

Date du document : 26/06/2025

DÉCISION

CD-25f26-CWaPE-1119

PROPOSITION DE TARIFS PÉRIODIQUES DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ 2026-2029 DU GESTIONNAIRE DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION AIEG

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 AIEG	1
1. BASE LEGALE	5
2. HISTORIQUE DE LA PROCEDURE	6
3. RESERVES	7
4. PROPOSITION DE REVENU AUTORISE 2025-2029	8
4.1. <i>Revenus autorisés approuvés</i>	8
4.2. <i>Proposition d'affectation des soldes régulatoires</i>	9
4.2.1. Récapitulatif des soldes régulatoires non affectés	9
4.2.2. Proposition d'affectation des soldes régulatoires non affectés dans le revenu autorisé 2026-2029	9
4.3. <i>Revenus autorisés adaptés des années 2026 à 2029</i>	10
4.4. <i>Évolution du revenu autorisé entre 2025 et 2029</i>	11
4.4.1. Les charges nettes contrôlables	12
4.4.2. Les charges nettes non-contrôlables	12
4.4.3. Les charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants	14
4.4.4. La marge équitable	14
4.4.5. La quote-part des soldes régulatoires	15
5. PROPOSITION DE TARIFS PERIODIQUES ELECTRICITE 2026-2029	16
5.1. <i>Contrôles effectués</i>	16
5.1.1. Réconciliation entre les recettes budgétées et le revenu autorisé des années 2026 à 2029	17
5.1.2. Les tarifs périodiques de distribution – prélèvement	18
5.1.3. Les tarifs périodiques de distribution – injection	21
5.1.4. Contrôle de la cohérence globale des tarifs périodiques de distribution des années 2026-2029	21
5.2. <i>Évolution des tarifs périodiques de prélèvement</i>	23
5.2.1. Évolution des revenus autorisés	23
5.2.2. Évolution des volumes et des puissances	23
5.2.3. Évolution des coûts de distribution par client-type	29
5.3. <i>Évolution des tarifs périodiques d'injection</i>	42
5.3.1. Évolution des capacités d'injection	42
5.3.2. Évolution des coûts de distribution par client-type	43
6. DECISION	45
7. VOIE DE RECOURS	47
8. ANNEXES	48

Index tableaux

Tableau 1	Synthèse des revenus autorisés 2025-2029 approuvés	8
Tableau 2	Synthèse des soldes régulatoires non affectés	9
Tableau 3	Proposition d'affectation du solde régulatoire.....	9
Tableau 4	Variation des charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants.....	14
Tableau 5	Calcul de la marge équitable	15
Tableau 6	Soldes régulatoires / écarts intégrés dans les revenus autorisés.....	15
Tableau 7	Réconciliation recettes budgétées et revenus autorisés 2026 - 2029.....	17
Tableau 8	Contrôle du calcul du terme prosumer	19
Tableau 9	Répartition des revenus autorisés 2026-2029 par niveau de tension	22
Tableau 10	Estimation du nombre de véhicules électriques entre 2024 et 2029	25
Tableau 11	Estimation du nombre de pompes à chaleur entre 2020 et 2029	26
Tableau 12	Estimation de la puissance totale cumulée PV entre 2024 et 2029	26
Tableau 13	Estimation des volumes 2024-2029 à la suite du remplacement des compteurs élecromécaniques par des compteurs communicants	26
Tableau 14	Estimation des pertes de volumes 2024-2029 à la suite de l'autoconsommation...	27
Tableau 15	Estimation des volumes 2024-2029 à la suite des installations de production décentralisée d'électricité (<10 kVa).....	27

Index graphiques

Graphique 1	Impact de l'affectation des soldes régulatoires sur le revenu autorisé 2026-2029 .	10
Graphique 2	Évolution du revenu autorisé entre 2025 et 2029.....	11
Graphique 3	Évolution des volumes de prélèvement (hors transit et pertes en réseau)	24
Graphique 4	Évolution des puissances de prélèvement (pointe historique) en Kw.....	28
Graphique 5	Évolution des puissances de prélèvement (pointe mensuelle) en Kw.....	28
Graphique 6	Simulations des coûts de distribution des années 2025 à 2029 pour le client-type T-MT (50 GWh – 8,3 MW)	29
Graphique 7	Simulations des coûts de distribution des années 2025 À 2029 pour le client-type MT (2 gwh – 333 kW)	30
Graphique 8	Simulations des coûts de distribution des années 2025 À 2029 pour le client-type T-BT (30 000 kwh – 5,3 kW).....	30
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.....	31

Graphique 10	Simulations des coûts de distribution de l'année 2026 pour le client-type basse tension (P_Db) – tarif monohoraire et tarif impact	31
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.....	33
Graphique 12	Simulations des coûts de distribution de l'année 2026 pour le client-type basse tension (P_Dc) – tarif bihoraire et tarif impact.....	33
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.....	35
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.....	35
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	37
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	37
Graphique 17	Évolution des volumes de prélèvement (hors transit et pertes en réseau)	39
Graphique 18	Évolution de la répartition du revenu autorisé par niveau de tension.....	40
Graphique 19	Évolution des tensions tarifaires	41
Graphique 20	Évolution des capacités d'injection sur le réseau de distribution exprimés en Gwh	42
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).....	43
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).....	44
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).....	44

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-0887, a approuvé la proposition de Revenus Autorisés 2025-2029 de l'AIEG.
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 15 novembre 2024, la CWaPE a accusé réception de la proposition de tarifs périodiques électricité 2026-2029 de l'AIEG 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-1036, a approuvé la demande adaptée de révision du Revenu Autorisé des années 2025 à 2029 de l'AIEG, 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'AIEG 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 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.
8. En date du 6 mai 2025, l'AIEG a transmis sous format électronique les réponses aux questions complémentaires adressées le 29 avril 2025 ainsi qu'une proposition adaptée de tarifs périodiques électricité 2026-2029.
9. En date du 8 mai 2025, la CWaPE adressait une demande de correction relative au tarif prosumer de la proposition adaptée de tarifs périodiques électricité 2026-2029 datée du 6 mai 2025.
10. En date du 13 mai 2025, l'AIEG a transmis sous format électronique une proposition adaptée de tarifs périodiques électricité 2026-2029.
11. 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 13 mai 2025 par le gestionnaire de réseau de distribution AIEG.

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-0887 et révisés ensuite à travers la décision du 30 janvier 2025 référencée CD-25a30-CWaPE-1036, est reprise dans le tableau suivant :

TABLEAU 1 SYNTHÈSE DES REVENUS AUTORISÉS 2025-2029 APPROUVENT

Intitulé	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029	TOTAL
Charges nettes contrôlables	6.330.943	6.469.682	6.637.750	6.809.353	7.148.842	33.396.570
Charges nettes contrôlables autres	3.687.637	3.778.796	3.898.429	4.020.724	4.310.017	19.695.602
Charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public	641.245	652.787	664.537	676.499	688.676	3.323.743
Charges nettes contrôlables liées aux immobilisations	2.002.062	2.038.099	2.074.785	2.112.131	2.150.149	10.377.225
Charges et produits non-contrôlables	3.609.580	3.577.874	3.607.451	3.677.856	3.742.340	18.215.100
Charges et produits non-contrôlables hors OSP	3.634.788	3.622.297	3.663.387	3.741.179	3.813.182	18.474.832
Charges et produits émanant de factures de transit émises ou reçues par le GRD	225.412	229.469	233.600	237.804	242.085	1.168.370
Charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour la couverture des pertes en réseau électrique	1.657.856	1.562.059	1.528.326	1.528.326	1.528.326	7.804.894
Charges émanant de factures émises par la société FeReSO ou d'autres sociétés dans le cadre du processus de réconciliation	0	0	0	0	0	0
Redevance de voirie	675.727	687.890	700.272	712.877	725.709	3.502.475
Charge fiscale résultant de l'application de l'impôt des sociétés sur la marge bénéficiaire équitable	715.083	735.812	753.694	769.944	781.323	3.755.856
Autres impôts, taxes, redevances, surcharges, précomptes immobiliers et mobiliers	0	0	0	0	0	0
Cotisations de responsabilisation de l'ONSSAPL	360.709	407.066	447.495	492.228	535.739	2.243.237
Charges de pension non-capitalisées	0	0	0	0	0	0
Charges et produits non-contrôlables OSP	-25.207	-44.423	-55.936	-63.323	-70.842	-259.732
Charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD	209.204	197.116	192.859	192.859	192.859	984.897
Charges de distribution supportées par le GRD pour l'alimentation de clientèle propre	120.204	120.204	120.204	120.204	120.204	601.018
Charges de transport supportées par le GRD pour l'alimentation de clientèle propre	44.489	44.489	44.489	44.489	44.489	222.447
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	-435.979	-443.107	-450.363	-457.749	-465.269	-2.252.468
Charges d'achat des certificats verts	36.875	36.875	36.875	36.875	36.875	184.373
Primes « Qualiwatt » versées aux utilisateurs de réseau						0
Charges émanant de factures émises par la société FeReSO ou d'autres sociétés dans le cadre du processus de réconciliation	0	0	0	0	0	0
Charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants	878.862	768.145	723.058	789.996	728.743	3.888.803
Charges nettes fixes	365.465	217.097	116.315	109.680	74.328	882.885
Charges nettes variables	513.397	551.048	606.743	680.316	654.414	3.005.918
Marge équitable	2.183.782	2.229.268	2.267.533	2.299.276	2.316.385	11.296.244
Marge équitable RAB hors PV de réévaluation	2.046.314	2.109.018	2.163.716	2.211.090	2.244.279	10.774.417
Marge équitable PV de réévaluation	135.263	118.102	101.750	86.205	70.113	511.433
Marge OSP	2.205	2.147	2.068	1.982	1.993	10.395
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	13.003.168	13.044.968	13.235.792	13.576.481	13.936.309	66.796.718

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-1003). 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-1036). 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'AIEG constituent une créance tarifaire de **2.665.668 EUR** telle que détaillée dans le tableau suivant :

TABLEAU 2 SYNTHÈSE DES SOLDES RÉGULATOIRES NON AFFECTÉS

Année	Total	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 2022 approuvé	-42.749,53	0,00	0,00	-42.749,53	-42.749,53	0,00	CD-24a30-CWaPE-0871
Solde régulatoire 2023 approuvé	-2.358.884,12	0,00	0,00	-100.000,00	-100.000,00	-2.258.884,12	CD-25c13-CWaPE-1048
Ecart révision compteurs communicants 2025 approuvé	-406.783,44	0,00	0,00	0,00	0,00	-406.783,44	CD-25a30-CWaPE-1036
TOTAL	-2.808.417,09	0,00	0,00	-142.749,53	-142.749,53	-2.665.667,56	

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

La proposition formulée par l'AIEG à travers la proposition de tarifs périodiques 2026-2029 du 13 mai 2025 est d'affecter **1.350.337,08 EUR** aux tarifs de distribution des années 2026 à 2029 à concurrence de :

- 25 % de l'écart 2025 qui fait suite à la révision des revenus autorisés à la suite du déploiement des compteurs communicants soit 101.695,86 EUR par an ;
- 10 % du solde régulatoire 2023 soit 235.888,41 EUR par an (pour rappel un acompte de 100.000 EUR sur le solde régulatoire 2023 a d'ores et déjà été affecté dans les tarifs 2025).

TABLEAU 3 PROPOSITION D'AFFECTATION DU SOLDE RÉGULATOIRE

Année d'affectation	Exercice ayant généré le solde / l'écart						
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
2026					235.888,41		101.695,86
2027					235.888,41		101.695,86
2028					235.888,41		101.695,86
2029					235.888,41		101.695,86
Solde régulatoire année N non affecté	0,00	0,00	0,00	0,00	-1.315.330,47	0,00	0,00

4.3. Revenus autorisés adaptés des années 2026 à 2029

Le revenu autorisé cumulé approuvé des années 2026 à 2029 s'élève à **53.793.551 EUR**.

L'AIEG propose d'y ajouter des soldes régulatoires qui s'élèvent à **1.350.337 EUR**.

Le revenu autorisé cumulé des années 2026 à 2029 incluant la proposition d'affectation des soldes régulatoires de l'AIEG s'élève à **55.143.888 EUR** soit une **augmentation de 3 %** par rapport au revenu autorisé cumulé approuvé des années 2026 à 2029.

GRAPHIQUE 1 IMPACT DE L'AFFECTATION DES SOLDES RÉGULATOIRES SUR LE REVENU AUTORISÉ 2026-2029



4.4. Évolution du revenu autorisé entre 2025 et 2029

Le graphique ci-dessous montre l'évolution du revenu autorisé budgété de l'AIEG 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-1003). 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'AIEG est en augmentation de 643.419€, soit une hausse de l'ordre de 5 %.

Entre 2025 et 2029, le revenu autorisé de l'AIEG augmente de 1.534.760€ soit une augmentation de 12 %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-0887 et à la décision de révision du revenu autorisé du 30 janvier 2025 référencée CD-25a30-CWaPE-1036.

4.4.1. Les charges nettes contrôlables

Les charges nettes contrôlables sont composées des charges nettes contrôlables liées aux immobilisations (31 %), des charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public (10 %) et des charges nettes contrôlables autres² (59 %).

Les charges nettes contrôlables **augmentent de 817.899 EUR (soit 13 %) 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'AIEG, les charges nettes contrôlables budgétées sont égales aux montants maximaux.

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*

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 diminuent de -45.635 EUR (soit 181 %) entre 2025 et 2029.

À l'exception des « charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD » et des « Produits issus de la facturation de la fourniture d'électricité à la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution ainsi que le montant de la compensation perçue et résultant de l'application du tarif social », l'AIEG a budgété des **charges et produits non contrôlables OSP stables** pour la période 2025-2029.

La diminution **des charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD** provient exclusivement du calcul du prix unitaire d'achat d'électricité.

² Les charges nettes contrôlables autres incluent notamment les coûts de rémunération, les coûts des matériaux, des entrepreneurs, de consultance, les coûts informatiques ainsi que les coûts additionnels de transition.

