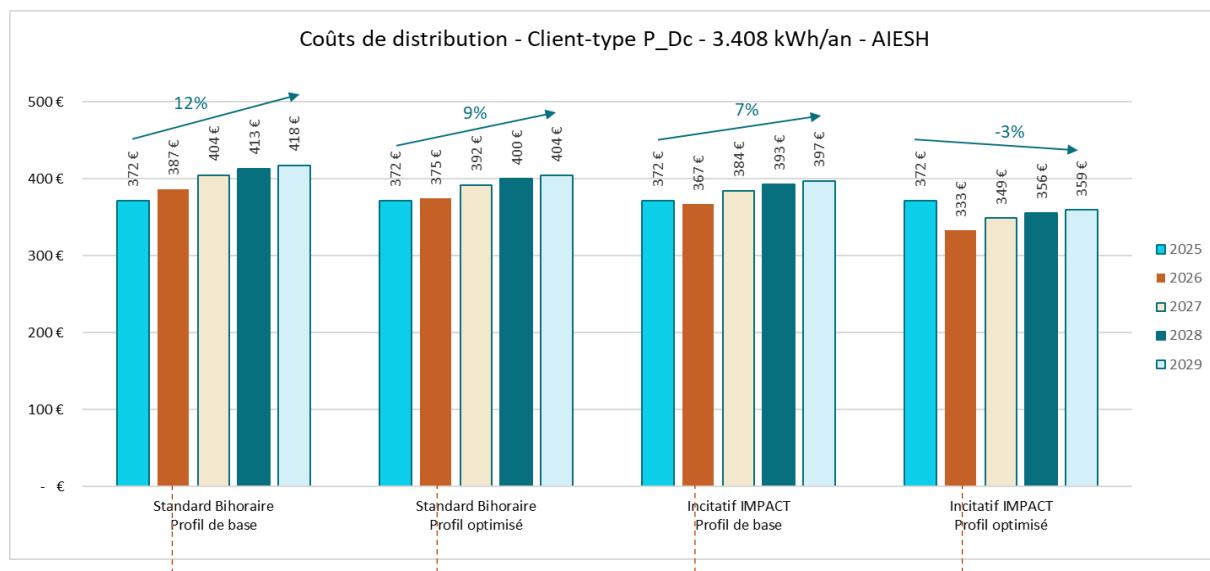
Les graphiques ci-dessus montrent qu'un client basse tension, avec un faible niveau de consommation (2.077 kWh/an) et un usage électrique résidentiel, **verra ses coûts de distribution augmenter de l'ordre de 13 % entre 2025 et 2029 s'il reste en tarification monohoraire.**

Vu son faible niveau de consommation annuelle, il est considéré que ce client a très peu de flexibilité et aucun déplacement de ses charges n'a été réalisé en vue d'optimiser son profil de consommation.

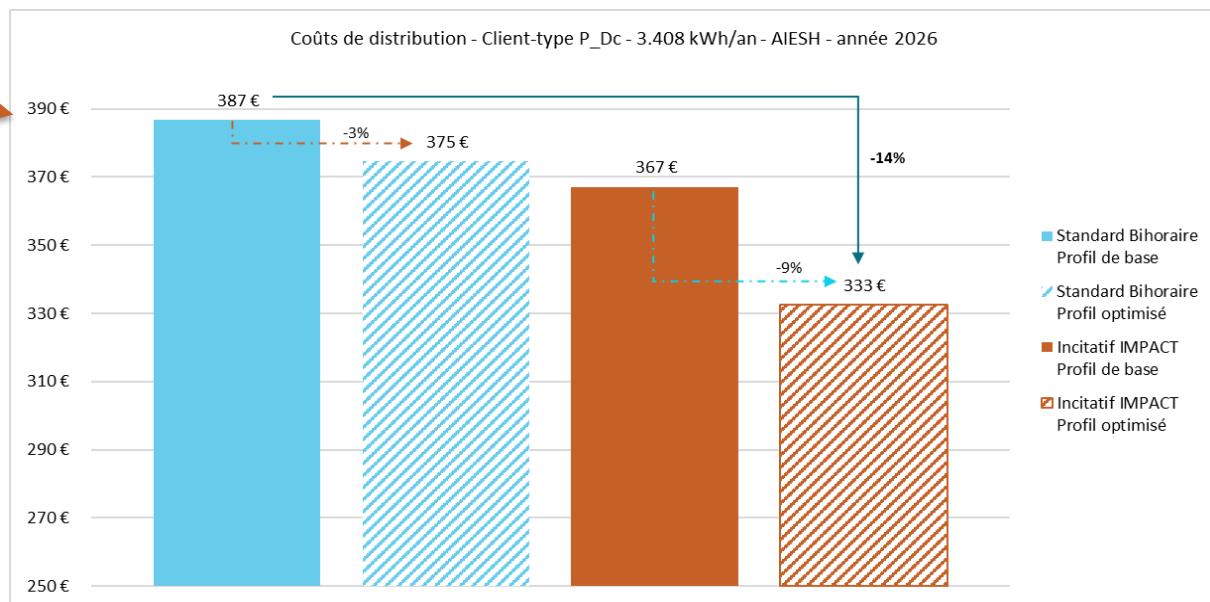
Si ce client-type opte pour **le tarif IMPACT**, ses coûts de distribution évoluent alors à la baisse entre 2025 et 2029 avec une réduction de -10 %. Cette diminution provient en partie de la suppression du terme fixe. Pour ce client, **opter pour la tarification incitative comporte donc peu de risques.**

En conclusion, en choisissant le tarif IMPACT, ce client-type peut réduire ses couts de distribution annuels de -21 % par rapport à la tarification monohoraire. Dans ce cas, il devra toutefois faire preuve de vigilance quant aux moments durant lesquels ses consommations sont réalisées.

GRAPHIQUE 11 SIMULATIONS DES COUTS DE DISTRIBUTION DES ANNEES 2025 A 2029 POUR LE CLIENT-TYPE BASSE TENSION (P_DC) – TARIF BIHORAIRE ET TARIF IMPACT



GRAPHIQUE 12 SIMULATIONS DES COUTS DE DISTRIBUTION DE L'ANNEE 2026 POUR LE CLIENT-TYPE BASSE TENSION (P_DC) – TARIF BIHORAIRE ET TARIF IMPACT



VOLUMES DE CONSOMMATION UTILISÉS DANS LES GRAPHIQUES 10 ET 11 :

CONSOMMATION 2025 : 1.634 kWh HP – 1.774 kWh HC

CONSOMMATION 2026-2029 :

Configuration standard bihoraire :

Volumes de base : 1.613 kWh HP – 1.795 kWh HC

Volumes optimisés : 1.427 kWh HP – 1.981 kWh HC

Configuration incitative – tarif IMPACT :

Volumes de base : 1.410 kWh Eco – 1.022 kWh Medium – 976 kWh Pic

Volumes optimisés : 1.796 kWh Eco – 790 kWh Medium – 822 kWh Pic

Les graphiques ci-dessus montrent qu'un client basse tension, avec un profil de consommation typique d'un usage résidentiel et consommant 3.408 kWh/an, **verra ses coûts de distribution augmenter de**

L'ordre de 12 % entre 2025 et 2029 s'il reste en tarification bihoraire et qu'il n'adapte pas ses habitudes de consommation aux nouvelles plages horaires.

Si, à partir de 2026, ce même client adapte ses habitudes de consommation aux nouvelles plages horaires, ses coûts de distribution augmenteront alors de 9% (contre 12 % initialement) entre 2025 et 2029.

En effet, en optimisant ses consommations, le client peut réduire de -3 % ses coûts de distribution annuels tout en restant en tarification bihoraire.

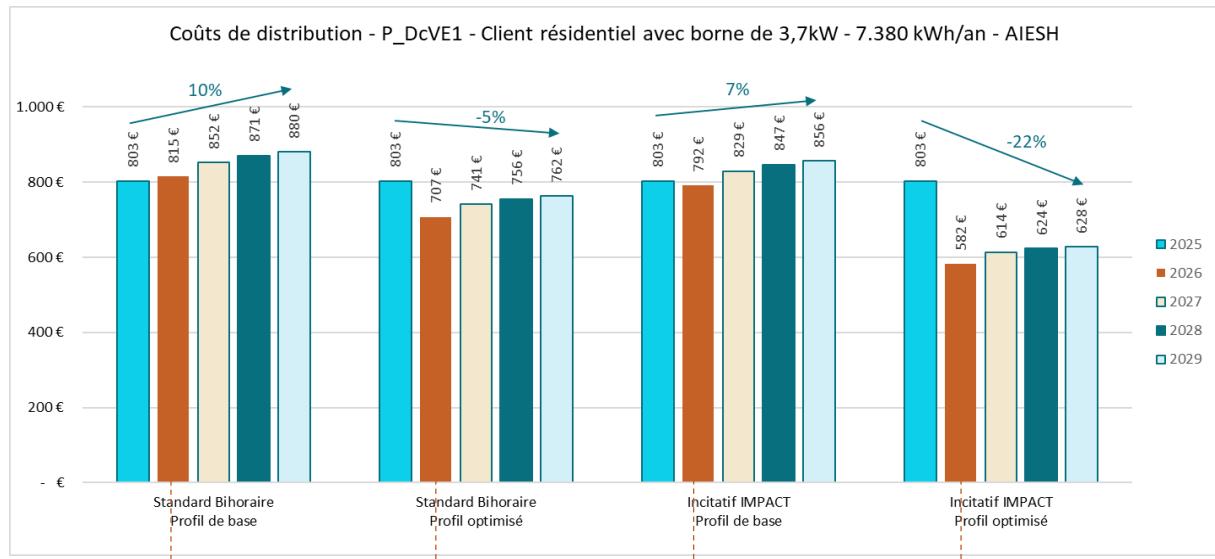
Si ce client-type opte pour le tarif IMPACT, et qu'il ne modifie pas ses habitudes de consommation, l'augmentation de ses coûts de distribution entre 2025 et 2029 est contenue à 7%. Pour ce client, **opter pour la tarification incitative comporte donc peu de risques.**

Si ce même client qui opte pour le tarif IMPACT adapte ses habitudes de consommation et déplace ses charges vers la plage horaire la moins chère, **ses coûts de distribution baisseront alors de -3 % entre 2025 et 2029.**

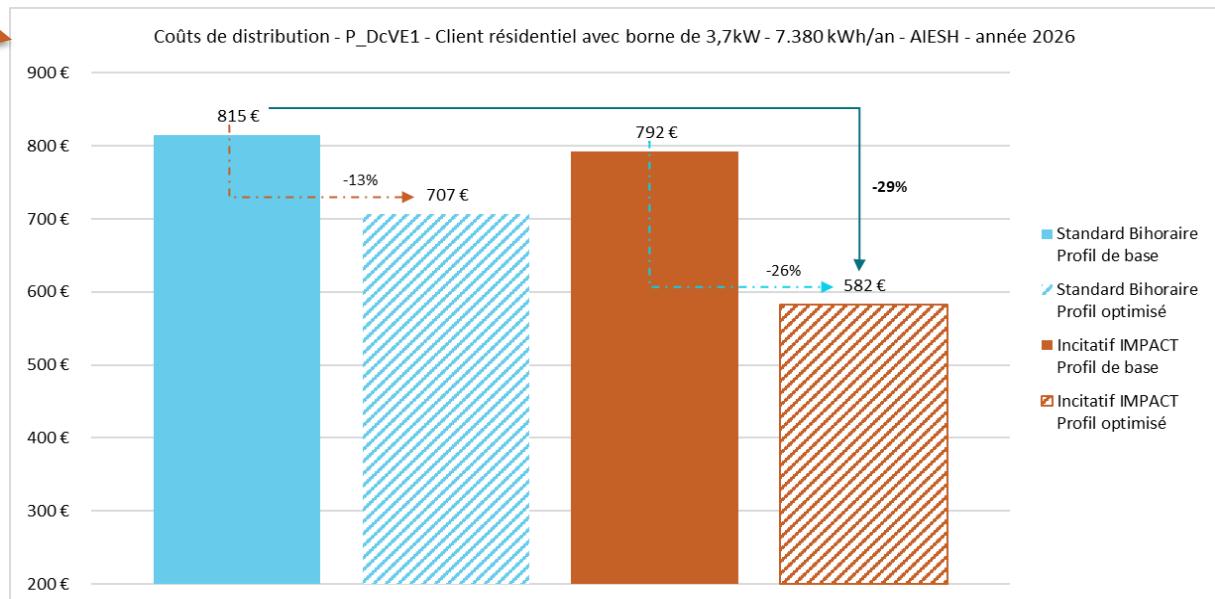
En effet, en optimisant ses consommations, **le client qui a opté pour le tarif IMPACT peut réduire de -9 % ses coûts de distribution annuels par rapport à un comportement de consommation inchangé.**

En conclusion, en choisissant le tarif IMPACT et en optimisant ses consommations, ce client-type peut réduire ses couts de distribution annuels de -14 % par rapport à un comportement plus statique, c'est-à-dire rester en tarification bihoraire et ne pas modifier son comportement de consommation.

