

*Date du document : 04/09/2025*

## DÉCISION

CD-25i04-CWaPE-1133

### **PROPOSITION DE TARIFS PÉRIODIQUES DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ 2026-2029 DU GESTIONNAIRE DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION REW**

*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<sup>er</sup>, 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

1.	BASE LEGALE.....	5
2.	HISTORIQUE DE LA PROCEDURE.....	6
3.	RESERVES.....	9
4.	PROPOSITION DE REVENU AUTORISE 2025-2029 .....	10
4.1.	<i>Revenus autorisés approuvés</i> .....	10
4.2.	<i>Proposition d'affectation des soldes régulatoires</i> .....	12
4.2.1.	Récapitulatif des soldes régulatoires non affectés .....	12
4.2.2.	Proposition d'affectation des soldes régulatoires non affectés .....	12
4.3.	<i>Revenus autorisés adaptés des années 2026 à 2029</i> .....	13
4.4.	<i>Évolution du revenu autorisé entre 2025 et 2029</i> .....	14
4.4.1.	Les charges nettes contrôlables .....	15
4.4.2.	Les charges nettes non-contrôlables .....	15
4.4.3.	Les charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants .....	16
4.4.4.	La marge équitable.....	17
4.4.5.	La quote-part des soldes régulatoires .....	17
5.	PROPOSITION DE TARIFS PERIODIQUES ELECTRICITE 2026-2029.....	19
5.1.	<i>Contrôles effectués</i> .....	19
5.1.1.	Réconciliation entre les recettes budgétées et le revenu autorisé des années 2026 à 2029 .....	20
5.1.2.	Les tarifs périodiques de distribution – prélèvement.....	22
5.1.3.	Les tarifs périodiques de distribution – injection .....	25
5.1.4.	Contrôle de la cohérence globale des tarifs périodiques de distribution des années 2026-2029 .....	25
5.2.	<i>Évolution des tarifs périodiques de prélèvement</i> .....	27
5.2.1.	Évolution des revenus autorisés.....	27
5.2.2.	Évolution des volumes et des puissances.....	27
5.2.1.	Évolution des coûts de prélèvement .....	32
5.3.	<i>Évolution des tarifs périodiques d'injection</i> .....	45
5.3.1.	Évolution des capacités d'injection .....	45
5.3.2.	Évolution des coûts d'injection.....	46
6.	DECISION .....	48
7.	VOIE DE RECOURS .....	50
8.	ANNEXES .....	51

## Index tableaux

Tableau 1	Synthèse des revenus autorisés 2025-2029 approuvés .....	11
Tableau 2	Synthèse des soldes régulateurs non affectés .....	12
Tableau 3	Proposition d'affectation des soldes régulateurs.....	12
Tableau 4	Variation des charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants.....	16
Tableau 5	Calcul de la marge équitable .....	17
Tableau 6	Quote-part des soldes régulateurs.....	18
Tableau 7	Réconciliation recettes budgétées et revenu autorisé 2025 .....	21
Tableau 8	Contrôle du calcul du terme prosumer .....	23
Tableau 9	Répartition des revenus autorisés 2026-2029 par niveau de tension .....	26
Tableau 10	Estimation du nombre de véhicules électriques entre 2024 et 2029 .....	29
Tableau 11	Estimation du nombre de pompes à chaleur entre 2020 et 2029 .....	30
Tableau 12	Estimation de la puissance totale cumulée photovoltaïque entre 2024 et 2029 .....	30
Tableau 13	Estimation des volumes supplémentaires 2024-2029 à la suite du remplacement des compteurs électromécaniques par des communicants.....	31
Tableau 14	Estimation des pertes de volumes 2025-2029 à la suite de l'autoconsommation ...	31
Tableau 15	Estimation des volumes supplémentaires 2025-2029 des installations de production décentralisée d'électricité (<10 kVA) .....	31