L'augmentation **des produits issus de la facturation de la fourniture d'électricité à la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution** provient exclusivement de l'indexation annuelle du prix unitaire moyen de facturation de la fourniture d'électricité à la clientèle propre.

4.4.2.2. 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 178.394 EUR (soit 5 %) entre 2025 et 2029.

Seules les charges émanant de **factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour la couverture des pertes en réseau électrique** diminuent entre 2025 et 2029. Cette diminution est constatée dès le budget 2026 pour ensuite se stabiliser pour la période 2027-2029. La diminution provient exclusivement du calcul du prix unitaire d'achat d'électricité qui 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.

L'augmentation des **charges et produits émanant de factures de transit émises ou reçues par le GRD** provient exclusivement d'un prix unitaire budgétaire pour la période 2026-2029 équivalant au prix unitaire 2025 budgétaire indexé annuellement.

L'augmentation de la **redevance de voirie** provient exclusivement de l'indexation annuelle du budget 2025 pour la période 2026-2029.

L'augmentation 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 incluse la révision du revenu autorisé pour 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 ...).

Les **cotisations de responsabilisation de l'ONSSAPL** budgétées sont conformes aux documents reçus par le SPF. L'augmentation provient principalement d'une augmentation des cotisations de responsabilisation individuelles.

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 désaffectation 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 diminuent de 150.120 EUR (soit 17 %) entre 2025 et 2029.

Cette diminution 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 DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS

	B 2025	B 2026	B 2027	B 2028	B2029	Variation B2025/B2029
CNI réseau additionnelles	513.397	551.048	606.743	680.316	654.414	141.018
CNI IT additionnelles	46.682	53.756	56.490	56.311	56.129	9.447
Charges opérationnelles IT	389.923	290.104	265.667	291.419	288.388	-101.534
Charges opérationnelles hors IT	216.603	230.586	216.625	230.608	213.171	-3.432
Charges opérationnelles Atrias	0	0	0	0	0	0
Produits/Gains OPEX MOZA/EOC/switch/Drop...	-109.691	-152.158	-191.486	-212.509	-212.509	-102.817
Produits/Gains OPEX compteurs à budget	-138.577	-141.071	-143.610	-146.195	-148.827	-10.250
Produits/Gains relève périodique et non périodiques	-39.474	-64.120	-87.371	-109.954	-122.025	-82.551
TOTAL CHARGES PROJET COMPTEURS COMMUNICANTS	878.862	768.145	723.058	789.996	728.743	-150.120

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	42.454.955	43.962.644	45.259.804	46.362.684	47.289.539
Valeur des actifs régulés au 31/12/N	43.962.644	45.259.804	46.362.684	47.289.539	47.686.404
Valeur moyenne des actifs régulés	43.208.800	44.611.224	45.811.244	46.826.111	47.487.971
Valeur de la PV de réévaluation au 01/01/N	3.409.026	3.308.761	3.208.495	3.108.230	3.007.964
Valeur de la PV de réévaluation au 31/12/N	3.308.761	3.208.495	3.108.230	3.007.964	2.795.609
Valeur moyenne de la PV réévaluation	3.358.894	3.258.628	3.158.363	3.058.097	2.901.787
Marge équitable applicable sur la RAB hors PV de réévaluation	1.740.018	1.796.494	1.844.819	1.885.688	1.912.341
Marge équitable applicable sur la PV de réévaluation	135.263	118.102	101.750	86.205	70.113
Marge équitable totale	1.875.281	1.914.596	1.946.569	1.971.892	1.982.454
Marge équitable Gesves	308.501	314.671	320.965	327.384	333.932
Marge équitable totale	2.183.782	2.229.268	2.267.533	2.299.276	2.316.385

La marge équitable totale s'élève à 2.183.782 EUR en 2025 et à 2.316.385 EUR en 2029 **soit une augmentation de 132.603 EUR (soit 6 %) 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 RÉGULATOIRES / ÉCARTS INTÉGRÉS DANS LES REVENUS AUTORISÉS*

	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Montant de l'écart 2025 révision budget CC		101.696	101.696	101.696	101.696
Montant du solde régulatoire affecté dans le Revenu Autorisé		235.888	235.888	235.888	235.888

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'AIEG.

Au terme de ces contrôles, la CWaPE acte le respect des règles d'établissement des tarifs périodiques de distribution 2026-2029 par l'**AIEG** 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 réflectivité 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'AIEG 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'AIEG 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 RÉCONCILIATION RECETTES BUDGÉTÉES ET REVENUS AUTORISÉS 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	10.984.343	10.883.925	100.419	-7.660	0	-7.660	1.727.722	1.720.063	7.660	273.144	273.144	0	8.991.137	8.890.718	100.419
	II. Tarif pour les Obligations de Service Public	610.669	710.929	-100.419	0	0	0	42.436	42.436	0	10.393	10.393	0	557.682	658.101	-100.419
	III. Tarif pour les surcharges	1.423.702	1.423.702	0	0	0	0	620.300	620.300	0	46.519	46.519	0	756.883	756.883	0
	Redevance de voirie	687.890	687.890	0	0	0	0	299.710	299.710	0	22.477	22.477	0	365.703	365.703	0
	Impôts sur le revenu	735.812	735.812	0	0	0	0	320.590	320.590	0	24.042	24.042	0	391.180	391.180	0
	Autres impôts	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Injection	IV. Tarif pour les soldes régulatoires	337.584	337.584	0	0	0	0	147.084	147.084	0	11.030	11.030	0	179.470	179.470	0
	TOTAL	13.356.140	13.356.140	0	-7.660	0	-7.660	2.537.541	2.529.882	7.660	341.086	341.086	0	10.485.172	10.485.172	0
	TOTAL	26.412	26.412	0	7.660	0	7.660	15.480	15.480	0	1.218	1.218	0	2.055	2.055	0
TOTAL		13.382.553	13.382.553	0	0	7.660	-7.660	2.553.021	2.545.362	7.660	342.304	342.304	0	10.487.227	10.487.227	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	11.144.270	11.042.043	102.226	-7.797	0	-7.797	1.709.133	1.701.335	7.797	270.735	270.735	0	9.172.199	9.069.973	-102.226
	II. Tarif pour les Obligations de Service Public	610.669	712.895	-102.226	0	0	0	41.204	41.204	0	10.235	10.235	0	559.230	661.456	-102.226
	III. Tarif pour les surcharges	1.453.966	1.453.966	0	0	0	0	618.740	618.740	0	46.281	46.281	0	788.495	788.495	0
	Redevance de voirie	700.272	700.272	0	0	0	0	298.003	298.003	0	22.290	22.290	0	379.979	379.979	0
	Impôts sur le revenu	753.694	753.694	0	0	0	0	320.737	320.737	0	23.991	23.991	0	408.966	408.966	0
	Autres impôts	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Injection	IV. Tarif pour les soldes régulatoires	337.584	337.584	0	0	0	0	143.660	143.660	0	10.746	10.746	0	183.179	183.179	0
	TOTAL	13.546.488	13.546.488	0	-7.797	0	-7.797	2.512.737	2.504.939	7.797	337.997	337.997	0	10.703.552	10.703.552	0
	TOTAL	26.888	26.888	0	7.797	0	7.797	15.759	15.759	0	1.240	1.240	0	2.092	2.092	0
TOTAL		13.573.376	13.573.376	0	0	7.797	-7.797	2.528.495	2.520.698	7.797	339.237	339.237	0	10.705.644	10.705.644	0
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	11.451.131	11.347.065	104.066	-7.938	0	-7.938	1.717.055	1.709.117	7.938	270.393	270.393	0	9.471.621	9.367.554	-104.066
	II. Tarif pour les Obligations de Service Public	615.158	719.224	-104.066	0	0	0	39.887	39.887	0	10.055	10.055	0	565.216	669.282	-104.066
	III. Tarif pour les surcharges	1.482.821	1.482.821	0	0	0	0	615.403	615.403	0	45.881	45.881	0	821.536	821.536	0
	Redevance de voirie	712.877	712.877	0	0	0	0	295.860	295.860	0	22.058	22.058	0	394.960	394.960	0
	Impôts sur le revenu	769.944	769.944	0	0	0	0	319.544	319.544	0	23.823	23.823	0	426.577	426.577	0
	Autres impôts	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Injection	IV. Tarif pour les soldes régulatoires	337.584	337.584	0	0	0	0	140.105	140.105	0	10.445	10.445	0	187.034	187.034	0
	TOTAL	13.886.694	13.886.694	0	-7.938	0	-7.938	2.512.450	2.504.512	7.938	336.775	336.775	0	11.045.407	11.045.407	0
	TOTAL	27.372	27.372	0	7.938	0	7.938	16.042	16.042	0	1.262	1.262	0	2.130	2.130	0
TOTAL		13.914.066	13.914.066	0	0	7.938	-7.938	2.528.492	2.520.555	7.938	338.037	338.037	0	11.047.536	11.047.536	0
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	11.781.586	11.675.647	105.939	-8.081	0	-8.081	1.698.967	1.690.887	8.081	264.543	264.543	0	9.826.157	9.720.217	-105.939
	II. Tarif pour les Obligations de Service Public	619.826	725.766	-105.939	0	0	0	38.418	38.418	0	9.837	9.837	0	571.572	677.511	-105.939
	III. Tarif pour les surcharges	1.507.032	1.507.032	0	0	0	0	608.438	608.438	0	45.166	45.166	0	853.428	853.428	0
	Redevance de voirie	725.709	725.709	0	0	0	0	292.992	292.992	0	21.750	21.750	0	410.967	410.967	0
	Impôts sur le revenu	781.323	781.323	0	0	0	0	315.445	315.445	0	23.416	23.416	0	442.461	442.461	0
	Autres impôts	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Injection	IV. Tarif pour les soldes régulatoires	337.584	337.584	0	0	0	0	136.294	136.294	0	10.117	10.117	0	191.173	191.173	0
	TOTAL	14.246.029	14.246.029	0	-8.081	0	-8.081	2.482.117	2.474.036	8.081	329.663	329.663	0	11.442.329	11.442.329	0
	TOTAL	27.865	27.865	0	8.081	0	8.081	16.331	16.331	0	1.285	1.285	0	2.168	2.168	0
TOTAL		14.273.893	14.273.893	0	0	8.081	-8.081	2.498.448	2.490.367	8.081	330.948	330.948	0	11.444.498	11.444.498	0

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.

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

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) :

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.

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	0,09984	0,10205	0,10474	0,10721
Tarif de prélèvement BT (EUR/kWh) Transport	0,02812	0,02812	0,02812	0,02812
Tarif attendu (EUR/kWe)	76,45	77,76	79,37	80,85
Tarif proposé (EUR/kWe)	76,45	77,76	79,37	80,85
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 » :
 - 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.
 - 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 prélèvements 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^o, 8^o et 9^o, 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'AIEG, 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 RÉPARTITION DES REVENUS AUTORISÉS 2026-2029 PAR NIVEAU DE TENSION

BUDGET 2026										
Intitulé	TOTAL		T-MT		MT		T-BT		BT	
	Eur	%	Eur	%	Eur	%	Eur	%	Eur	%
TOTAL Revenu Autorisé	13.382.553		0	0%	2.553.021	19%	342.304	3%	10.487.227	78%
Recettes relatives aux tarifs d'injection	-26.412	0%	-7.660	29%	-15.480	59%	-1.218	5%	-2.055	8%
Revenu autorisé après déduction des recettes relatives aux tarifs d'injection	13.356.140	100%	-7.660	0%	2.537.541	19%	341.086	3%	10.485.172	79%
Coûts imputés au tarif d'utilisation du réseau de distribution	10.984.343	82%	-7.660	0%	1.727.722	16%	273.144	2%	8.991.137	82%
Coûts imputés au tarif d'Obligations de Service Public	610.510	5%	0	0%	42.436	7%	10.393	2%	557.682	91%
Coûts imputés au tarif des surcharges	1.423.702	11%	0	0%	620.300	44%	46.519	3%	756.883	53%
Redevance de voirie	687.890	5%	0	0%	299.710	44%	22.477	3%	365.703	53%
Impôts sur le revenu	735.812	6%	0	0%	320.590	44%	24.042	3%	391.180	53%
Autres impôts	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
Coûts imputés aux tarif des soldes régulatoires	337.584	3%	0	0%	147.084	44%	11.030	3%	179.470	53%
TOTAL coûts imputés aux tarifs de prélèvement	13.356.140	100%	-7.660	0%	2.537.541	19%	341.086	3%	10.485.172	79%

BUDGET 2027										
Intitulé	TOTAL		T-MT		MT		T-BT		BT	
	Eur	%	Eur	%	Eur	%	Eur	%	Eur	%
TOTAL Revenu Autorisé	13.573.376		0	0%	2.528.495	19%	339.237	2%	10.705.644	79%
Recettes relatives aux tarifs d'injection	-26.888	0%	-7.797	29%	-15.759	59%	-1.240	5%	-2.092	8%
Revenu autorisé après déduction des recettes relatives aux tarifs d'injection	13.546.488	100%	-7.797	0%	2.512.737	19%	337.997	2%	10.703.552	79%
Coûts imputés au tarif d'utilisation du réseau de distribution	11.144.270	82%	-7.797	0%	1.709.133	15%	270.735	2%	9.172.199	82%
Coûts imputés au tarif d'Obligations de Service Public	610.669	5%	0	0%	41.204	7%	10.235	2%	559.230	92%
Coûts imputés au tarif des surcharges	1.453.966	11%	0	0%	618.740	43%	46.281	3%	788.945	54%
Redevance de voirie	700.272	5%	0	0%	298.003	43%	22.290	3%	379.979	54%
Impôts sur le revenu	753.694	6%	0	0%	320.737	43%	23.991	3%	408.966	54%
Autres impôts	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
Coûts imputés aux tarif des soldes régulatoires	337.584	2%	0	0%	143.660	43%	10.746	3%	183.179	54%
TOTAL coûts imputés aux tarifs de prélèvement	13.546.488	100%	-7.797	0%	2.512.737	19%	337.997	2%	10.703.552	79%