GRAPHIQUE 13 SIMULATIONS DES COUTS DE DISTRIBUTION DES ANNEES 2025 A 2029 POUR LE CLIENT-TYPE BT AVEC UNE BORNE DE RECHARGE DE 3,7 KW POUR VEHICULE ELECTRIQUE – TARIF BIHORAIRE ET TARIF IMPACT



GRAPHIQUE 14 SIMULATIONS DES COUTS DE DISTRIBUTION DE L'ANNEE 2026 POUR LE CLIENT-TYPE BT AVEC UNE BORNE DE RECHARGE DE 3,7 KW POUR VEHICULE ELECTRIQUE – TARIF BIHORAIRE ET TARIF IMPACT



VOLUMES DE CONSOMMATION UTILISÉS DANS LES GRAPHIQUES 12 ET 13 :

CONSOMMATION 2025 : 3.841 kWh HP – 3.539 kWh HC

CONSOMMATION 2026-2029 :

CONFIGURATION STANDARD BIHORAIRE :

VOLUMES DE BASE : 3.445 kWh HP – 3.935 kWh HC

VOLUMES OPTIMISÉS : 1.787 kWh HP – 5.604 kWh HC

CONFIGURATION INCITATIVE – TARIF IMPACT :

VOLUMES DE BASE : 3.147 kWh Eco – 2.079 kWh Medium – 2.154 kWh Pic

VOLUMES OPTIMISÉS : 5.282 kWh Eco – 1.032 kWh Medium – 1.050 kWh Pic

Les graphiques ci-dessus montrent qu'un client basse tension, avec un profil de consommation typique d'un usage résidentiel et rechargeant son véhicule électrique à domicile avec une puissance de charge de 3,7kW, **verra ses coûts de distribution augmenter de l'ordre de 10 % entre 2025 et 2029 s'il reste en tarification bihoraire et qu'il n'adapte pas ses habitudes de consommation aux nouvelles plages horaires.**

Si, à partir de 2026, ce même client adapte ses habitudes de consommation aux nouvelles plages horaires, ses coûts de distribution diminueront alors de -5 % (contre +10 % initialement) entre 2025 et 2029.

En effet, en optimisant ses consommations et particulièrement les recharges de son VE, le client peut réduire de -13 % ses coûts de distribution annuels tout en restant en tarification bihoraire.

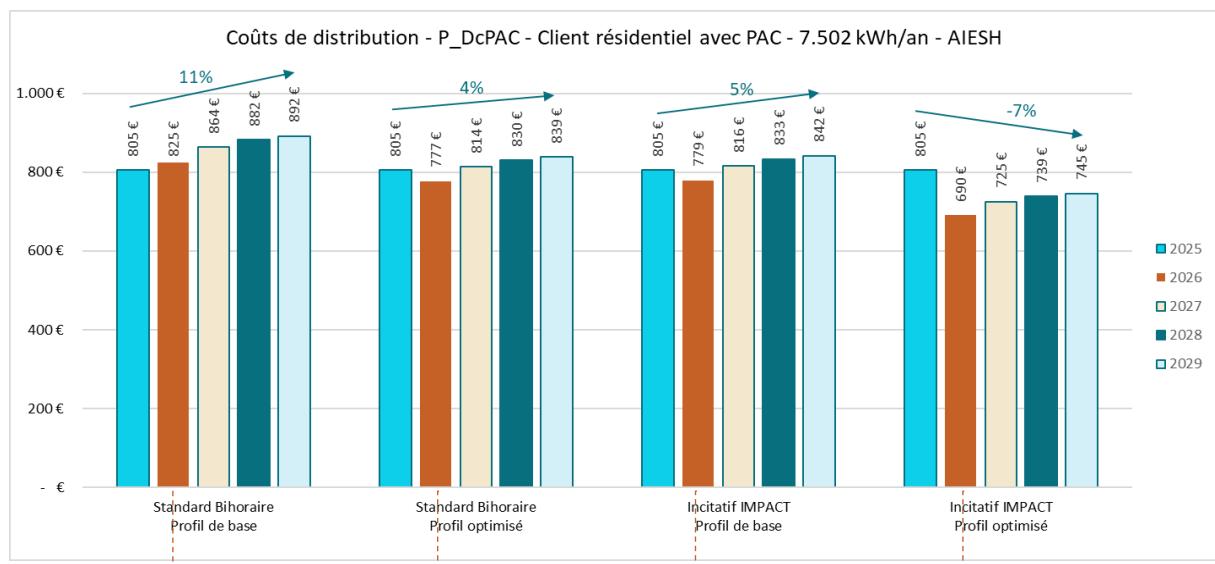
Si ce client-type opte pour le tarif IMPACT et qu'il ne modifie pas ses habitudes de consommation, l'augmentation de ses coûts de distribution entre 2025 et 2029 est contenue à 7%. Pour ce client, **opter pour la tarification incitative comporte donc peu de risques.**

Si ce même client qui opte pour le tarif IMPACT adapte ses habitudes de consommation et optimise en particulier les recharges de son VE, **ses coûts de distribution baisseront alors de -22 % entre 2025 et 2029.**

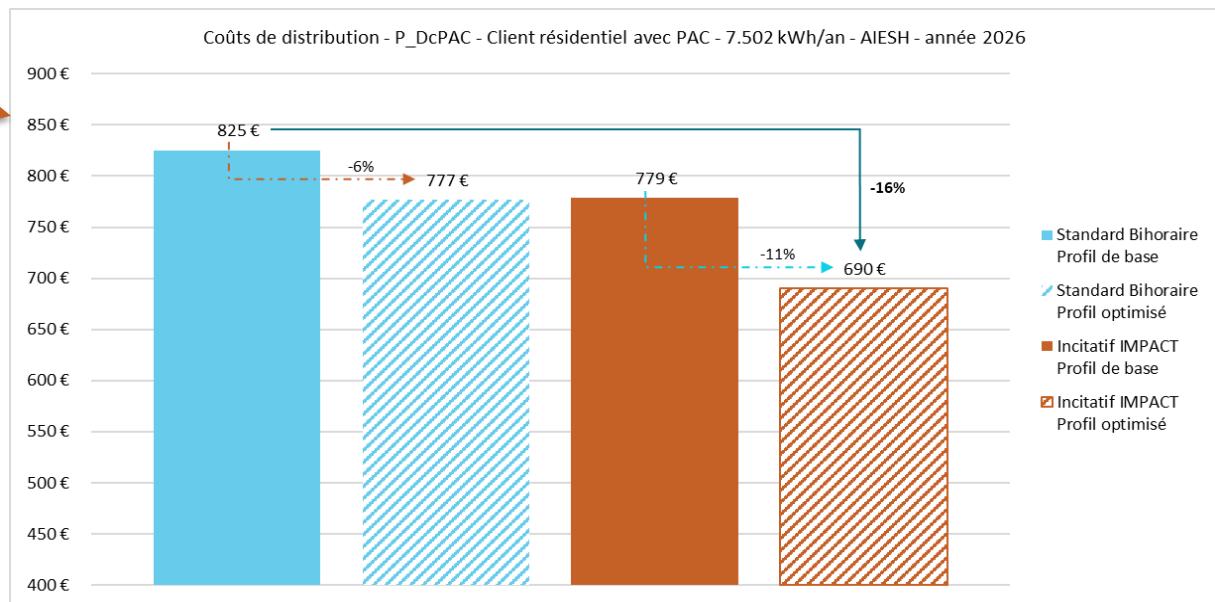
En effet, en optimisant ses consommations, le client qui a opté pour le tarif IMPACT peut réduire de - 26 % ses coûts de distribution annuels par rapport à un comportement de consommation inchangé.

En conclusion, en choisissant le tarif IMPACT et en optimisant ses consommations, ce client-type peut réduire ses couts de distribution annuels de -29 % par rapport à un comportement plus statique, c'est-à-dire rester en tarification bihoraire et ne pas modifier son comportement de consommation.

GRAPHIQUE 15 SIMULATIONS DES COUTS DE DISTRIBUTION DES ANNEES 2025 A 2029 POUR LE CLIENT-TYPE BT AVEC UNE POMPE A CHALEUR – TARIF BIHORAIRE ET TARIF IMPACT



GRAPHIQUE 16 SIMULATIONS DES COUTS DE DISTRIBUTION DE L'ANNEE 2026 POUR LE CLIENT-TYPE BT AVEC UNE POMPE A CHALEUR – TARIF BIHORAIRE ET TARIF IMPACT



VOLUMES DE CONSOMMATION UTILISÉS DANS LES GRAPHIQUES 14 ET 15 :

CONSOMMATION 2025 : 3 718 kWh HP – 3 784 kWh HC

CONSOMMATION 2026-2029 :

CONFIGURATION STANDARD BIHORAIRE :

VOLUMES DE BASE : 3.462 kWh HP – 4.040 kWh HC

VOLUMES OPTIMISÉS : 2.721 kWh HP – 4.781 kWh HC

CONFIGURATION INCITATIVE – TARIF IMPACT :

VOLUMES DE BASE : 3.345 kWh Eco – 2.228 kWh MEDIUM – 1.929 kWh PIC

VOLUMES OPTIMISÉS : 4.285 kWh Eco – 1.727 kWh MEDIUM – 1.490 kWh PIC

Les graphiques ci-dessus montrent qu'un client basse tension, avec un profil de consommation typique d'un usage résidentiel et chauffant son domicile avec une pompe à chaleur, **verra ses coûts de distribution augmenter de l'ordre de 11 % entre 2025 et 2029 s'il reste en tarification bihoraire et qu'il n'adapte pas ses habitudes de consommation aux nouvelles plages horaires.**

Si, à partir de 2026, ce même client adapte ses habitudes de consommation aux nouvelles plages horaires, ses coûts de distribution augmenteront alors seulement de 4 % (contre 11 % initialement) entre 2025 et 2029.

En effet, en optimisant ses consommations, le client peut réduire de -6 % ses coûts de distribution annuels tout en restant en tarification bihoraire.

Si ce client-type opte pour le tarif IMPACT à partir de 2026 et qu'il ne modifie pas ses habitudes de consommation l'augmentation de ses coûts de distribution entre 2025 et 2029 est contenue à 5%, à comportement de consommation inchangé. Pour ce client, **opter pour la tarification incitative comporte donc peu de risques.**

Si ce même client qui opte pour le tarif IMPACT adapte ses habitudes de consommation et déplace ses charges vers la plage horaire la moins chère, **ses coûts de distribution baisseront alors de -7 % entre 2025 et 2029.**

En effet, en optimisant ses consommations, **le client qui a opté pour le tarif IMPACT peut réduire de -11 % ses coûts de distribution annuels par rapport à un comportement de consommation inchangé.**

En conclusion, en choisissant le tarif IMPACT et en optimisant ses consommations, ce client-type peut réduire ses couts de distribution annuels de -16 % par rapport à un comportement plus statique, c'est-à-dire rester en tarification bihoraire et ne pas modifier son comportement de consommation.

5.2.3.5. Explications des évolutions constatées entre 2025 et 2029

Les évolutions des coûts de distribution de l'AIESH entre 2025 et 2029 sont le résultat des observations suivantes :

1° L'évolution du revenu autorisé :

Comme indiqué au point 4.4, par rapport à l'enveloppe budgétaire ayant servi de base à la détermination des tarifs de l'année 2025, le revenu autorisé électricité de l'année 2026 de l'AIESH est en **augmentation de 113.405 EUR**, soit une hausse de l'ordre de 1 %.

Au cours des années 2026-2029, le revenu autorisé passe de 15.360.290 EUR à 16.475.634 EUR soit une **augmentation de 1.115.344 EUR (7 %)**.

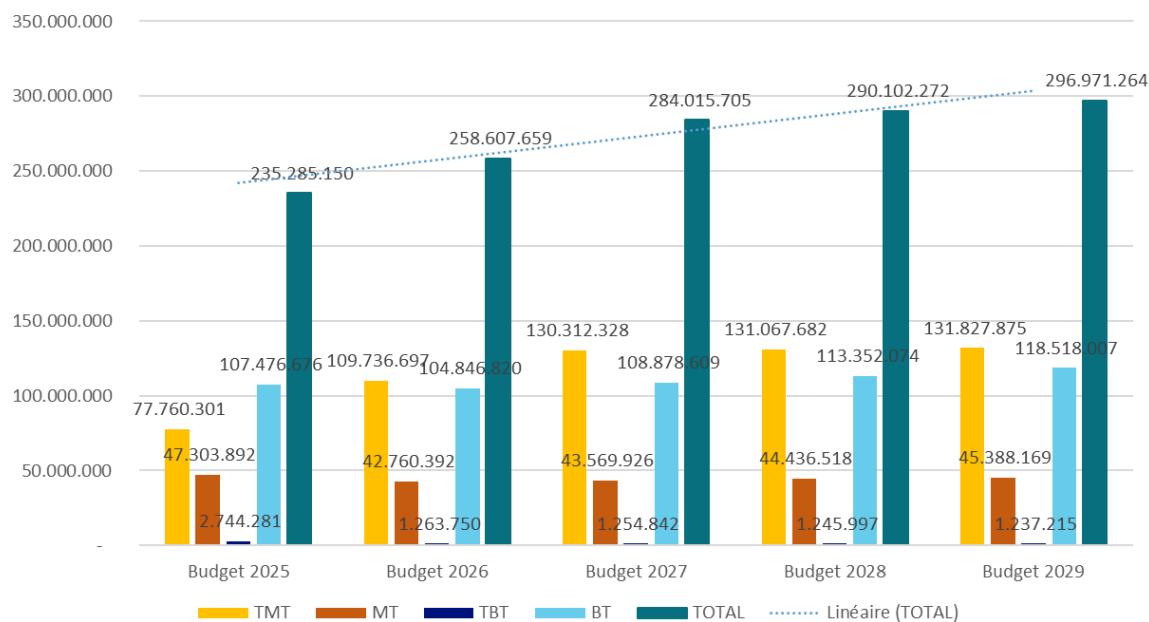
Le revenu autorisé budgété pour 2029 est en augmentation de 8 % par rapport au revenu autorisé budgété pour 2025.