## Index graphiques

Graphique 1	Impact de l'affectation des soldes réglementaires sur le revenu autorisé 2026-2029..	13
Graphique 2	Évolution du revenu autorisé entre 2025 et 2029 .....	14
Graphique 3	Évolution des volumes de prélèvement (hors transit et pertes en réseau).....	28
Graphique 4	Évolution des puissances de prélèvement (pointe annuelle) .....	32
Graphique 5	Évolution des puissances de prélèvement (pointe mensuelle).....	32
Graphique 6	Simulations des coûts de distribution de 2025 à 2029 pour le client-type MT .....	33
Graphique 7	Simulations des coûts de distribution de 2025 à 2029 pour le client-type TBT.....	34
Graphique 8	Simulations des coûts de distribution des années 2025 à 2029 pour le client-type basse tension (P_Db) – tarif Monohoraire et tarif impact.....	35
Graphique 9	Simulations des coûts de distribution de l'année 2026 pour le client-type basse tension (P_Db) – tarif monohoraire et tarif impact.....	35
Graphique 10	Simulations des coûts de distribution des années 2025 à 2029 pour le client-type basse tension (P_Dc) – tarif bihoraire et tarif impact.....	37
Graphique 11	Simulations des coûts de distribution de l'année 2026 pour le client-type basse tension (P_Dc) – tarif bihoraire et tarif impact.....	37
Graphique 12	Simulations des coûts de distribution entre 2025 et 2029 pour le client-type BT avec une borne de recharge de 3,7 kW pour véhicule électrique – tarifs bihoraire et impact .....	39
Graphique 13	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 .....	39
Graphique 14	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.....	41
Graphique 15	Simulations des coûts de distribution de l'année 2026 pour le client-type BT avec une pompe à chaleur – tarif bihoraire et tarif impact .....	41
Graphique 16	Évolution de la répartition du revenu autorisé par niveau de tension .....	43
Graphique 17	Évolution des tensions tarifaires au REW.....	44
Graphique 18	Évolution des capacités d'injections sur le réseau de distribution .....	45
Graphique 19	Simulations des coûts d'injection de 2025 à 2029 pour le type TMT (éolien) .....	46
Graphique 20	Simulations des coûts d'injection de 2025 à 2029 pour le type MT (biomasse).....	47
Graphique 21	Simulations des coûts d'injection de 2025 à 2029 pour le type TBT/BT (solaire) .....	47

## **1. BASE LEGALE**

En vertu de l'article 43, § 2, alinéa 2, 14°, du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, des articles 2, § 2, et 7, § 1<sup>er</sup>, 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 4 avril 2024, la CWaPE, par sa décision référencée CD-24d04-CWaPE-0906, a approuvé la proposition de Revenus autorisés 2025-2029 du REW.
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. Le 15 novembre 2024, la CWaPE a accusé réception de la proposition de tarifs périodiques électricité 2026-2029 du REW sous la forme du modèle de rapport et de ses annexes. Le 17 décembre 2024, cet envoi a été complété par un second identique.
4. Le 30 janvier 2025, la CWaPE, par sa décision référencée CD-25a30-CWaPE-1038, a approuvé la demande adaptée de révision des Revenus Autorisés des années 2025 à 2029 du REW, introduite le 19 décembre 2024.
5. Le 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 relatives à la proposition de tarifs périodiques du 15 novembre 2024.
6. Le 7 février 2025, la CWaPE a informé le REW qu'elle avait enrichi cette liste de questions par une question complémentaire.
7. En date du 15 avril 2025 et conformément à l'article 127, § 4, de la méthodologie tarifaire 2025-2029, le REW a transmis, par lettre avec accusé de réception ainsi que sous format électronique, les réponses aux questions complémentaires ainsi qu'une proposition adaptée des tarifs périodiques électricité 2026-2029.
8. Le 29 avril 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.
9. En date du 9 mai 2025, le REW a transmis les réponses aux questions complémentaires ainsi qu'une proposition adaptée des tarifs périodiques électricité 2026-2029.
10. En date du 12 mai 2025, le REW a envoyé une proposition adaptée des tarifs périodiques électricité 2026-2029.
11. Le 13 mai 2025, la CWaPE a adressé au gestionnaire de réseau de distribution, par courrier électronique, ses questions complémentaires.
12. Le 14 mai 2025, la CWaPE a adressé au gestionnaire de réseau de distribution, par courrier électronique, le modèle de proposition tarifaire 2026-2029 mis à jour et formulé des remarques complémentaires.
13. En date du 14 mai 2025, le REW a transmis les réponses aux questions complémentaires ainsi qu'une proposition adaptée des tarifs périodiques électricité 2026-2029.