BUDGET 2028										
Intitulé	TOTAL		T-MT		MT		T-BT		BT	
	Eur	%	Eur	%	Eur	%	Eur	%	Eur	%
TOTAL Revenu Autorisé	13.914.066		0	0%	2.528.492	18%	338.037	2%	11.047.536	79%
Recettes relatives aux tarifs d'injection	-27.372	0%	-7.938	29%	-16.042	59%	-1.262	5%	-2.130	8%
Revenu autorisé après déduction des recettes relatives aux tarifs d'injection	13.886.694	100%	-7.938	0%	2.512.450	18%	336.775	2%	11.045.407	80%
Coûts imputés au tarif d'utilisation du réseau de distribution	11.451.131	82%	-7.938	0%	1.717.055	15%	270.393	2%	9.471.621	83%
Coûts imputés au tarif d'Obligations de Service Public	615.158	4%	0	0%	39.887	6%	10.055	2%	565.216	92%
Coûts imputés au tarif des surcharges	1.482.821	11%	0	0%	615.403	42%	45.881	3%	821.536	55%
Redevance de voirie	712.877	5%	0	0%	295.860	42%	22.058	3%	394.960	55%
Impôts sur le revenu	769.944	6%	0	0%	319.544	42%	23.823	3%	426.577	55%
Autres impôts	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
Coûts imputés aux tarif des soldes régulatoires	337.584	2%	0	0%	140.105	42%	10.445	3%	187.034	55%
TOTAL coûts imputés aux tarifs de prélèvement	13.886.694	100%	-7.938	0%	2.512.450	18%	336.775	2%	11.045.407	80%

BUDGET 2029										
Intitulé	TOTAL		T-MT		MT		T-BT		BT	
	Eur	%	Eur	%	Eur	%	Eur	%	Eur	%
TOTAL Revenu Autorisé	14.273.893		0	0%	2.498.448	18%	330.948	2%	11.444.498	80%
Recettes relatives aux tarifs d'injection	-27.865	0%	-8.081	29%	-16.331	59%	-1.285	5%	-2.168	8%
Revenu autorisé après déduction des recettes relatives aux tarifs d'injection	14.246.029	100%	-8.081	0%	2.482.117	17%	329.663	2%	11.442.329	80%
Coûts imputés au tarif d'utilisation du réseau de distribution	11.781.586	83%	-8.081	0%	1.698.967	14%	264.543	2%	9.826.157	83%
Coûts imputés au tarif d'Obligations de Service Public	619.826	4%	0	0%	38.418	6%	9.837	2%	571.572	92%
Coûts imputés au tarif des surcharges	1.507.032	11%	0	0%	608.438	40%	45.166	3%	853.428	57%
Redevance de voirie	725.709	5%	0	0%	292.992	40%	21.750	3%	410.967	57%
Impôts sur le revenu	781.323	5%	0	0%	315.445	40%	23.416	3%	442.461	57%
Autres impôts	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
Coûts imputés aux tarif des soldes régulatoires	337.584	2%	0	0%	136.294	40%	10.117	3%	191.173	57%
TOTAL coûts imputés aux tarifs de prélèvement	14.246.029	100%	-8.081	0%	2.482.117	17%	329.663	2%	11.442.329	80%

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'AIEG s'élève à 14.273.893 EUR et est en augmentation de 1.127.976 EUR par rapport au revenu autorisé budgétaire de l'année 2025, soit une hausse de l'ordre de 9 %⁶.

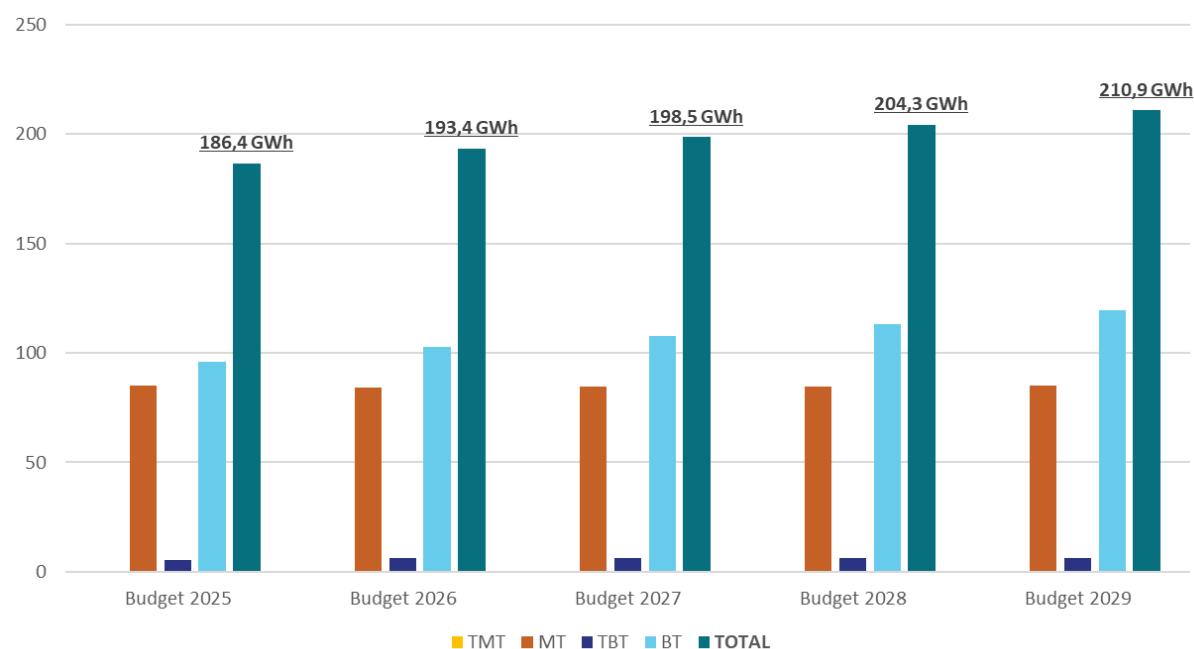
5.2.2. Évolution des volumes et des puissances

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.

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-0887 et à la décision de révision du revenu autorisé du 30 janvier 2025 référencée CD-25a30-CWaPE-1036.

GRAPHIQUE 3 ÉVOLUTION DES VOLUMES DE PRÉLÈVEMENT (HORS TRANSIT ET PERTES EN RÉSEAU)



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

- **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'AIEG a considéré les volumes T-BT et MT 2024 constants sur 2025-2029.

Par ailleurs, 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.

En ce qui concerne les volumes de l'éclairage public, l'AIEG s'est basé sur les volumes facturés en 2024 comme volumes de référence qu'elle considère stable sur la période 2025-2029.

- **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 rechargement 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 0,34 % pour l'AIEG. 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'AIEG sont repris ci-dessous :

TABLEAU 10 ESTIMATION DU NOMBRE DE VÉHICULES ÉLECTRIQUES ENTRE 2024 ET 2029

	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Nombre de BEV	314	690	1.227	1.880	2.702	3.790
Evolution %		120%	78%	53%	44%	40%
Nombre de PHEV	335	406	510	638	798	1.010
Evolution %		21%	26%	25%	25%	27%
Nombre de total VE	649	1.097	1.738	2.518	3.500	4.800
Evolution %		69%	58%	45%	39%	37%

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'AIEG sont repris ci-dessous :

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

#PAC	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
AIEG	1.539	1.594	1.651	1.710	1.772	1.836	1.903	1.973	2.045	2.120

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 ;
 - Évolution linéaire de la puissance installée entre 2024 et 2029 en isolant le pic de l'année 2023 ;

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

Nom du GRD	Information	2024	2025	2026	2027	2028	2029
AIEG	Puissance totale cumulée	31.543	32.331	33.119	33.907	34.694	35.482

- 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'AIEG 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 2024-2029 À LA SUITE DU REMPLACEMENT DES COMPTEURS ÉLECTROMÉCANIQUES PAR DES COMPTEURS COMMUNICANTS

GRD		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
	Nombre de prosumers cumulé (avec compensation)	5.853						
	Nombre prosumers SMART 2023	427						
	Remplacement électromécanique SMART		852	915	915	915	915	915
	Nombre de compteurs SMART placés par année (avec compensation)	427	1.279	2.194	3.109	4.023	4.938	5.853
	Ratio SMART / ELECTROMÉCANIQUE	7,3%	21,9%	37,5%	53,1%	68,7%	84,4%	100,0%
AIEG	Nombre de compteurs SMART placés à mi-année (avec compensation)	853	1.736	2.651	3.566	4.481	5.396	
	Nouveaux prosumers >= 2024	150	150	150	150	150	150	150
	Puissance nette développable des installations de production ≤ 10 kVA				16.825	12.018	7.211	2.404
	Volumes kWh prélèvement en + (switch électromécaniques vers SMART)				2.773.189	2.871.761	2.871.761	2.871.761
	Volumes kWh prélèvement en - (autoconsommation)				-317.161	-317.161	-317.161	-317.161
	Volumes kWh prélèvements (+ ou -)				2.456.029	2.554.600	2.554.600	2.554.600

- 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 À LA SUITE DE L'AUTOCONSOMMATION

GRD		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
AIEG	Nombre de prosumers cumulé (avec compensation)	5.853						
	Nombre prosumers SMART 2023	427						
	Remplacement electromeca SMART		852	915	915	915	915	915
	Nombre de compteurs SMART placés par année (avec compensation)	427	1.279	2.194	3.109	4.023	4.938	5.853
	Ratio SMART / ELECTROMECA	7,3%	21,9%	37,5%	53,1%	68,7%	84,4%	100,0%
	Nombre de compteurs SMART placés à mi-année (avec compensation)	853	1.736	2.651	3.566	4.481	5.396	
	Nouveaux prosumers >= 2024	150	150	150	150	150	150	150
	Puissance nette développable des installations de production ≤ 10 kVA				16.825	12.018	7.211	2.404
	Volumes kWh prélèvement en + (switch électromécaniques vers SMART)		2.773.189	2.871.761	2.871.761	2.871.761	2.871.761	2.871.761
	Volumes kWh prélèvement en - (autoconsommation)		-317.161	-317.161	-317.161	-317.161	-317.161	-317.161
Volumes kWh prélèvements (+ ou -)		2.456.029	2.554.600	2.554.600	2.554.600	2.554.600	2.554.600	2.554.600

Au total, l'AIEG estime une augmentation des volumes de 2.554.600 kWh en 2026 et les évolutions des volumes facturés suivantes :

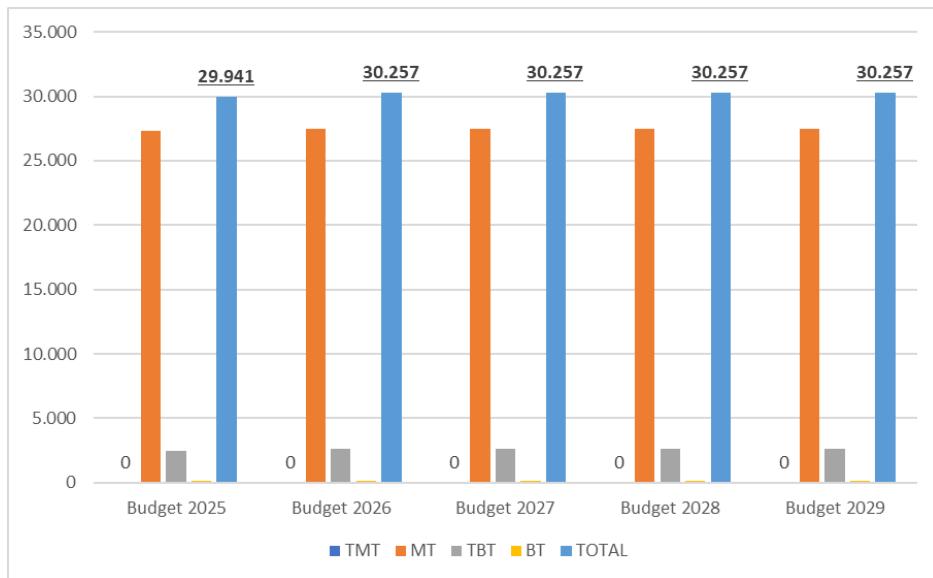
TABLEAU 15 ESTIMATION DES VOLUMES 2024-2029 À LA SUITE DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION DÉCENTRALISÉE D'ÉLECTRICITÉ (<10 KVA)

GRD		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
AIEG	Nombre de prosumers cumulé (avec compensation)	5.853						
	Nombre prosumers SMART 2023	427						
	Remplacement electromeca SMART		852	915	915	915	915	915
	Nombre de compteurs SMART placés par année (avec compensation)	427	1.279	2.194	3.109	4.023	4.938	5.853
	Ratio SMART / ELECTROMECA	7,3%	21,9%	37,5%	53,1%	68,7%	84,4%	100,0%
	Nombre de compteurs SMART placés à mi-année (avec compensation)	853	1.736	2.651	3.566	4.481	5.396	
	Nouveaux prosumers >= 2024	150	150	150	150	150	150	150
	Puissance nette développable des installations de production ≤ 10 kVA				16.825	12.018	7.211	2.404
	Volumes kWh prélèvement en + (switch électromécaniques vers SMART)		2.773.189	2.871.761	2.871.761	2.871.761	2.871.761	2.871.761
	Volumes kWh prélèvement en - (autoconsommation)		-317.161	-317.161	-317.161	-317.161	-317.161	-317.161
Volumes kWh prélèvements (+ ou -)		2.456.029	2.554.600	2.554.600	2.554.600	2.554.600	2.554.600	2.554.600