2° L'évolution des volumes et des puissances de prélèvement :

Par rapport aux volumes budgétés en 2025, nous constatons les évolutions suivantes (pour rappel, la détermination des volumes 2025 à 2029 est détaillée dans le point 5.2.2.1 ci-dessus) :

- 1° Niveau T-MT :** augmente de 70 % à la suite de l'augmentation de puissance et de volume en 2026 et en 2027 d'un gros client connecté à ce niveau de tension ;
- 2° Niveau MT :** diminue entre le budget 2025 et le budget 2029 de 4 % ;
- 3° Niveau T-BT :** diminue entre le budget 2025 et le budget 2029 de 55 % suite principalement à la prise en compte des derniers volumes connus (réels 2024) qui s'avèrent largement inférieurs par rapport aux volumes budgétés en 2025 principalement à la suite de la reprise du réseau de Couvin. L'AIESH avait, sur base des informations reçues d'ORES Assets, surestimé les volumes budgétés de 71 % ;
- 4° Niveau BT :** augmente de 10 %.

GRAPHIQUE 17 ÉVOLUTION DES VOLUMES DE PRELEVEMENT (HORS TRANSIT ET PERTES EN RESEAU)



3° La répartition du revenu autorisé par niveau de tension :

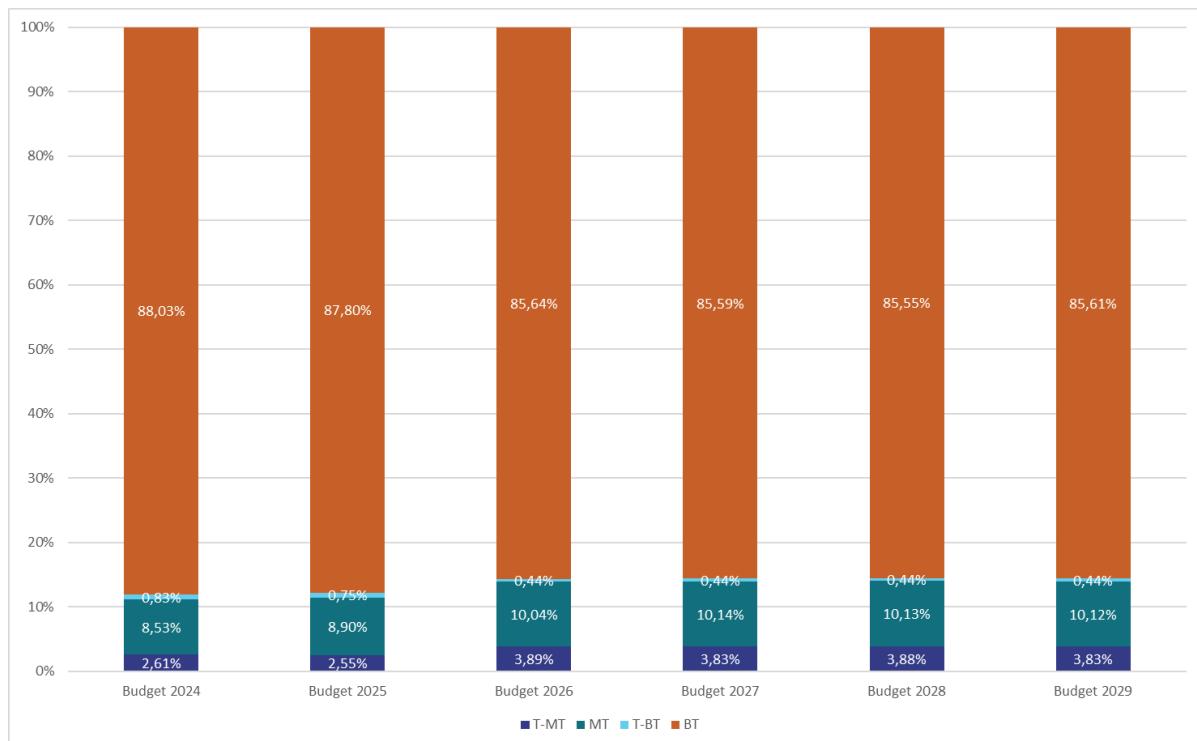
Comme indiqué au point 5.1.4, la répartition du revenu autorisé sur les différentes catégories d'utilisateurs du réseau s'inscrit majoritairement dans la continuité de ce qui a été fait lors de la période tarifaire précédente.

Toutefois, nous constatons une hausse du poids pour le niveau T-MT, MT et à l'inverse, une diminution du poids des niveaux T-BT et BT.

Ces évolutions s'expliquent notamment par :

- 1° L'augmentation conséquente des puissances et volumes budgétés sur le niveau T-MT qui a pour conséquence une augmentation du poids supporté par ce niveau de tension (la clé volume et la clé puissance étant plus importantes) ;
- 2° L'augmentation des puissances budgétés sur le niveau MT qui a pour conséquence une augmentation du poids supporté par ce niveau de tension (la clé puissance étant plus importante) ;
- 3° Le coût relatif au déploiement des compteurs communicants n'est plus exclusivement à charge du niveau BT mais réparti sur les différents niveaux de tension, les GRDs étant d'avis que le déploiement généralisé des compteurs communicants aide à une meilleure connaissance du réseau dans son ensemble et que les bénéfices ne sont pas réduits uniquement à la BT.

GRAPHIQUE 18 ÉVOLUTION DE LA REPARTITION DU REVENU AUTORISE PAR NIVEAU DE TENSION



4° La répartition du revenu autorisé basse tension par plage horaire :

- la modification des plages horaires de la configuration tarifaire standard bi-horaire entraîne globalement et à comportement de consommation inchangé (courbe RLP) le transfert de +/- 7 % des consommations des heures pleines vers les heures creuses ;
- l'instauration de la configuration tarifaire incitative, appelée le tarif IMPACT, entraîne une modification dans la répartition des volumes BT par plage horaire ce qui influence le niveau des tarifs associé à chaque plage horaire.

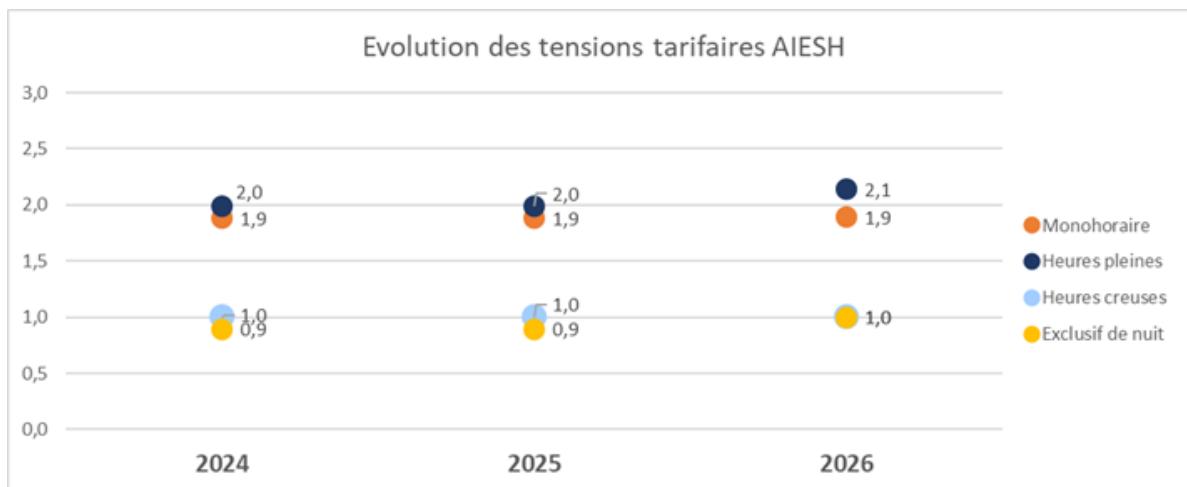
5° La modification des tensions tarifaires entre les tarifs d'utilisation du réseau basse tension.

Les tensions tarifaires représentent le ratio entre deux tarifs.

Le graphique ci-dessous présente pour les années 2024, 2025 et 2026, la tension tarifaire entre, d'une part, des tarifs mono-horaire, heures pleines et exclusif de nuit, et, d'autre part le tarif des heures creuses (dont la tension tarifaire vaut 1).

On constate que les tensions tarifaires de 2024/2025 sont quasiment identiques par rapport aux tensions 2026 définies dans les lignes directrices relatives à la structure tarifaire applicable aux utilisateurs de réseau de distribution basse tension en Région wallonne pour les années 2026 à 2029.

GRAPHIQUE 19 ÉVOLUTION DES TENSIONS TARIFAIRES



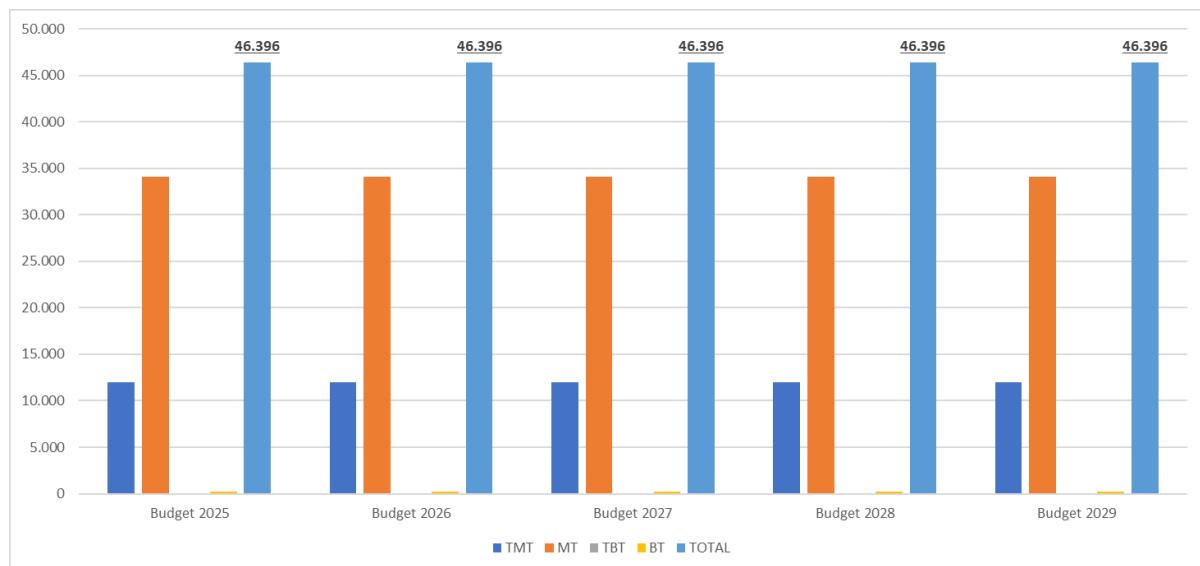
5.3. Évolution des tarifs périodiques d'injection

Les tarifs périodiques d'injection sont déterminés de manière à ce que les coûts qu'ils génèrent pour un producteur correspondent à la moyenne pondérée des coûts générés par les tarifs d'injection applicables en Flandre et à Bruxelles et ceux pratiqués par Elia, ainsi que par ceux pratiqués dans les pays limitrophes (France, Luxembourg, Allemagne, Pays-Bas). Par conséquent, les tarifs d'injection ne couvrent pas des coûts spécifiques identifiés du revenu autorisé.

5.3.1. Evolution des capacités d'injection

Sur la base de la proposition adaptée des tarifs périodiques de distribution d'électricité 2026-2029, le graphique suivant montre l'évolution des capacités d'injection entre le budget 2025 et le budget 2029, par niveau de tension.

GRAPHIQUE 20 ÉVOLUTION DES CAPACITES D'INJECTION SUR LE RESEAU DE DISTRIBUTION EN GWH

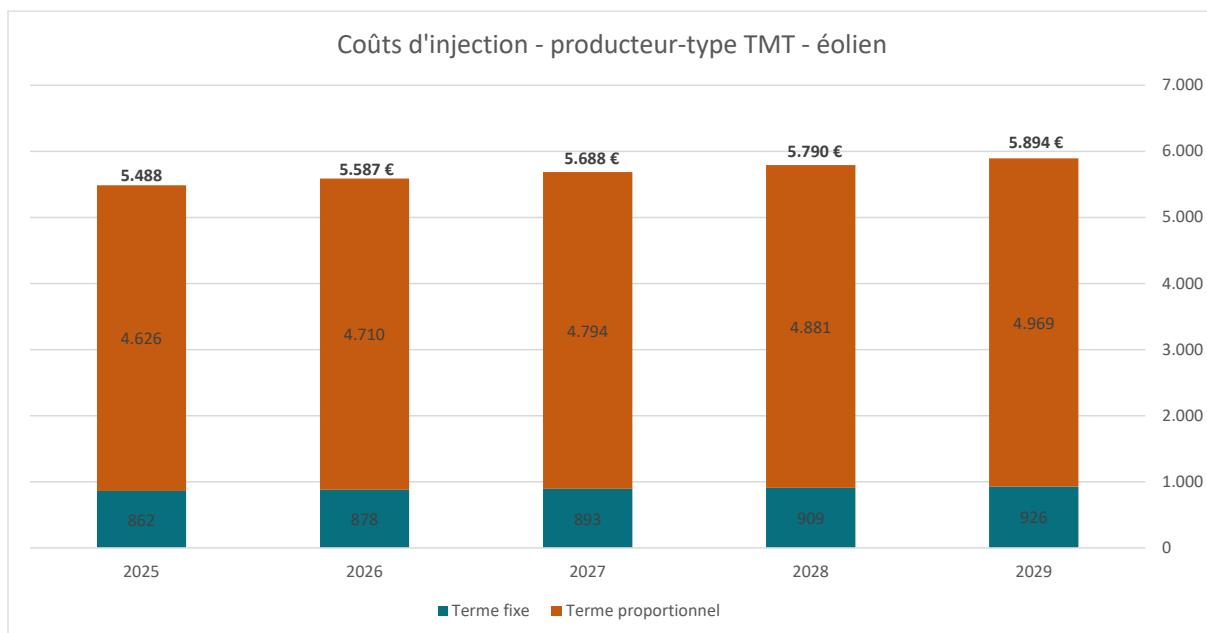


Pour la détermination des puissances d'injection, le gestionnaire de réseau de distribution AIESH a pris comme hypothèses, pour tous les niveaux de tension, que les puissances budgétées sont égales aux puissances budgétées en 2024 incluant Couvin et sont stables pour la période 2026-2029 car les divers projets éoliens et agrivoltaïques dont a connaissance l'AIESH font l'objet de recours juridiques et aucun de ces projets ne devrait être mis en service à court/moyen-terme.

5.3.1. Évolution des coûts de distribution par client-type

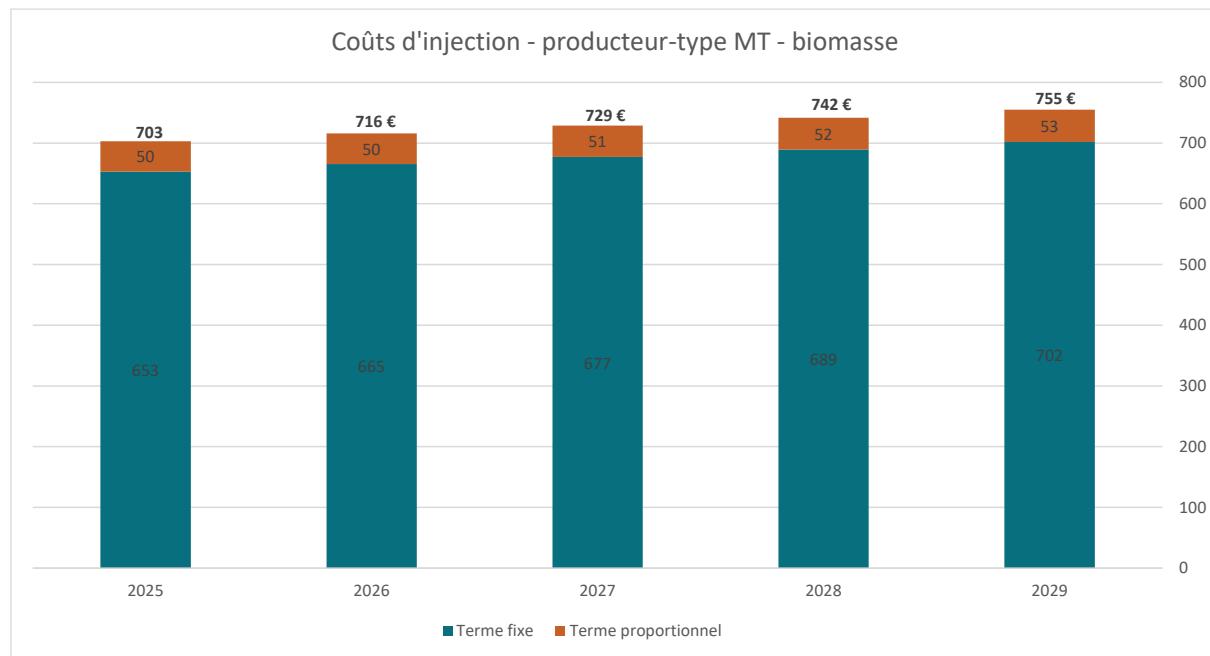
Sur la base des grilles tarifaires de la proposition adaptée de tarifs périodiques de distribution d'électricité 2026-2029 de l'AIESH et des profils-types de producteur tels que définis à l'article 97 de la méthodologie tarifaire, les graphiques suivants montrent l'évolution des coûts de distribution (injection) entre 2025 et 2029 pour un client-type de chaque niveau de tension.

GRAPHIQUE 21 SIMULATIONS DES COUTS D'INJECTION DES ANNEES 2025 À 2029 POUR UN PRODUCTEUR-TYPE TMT EOLIEN (22 GWH – 10 MW – 2.200H – 0 % AUTOCONSOMMATION)



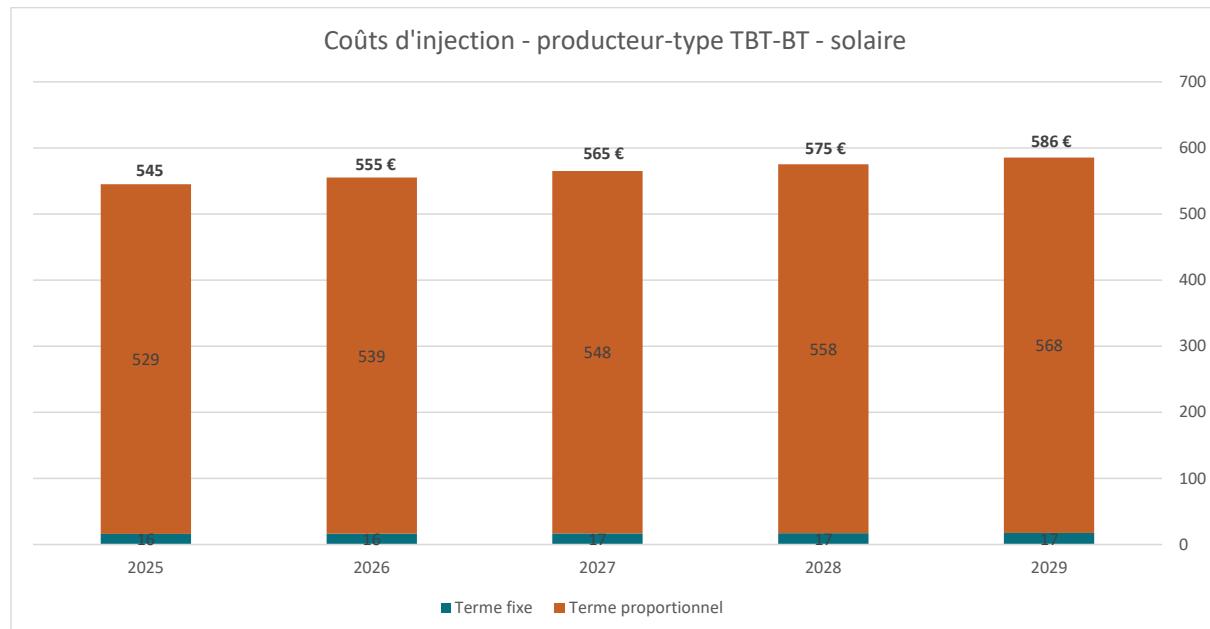
L'augmentation des coûts d'injection entre 2025 et 2029 pour le producteur - type TMT - s'élève à 406 EUR soit **+7 %**. Cette augmentation/diminution s'explique par l'indexation des prix.

GRAPHIQUE 22 SIMULATIONS DES COUTS D'INJECTION DES ANNEES 2025 À 2029 POUR UN PRODUCTEUR-TYPE MT BIOMASSE (7.820 MWH – 1.15 MW – 6.800 H – 50 % AUTOCONSOMMATION)



L'augmentation des coûts d'injection entre 2025 et 2029 pour le producteur - type MT - s'élève à 52 EUR soit +7 %. Cette augmentation s'explique par l'indexation des prix.

GRAPHIQUE 23 SIMULATIONS DES COUTS D'INJECTION DES ANNEES 2025 À 2029 POUR UN PRODUCTEUR-TYPE TBT/BT SOLAIRE (142.500 KWH – 150 KW – 950 H – 78 % AUTOCONSOMMATION)



L'augmentation des coûts d'injection entre 2025 et 2029 pour le producteur - type TBT-BT - s'élève à 41 EUR soit +7 %. Cette augmentation s'explique par l'indexation des prix.

6. 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 régulatoire 2025-2029 ;

Vu les lignes directrices relatives à la structure tarifaire applicable aux utilisateurs de réseau de distribution basse tension en Région wallonne pour les années 2026 à 2029 ;

Vu la décision d'approbation des revenus autorisés 2025-2029 de l'AIESH adoptée par la CWaPE le 28 mars 2024 référencée CD-24c28-CWaPE-0888 ;

Vu la décision d'approbation de la demande de révision du Revenu Autorisé des années 2025 à 2029 de l'AIESH adoptée par la CWaPE le 30 janvier 2025 référencée CD-25a30-CWaPE-1037 ;

Vu la proposition de tarifs périodiques d'électricité 2026-2029 déposée par l'AIESH auprès de la CWaPE le 15 novembre 2024 ;

Vu la proposition adaptée de tarifs périodiques d'électricité 2026-2029 déposée par l'AIESH auprès de la CWaPE le 15 avril 2025 ;

Vu la proposition adaptée de tarifs périodiques d'électricité 2026-2029 déposée par l'AIESH auprès de la CWaPE le 9 mai 2025 ;

Vu les propositions adaptées de tarifs périodiques d'électricité 2026-2029 déposée par l'AIESH auprès de la CWaPE les 13 et 14 mai 2025 ;

Vu la proposition adaptée de tarifs périodiques d'électricité 2026-2029 (version 7) déposée par l'AIESH auprès de la CWaPE le 14 mai 2025 ;

Vu la demande d'affectation l'écart de révision 2025 à la suite du déploiement généralisé des compteurs communicants de 124.113,71 EUR formulée par l'AIESH à travers la proposition de tarifs périodiques 2026-2029 du 14 mai 2025 (version 7) ;

Vu la demande d'affectation d'un acompte sur solde régulatoire électricité 2023 de 1.100.000 EUR formulée par l'AIESH à travers la proposition de tarifs périodiques 2026-2029 du 14 mai 2025 (version 7) ;

Vu l'analyse et le contrôle effectués par la CWaPE dont un résumé est repris aux points 4.2 et 5.1 de la présente décision ;

Considérant que la période d'affectation du solde régulatoire électricité de l'année 2023 et de l'écart 2025 qui fait suite à la révision des revenus autorisés à la suite d'un déploiement généralisé des compteurs communicants a été déterminée de façon à éviter une accumulation des soldes régulatoires tout en veillant à garantir une stabilité tarifaire pour les utilisateurs de réseau ;

Considérant qu'il ressort de l'analyse de la CWaPE, dont un résumé est repris aux points 4.2 et 5.1 de la présente décision, que la proposition adaptée de tarifs périodiques d'électricité 2026-2029 de l'AIESH est conforme aux principes repris dans la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité et de gaz actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2025-2029 ;

La CWaPE décide :

- **d'affecter 1.224.113,71 EUR aux tarifs de distribution des années 2026 à 2029 à concurrence de :**
 - **100 % de l'écart 2025 qui fait suite à la révision des revenus autorisés à la suite du déploiement des compteurs communicants soit 124.113,71 EUR aux tarifs de distribution de l'année 2027 ;**
 - **un acompte régulatoire de 300.000€ correspondant à 7 % du solde régulatoire électricité de l'année 2023 qui est actuellement estimé à 4.108.863,51 EUR (actif régulatoire) aux tarifs de distribution d'électricité de l'année 2027 ;**
 - **un acompte régulatoire de 400.000 EUR correspondant à 10 % du solde régulatoire électricité de l'année 2023 qui est actuellement estimé à 4.108.863,51 EUR (actif régulatoire) aux tarifs de distribution d'électricité de l'année 2028 ;**
 - **un acompte régulatoire de 400.000 EUR correspondant à 10 % du solde régulatoire électricité de l'année 2023 qui est actuellement estimé à 4.108.863,51 EUR (actif régulatoire) aux tarifs de distribution d'électricité de l'année 2029 ;**
- **d'approuver la proposition adaptée de tarifs périodiques de distribution d'électricité pour les années 2026 à 2029 de l'AIESH déposée le 14 mai 2025 (version 7).**

L'affectation d'un acompte régulatoire sur le solde régulatoire 2023 aux tarifs de distribution 2026-2029 ne constitue en aucun cas une approbation, même partielle, du solde régulatoire électricité de l'année 2023.

Les tarifs périodiques de prélèvement et de d'injection approuvés sont joints en annexe à la présente décision.

Les tarifs périodiques de distribution dûment approuvés de l'année 2026 s'appliqueront à partir du **1^{er} janvier 2026**.

Le gestionnaire de réseau de distribution publiera sur son site internet les tarifs périodiques de distribution tels qu'approuvés par la CWaPE.