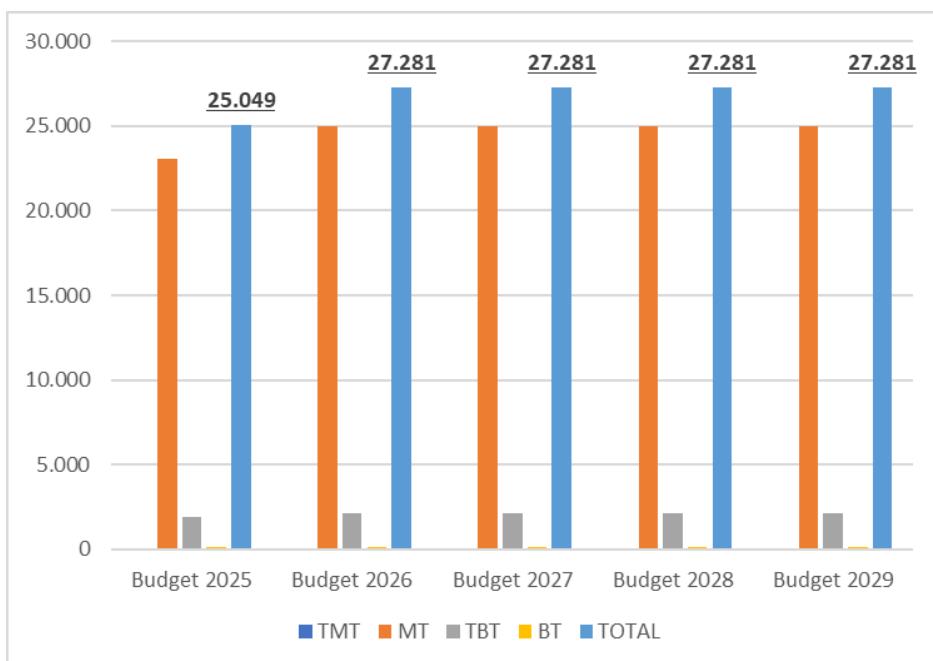
5.2.2.2. Puissances de prélèvement d'électricité

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 PRÉLÈVEMENT (POINTE HISTORIQUE) EN KW



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



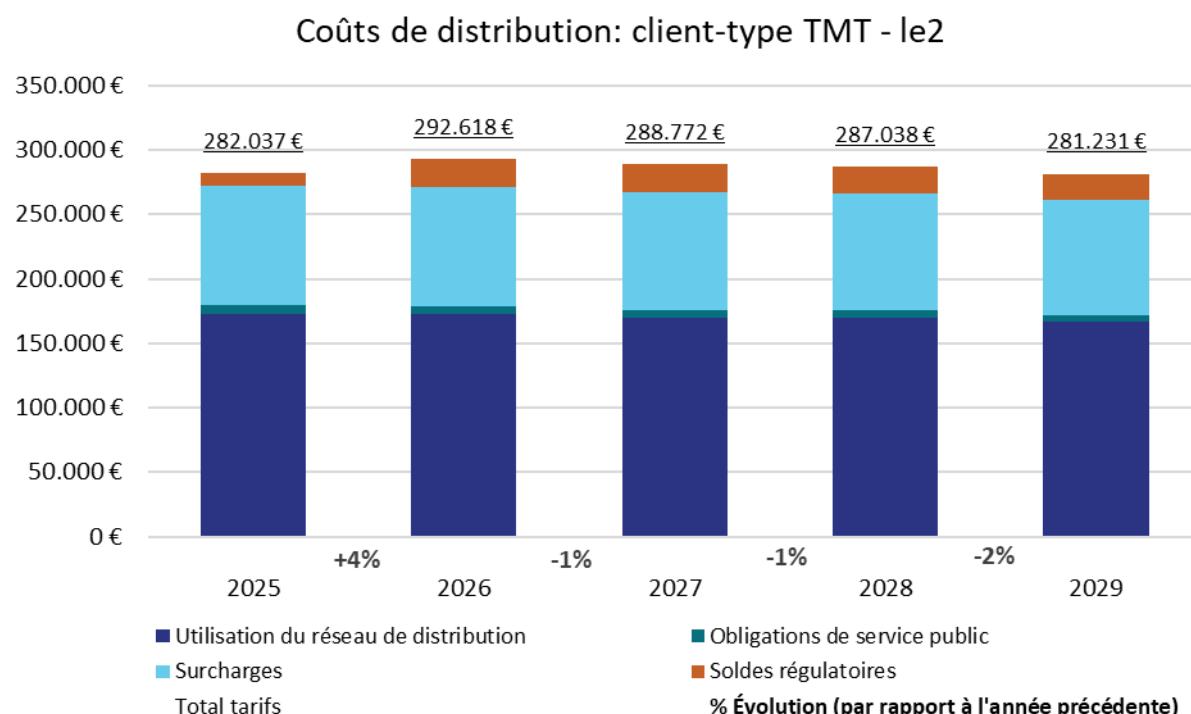
Pour la détermination des puissances de prélèvement des années 2026-2029, le gestionnaire de réseau de distribution **AIEG** a pris comme hypothèse, pour tous les niveaux de tension, que les puissances budgétées sont égales aux volumes réels 2024.

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'AIEG, les graphiques suivants montrent l'évolution des coûts de distribution (prélèvement) entre 2025 et 2029 pour des clients-types de chaque niveau de tension.

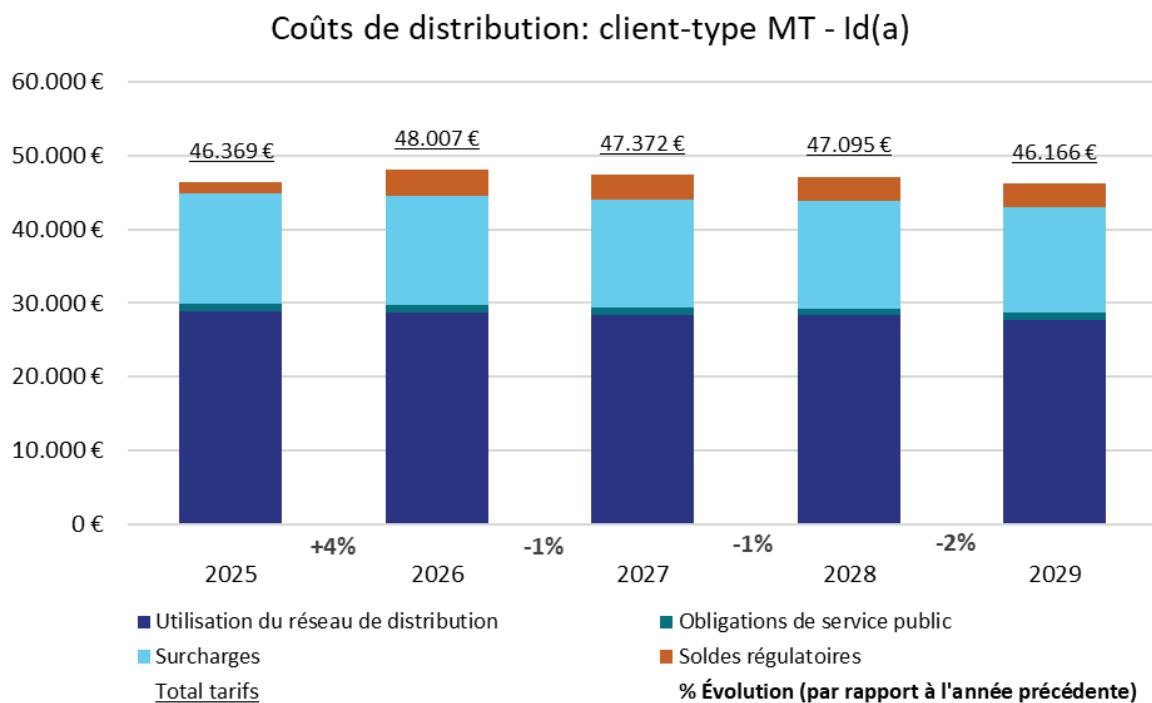
5.2.3.1. Constats - niveau de tension T-MT

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



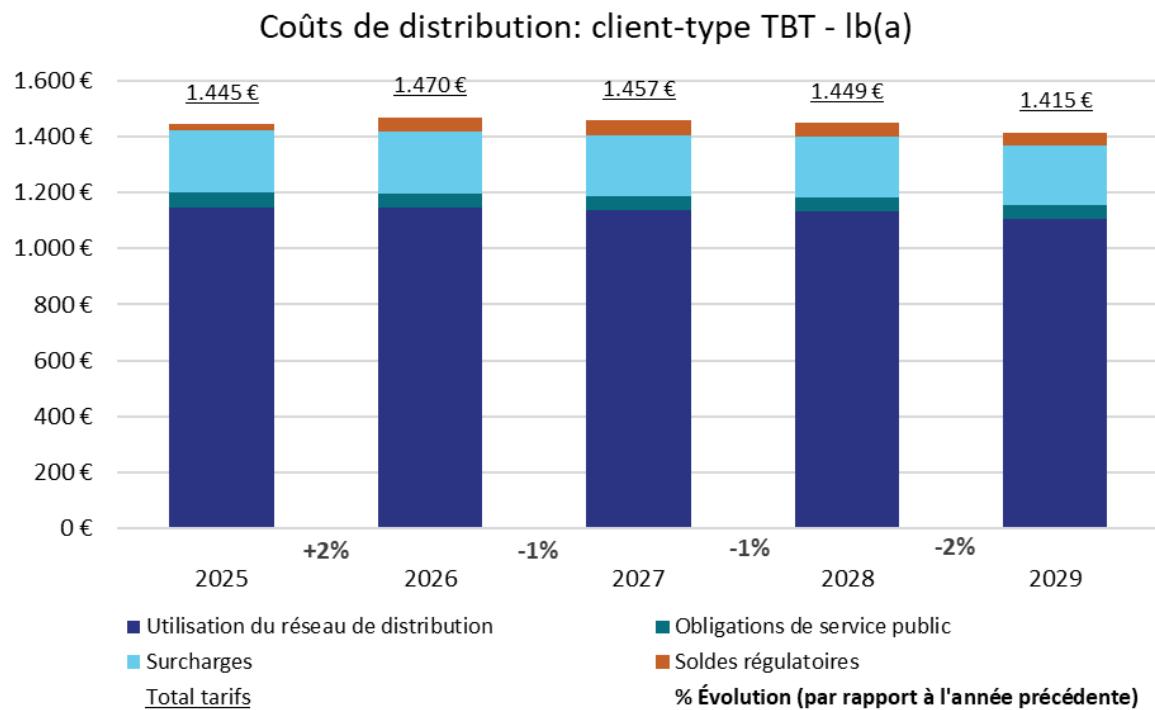
5.2.3.2. Constats - niveau de tension MT

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



5.2.3.3. Constats - niveau de tension T-BT

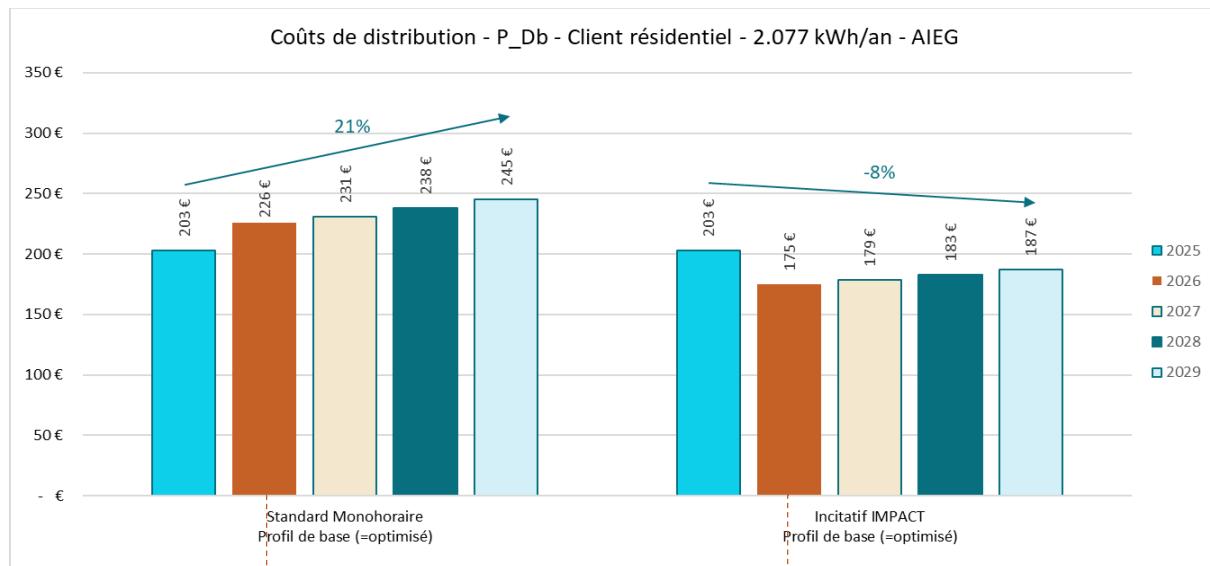
GRAPHIQUE 8 SIMULATIONS DES COUTS DE DISTRIBUTION DES ANNÉES 2025 À 2029 POUR LE CLIENT-TYPE T-BT (30 000 KWH – 5,3 KW)



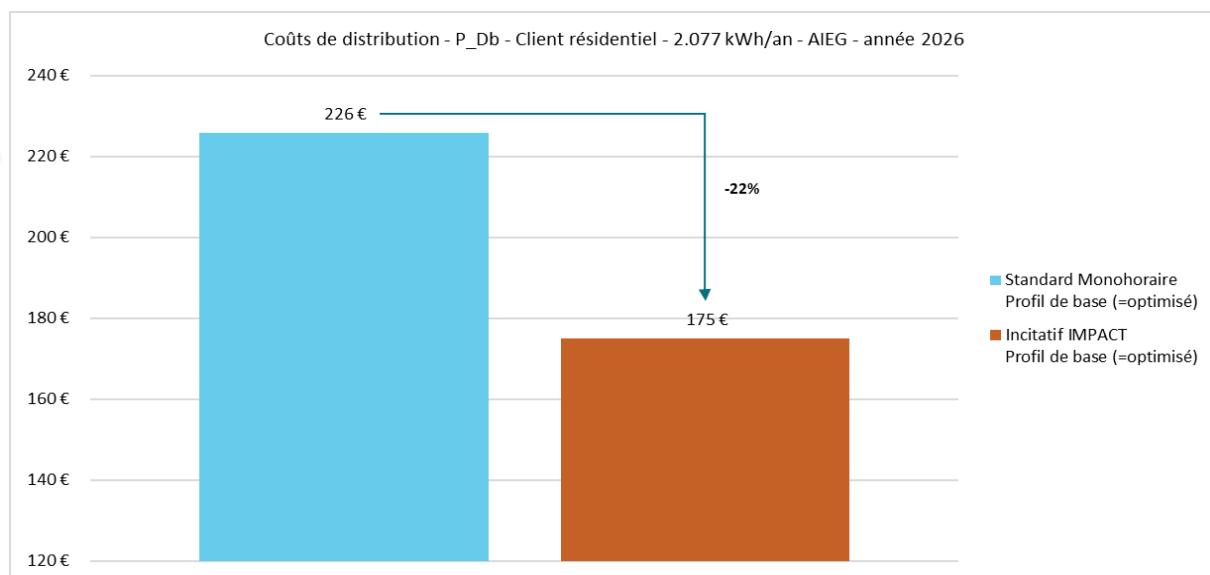
5.2.3.4. Constats - niveau de tension BT