7. VOIE DE RE COURS

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

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

8. ANNEXES

- **Annexe I :** Tarifs périodiques de prélèvement d'électricité de l'AIESH applicables du 01.01.2026 au 31.12.2026
- **Annexe II :** Tarifs périodiques de prélèvement d'électricité de l'AIESH applicables du 01.01.2027 au 31.12.2027
- **Annexe III :** Tarifs périodiques de prélèvement d'électricité de l'AIESH applicables du 01.01.2028 au 31.12.2028
- **Annexe IV :** Tarifs périodiques de prélèvement d'électricité de l'AIESH applicables du 01.01.2029 au 31.12.2029
- **Annexe V :** Tarifs périodiques d'injection d'électricité de l'AIESH applicables du 01.01.2026 au 31.12.2026
- **Annexe VI :** Tarifs périodiques d'injection d'électricité de l'AIESH applicables du 01.01.2027 au 31.12.2027
- **Annexe VII :** Tarifs périodiques d'injection d'électricité de l'AIESH applicables du 01.01.2028 au 31.12.2028
- **Annexe VIII :** Tarifs périodiques d'injection d'électricité de l'AIESH applicables du 01.01.2029 au 31.12.2029
- **Annexe IX :** Explication des profils-type de consommation utilisés pour simuler les tarifs de distribution basse tension

Tarifs périodiques de distribution d'électricité**- Prélèvement basse tension -**

AIESH

Période de validité :**du 01.01.2026 au 31.12.2026**

	Code EDIEL	BT			
		Configuration tarifaire incitative	Configuration tarifaire standard		
I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution					
A. Terme capacitaire					
Tarif de base - pointes ≤ 12,7 kW	EUR/kW	E210	0,0000000		
Tarif de puissance supplémentaire - pointes > 12,7 kW	EUR/kW	E210	0,0000000		
B. Terme prosumer	(EUR/kWe)	E250	93,6721568		
C. Terme fixe	(EUR/an)	E270	-		
D. Terme proportionnel			16,91		
Monohoraire	Heures normales	(EUR/kWh)	E210	-	0,1087865
Bihoraire	Heures pleines	(EUR/kWh)	E210	-	0,1231847
	Heures creuses	(EUR/kWh)	E210	-	0,0575929
	Heures PIC	(EUR/kWh)	E210	0,1599802	-
IMPACT	Heures MEDIUM	(EUR/kWh)	E210	0,0959881	-
	Heures ECO	(EUR/kWh)	E210	0,0319960	-
	Exclusif de nuit	(EUR/kWh)	E210	-	0,0575929
II. Tarif pour les Obligations de Service Public	(EUR/kWh)	E215	0,0104013		
III. Tarif pour les surcharges					
Redevance de voirie	(EUR/kWh)	E891	0,0025149		
Impôt sur les sociétés	(EUR/kWh)	E850	0,0069728		
Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux	(EUR/kWh)	E890	0,0000004		
IV. Tarif pour les soldes régulatoires	(EUR/kWh)	E410	0,0000000		

Modalités d'application et de facturation :

L'ensemble des tarifs repris ci-dessus sont hors TVA

Configuration tarifaire incitative

La tarification incitative (tarif IMPACT) est **optionnelle** et uniquement accessible aux utilisateurs de réseau dont la puissance de raccordement est **inférieure ou égale à 56 kVA**, qui sont équipés d'un **compteur électronique dont la fonction communicante est active et qui ont opté pour le régime de comptage 3 (R3)**.

Configuration tarifaire standard

La tarification standard est accessible à tous les utilisateurs du réseau basse tension, à l'exception de ceux dont la puissance de raccordement est **supérieure à 56 kVA** et dont la puissance de prélèvement sur le réseau peut être mesurée.

I.A. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Terme capacitaire

Le terme capacitaire est applicable aux utilisateurs de réseau ayant opté pour la tarification incitative (tarif IMPACT)

- le tarif de base, exprimé en €/kW, est applicable aux 12,7 premiers kW de puissance quart-horaire moyenne qui sont appelés sur le réseau basse tension durant chaque quart d'heure composant la période de facturation concernée. Pour les années 2026 à 2029, ce tarif est fixé à 0€/kW.
- le tarif de puissance supplémentaire, exprimé en €/kW, est applicable à la puissance quart-horaire moyenne qui est appelée au-delà des 12,7 premiers kW durant chaque quart d'heure composant la période de facturation concernée. Pour les années 2026 à 2029, ce tarif est fixé à 0€/kW.

I.B. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Terme prosumer

- Le tarif *prosumer* s'applique prorata temporis ;
- Le tarif *prosumer* est applicable à la puissance nette développable de l'installation de production, telle que renseignée par le *prosumer* à son gestionnaire de réseau ;
- Le tarif *prosumer* est applicable aux *prosumers* qui ne disposent pas d'un compteur permettant d'enregistrer leurs prélèvements réels d'électricité brute sur le réseau ;
- Pour les *prosumers* qui bénéficient de la compensation et qui disposent d'un compteur permettant d'enregistrer leurs prélèvements réels d'électricité brute sur le réseau, le montant total des coûts de réseau établi sur la base de leurs prélèvements bruts est plafonné au montant total des coûts de réseau établi sur la base des prélèvements nets augmenté du tarif *prosumer*.

I.C. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Terme fixe

- Le terme fixe s'applique prorata temporis ;

I.D. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Terme proportionnel

- Une réduction de 80% est appliquée au terme proportionnel sur l'énergie partagée dans le cas d'une opération de partage au sein d'un même bâtiment. Aucune réduction n'est applicable à l'électricité prélevée résiduelle.
- Le gestionnaire de réseau précise les heures associées au tarif Exclusif de nuit.

Configuration tarifaire standard**Monohoraire**

- Le choix d'une seule plage horaire est possible pour l'ensemble des utilisateurs de réseau basse tension ;
- Le tarif pour les heures normales est applicable 24h/24.

Bihoraire

- Le choix de la tarification bihoraire est possible uniquement pour les utilisateurs de réseau équipés
 - soit d'un compteur (électronique ou électromécanique) disposant au minimum de 2 registres de comptage
 - soit d'un compteur électronique dont la fonction de communication est activée
 - soit, lorsque l'utilisateur de réseau est un *prosumer* équipé d'un compteur électronique dont la fonction de communication n'est pas activée, d'au moins 4 registres de comptages (2 pour l'injection et 2 pour le prélèvement).
- Les plages horaires associées à la tarification standard bihoraire sont les suivantes :
 - Heures pleines : de 7h à 11h et de 17h à 22h du lundi au dimanche
 - Heures creuses : de 11h à 17h et de 22h à 7h du lundi au dimanche

Exclusif nuit**Compteur exclusif nuit :**

Tous les jours de 22H10 à 07H00

Relance de 2H09' durant les après-midi :

Groupe A16DC09 relance de 12H21 à 14H30

Groupe A16DC08 relance de 13H21 à 15H30

Groupe A16DC10 relance de 14H21 à 16H30

Configuration tarifaire incitative**IMPACT**

- Les plages horaires associées au tarif IMPACT sont les suivantes :
 - Heures PIC : de 17h à 22h du lundi au dimanche
 - Heures MEDIUM : de 7h à 11h et de 22h à 1h du lundi au dimanche
 - Heures ECO : de 11h à 17h et de 1h à 7h du lundi au dimanche

II. Tarif pour les obligations de service public

Dans le cas d'un raccordement dédié à une installation de stockage d'électricité, le tarif pour les obligations de service public est fonction de l'énergie active nette prélevée pendant une période de douze mois.

III. Tarif pour les surcharges

Dans le cas d'un raccordement dédié à une installation de stockage d'électricité, le tarif pour les surcharges est fonction de l'énergie active nette prélevée pendant une période de douze mois.

IV. Tarif pour les soldes régulatoires

Annexe II

Tarifs périodiques de distribution d'électricité		- Prélèvement T-MT, MT, T-BT et BT > 56 kVA -						AIESH
Période de validité :	du 01.01.2027 au 31.12.2027	Code EDIEL	T-MT	MT	T-BT	BT>56kVA		
			Avec facturation du terme capacitaire	Sans facturation du terme capacitaire	Avec facturation du terme capacitaire	Sans facturation du terme capacitaire	Avec facturation du terme capacitaire	
I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution								
A. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Termes capacitaire								
a. Pour les compteurs avec mesure de pointe								
Pointe normale	(EUR/kWh)	E210	0,2197398	-	1,5782208	-	2,2559959	3,7099400
Pointe normale	(EUR/kWh)	E210	0,4394792	-	3,1594412	-	4,8111919	7,4919798
Pointe normale	(EUR/kWh)	E210	0,2197398	748,80	882,83	-	458,64	17,12
b. Pour les compteurs avec mesure de pointe								
Heures normales	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	0,1118898
Heures pleines	(EUR/kWh)	E210	0,0015704	-	0,0106482	0,0393930	0,0021124	0,0422387
Heures creuses	(EUR/kWh)	E210	0,0010864	-	0,0076523	0,0281003	0,0015757	0,0312431
Exclusif de nuit	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	0,0592359
c. Pour les compteurs avec mesure de pointe								
Heures normales	(EUR/kWh)	E210	0,0015704	-	0,0106482	0,0393930	0,0021124	0,0422387
Heures pleines	(EUR/kWh)	E210	0,0010864	-	0,0076523	0,0281003	0,0015757	0,0312431
Heures creuses	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	0,0592359
Exclusif de nuit	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	0,0592359
d. Pour les compteurs avec mesure de pointe								
Heures normales	(EUR/kWh)	E210	0,0015704	-	0,0106482	0,0393930	0,0021124	0,0422387
Heures pleines	(EUR/kWh)	E210	0,0010864	-	0,0076523	0,0281003	0,0015757	0,0312431
Heures creuses	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	0,0592359
Exclusif de nuit	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	0,0592359
e. Pour les compteurs avec mesure de pointe								
Heures normales	(EUR/kWh)	E210	0,0015704	-	0,0106482	0,0393930	0,0021124	0,0422387
Heures pleines	(EUR/kWh)	E210	0,0010864	-	0,0076523	0,0281003	0,0015757	0,0312431
Heures creuses	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	0,0592359
Exclusif de nuit	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	0,0592359
e. Pour les compteurs avec mesure de pointe								
Heures normales	(EUR/kWh)	E210	0,0015704	-	0,0106482	0,0393930	0,0021124	0,0422387
Heures pleines	(EUR/kWh)	E210	0,0010864	-	0,0076523	0,0281003	0,0015757	0,0312431
Heures creuses	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	0,0592359
Exclusif de nuit	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	0,0592359
f. Pour les compteurs avec mesure de pointe								
Heures normales	(EUR/kWh)	E210	0,0015704	-	0,0106482	0,0393930	0,0021124	0,0422387
Heures pleines	(EUR/kWh)	E210	0,0010864	-	0,0076523	0,0281003	0,0015757	0,0312431
Heures creuses	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	0,0592359
Exclusif de nuit	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	0,0592359
II. Tarif pour les Obligations de Service Public								
Obligation de service public	(EUR/kWh)	E215	0,0000002	0,0000613	0,0004002	0,0101465		
III. Tarif pour les surcharges								
Redevance de voirie	(EUR/kWh)	E891	0,0020792	0,0024183	0,0024816	0,0024218		
Impôt sur les sociétés	(EUR/kWh)	E850	0,0000879	0,0021870	0,0035005	0,0064949		
Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux	(EUR/kWh)	E890	0,0000000	0,0000001	0,0000002	0,0000004		
IV. Tarif pour les soldes régulatoires								
Soldes régulatoires	(EUR/kWh)	E410	0,0000939	0,0013177	0,0015320	0,0032379		

Modalités d'application et de facturation :

L'ensemble des tarifs repris ci-dessus sont hors TVA

I.A. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Termes capacitaire

Le terme capacitaire est applicable aux utilisateurs de réseau pour lesquels une pointe peut être mesurée

- Le terme capacitaire ne s'applique pas aux alimentations de secours. La durée d'utilisation maximale d'une alimentation de secours est de 500 heures par an.
- Aucun prix maximum n'est appliqué sur les termes capacitaires

I.A.a. Pour les compteurs avec mesure de pointe

- Le tarif pour la pointe mensuelle est applicable à la onzième plus haute puissance (pointe) quart-heure du mois. À défaut de données suffisantes, la pointe mensuelle est égale à la puissance maximale du mois.
- Le tarif pour la pointe annuelle est appliquée à la plus haute des pointes mensuelles tarifées des douze derniers mois (celle du mois considéré et des onze mois précédents, ou, à défaut de données complètes, celles disponibles pendant cette période).
- En cas d'activation de la flexibilité, la capacité demandée par le gestionnaire de réseau de distribution est déduite de la pointe du quart d'heure concerné.

I.B. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Termes proportionnel

- Le tarif pour la pointe mensuelle s'applique prorata temporis ;
- Le tarif pour la pointe annuelle est applicable à la puissance nette développable de l'installation de production, telle que renseignée par le consommateur à son gestionnaire de réseau ;

I.C. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Termes fixe

- Le tarif fixe s'applique prorata temporis ;

I.D. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Termes proportionnel

- Le gestionnaire de réseau précise les heures associées aux heures pleines et aux heures creuses de chaque niveau de tension.
- Le gestionnaire de réseau précise les heures associées au tarif Exclusif de nuit.
- Le tarif pour les heures normales est applicable 24h/24.
- Une réduction de 80% est appliquée au terme proportionnel sur l'énergie partagée dans le cas d'une opération de partage au sein d'un même bâtiment. Aucune réduction n'est applicable à l'électricité prélevée résiduelle.

Pour les URDS raccordés au niveau de tension BT

- Le choix de 2 plages horaires est possible uniquement pour les utilisateurs de réseau équipés
 - soit d'un compteur disposant au minimum de 2 registres de comptage
 - soit d'un compteur électronique dont la fonction de communication est activée
 - soit lorsque l'utilisateur de réseau est un consommateur équipé d'un compteur électronique dont la fonction de communication n'est pas activée, d'au moins 4 registres de comptages (2 pour l'injection et 2 pour le prélevement).

Plage du compteur bi-horaire :

Du lundi au vendredi	Heures pleines :	de 07h00 à 22h00
	Heures creuses :	de 22h00 à 07h00
Pendant le WE :	Heures creuses :	du vendredi 22h00 au lundi 07h00

- Le choix d'une seule plage horaire est possible pour l'ensemble des utilisateurs de réseau basse tension ;
- Le tarif pour les heures normales est applicable 24h/24.
- Le gestionnaire de réseau précise les heures associées au tarif Exclusif de nuit.