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 ANNÉES 2025 À 2029 POUR LE CLIENT-TYPE BASSE TENSION (P_DB) – TARIF MONOHORAIRE ET TARIF IMPACT



GRAPHIQUE 10 SIMULATIONS DES COUTS DE DISTRIBUTION DE L'ANNÉE 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

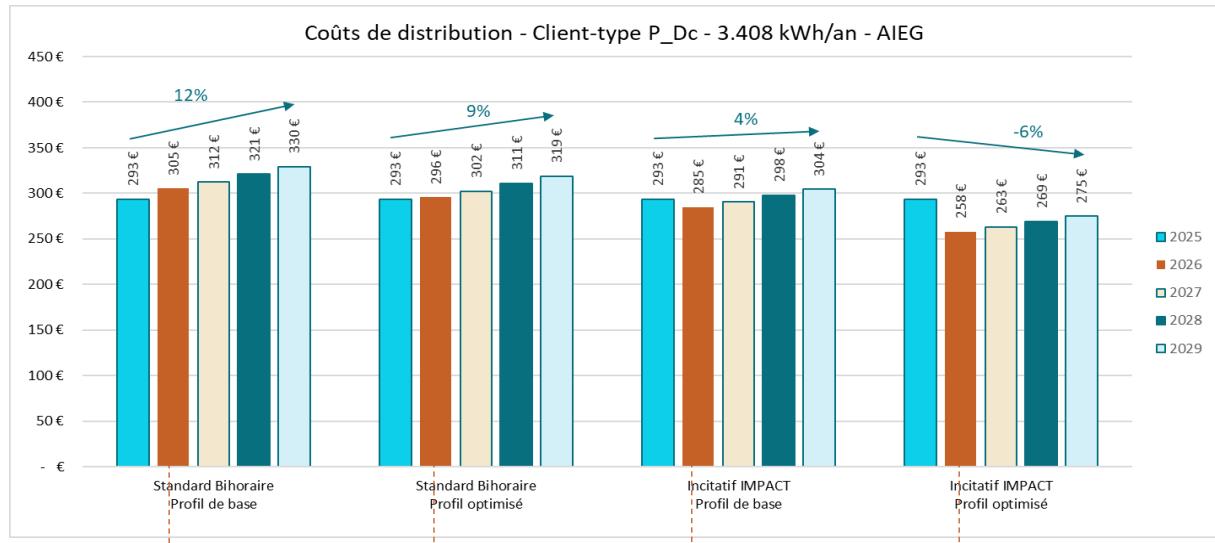
Les graphiques ci-dessus montrent qu'un client basse tension, avec un faible niveau de consommation (2.077 kWh/an) et un usage électrique résidentiel, **verra ses coûts de distribution augmenter de l'ordre de 21 % entre 2025 et 2029 s'il reste en tarification mono-horaire.**

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.

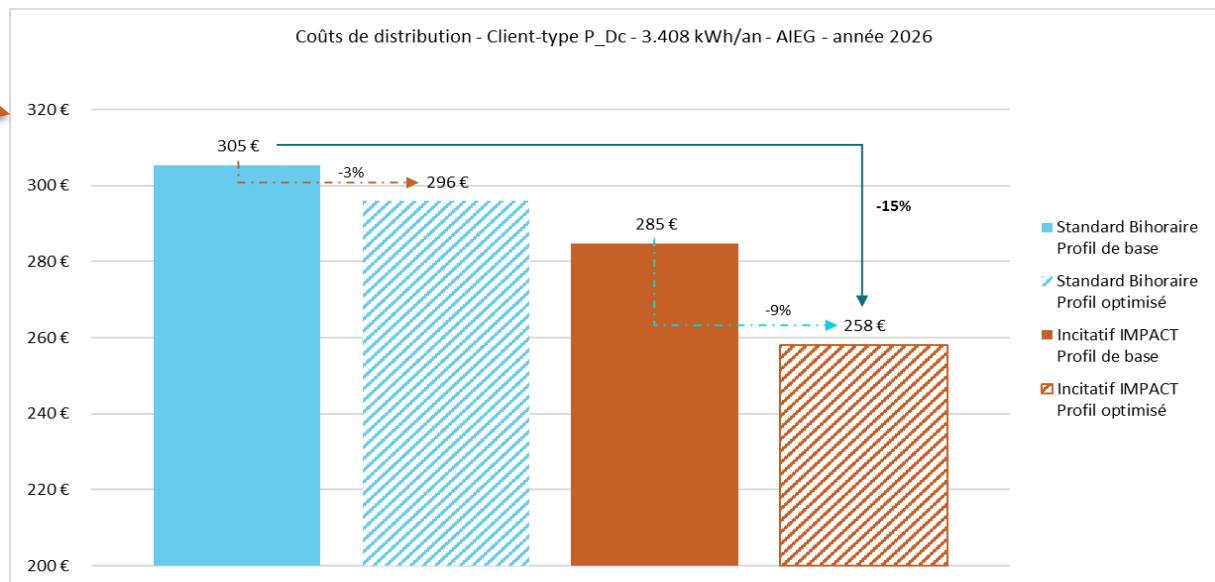
Si ce client-type opte pour **le tarif IMPACT**, ses coûts de distribution évoluent alors à la baisse entre 2025 et 2029 avec une réduction de -8 %. Cette diminution provient en partie de la suppression du terme fixe. Pour ce client, **opter pour la tarification incitative comporte donc peu de risques.**

En conclusion, en choisissant le tarif IMPACT, ce client-type peut réduire ses couts de distribution annuels de -22 % par rapport à la tarification mono-horaire. 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 ANNÉES 2025 À 2029 POUR LE CLIENT-TYPE BASSE TENSION (P_DC) – TARIF BIHORAIRE ET TARIF IMPACT



GRAPHIQUE 12 SIMULATIONS DES COUTS DE DISTRIBUTION DE L'ANNÉE 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.

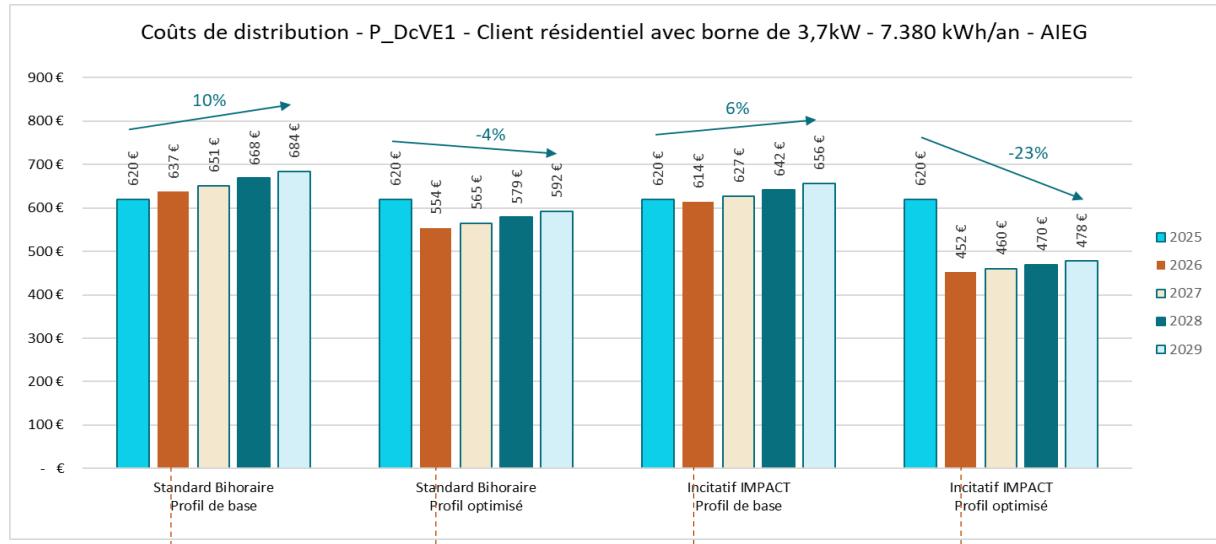
Si ce client-type opte pour le tarif IMPACT, et qu'il ne modifie pas ses habitudes de consommation, l'augmentation de ses coûts de distribution entre 2025 et 2029 est contenue à 4 %. Pour ce client, **opter pour la tarification incitative comporte donc peu de risques.**

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 -6 % entre 2025 et 2029.**

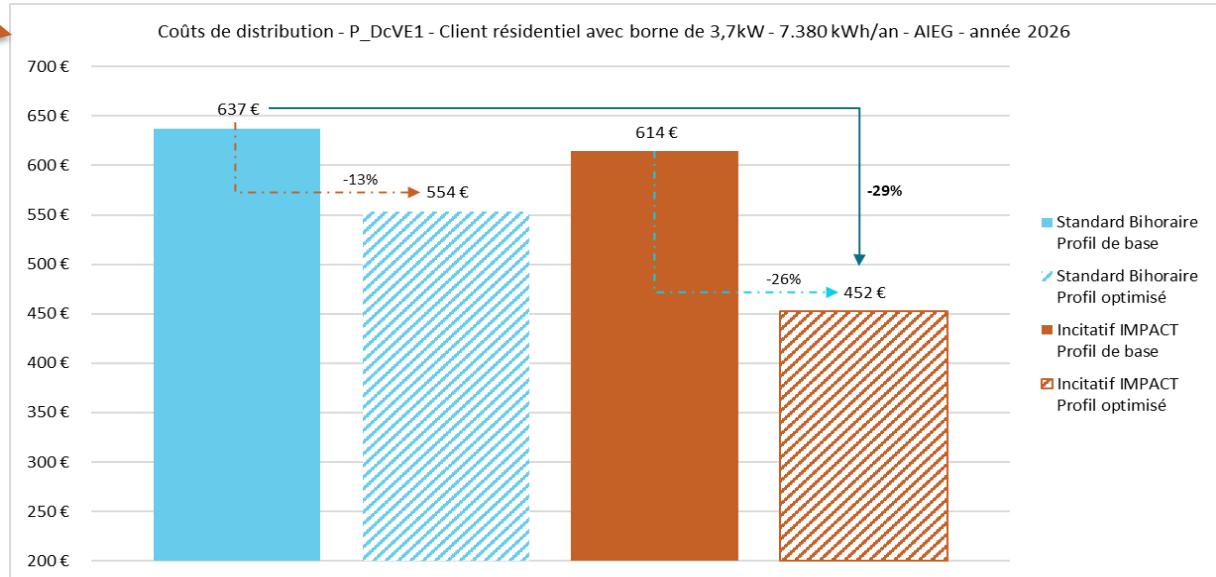
En effet, en optimisant ses consommations, **le client qui a opté pour le tarif IMPACT peut réduire de -9 % ses coûts de distribution annuels par rapport à un comportement de consommation inchangé.**

En conclusion, en choisissant le tarif IMPACT et en optimisant ses consommations, ce client-type peut réduire ses coûts de distribution annuels de -15 % 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 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



GRAPHIQUE 14 SIMULATIONS DES COUTS 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



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 -4 % (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.

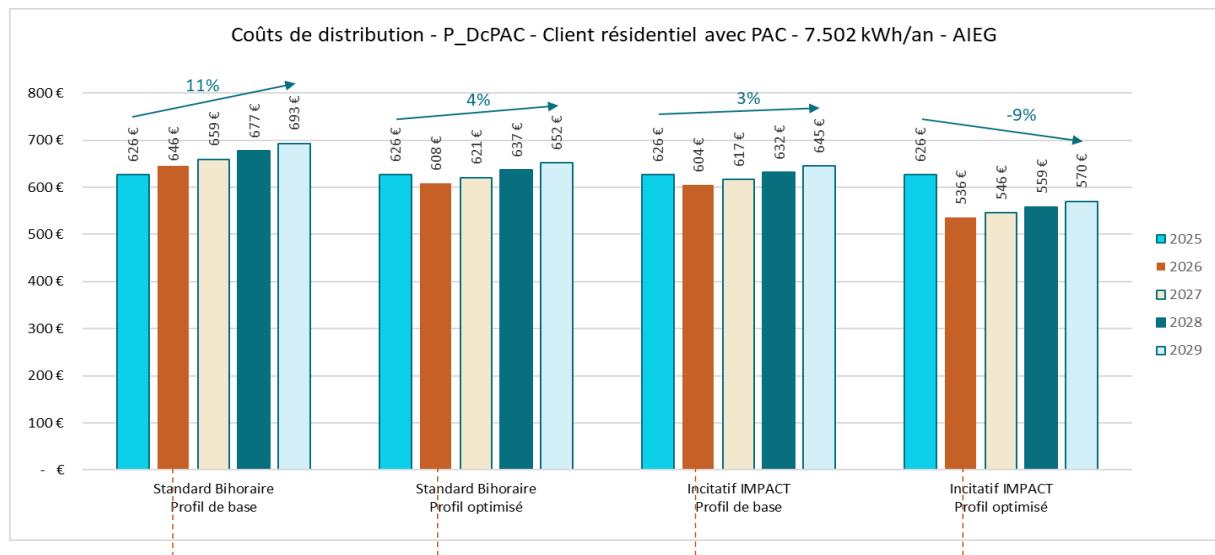
Si ce client-type opte pour le tarif IMPACT et qu'il ne modifie pas ses habitudes de consommation, l'augmentation de ses coûts de distribution entre 2025 et 2029 est contenue à 6 %. Pour ce client, **opter pour la tarification incitative comporte donc peu de risques.**

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 -23 % entre 2025 et 2029.**

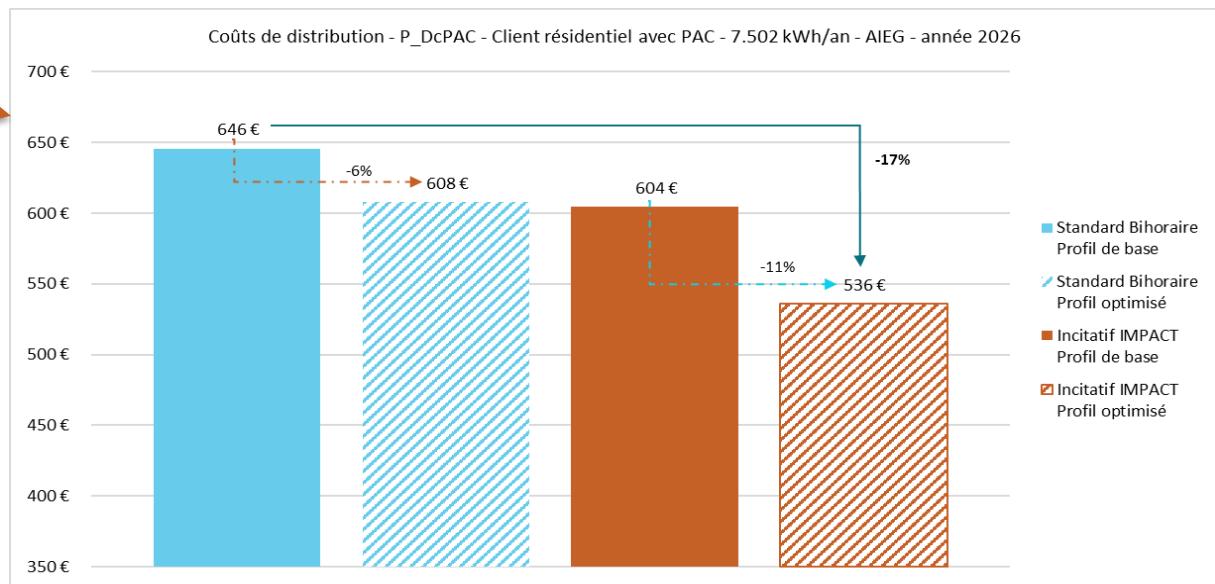
En effet, en optimisant ses consommations, le client qui a opté pour le tarif IMPACT peut réduire de - 26 % ses coûts de distribution annuels par rapport à un comportement de consommation inchangé.

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 ANNÉES 2025 À 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'ANNÉE 2026 POUR LE CLIENT-TYPE BT AVEC UNE POMPE À 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 3 %, 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 -9 % 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 coûts de distribution annuels de -17 % 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'AIEG 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'AIEG est en **augmentation de 236.635 EUR**, soit une hausse de l'ordre de 2 %.

Au cours des années 2026-2029, le revenu autorisé passe de 13.382.553 EUR à 14.273.893€ soit une **augmentation de 891.341 EUR (7 %)**.

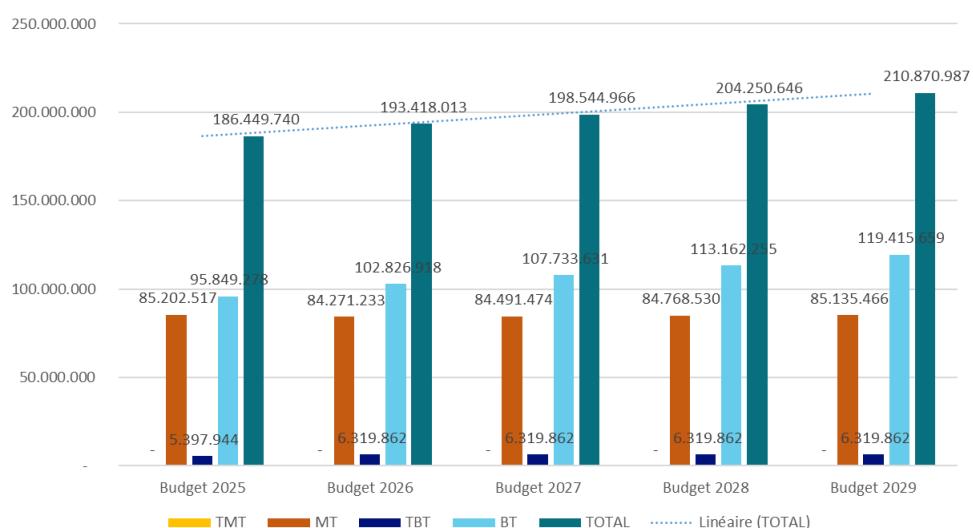
Le revenu autorisé budgétaire pour 2029 est en augmentation de 9 % par rapport au revenu autorisé budgétaire pour 2025.

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** : Tout comme pour la période tarifaire précédente, l'AIEG n'a pas budgétré de volume T-MT et n'a connaissance d'aucun nouveau client susceptible d'arriver sur ce niveau de tension ;
- 2° **Niveau MT** : stable entre le budget 2025 et le budget 2029 (-0,1 %) ;
- 3° **Niveau T-BT** : augmentation entre le budget 2025 et le budget 2029 de 17 % ;
- 4° **Niveau BT** : augmentation entre le budget 2025 et le budget 2029 de 25 %.

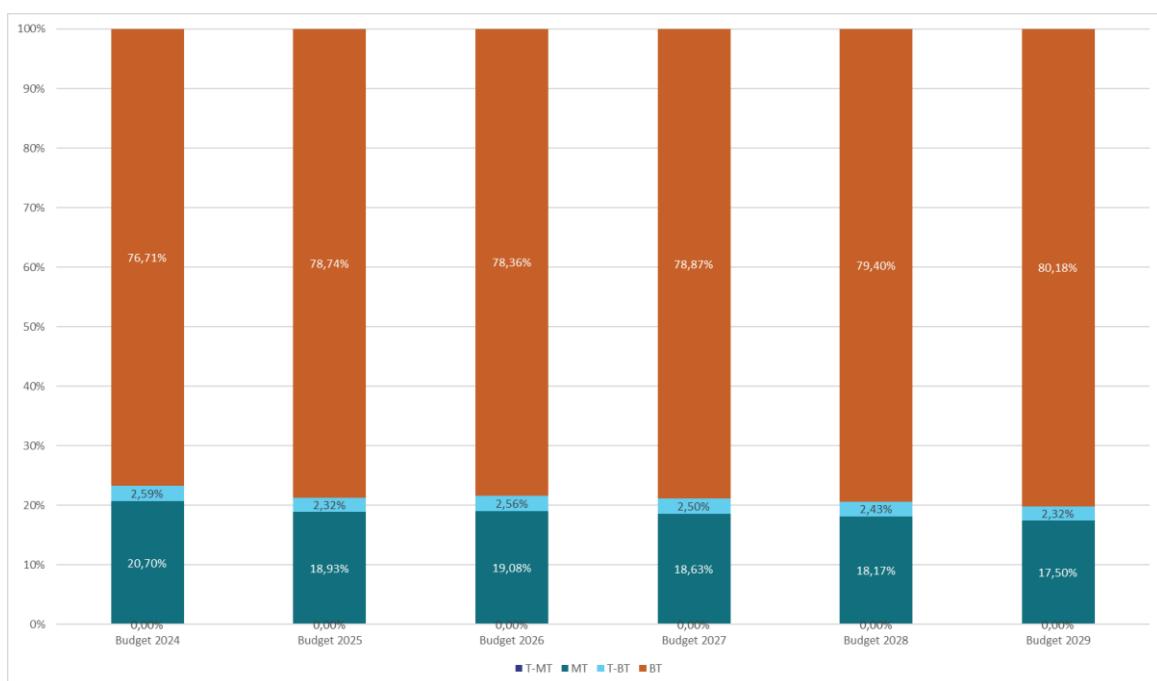
GRAPHIQUE 17 ÉVOLUTION DES VOLUMES DE PRÉLÈVEMENT (HORS TRANSIT ET PERTES EN RESEAU)



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.

GRAPHIQUE 18 ÉVOLUTION DE LA RÉPARTITION DU REVENU AUTORISÉ PAR NIVEAU DE TENSION



À noter que le coût relatif au déploiement des compteurs communicants n'est plus exclusivement à charge du niveau BT mais est 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.

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.

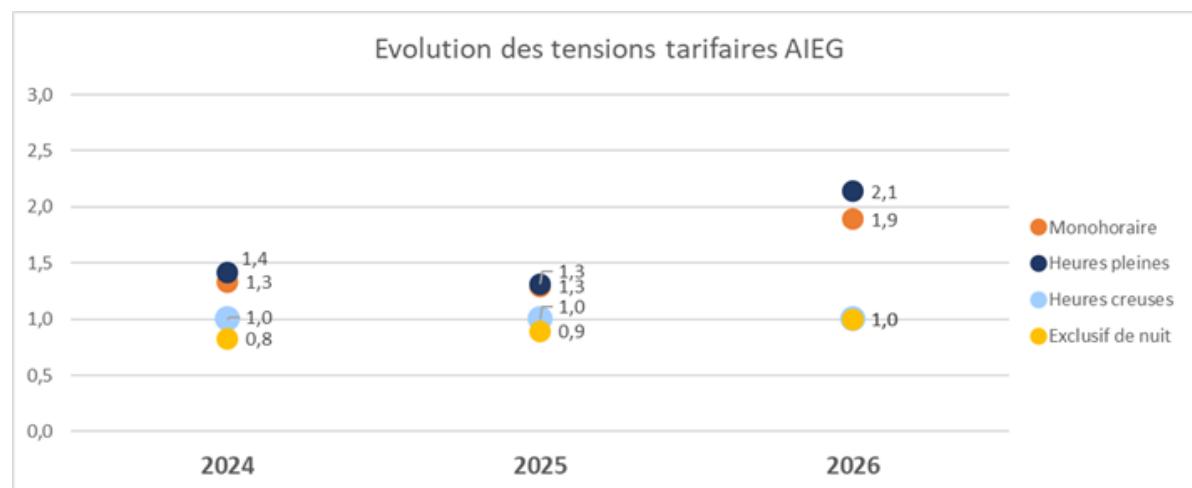
5° La modification des tensions tarifaires entre les tarifs d'utilisation du réseau basse tension.

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 varient fortement 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. Ces changements de tension tarifaires sont notables pour les heures pleines et le mono-horaire impliquant des variations dans les évolutions des profil-type BT

GRAPHIQUE 19 ÉVOLUTION DES TENSIONS TARIFAIRES



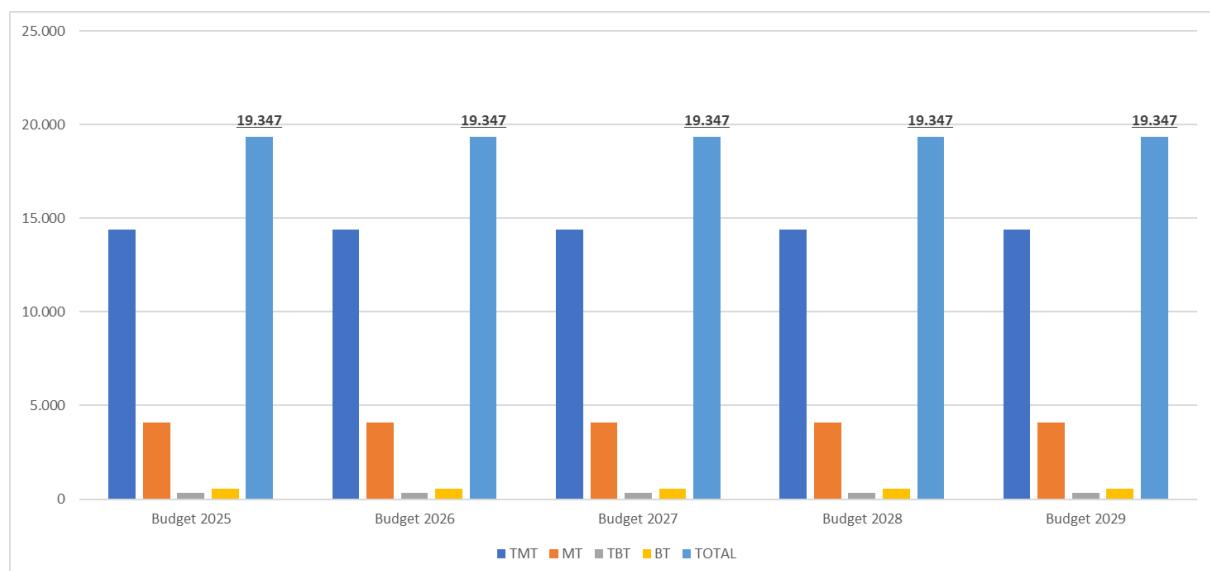
5.3. Évolution des tarifs périodiques d'injection

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 CAPACITÉS D'INJECTION SUR LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION EXPRIMÉS EN GWH

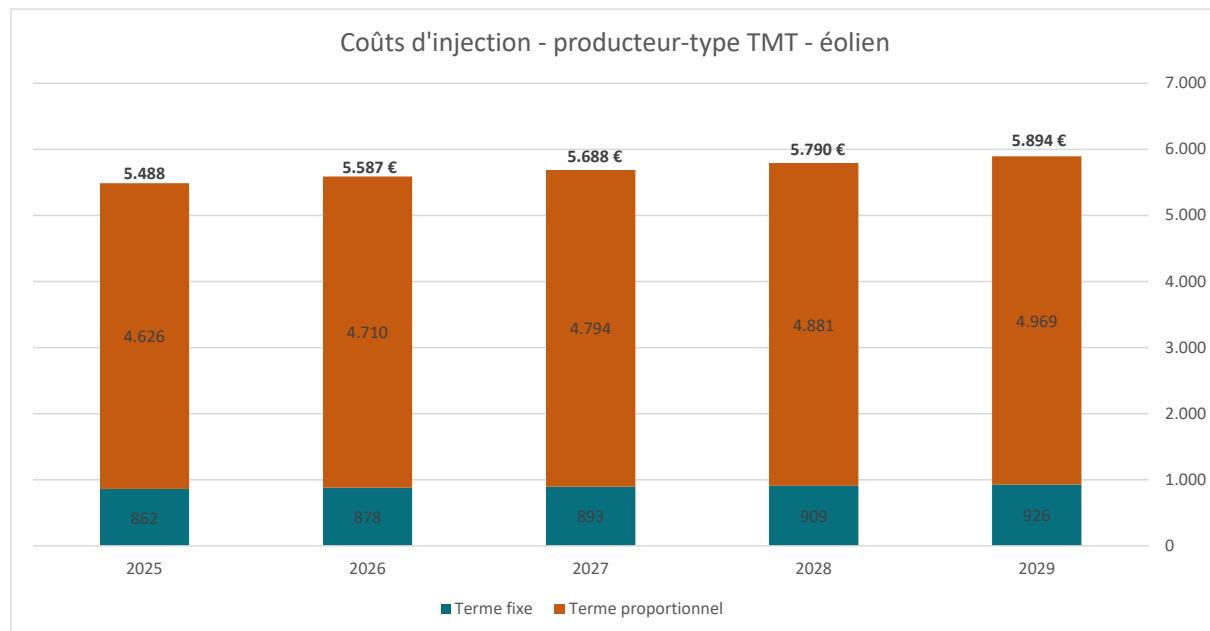


Pour la détermination des capacités d'injection, le gestionnaire de réseau de distribution AIEG a pris comme référence les capacités de l'année 2024.