Compteur exclusif nuit :

Tous les jours de 22h10 à 07h00
Relance de 2h09 durant les après-midi :
Groupe A16C09 relance de 12h2 à 14h30
Groupe A16C08 relance de 13h2 à 15h30
Groupe A16C10 relance de 14h2 à 16h30

Pour les URDS raccordés aux niveaux de tension supérieurs à la BT

- Le gestionnaire de réseau précise les heures associées aux tarifs heures creuses et heures pleines.

Plage du compteur bi-horaire :

Du lundi au vendredi	Heures pleines :	de 07h00 à 22h00
	Heures creuses :	de 22h00 à 07h00
Pendant le WE :	Heures creuses :	du vendredi 22h00 au lundi 07h00

II. Tarif pour les obligations de service public

Dans le cas d'un raccordement dédié à une installation de stockage d'électricité, le tarif pour les obligations de service public est fonction de l'énergie active nette prélevée pendant une période de douze mois.

III. Tarif pour les surcharges

Dans le cas d'un raccordement dédié à une installation de stockage d'électricité, le tarif pour les surcharges est fonction de l'énergie active nette prélevée pendant une période de douze mois.

IV. Tarif pour les soldes régulatoires

Tarifs périodiques de distribution d'électricité		- Prélèvement basse tension -		AIESH
Periode de validite :	du 01.01.2027 au 31.12.2027			
		Code EISH	BT	
I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution				
A. Termes capacitaire				
<i>Tarif de base à cotres < 12.7 kW</i>				
EUR/kWh				
<i>Tarif de puissance supplémentaire - portes > 12.7 kW</i>				
EUR/kWh				
B. Termes prosumer				
<i>Tarif consommateur</i>				
EUR/kWh				
<i>Tarif électricité</i>				
EUR/kWh				
C. Tarif fixe				
D. Termes horodaté				
<i>Monohoraire</i>				
Heures normales				
EUR/kWh				
Bihoraire				
Heures diurnes				
EUR/kWh				
Heures creuses				
EUR/kWh				
IMPACT				
Heures PIC				
EUR/kWh				
Heures MEDIUM				
EUR/kWh				
Heures ECO				
EUR/kWh				
<i>Exclusif de nuit</i>				
EUR/kWh				
E. Tarif pour les Obligations de Service Public				
EUR/kWh				
II. Tarif pour les surcharges				
<i>Redevance de voie</i>				
EUR/kWh				
<i>Impôt sur les sociétés</i>				
EUR/kWh				
<i>Autres taxes locatives, prélèvements et réglementations</i>				
EUR/kWh				
IV. Tarif pour les soldes régulatoires				
EUR/kWh				
Modalités d'application et de facturation :				
L'ensemble des tarifs repris ci-dessus sont hors TVA				
Configuration tarifaire initiatve				
La tarification initiatve (tarif IMPACT) est optionnelle et uniquement accessible aux utilisateurs de réseau dont la puissance de raccordement est inférieure ou égale à 56 kVA et qui sont équipés d'un compteur électronique dont la fonction communicante est active.				
Configuration tarifaire standard				
La tarification standard est accessible à tous les utilisateurs du réseau basse tension, à l'exception de ceux dont la puissance de raccordement est supérieure à 56 kVA et dont la puissance de prélevement sur le réseau peut être mesurée.				
I.A. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Terme capacitaire				
Le terme capacitaire est applicable aux utilisateurs de réseau ayant opté pour la tarification initiatve (tarif IMPACT)				
- le tarif de base, exprimé en €/kWh, est applicable aux 12.7 premiers kW de puissance quart-horaire moyenne qui sont appellés sur le réseau basse tension durant chaque quart d'heure composant la période de facturation concernée. Pour les années 2026 à 2029, ce tarif est fixé à 0€/kWh.				
- le tarif de puissance supplémentaire, exprimé en €/kWh, est applicable à la puissance quart-horaire moyenne qui est appelée au-delà des 12.7 premiers kW durant chaque quart d'heure composant la période de facturation concernée. Pour les années 2026 à 2029, ce tarif est fixé à 0€/kWh.				
I.B. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Terme prosumer				
- Le tarif prosumer s'applique pro rata temporis :				
- Le tarif prosumer est applicable aux producteurs n'ayant pas d'installations de production, telle que renseignée par le consommateur à son gestionnaire de réseau ;				
- Le tarif prosumer est applicable aux producteurs qui ne disposent pas d'un compteur permettant d'enregistrer leurs prélevements réels d'électricité brute sur le réseau ;				
- Pour les producteurs qui bénéficient de la compensation et qui disposent d'un compteur permettant d'enregistrer leurs prélevements réels d'électricité brute sur le réseau, le montant total des coûts de réseau établi sur la base de leurs prélevements bruts est plafonné au montant total des coûts de réseau établi sur la base des prélevements nets augmenté du tarif prosumer.				
I.C. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Terme fixe				
- Le tarif fixe s'applique pro rata temporis ;				
I.D. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Terme proportionnel				
- Une réduction de 80% est appliquée au terme proportionnel sur l'énergie partagée dans le cas d'une opération de partage au sein d'un même bâtiment. Aucune réduction n'est applicable à l'électricité prélevée résiduelle.				
- Le gestionnaire de réseau précise les heures associées au tarif Exclusif de nuit.				
Configuration tarifaire standard				
Monohoraire				
- Le choix d'une seule plage horaire est possible pour l'ensemble des utilisateurs de réseau basse tension ;				
- Le tarif pour les heures normales est applicable 24h/24.				
Bihoraire				
- Le choix de la tarification bihoraire est possible uniquement pour les utilisateurs de réseau équipés				
- soit d'un compteur (électronique ou électromécanique) disposant au minimum de 2 registres de comptage				
- soit d'un compteur électronique dont la fonction de communication est active				
- soit, lorsque l'utilisateur de réseau a un prosumer équipé d'un compteur électronique dont la fonction de communication n'est pas activée, d'au moins 4 registres de comptage (2 pour l'injection et 2 pour le prélevement).				
- Les plages horaires pour la tarification bihoraire sont les suivantes :				
- Heures pleines : de 7h à 11h et de 17h à 22h du lundi au dimanche				
- Heures creuses : de 11h à 17h et de 22h à 7h du lundi au dimanche				
Exclusif nuit				
<i>Compteur exclusif nuit</i> :				
Tous les jours de 22h00 à 07h00				
Relance de 240W durant les après-midis :				
Groupe A 160C09 relance de 12h21 à 14h00				
Groupe A 160C08 relance de 13h21 à 15h00				
Groupe A 160C10 relance de 14h21 à 16h00				
Configuration tarifaire initiatve				
IMPACT				
- Les plages horaires associées au tarif IMPACT sont les suivantes :				
- Heures PIC : de 17h à 22h du lundi au dimanche				
- Heures MEDIUM : de 7h à 11h et de 22h à 1h du lundi au dimanche				
- Heures ECO : de 1h à 7h du lundi au dimanche				
II. Tarif pour les obligations de service public				
Dans le cas d'un raccordement dédié à une installation de stockage d'électricité, le tarif pour les obligations de service public est fonction de l'énergie active nette prélevée pendant une période de douze mois.				
III. Tarif pour les surcharges				
Dans le cas d'un raccordement dédié à une installation de stockage d'électricité, le tarif pour les surcharges est fonction de l'énergie active nette prélevée pendant une période de douze mois.				
IV. Tarif pour les soldes régulatoires				

Annexe III

Tarifs périodiques de distribution d'électricité		- Prélèvement T-MT, MT, T-BT et BT > 56 kVA -						AIESH
Période de validité : du 01.01.2028 au 31.12.2028								
Code EDIEL	T-MT	MT		T-BT		BT>56kVA		
		Avec facturation du terme capacitaire	Sans facturation du terme capacitaire	Avec facturation du terme capacitaire	Sans facturation du terme capacitaire	Avec facturation du terme capacitaire	Sans facturation du terme capacitaire	Avec facturation du terme capacitaire
I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution								
A. Termes capacitaires								
 a. Pour les compteurs avec mesure de pointe								
Pointe journalière	EUR/kWh	E210	0,2323144	-	1,6156200	-	2,3036432	-
Pointe mensuelle	EUR/kWh	E210	0,4646268	844,40	3,2312401	-	4,8072864	-
Pointe annuelle	(EUR/kWh)	E270	-	-	-	1,000,05	-	1,499,42
 b. Termes fixes								
Heures normales	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	3,9519139
Heures pleines	(EUR/kWh)	E210	0,0916697	V	0,0105680	0,0400791	0,0021727	0,0424161
Heures creuses	(EUR/kWh)	E210	0,0111518	V	0,0076699	0,0295209	0,0019627	0,0321351
Heure de nuit	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	0,0614986
 c. Termes proportionnels								
Heures normales	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	0,1161092
Heures pleines	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	0,1164619
Heures creuses	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	0,0614986
 d. Tarif de base								
Heure de base	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	-
II. Tarif pour les Obligations de Service Public	(EUR/kWh)	E215	0,0000002	-	0,0000012	-	0,0004103	0,0009129
III. Tarif pour les surcharges								
Résidence des salariés	(EUR/kWh)	E891	0,0020672	-	0,0023711	-	0,0024992	0,0023282
Impôt sur les sociétés	(EUR/kWh)	E850	0,0000865	-	0,0021238	-	0,0034911	0,0063254
Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux	(EUR/kWh)	E850	0,0000000	-	0,0000001	-	0,0000002	0,0000003
IV. Tarif pour les soldes régulatoires	(EUR/kWh)	E410	0,0000881	-	0,0012185	-	0,0014651	0,0029333

Tarifs périodiques de distribution d'électricité		- Prélèvement basse tension -		AIESH
Periode de validite :	du 01.01.2028 au 31.12.2028			
I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution				
A. Termes capacitaire				
<i>Tarif de base à cotres < 12.7 kW</i>	(EUR/kWh)	E210	0.000000	
<i>Tarif de puissance supplémentaire - portes > 12.7 kW</i>	(EUR/kWh)	E210	0.000000	
B. Termes prosumer				
<i>Tarif consommateur</i>	(EUR/kWh)	E250	99.007720	
<i>Tarif producteur</i>	(EUR/kWh)	E275	17.43	
C. Termes fixe				
D. Termes horodaté				
<i>Monohoraire</i>	Heures normales	(EUR/kWh)	E210	0.1181692
<i>Bihoraire</i>	Heures pleines	(EUR/kWh)	E210	0.1314766
	Heures creuses	(EUR/kWh)	E210	0.0814696
IMPACT	Heures PIC	(EUR/kWh)	E210	0.1707488
	Heures MEDIUM	(EUR/kWh)	E210	0.1024493
	Heures ECO	(EUR/kWh)	E210	0.0824493
	Exclusif de nuit	(EUR/kWh)	E210	0.0614696
II. Tarif pour les Obligations de Service Public	(EUR/kWh)	E210	0.0099129	
III. Tarif pour les surcharges				
<i>Relance de voies</i>	(EUR/kWh)	E80	0.0024942	
<i>Impôt sur les sociétés</i>	(EUR/kWh)	E220	0.0062542	
<i>Autres taxes locatives, prélèvements et réglementations</i>	(EUR/kWh)	E200	0.0009003	
IV. Tarif pour les soldes régulatoires	(EUR/kWh)	E410	0.0029333	
Modalités d'application et de facturation :				
L'ensemble des tarifs repris ci-dessus sont hors TVA				
Configuration tarifaire initiatve				
La tarification initiatve (tarif IMPACT) est optionnelle et uniquement accessible aux utilisateurs de réseau dont la puissance de raccordement est inférieure ou égale à 56 kVA et qui sont équipés d'un compteur électronique dont la fonction communicante est active.				
Configuration tarifaire standard				
La tarification standard est accessible à tous les utilisateurs du réseau basse tension, à l'exception de ceux dont la puissance de raccordement est supérieure à 56 kVA et dont la puissance de prélevement sur le réseau peut être mesurée.				
I.A. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Termes capacitaire				
Le terme capacitaire est applicable aux utilisateurs de réseau ayant opté pour la tarification initiatve (tarif IMPACT)				
- le tarif de base, exprimé en EUR/kW, est applicable aux 12.7 premiers kW de puissance quart-horaire moyenne qui sont appellés sur le réseau basse tension durant chaque quart d'heure composant la période de facturation concernée. Pour les années 2026 à 2029, ce tarif est fixé à 0€/kW.				
- le tarif de puissance supplémentaire, exprimé en EUR/kWh, est applicable à la puissance quart-horaire moyenne qui est appellée au-delà des 12.7 premiers kW durant chaque quart d'heure composant la période de facturation concernée. Pour les années 2026 à 2029, ce tarif est fixé à 0€/kWh.				
I.B. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Termes prosumer				
- Le tarif prosumer s'applique pro rata temporis ;				
- Le tarif prosumer est applicable aux prosumers n'ayant pas d'installations de production, telle que renseignée par le prosumer à son gestionnaire de réseau ;				
- Le tarif prosumer est applicable aux prosumers qui ne disposent pas d'un compteur permettant d'enregistrer leurs prélevements réels d'électricité brute sur le réseau ;				
- Pour les prosumers qui bénéficient de la compensation et qui disposent d'un compteur permettant d'enregistrer leurs prélevements réels d'électricité brute sur le réseau, le montant total des coûts de réseau établi sur la base de leurs prélevements bruts est plafonné au montant total des coûts de réseau établi sur la base des prélevements nets augmenté du tarif prosumer.				
I.C. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Termes fixe				
- Le tarif fixe s'applique pro rata temporis ;				
I.D. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Termes proportionnel				
- Une réduction de 80% est appliquée au terme proportionnel sur l'énergie partagée dans le cas d'une opération de partage au sein d'un même bâtiment. Aucune réduction n'est applicable à l'électricité prélevée résiduelle.				
- Le gestionnaire de réseau précise les heures associées au tarif Exclusif de nuit.				
Configuration tarifaire standard				
Monohoraire				
- Le choix d'une seule plage horaire est possible pour l'ensemble des utilisateurs de réseau basse tension ;				
- Le tarif pour les heures normales est applicable 24h/24.				
Bihoraire				
- Le choix de la tarification bihoraire est possible uniquement pour les utilisateurs de réseau équipés				
- soit d'un compteur (électronique ou électromécanique) disposant au minimum de 2 registres de comptage				
- soit d'un compteur électronique dont la fonction de communication est active				
- soit, lorsque l'utilisateur de réseau est un prosumer, équipé d'un compteur électronique dont la fonction de communication n'est pas activée, d'au moins 4 registres de comptage (2 pour l'injection et 2 pour le prélevement).				
- Les plages horaires dans laquelle la tarification bihoraire sont les suivantes :				
- Heures pleines : de 7h à 11h et de 17h à 22h du lundi au dimanche				
- Heures creuses : de 11h à 17h et de 22h à 7h du lundi au dimanche				
Exclusif nuit				
Compteur électronique				
- Tous les jours de 22h00 à 07h00				
- Relance de 240W durant les après-midis :				
- Groupe A 160C09 relance de 12h21 à 14h00				
- Groupe A 160C08 relance de 13h21 à 15h00				
- Groupe A 160C10 relance de 14h21 à 16h00				
Configuration tarifaire initiatve				
IMPACT				
- Les plages horaires associées au tarif IMPACT sont les suivantes :				
- Heures PIC : de 17h à 22h du lundi au dimanche				
- Heures MEDIUM : de 7h à 11h et de 22h à 1h du lundi au dimanche				
- Heures ECO : de 1h à 17h et de 1h à 7h du lundi au dimanche				
II. Tarif pour les obligations de service public				
- Dans le cas d'un raccordement dédié à une installation de stockage d'électricité, le tarif pour les obligations de service public est fonction de l'énergie active nette prélevée pendant une période de douze mois.				
III. Tarif pour les surcharges				
- Dans le cas d'un raccordement dédié à une installation de stockage d'électricité, le tarif pour les surcharges est fonction de l'énergie active nette prélevée pendant une période de douze mois.				
IV. Tarif pour les soldes régulatoires				