5.3.2. Évolution des coûts de distribution par client-type

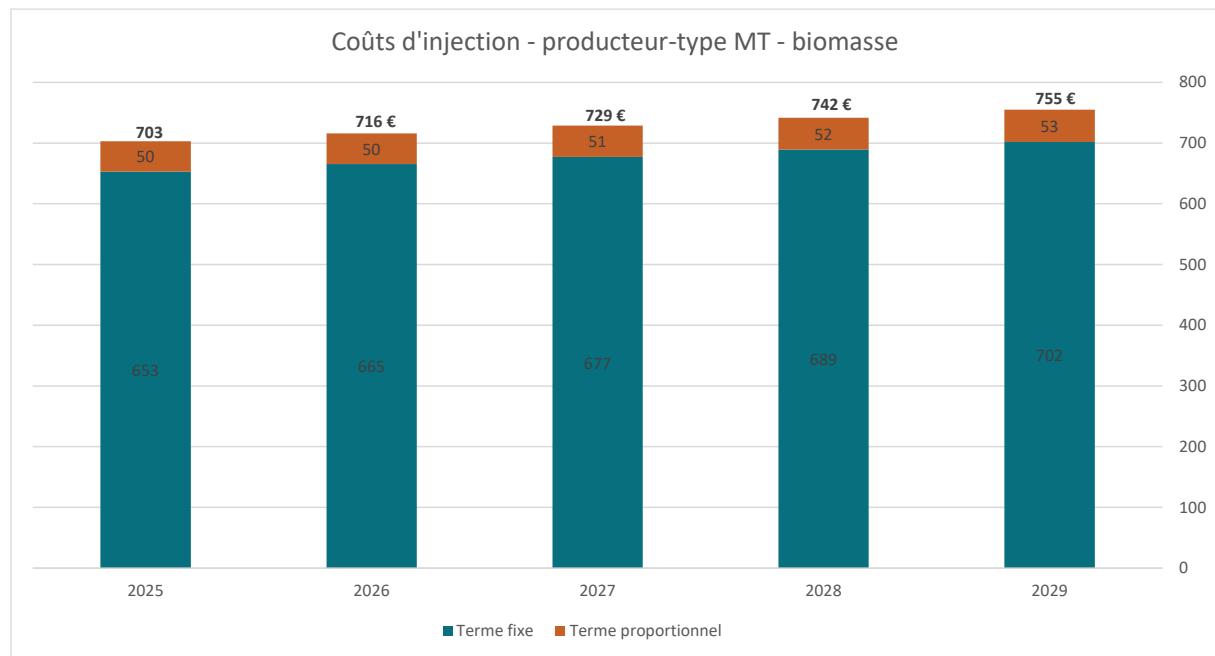
Sur la base des grilles tarifaires de la proposition adaptée de tarifs périodiques de distribution d'électricité 2026-2029 de l'AIEG et des profils-types de producteur tels que définis à l'article 97 de la méthodologie tarifaire, les graphiques suivants montrent l'évolution des coûts de distribution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

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



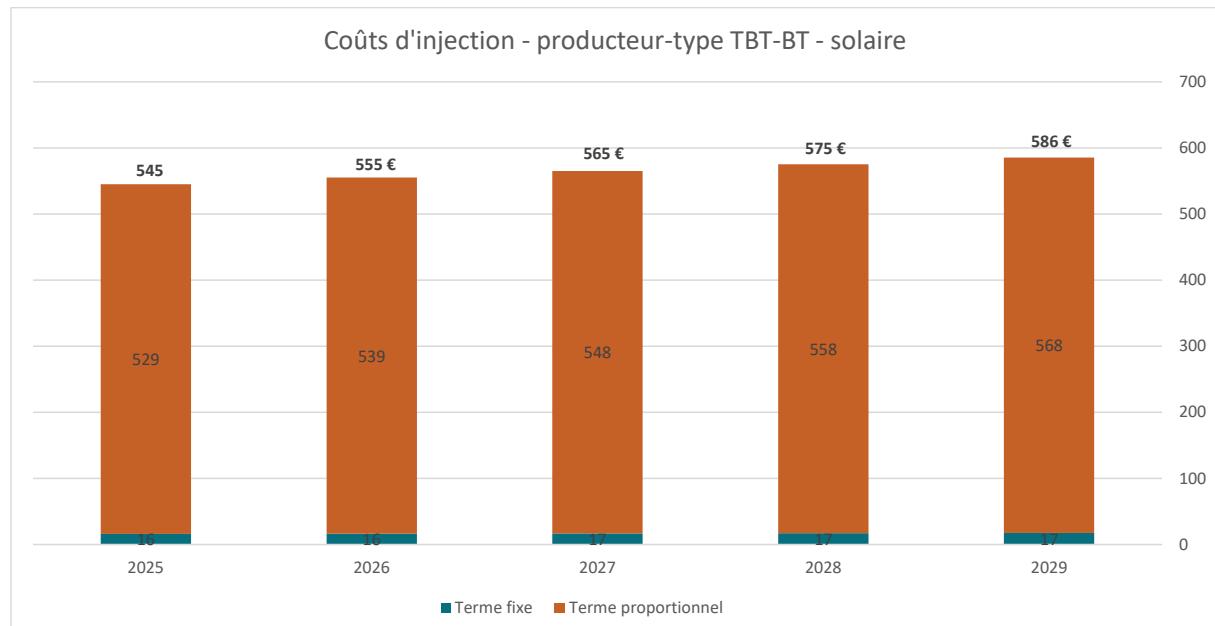
L'augmentation des coûts d'injection entre 2025 et 2029 pour le producteur –type TMT - s'élève à 406 EUR soit **+ 7 %**. Cette augmentation/diminution s'explique par s'explique par l'indexation des prix.

GRAPHIQUE 22 SIMULATIONS DES COUTS D'INJECTION DES ANNÉES 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 ANNÉES 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'AIEG adoptée par la CWaPE le 28 mars 2024 référencée CD-24c28-CWaPE-0887 ;

Vu la décision d'approbation de la demande de révision du Revenu Autorisé des années 2025 à 2029 de l'AIEG adoptée par la CWaPE le 30 janvier 2025 référencée CD-25a30-CWaPE-1036 ;

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

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

Vu la proposition adaptée de tarifs périodiques d'électricité 2026-2029 déposée par l'AIEG auprès de la CWaPE le 6 mai 2025 ;

Vu la proposition adaptée de tarifs périodiques d'électricité 2026-2029 déposée par l'AIEG auprès de la CWaPE le 13 mai 2025 ;

Vu la demande d'affectation l'écart de révision 2025 à la suite du déploiement généralisé des compteurs communicants de 406.783,44 EUR formulée par l'AIEG à travers la proposition de tarifs périodiques 2026-2029 du 13 mai 2025 ;

Vu la demande d'affectation du solde régulatoire électricité 2023 de 943.553,65 EUR formulée par l'AIEG à travers la proposition de tarifs périodiques 2026-2029 du 13 mai 2025 ;

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, que la proposition adaptée de tarifs périodiques d'électricité 2026-2029 de l'AIEG 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 1.350.337,08 EUR aux tarifs de distribution des années 2026 à 2029 à concurrence de :**
 - **25 % de l'écart 2025 qui fait suite à la révision des revenus autorisés à la suite du déploiement des compteurs communicants soit 101.695,86 EUR par an ;**
 - **10 % du solde régulatoire 2023 soit 235.888,41 EUR par an.**
- **d'approuver la proposition adaptée de tarifs périodiques de distribution d'électricité pour les années 2026 à 2029 de l'AIEG déposée le 13 mai 2025.**

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'AIEG applicables du 01.01.2026 au 31.12.2026
- **Annexe II** : Tarifs périodiques de prélèvement d'électricité de l'AIEG applicables du 01.01.2027 au 31.12.2027
- **Annexe III** : Tarifs périodiques de prélèvement d'électricité de l'AIEG applicables du 01.01.2028 au 31.12.2028
- **Annexe IV** : Tarifs périodiques de prélèvement d'électricité de l'AIEG applicables du 01.01.2029 au 31.12.2029
- **Annexe V** : Tarifs périodiques d'injection d'électricité de l'AIEG applicables du 01.01.2026 au 31.12.2026
- **Annexe VI** : Tarifs périodiques d'injection d'électricité de l'AIEG applicables du 01.01.2027 au 31.12.2027
- **Annexe VII** : Tarifs périodiques d'injection d'électricité de l'AIEG applicables du 01.01.2028 au 31.12.2028
- **Annexe VIII** : Tarifs périodiques d'injection d'électricité de l'AIEG 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

Annexe I

Tarifs périodiques de distribution d'électricité		- Prélèvement T-MT, MT, T-BT et BT > 56 kVA -							
Période de validité : du 01.01.2026 au 31.12.2026		Code EDIEL	T-MT		MT		T-BT		BT>56kVA
	Avec facturation du terme capacitaire		Sans facturation du terme capacitaire	Avec facturation du terme capacitaire	Avec facturation du terme capacitaire	Avec facturation du terme capacitaire			
						Avec facturation du terme capacitaire			
I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution									
A. Termé capacitaire									
a. Pour les compteurs avec mesure de pointe									
Pointe annuelle	(EUR/kW)	E210	0,3020855	-	1,2083420	-	1,9258662	-	6,7550906
Pointe mensuelle	(EUR/kW)	E210	0,6041710	-	2,4166840	-	3,8517325	-	13,5101811
C. Termé fixe	(EUR/an)	E270	340,53		340,53		340,53		18,39
D. Termé proportionnel									
Heures normales	(EUR/kWh)	E210							0,0221039
Heures pleines	(EUR/kWh)	E210	0,0017441	0,0017441	0,0069764	0,0069764	0,0146191	0,0146191	0,0250294
Heures creuses	(EUR/kWh)	E210	0,0015186	0,0015186	0,0060743	0,0060743	0,0137170	0,0137170	0,0215521
Exclusif de nuit	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	-	0,0215521
II. Tarif pour les Obligations de Service Public	(EUR/kWh)	E215	0,0001259		0,0005036		0,0016444		0,0064001
III. Tarif pour les surcharges									
Redevance de voirie	(EUR/kWh)	E891	0,0008891		0,0035565		0,0035565		0,0035565
Impôt sur les sociétés	(EUR/kWh)	E850	0,0009511		0,0038043		0,0038043		0,0038043
Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux	(EUR/kWh)	E890	V		V		V		V
IV. Tarif pour les soldes régulatoires	(EUR/kWh)	E410	0,0004363		0,0017454		0,0017454		0,0017454

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 - Terme 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 appliquée sur les termes capacitaires
 - [éventuel usage de la pointe communautaire pour les communautés d'énergie]

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-horaire 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.
 - (éventuelle formule de dégressivité applicable)

1.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

- Le gestionnaire de réseau précise les heures associées aux heures pleines et aux heures creuses de chaque niveau de tension.
 - heures pleines (eur /kWh) : de 8h00 à 23h00 sauf pour la commune de namèche de 7h00 à 22h00
 - heures creuses (eur/kWh) : de 23h00 à 8h00 sauf pour la commune de Namèche de 22h00 à 7h00 ainsi que le weekend
 - Les heures associées au tarif Exclusif de nuit sont de 23h à 08h00
 - 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.

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 -		AIEG	
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					
Tarif prosumer		(EUR/kWe)	E250	76,4453194	
		(EUR/kWh)	E270	-	18,39
C. Terme fixe					
D. Terme proportionnel					
Monohoraire	Heures normales	(EUR/kWh)	E210	-	0,0843334
Bihoraire	Heures pleines	(EUR/kWh)	E210	-	0,0954951
	Heures creuses	(EUR/kWh)	E210	-	0,0446471
IMPACT	Heures PIC	(EUR/kWh)	E210	0,1240197	-
	Heures MEDIUM	(EUR/kWh)	E210	0,0744118	-
	Heures ECO	(EUR/kWh)	E210	0,0248039	-
	Exclusif de nuit	(EUR/kWh)	E210	0,0446471	
II. Tarif pour les Obligations de Service Public		(EUR/kWh)	E215	0,0064001	
III. Tarif pour les surcharges					
Redevance de voie		(EUR/kWh)	E891	0,0035565	
Impôt sur les sociétés		(EUR/kWh)	E850	0,0038043	
Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux		(EUR/kWh)	E890	V	
IV. Tarif pour les soldes régulatoires		(EUR/kWh)	E410	0,0017454	

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 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 incitative (tarif IMPACT)
- le tarif de base, exprimé en €/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 €/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 <i>prosumer</i> s'applique prorata temporis ;
- Le tarif <i>prosumer</i> est applicable à la puissance nette développable de l'installation de production, telle que renseignée par le <i>prosumer</i> à son gestionnaire de réseau ;
- Le tarif <i>prosumer</i> est applicable aux <i>prosumers</i> qui ne disposent pas d'un compteur permettant d'enregistrer leurs prélevements réels d'électricité brute sur le réseau ;
- Pour les <i>prosumers</i> 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 <i>prosumer</i> .
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.
- Les heures associées au tarif Exclusif de nuit sont de 23h à 08h00
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 electromécanique) 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 <i>prosumer</i> 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).
- 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
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 -					AIEG			
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	Sans facturation du terme capacitaire	Avec facturation du terme capacitaire	
I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution										
A. Terme capacitaire										
a. Pour les compteurs avec mesure de pointe										
Pointe annuelle		EUR/kW	E210	0,3006432	-	1,2025727	-	1,1511372	-	
Pointe mensuelle		EUR/kW	E210	0,6012864	-	2,4051454	-	3,8302745	-	
C. Terme fixe		(EUR/an)	E220	-	340,53	-	340,53	-	19,27	
D. Terme proportionnel										
Heures normales		(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	0,0211250	
Heures pleines		(EUR/kWh)	E210	0,0016980	0,0016980	0,0067922	0,0067922	0,0143691	0,0143691	
Heures creuses		(EUR/kWh)	E210	0,0014774	0,0014774	0,0059096	0,0059096	0,0134865	0,0134865	
Exclusif de nuit		(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	0,0206754	
II. Tarif pour les Obligations de Service Public		(EUR/kWh)	E215	0,0001219	-	0,0004877	-	0,0016195	0,0061397	
III. Tarif pour les surcharges										
Redevance de veille		(EUR/kWh)	E891	0,0008818	-	0,0035270	-	0,0035270	0,0035270	
Impôt sur les sociétés		(EUR/kWh)	E850	0,0009490	-	0,0037961	-	0,0037961	0,0037961	
Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux		(EUR/kWh)	E850	V	V	V	V	V	V	
IV. Tarif pour les soldes régulatoires		(EUR/kWh)	E410	0,0004251	-	0,0017003	-	0,0017003	0,0017003	

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 - Terme 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 appliquée sur les termes capacitaires
 - [éventuel usage de la pointe communautaire pour les communautés d'énergie]

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-horaire 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.
 - [éventuelle formule de dégressivité applicable]

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

- Le gestionnaire de réseau précise les heures associées aux heures p

heures pleines (eur /KWh) : de 8

- heures creuses (eur/kWh) de 23h00 à 8h00 sauf pour la commune de Namèche de 22h00 à 7h00 ainsi que le weekend. Les heures creuses (ou tarif Écologique) de nuit sont de 22h à 08h00.

- Les heures associées
- Le tarif pour les heures

- Une réduction de 80% est appliquée au temps 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'énergie partagée entre plusieurs bâtiments.

Dans le cas d'un raccordement

- Dans le cas d'un raccordement décalé

IV. Tarif pour les soldes régulatoires

- pour les soldes régulatoires

Tarifs périodiques de distribution d'électricité		- Prélèvement basse tension -		AIEG	
Période de validité :		du 01.01.2027 au 31.12.2027			
				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					
Tarif prosumer		(EUR/kWe)	E250	77,7635250	
C. Terme fixe					
D. Terme proportionnel					
Monohoraire	Heures normales	(EUR/kWh)	E210	-	0,0868830
Bihoraire	Heures pleines	(EUR/kWh)	E210	-	0,0983822
	Heures creuses	(EUR/kWh)	E210	-	0,0459969
IMPACT	Heures PIC	(EUR/kWh)	E210	0,1277691	-
	Heures MEDIUM	(EUR/kWh)	E210	0,0766615	-
	Heures ECO	(EUR/kWh)	E210	0,0255538	-
	Exclusif de nuit	(EUR/kWh)	E210	0,0459969	
II. Tarif pour les Obligations de Service Public		(EUR/kWh)	E215	0,0061397	
III. Tarif pour les surcharges					
Redevance de voie		(EUR/kWh)	E891	0,0035270	
Impôt sur les sociétés		(EUR/kWh)	E850	0,0037961	
Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux		(EUR/kWh)	E890	V	
IV. Tarif pour les soldes régulatoires		(EUR/kWh)	E410	0,0017003	

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 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 incitative (tarif IMPACT)
<ul style="list-style-type: none"> le tarif de base, exprimé en €/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 €/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
<ul style="list-style-type: none"> 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 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 - Terme fixe
<ul style="list-style-type: none"> Le terme fixe s'applique prorata temporis ;
I.D. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Terme proportionnel
<ul style="list-style-type: none"> 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. Les heures associées au tarif Exclusif de nuit sont de 23h à 08h00
Configuration tarifaire standard
Monohoraire
<ul style="list-style-type: none"> 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
<ul style="list-style-type: none"> Le choix de la tarification bihoraire est possible uniquement pour les utilisateurs de réseau équipés <ul style="list-style-type: none"> soit d'un compteur (électronique ou electromécanique) 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 prélevement). Les plages horaires associées à la tarification standard bihoraire sont les suivantes : <ul style="list-style-type: none"> 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
Configuration tarifaire incitative
IMPACT
<ul style="list-style-type: none"> Les plages horaires associées au tarif IMPACT sont les suivantes : <ul style="list-style-type: none"> 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 III

Tarifs périodiques de distribution d'électricité		- Prélèvement T-MT, MT, T-BT et BT > 56 kVA -						AIEG				
Période de validité : du 01.01.2028 au 31.12.2028		Code EDHEL	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. Tarif pour les compteurs avec mesure de pointe												
a. Pour les compteurs avec mesure de pointe												
Pointe annuelle			EUR/kW	E210	0,3047484	-	1,2189936	-	1,9247675	-	2,2034765	
Pointe mensuelle			EUR/kW	E210	0,6094968	-	2,4379872	-	3,8495350	-	4,4069531	
C. Tarif fixe			(EUR/an)	E270	340,53	-	340,53	-	340,53	-	20,81	
D. Tarif proportionnel												
Heures normales			(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	-	0,000122	
Heures pleines			(EUR/kWh)	E210	0,0016707	0,0016707	0,0008829	0,0008829	0,0141689	0,0141689	0,0231025	
Heures creuses			(EUR/kWh)	E210	0,0014501	0,0014501	0,0058003	0,0058003	0,0133063	0,0133063	0,0206149	
Exclusif de nuit			(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	-	0,0206149	
II. Tarif pour les Obligations de Service Public			(EUR/kWh)	E215	0,0001176	-	0,0004705	-	0,0015910	-	0,0059144	
III. Tarif pour les surcharges												
Redevance de voûte			(EUR/kWh)	E991	0,0008726	-	0,0034902	-	0,0034902	-	0,0034902	
Impôt sur les sociétés			(EUR/kWh)	E950	0,0009424	-	0,0037696	-	0,0037696	-	0,0037696	
Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux			(EUR/kWh)	E990	V	-	V	-	V	-	V	
IV. Tarif pour les soldes régulatoires			(EUR/kWh)	E410	0,0004132	-	0,0016528	-	0,0016528	-	0,0016528	
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 - Terme 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												
- [éventuel usage de la pointe communautaire pour les communautés d'énergie]												
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-horaire 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.												
- [éventuelle formule de dégressivité applicable]												
I.C. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Terme fixe												
- Le terme fixe s'applique pro rata temporis :												
I.D. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Terme proportionnel												
- Le gestionnaire de réseau précise les heures associées aux heures pleines et aux heures creuses de chaque niveau de tension.												
heures pleines (eur /kWh) : de 8h00 à 23h00 sauf pour la commune de Namèche de 7h00 à 22h00												
heures creuses (eur/kWh) : de 23h00 à 8h00 sauf pour la commune de Namèche de 22h00 à 7h00 ainsi que le weekend												
- Les heures associées au tarif Exclusif de nuit sont de 23h à 08h00												
- 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.												
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 -		AIEG	
Période de validité :		du 01.01.2028 au 31.12.2028			
				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					
Tarif prosumer		(EUR/kWe)	E250	79,3727053	
		(EUR/An)	E270	-	20,81
C. Terme fixe					
D. Terme proportionnel					
Monohoraire	Heures normales	(EUR/kWh)	E210	-	0,0899128
Bihoraire	Heures pleines	(EUR/kWh)	E210	-	0,1018131
	Heures creuses	(EUR/kWh)	E210	-	0,0476009
IMPACT	Heures PIC	(EUR/kWh)	E210	0,1322247	-
	Heures MEDIUM	(EUR/kWh)	E210	0,0793348	-
	Heures ECO	(EUR/kWh)	E210	0,0264449	-
	Exclusif de nuit	(EUR/kWh)	E210	0,0476009	
II. Tarif pour les Obligations de Service Public		(EUR/kWh)	E215	0,0059144	
III. Tarif pour les surcharges					
Redevance de voie		(EUR/kWh)	E891	0,0034902	
Impôt sur les sociétés		(EUR/kWh)	E850	0,0037696	
Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux		(EUR/kWh)	E890	V	
IV. Tarif pour les soldes régulatoires		(EUR/kWh)	E410	0,0016528	

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 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 incitative (tarif IMPACT)
- le tarif de base, exprimé en €/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 €/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 <i>prosumer</i> s'applique prorata temporis ;
- Le tarif <i>prosumer</i> 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 <i>prosumer</i> est applicable aux <i>prosumers</i> qui ne disposent pas d'un compteur permettant d'enregistrer leurs prélevements réels d'électricité brute sur le réseau ;
- Pour les <i>prosumers</i> 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 <i>prosumer</i> .
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.
- Les heures associées au tarif Exclusif de nuit sont de 23h à 08h00
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 electromécanique) 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 <i>prosumer</i> 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).
- 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
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 IV

Tarifs périodiques de distribution d'électricité		- Prélèvement basse tension -		AIEG			
Période de validité :		du 01.01.2029 au 31.12.2029					
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	Tarif prosumer	(EUR/kWe)	E250	80,8463374			
		(EUR/An)	E270	-	22,69		
C. Terme fixe							
D. Terme proportionnel							
Monohoraire	Heures normales	(EUR/kWh)	E210	-	0,0927854		
Bihoraire	Heures pleines	(EUR/kWh)	E210	-	0,1050659		
	Heures creuses	(EUR/kWh)	E210	-	0,0491211		
IMPACT	Heures PIC	(EUR/kWh)	E210	0,1364491	-		
	Heures MEDIUM	(EUR/kWh)	E210	0,0518694	-		
	Heures ECO	(EUR/kWh)	E210	0,0272898	-		
	Exclusif de nuit	(EUR/kWh)	E210	0,0491217			
II. Tarif pour les Obligations de Service Public		(EUR/kWh)	E215	0,0056736			
III. Tarif pour les surcharges							
Redevance de voie	(EUR/kWh)	E891	0,0034415				
Impôt sur les sociétés	(EUR/kWh)	E850	0,0037052				
Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux	(EUR/kWh)	E890	V				
IV. Tarif pour les soldes régulatoires		(EUR/kWh)	E410	0,0016009			

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 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 incitative (tarif IMPACT)
- le tarif de base, exprimé en €/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 €/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 <i>prosumer</i> s'applique prorata temporis ;
- Le tarif <i>prosumer</i> est applicable à la puissance nette développable de l'installation de production, telle que renseignée par le <i>prosumer</i> à son gestionnaire de réseau ;
- Le tarif <i>prosumer</i> est applicable aux <i>prosumers</i> qui ne disposent pas d'un compteur permettant d'enregistrer leurs prélevements réels d'électricité brute sur le réseau ;
- Pour les <i>prosumers</i> 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 <i>prosumer</i> .
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.
- Les heures associées au tarif Exclusif de nuit sont de 23h à 08h00
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 electromécanique) 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 <i>prosumer</i> 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).
- 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
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

Tarifs périodiques de distribution d'électricité		- Injection -			AIEG	
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	BT >10kVA
A. Terme capacitaire						
Capacité d'injection flexible	(EUR/kVA)	E212	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
Capacité d'injection permanente	(EUR/kVA)	E213	0,4709669	0,0438992	3,5909225	3,5909225
B. Terme fixe	(EUR/an)	E270	877,58	665,23	16,38	16,38

Modalités d'application et de facturation :
<ul style="list-style-type: none"> - L'ensemble des tarifs repris ci-dessus sont hors TVA
<ul style="list-style-type: none"> - 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 » ;
<ul style="list-style-type: none"> - Les tarifs d'injection ne s'appliquent pas aux installations de stockage d'électricité.
<ul style="list-style-type: none"> - 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 ;
<ul style="list-style-type: none"> - 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 -

AIEG

Période de validité : du 01.01.2027 au 31.12.2027

<u>I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution</u>	Code EDIEL	T-MT	MT	T-BT	BT >10kVA
A. Terme capacitaire					
Capacité d'injection flexible	(EUR/kVA)	E212	0,000000	0,000000	0,000000
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
					16,67

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 -		AIEG	
Période de validité : du 01.01.2028 au 31.12.2028					
<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	0,4880743	0,0454938	3,7213591
<u>B. Terme fixe</u>	(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 -

AIEG

Période de validité : du 01.01.2029 au 31.12.2029

	Code EDIEL	T-MT	MT	T-BT	BT >10kVA
I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution					
A. Terme capacitaire					
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
B. Terme fixe	(EUR/an)	E270	925,83	701,81	17,28
					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-1119

**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