Annexe IV

Tarifs périodiques de distribution d'électricité		- Prélèvement basse tension -		AIESH
Periode de validité :	du 01.01.2029 au 31.12.2029			
		Code EDEB	BT	
			Configuration tarifaire incitative	Configuration tarifaire standard
I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution				
A. Termes capacitaire				
<i>Tarif de base à cotres < 12.7 kW</i>	(EUR/kWh)	E210	0.000000	
<i>Tarif de puissance supplémentaire - portes > 12.7 kW</i>	(EUR/kWh)	E210	0.000000	
B. Termes prosumer	<i>Tarif consommateur</i>	(EUR/kWh)	E250	100.044421
			E275	17.64
C. Termes fixe				
D. Termes orographique				
<i>Monohoraire</i>	Heures normales	(EUR/kWh)	E210	0.1187126
<i>Bihoraire</i>	Heures pleines	(EUR/kWh)	E210	0.1344446
	Heures creuses	(EUR/kWh)	E210	0.0826479
IMPACT	Heures PIC	(EUR/kWh)	E210	0.1745774
	Heures MEDIUM	(EUR/kWh)	E210	0.1047464
	Heures ECO	(EUR/kWh)	E210	0.0826479
	<i>Exclusif de nuit</i>	(EUR/kWh)	E210	0.0826479
E. Tarif pour les Obligations de Service Public		(EUR/kWh)	E210	0.009598
II. Tarif pour les surcharges				
<i>Redevance de voie</i>	(EUR/kWh)	E89	0.002248	
<i>Impôt sur les sociétés</i>	(EUR/kWh)	E220	0.000415	
<i>Autres taxes locatives, prélèvements et réglementations</i>	(EUR/kWh)	E200	0.000000	
IV. Tarif pour les soldes régulatoires		(EUR/kWh)	E410	0.0028054
Modalités d'application et de facturation :				
L'ensemble des tarifs repris ci-dessus sont hors TVA				
Configuration tarifaire incitative				
La tarification incitative (tarif IMPACT) est optionnelle et uniquement accessible aux utilisateurs de réseau dont la puissance de raccordement est inférieure ou égale à 56 kVA et qui sont équipés d'un compteur électronique dont la fonction communicante est active .				
Configuration tarifaire standard				
La tarification standard est accessible à tous les utilisateurs du réseau basse tension, à l'exception de ceux dont la puissance de raccordement est supérieure à 56 kVA et dont la puissance de prélèvement sur le réseau peut être mesurée.				
I.A. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Termes capacitaire				
Le terme capacitaire est applicable aux utilisateurs de réseau ayant opté pour la tarification incitative (tarif IMPACT)				
- le tarif de base, exprimé en kWh, est applicable aux 12.7 premiers kW de puissance quart-horaire moyenne qui sont appellés sur le réseau basse tension durant chaque quart d'heure composant la période de facturation concernée. Pour les années 2026 à 2029, ce tarif est fixé à 0€/kW.				
- le tarif de puissance supplémentaire, exprimé en kWh, est applicable à la puissance quart-horaire moyenne qui est appellée au-delà des 12.7 premiers kW durant chaque quart d'heure composant la période de facturation concernée. Pour les années 2026 à 2029, ce tarif est fixé à 0€/kW.				
I.B. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Termes prosumer				
- Le tarif prosumer s'applique pro rata temporis				
- Le tarif prosumer est applicable aux producteurs n'exploitant pas une installation de production, telle que renseignée par le consommateur à son gestionnaire de réseau ;				
- Le tarif prosumer est applicable aux producteurs qui ne disposent pas d'un compteur permettant d'enregistrer leurs prélevements réels d'électricité brute sur le réseau ;				
- Pour les producteurs qui bénéficient de la compensation et qui disposent d'un compteur permettant d'enregistrer leurs prélevements réels d'électricité brute sur le réseau, le montant total des coûts de réseau établi sur la base de leurs prélevements bruts est plafonné au montant total des coûts de réseau établi sur la base des prélevements nets augmenté du tarif prosumer.				
I.C. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Termes fixe				
- Le tarif fixe s'applique pro rata temporis ;				
I.D. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Termes proportionnel				
- Une réduction de 80% est appliquée au terme proportionnel sur l'énergie partagée dans le cas d'une opération de partage au sein d'un même bâtiment. Aucune réduction n'est applicable à l'électricité prélevée résiduelle.				
- Le gestionnaire de réseau précise les heures associées au tarif Exclusif de nuit.				
Configuration tarifaire standard				
Monohoraire				
- Le choix d'une seule plage horaire est possible pour l'ensemble des utilisateurs de réseau basse tension ;				
- Le tarif pour les heures normales est applicable 24h/24.				
Bihoraire				
- Le choix de la tarification bihoraire est possible uniquement pour les utilisateurs de réseau équipés				
- soit d'un compteur (électronique ou électromécanique) disposant au minimum de 2 registres de comptage				
- soit d'un compteur électronique dont la fonction de communication est active				
- soit, lorsque l'utilisateur de réseau est un prosumer équipé d'un compteur électronique dont la fonction de communication n'est pas activée, d'au moins 4 registres de comptage (2 pour l'injection et 2 pour le prélèvement)				
- Les plages horaires pour la tarification bihoraire sont les suivantes :				
- Heures pleines : de 7h à 11h et de 17h à 22h du lundi au dimanche				
- Heures creuses : de 11h à 17h et de 22h à 7h du lundi au dimanche				
Exclusif nuit				
Compteur électronique				
- Tous les jours de 22h00 à 07h00				
- Relance de 24h/24 durant les après-midis :				
Groupe A 160C09 relance de 12h21 à 14h00				
Groupe A 160C08 relance de 13h21 à 15h00				
Groupe A 160C10 relance de 14h21 à 16h00				
Configuration tarifaire incitative				
IMPACT				
- Les plages horaires associées au tarif IMPACT sont les suivantes :				
- Heures PIC : de 17h à 22h du lundi au dimanche				
- Heures MEDIUM : de 7h à 11h et de 22h à 1h du lundi au dimanche				
- Heures ECO : de 1h à 17h et de 1h à 7h du lundi au dimanche				
II. Tarif pour les obligations de service public				
- Dans le cas d'un raccordement dédié à une installation de stockage d'électricité, le tarif pour les obligations de service public est fonction de l'énergie active nette prélevée pendant une période de douze mois.				
III. Tarif pour les surcharges				
- Dans le cas d'un raccordement dédié à une installation de stockage d'électricité, le tarif pour les surcharges est fonction de l'énergie active nette prélevée pendant une période de douze mois.				
IV. Tarif pour les soldes régulatoires				

Tarifs périodiques de distribution d'électricité		- Injection -			AIESH
Période de validité : du 01.01.2026 au 31.12.2026					
I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution		Code EDIEL	T-MT	MT	T-BT
A. Terme capacitaire					
Capacité d'injection flexible	(EUR/kVA)	E212	0,0000000	0,0000000	0,0000000
Capacité d'injection permanente	(EUR/kVA)	E213	0,4709669	0,0438992	3,5909225
B. Terme fixe	(EUR/an)	E270	877,58	665,23	16,38
Modalités d'application et de facturation :					
<ul style="list-style-type: none"> - L'ensemble des tarifs repris ci-dessus sont hors TVA - Les tarifs d'injection ne s'appliquent pas aux installations de production dont l'injection sur le réseau de distribution est rendue en permanence techniquement impossible par un appareillage de type « anti-retour » ; Les tarifs d'injection ne s'appliquent pas aux installations de stockage d'électricité. - Lorsqu'une installation de production est connectée en aval du même point d'accès qu'une installation de stockage, et que l'injection n'est pas rendue en permanence techniquement impossible, seule l'installation de stockage est visée par cette dérogation ; Les notions de capacités permanente et flexible sont définies par l'arrêté du Gouvernement wallon du 10 novembre 2016 relatif à l'analyse coût-bénéfice et aux modalités de calcul et de mise en œuvre de la compensation financière ; 					

Tarifs périodiques de distribution d'électricité		- Injection -			AIESH
Période de validité : du 01.01.2027 au 31.12.2027					
I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution		Code EDIEL	T-MT	MT	T-BT
A. Terme capacitaire					
Capacité d'injection flexible	(EUR/kVA)	E212	0,0000000	0,0000000	0,0000000
Capacité d'injection permanente	(EUR/kVA)	E213	0,4794443	0,0446894	3,6555591
B. Terme fixe	(EUR/an)	E270	893,38	677,21	16,67
Modalités d'application et de facturation :					
<ul style="list-style-type: none"> - L'ensemble des tarifs repris ci-dessus sont hors TVA - Les tarifs d'injection ne s'appliquent pas aux installations de production dont l'injection sur le réseau de distribution est rendue en permanence techniquement impossible par un appareillage de type « anti-retour » ; - Les tarifs d'injection ne s'appliquent pas aux installations de stockage d'électricité. - Lorsqu'une installation de production est connectée en aval du même point d'accès qu'une installation de stockage, et que l'injection n'est pas rendue en permanence techniquement impossible, seule l'installation de stockage est visée par cette dérogation ; - Les notions de capacités permanente et flexible sont définies par l'arrêté du Gouvernement wallon du 10 novembre 2016 relatif à l'analyse coût-bénéfice et aux modalités de calcul et de mise en œuvre de la compensation financière ; 					

Tarifs périodiques de distribution d'électricité		- Injection -			AIESH
Période de validité : du 01.01.2028 au 31.12.2028					
I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution		Code EDIEL	T-MT	MT	T-BT
A. Terme capacitaire					
Capacité d'injection flexible	(EUR/kVA)	E212	0,0000000	0,0000000	0,0000000
Capacité d'injection permanente	(EUR/kVA)	E213	0,4880743	0,0454938	3,7213591
B. Terme fixe	(EUR/an)	E270	909,46	689,40	16,97
					16,97

Modalités d'application et de facturation :

- L'ensemble des tarifs repris ci-dessus sont hors TVA
- Les tarifs d'injection ne s'appliquent pas aux installations de production dont l'injection sur le réseau de distribution est rendue en permanence techniquement impossible par un appareillage de type « anti-retour » ;
- Les tarifs d'injection ne s'appliquent pas aux installations de stockage d'électricité.
- Lorsqu'une installation de production est connectée en aval du même point d'accès qu'une installation de stockage, et que l'injection n'est pas rendue en permanence techniquement impossible, seule l'installation de stockage est visée par cette dérogation ;
- Les notions de capacités permanente et flexible sont définies par l'arrêté du Gouvernement wallon du 10 novembre 2016 relatif à l'analyse coût-bénéfice et aux modalités de calcul et de mise en œuvre de la compensation financière ;

Tarifs périodiques de distribution d'électricité		- Injection -			AIESH
Période de validité : du 01.01.2029 au 31.12.2029					
<u>I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution</u>		Code EDIEL	T-MT	MT	T-BT
<u>A. Terme capacitaire</u>					BT >10kVA
Capacité d'injection flexible	(EUR/kVA)	E212	0,0000000	0,0000000	0,0000000
Capacité d'injection permanente	(EUR/kVA)	E213	0,4968596	0,0463127	3,7883436
<u>B. Terme fixe</u>	(EUR/an)	E270	925,83	701,81	17,28

Modalités d'application et de facturation :

- L'ensemble des tarifs repris ci-dessus sont hors TVA
- Les tarifs d'injection ne s'appliquent pas aux installations de production dont l'injection sur le réseau de distribution est rendue en permanence techniquement impossible par un appareillage de type « anti-retour » ;
- Les tarifs d'injection ne s'appliquent pas aux installations de stockage d'électricité.
- Lorsqu'une installation de production est connectée en aval du même point d'accès qu'une installation de stockage, et que l'injection n'est pas rendue en permanence techniquement impossible, seule l'installation de stockage est visée par cette dérogation ;
- Les notions de capacités permanente et flexible sont définies par l'arrêté du Gouvernement wallon du 10 novembre 2016 relatif à l'analyse coût-bénéfice et aux modalités de calcul et de mise en œuvre de la compensation financière ;



Tous acteurs de l'**énergie**

Date du document : 26/06/2025

ANNEXE 9

Décision CD-25f26-CWaPE-1120

EXPLICATION DES PROFILS-TYPE DE CONSOMMATION UTILISÉS POUR SIMULER LES COÛTS DE DISTRIBUTION BASSE TENSION

1. CONTEXTE

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) prévoit l'entrée en vigueur, le 1^{er} janvier 2026, d'une nouvelle structure tarifaire applicable aux URD des catégories 2 et 3 de la basse tension.

L'article 77 de la méthodologie tarifaire définit ces catégories 2 et 3 comme suit :

« Article 77. *Au sein des utilisateurs de réseau raccordés au niveau de tension BT, trois catégories d'utilisateurs sont distinguées pour le prélèvement :*

- *catégorie 1 : utilisateurs dont la puissance de raccordement au réseau est supérieure à 56 kVA et dont la puissance de prélèvement sur le réseau peut être mesurée, leur courbe de charge étant soit mesurée soit calculée ;*
- *catégorie 2 : utilisateurs dont la puissance de raccordement au réseau est supérieure à 56 kVA et dont la puissance de prélèvement sur le réseau ne peut pas être mesurée ;*
- *catégorie 3 : utilisateurs dont la puissance de raccordement au réseau est inférieure ou égale à 56 kVA. »*

La nouvelle structure tarifaire prévoit :

- d'une part, la modification des plages horaires applicables à la configuration tarifaire bihoraire, avec l'introduction d'une plage d'heures creuses entre 11h00 et 17h00, et l'alignement des plages horaires du weekend sur celles de la semaine ;
- d'autre part, l'introduction d'une nouvelle configuration tarifaire dite incitative qui prévoit 5 plages horaires combinées à 3 niveaux de tarifs, applicables aux 7 jours de la semaine.

Cette nouvelle structure tarifaire a pour objectif d'inciter les utilisateurs du réseau basse tension à **déplacer leurs charges flexibles** des moments où le réseau est fortement sollicité (peu de capacité disponible) vers les moments où le réseau est moins sollicité (capacités disponibles) et d'inciter les utilisateurs du réseau à utiliser l'énergie renouvelable et intermittente au moment où elle est produite.

Il est donc important que les simulations réalisées sur les nouveaux tarifs de distribution basse tension illustrent l'évolution possible des coûts de réseau pour chaque client-type en fonction de la réponse donnée à l'incitation à déplacer ses charges. A cette fin, les profils présentant des volumes de prélèvement flexibles seront déclinés en une version de base et une version optimisée. Ces profils (de base et, le cas échéant, optimisés) sont issus de l'étude relative à la mise en œuvre d'une nouvelle structure tarifaire applicable aux utilisateurs du réseau de distribution en basse tension réalisée par la société de consultation GeekCo et publiée sur le site de la CWaPE en mars 2024 (ci-après l'étude tarifaire).

2. PROFILS-TYPE SÉLECTIONNÉS

2.1. P_Db

Ce profil a une consommation annuelle de 2.077 kWh en simple tarif (monohoraire), et une puissance de raccordement de 9,2 kVA. Ce volume de consommation correspond à la tranche de consommation Eurostat Db (1.000 kWh à 2.500 kWh). Il s'agit d'un profil réel de consommation appartenant à un URD wallon. Ce profil a été sélectionné pour sa proximité avec le profil synthétique S21.

Les consommations de ce client sont faibles et considérées comme très peu flexibles. Aucun potentiel de déplacement de charge n'a été identifié.

		Configuration tarifaire standard	Configuration tarifaire incitative
2025	Profil de base	Monohoraire : 2.077 kWh/an	
2026-2029	Profil de base	Monohoraire : 2.077 kWh/an	Tarif IMPACT Heures ECO : 893 kWh/an Heures MEDIUM : 527 kWh/an Heures PIC : 656 kWh/an
	Profil optimisé	Monohoraire : 2.077 kWh/an	Tarif IMPACT Heures ECO : 893 kWh/an Heures MEDIUM : 527 kWh/an Heures PIC : 656 kWh/an

2.2. P_Dc

Ce profil a une consommation annuelle de 3.408 kWh en bihoraire, et une puissance de raccordement de 11,5 kVA. Ce volume de consommation correspond à la tranche de consommation Eurostat Dc (2.500 kWh à 5.000 kWh). Il s'agit d'un profil réel de consommation appartenant à un URD wallon. Ce profil a été sélectionné lors de l'étude tarifaire pour sa proximité avec le profil synthétique S21 et parce qu'il a un niveau de consommation annuelle proche de celui du client-type habituellement utilisé par la CWaPE pour illustrer l'URD basse tension résidentiel (Dc : 3.500 kWh par an en tarification bihoraire avec 1600 kWh en heures pleines 1900 kWh en heures creuses). Il est considéré que, vu la consommation annuelle et la courbe de charge de cet URD, il ne dispose pas d'un système principal d'eau chaude sanitaire à l'électricité.

Il est considéré que cet utilisateur dispose d'un potentiel de déplacement de charge relatif aux 3 appareils domestiques suivants : lave-vaisselle, machine à laver et séchoir. Le volume de consommation déplaçable relatif à ces 3 usages est évalué à 1.150 kWh par an, soit 80% de la consommation totale de ces appareils sur une année.

Cependant, l'analyse fine des consommations de ce profil a montré que cet utilisateur optimise déjà l'usage de ces appareils (lave-vaisselle, machine à laver et séchoir) en répondant adéquatement au signal bihoraire actuel (avant 2026) et en plaçant une partie importante de ses consommations la nuit et le weekend. Pour cette raison, seuls 187 kWh peuvent être optimisés en configuration tarifaire standard

bihoraire (transférés des heures pleines vers les heures creuses), les consommations liées à ces usages étant déjà en grande partie dans les plages d'heures creuses. En configuration tarifaire incitative, le volume flexible de ce profil est estimé à 386 kWh.

		Configuration tarifaire standard	Configuration tarifaire incitative
2025	Profil de base	Bihoraire : Heures pleines : 1.634 kWh/an Heures creuses : 1.774 kWh/an	
2026-2029	Profil de base	Bihoraire : Heures pleines : 1.613 kWh/an Heures creuses : 1.795 kWh/an	Tarif IMPACT Heures ECO : 1.410 kWh/an Heures MEDIUM : 1.022 kWh/an Heures PIC : 976 kWh/an
	Profil optimisé	Bihoraire : Heures pleines : 1.427 kWh/an Heures creuses : 1.981 kWh/an	Tarif IMPACT Heures ECO : 1.796 kWh/an Heures MEDIUM : 790 kWh/an Heures PIC : 822 kWh/an

2.3. P_DcVE1

Il s'agit du profil-type P_Dc auquel la consommation relative au rechargeement d'un véhicule électrique a été ajoutée. Ces rechargements sont effectués à l'aide d'une **borne de recharge** privée pour véhicule électrique d'une puissance de **3,7 kW** et le véhicule dispose d'une batterie de 26,8 kWh. La consommation dédiée au rechargeement du véhicule électrique est de 3.972 kWh/an ; soit une consommation totale annuelle pour ce profil de 7.380 kWh en bihoraire (heures pleines 3.841 kWh ; heures creuses : 3.539 kWh). La puissance de raccordement est de 11,5 kVA.

Si l'on considère que le véhicule électrique réalise 100% de ses recharges au domicile, on peut en déduire que ce véhicule parcourt +/- 22.000 km/an et consomme en moyenne 18 kWh/100km.

Ce profil bénéficie d'une part d'un potentiel d'optimisation de ses consommations traditionnelles (lave-vaisselle, machine à laver et séchoir) et d'autre part d'un potentiel d'optimisation des rechargeements de son VE, ce dernier étant significatif. En effet, le profil de charge initial du VE est théorique et a été transmis à la CWaPE par ORES dans le cadre de l'étude tarifaire. Ce profil de base n'active aucune flexibilité pour la recharge du véhicule (distribution des recharges selon la méthode Monte-Carlo), la CWaPE a donc considéré que 80% des recharges pouvaient être optimisées, les 20% restants étant considérés comme « contraints » et non-déplaçables, quelle que soit la plage horaire dans laquelle ils tombent.

Les recharges pouvant être optimisées/flexibilisées ont été déplacées vers les heures les moins chères. Ainsi, en configuration tarifaire standard bihoraire, le volume de consommation flexible relatif au VE s'élève à 1.481 kWh, auquel s'ajoute les 187 kWh flexibles relatifs aux 3 appareils domestiques (lave-vaisselle, la machine à laver et le séchoir). Le volume flexible total de ce profil en tarification bihoraire est donc de 1.668 kWh. En configuration tarifaire incitative, le volume flexible de ce profil est estimé à 1.749

kWh pour le VE, auquel s'ajoutent les 386 kWh des 3 appareils domestiques. Le volume flexible total de ce profil en tarification incitative est donc de 2.135 kWh.

		Configuration tarifaire standard	Configuration tarifaire incitative
2025	Profil de base	Bihoraire : Heures pleines : 3.841 kWh/an Heures creuses : 3.539 kWh/an	
2026-2029	Profil de base	Bihoraire : Heures pleines : 3.445 kWh/an Heures creuses : 3.935 kWh/an	Tarif IMPACT Heures ECO : 3.147 kWh/an Heures MEDIUM : 2.079 kWh/an Heures PIC : 2.154 kWh/an
	Profil optimisé	Bihoraire : Heures pleines : 1.787 kWh/an Heures creuses : 5.604 kWh/an	Tarif IMPACT Heures ECO : 5.282 kWh/an Heures MEDIUM : 1.032 kWh/an Heures PIC : 1.050 kWh/an

1.1. P_DcPAC

Il s'agit du profil-type P_Dc auquel la consommation correspondant à une pompe à chaleur air-eau a été ajoutée. La consommation de cette PAC s'élève à 4.094 kWh/an et correspond à la consommation pour le chauffage d'une habitation de 129 m² dotée d'une isolation moyenne dans laquelle vivent 3 personnes. Cette consommation inclut la production d'eau chaude sanitaire¹. La consommation annuelle totale pour ce profil est de 7.502 kWh en bihoraire (heures pleines 3.718 kWh ; heures creuses : 3.784 kWh) et sa puissance de raccordement au réseau est de 11,5 kVA.

Ce profil bénéficie d'une part d'un potentiel d'optimisation lié à ses consommations traditionnelles (lave-vaisselle, machine à laver et séchoir) et d'autre part d'un potentiel d'optimisation relatif à la PAC. Ce dernier étant relativement important. Le profil de consommation initial de la PAC est théorique et a été transmis à la CWaPE par ORES dans le cadre de l'étude tarifaire. Ce profil de base n'intègre aucune optimisation et représente le besoin de chaleur. Afin d'optimiser la consommation de la PAC en fonction des signaux tarifaires, il est considéré que cette dernière est couplée à un thermostat et qu'il s'agit d'une PAC modulaire. Le potentiel d'effacement de la consommation de la PAC est limité à 30% et n'est possible qu'en considérant qu'un préchauffage a été programmé durant les heures qui précédent cet effacement, afin de garantir le confort thermique de l'habitation. Il est donc considéré que la consommation de la PAC est effacée durant les plages horaires les plus chères et que le préchauffage a lieu durant les plages horaires qui précèdent les plages horaires les plus chères.

Les consommations pouvant être effacées des plages horaires les plus chères sont déplacées vers les plages horaires moins chères (préchauffage). Ainsi, en configuration tarifaire standard bihoraire, le volume de consommation flexible relatif à la PAC s'élève à 554 kWh, auquel s'ajoute les 187 kWh flexibles relatifs

¹ La production d'ECS pour 3 personnes à partir de la pompe à chaleur représente une consommation électrique annuelle de 857 kWh.

aux 3 appareils domestiques (lave-vaisselle, la machine à laver et le séchoir). Le volumes flexible total de ce profil en tarification bihoraire est donc de 741 kWh. En configuration tarifaire incitative, le volume flexible de ce profil est estimé à 554 kWh pour la PAC, auquel s'ajoutent les 386 kWh des 3 appareils domestiques. Le volume flexible total de ce profil en tarification incitative est donc de 940 kWh.

		Configuration tarifaire standard	Configuration tarifaire incitative
2025	Profil de base	Bihoraire : Heures pleines : 3.718 kWh/an Heures creuses : 3.784 kWh/an	
2026-2029	Profil de base	Bihoraire : Heures pleines : 3.462 kWh/an Heures creuses : 4.040 kWh/an	Tarif IMPACT Heures ECO : 3.345 kWh/an Heures MEDIUM : 2.228 kWh/an Heures PIC : 1.929 kWh/an
	Profil optimisé	Bihoraire : Heures pleines : 2.721 kWh/an Heures creuses : 4.781 kWh/an	Tarif IMPACT Heures ECO : 4.285 kWh/an Heures MEDIUM : 1.727 kWh/an Heures PIC : 1.490 kWh/an