14. En date du 15 mai 2025, le REW a envoyé une proposition adaptée des tarifs périodiques électricité 2026-2029.
15. Les 6, 10 et 17 juin 2025, la CWaPE a adressé au gestionnaire de réseau de distribution, par courrier électronique, des remarques complémentaires, puis envoyé un rappel le 18 juin.
16. En date du 19 juin 2025, le REW a envoyé une proposition adaptée des tarifs périodiques électricité 2026-2029 (v4).
17. Le 24 juin 2025 matin, la CWaPE a adressé au gestionnaire de réseau de distribution, par courrier électronique, des remarques complémentaires. La même matinée, le REW a envoyé une proposition adaptée des tarifs périodiques électricité 2026-2029 (v4.1) et a complété cet envoi des fichiers annexes le lendemain
18. Le 26 juin 2025, le REW a demandé à la CWaPE de suspendre sa décision d'approbation des tarifs.
19. Le 27 juin 2025, la CWaPE a proposé une révision du calendrier d'approbation des tarifs périodiques 2026-2029 du REW, sur laquelle le REW a marqué son accord. Le même jour, le REW a déposé une proposition adaptée de tarifs périodiques d'électricité 2026-2029 (v4.2).
20. Les 2 et 3 juillet 2025, la CWaPE a adressé au gestionnaire de réseau de distribution, par courrier électronique, des remarques complémentaires.
21. En date du 4 juillet 2025, le REW a envoyé une proposition adaptée des tarifs périodiques électricité 2026-2029 (v4.3) en répondant aux dernières remarques.
22. Le 7 juillet 2025, la CWaPE a adressé au gestionnaire de réseau de distribution, par courrier électronique, des remarques complémentaires.
23. En date du 8 juillet 2025, le REW a envoyé des précisions motivant ses hypothèses.
24. Le 11 juillet 2025, la CWaPE a demandé une révision du calendrier d'approbation des tarifs périodiques 2026-2029 du REW, sur laquelle le REW a marqué son accord.
25. Le 14 juillet 2025, la CWaPE a adressé au gestionnaire de réseau de distribution, par courrier électronique, des remarques complémentaires.
26. En date du 16 juillet 2025, le REW a envoyé une proposition adaptée des tarifs périodiques électricité 2026-2029 (v4.4).
27. Le 17 juillet 2025, la CWaPE a adressé au gestionnaire de réseau de distribution, par courrier électronique, des remarques complémentaires.
28. En date du 18 juillet 2025, le REW a envoyé une proposition adaptée des tarifs périodiques électricité 2026-2029 (v4.5). Les documents destinés à être publiés, extraits de cette proposition, ont été transmis le 29 juillet et le 20 août.

29. 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<sup>er</sup>, 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 18 juillet 2025 par le gestionnaire de réseau de distribution REW.



### **3. RESERVES**

La présente décision se fonde sur les documents 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 par sa décision du 4 avril 2024, référencée CD-24d04-CWaPE-0906, et révisés ensuite dans sa décision du 30 janvier 2025 référencée CD-25a30-CWaPE-1038, est reprise dans le tableau<sup>1</sup> suivant :

---

<sup>1</sup> Le revenu autorisé présenté ci-dessous pour l'année 2025 est le budget révisé le 30 janvier 2025 (CD-25a30-CWaPE-1038). Sauf mention contraire, le reste du document fait référence à ce revenu autorisé 2025 révisé.

TABLEAU 1 SYNTHÈSE DES REVENUS AUTORISÉS 2025-2029 APPROUVÉS

Intitulé	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
<b>Charges nettes contrôlables</b>	<b>7 562 619,74</b>	<b>7 723 360,81</b>	<b>7 888 689,60</b>	<b>8 059 117,58</b>	<b>8 298 469,60</b>
<b>Charges nettes contrôlables autres</b>	<b>3 112 543,68</b>	<b>3 193 183,38</b>	<b>3 276 968,98</b>	<b>3 364 385,98</b>	<b>3 519 232,83</b>
<b>Charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public</b>	<b>907 323,11</b>	<b>923 654,92</b>	<b>940 280,71</b>	<b>957 205,76</b>	<b>974 435,47</b>
<b>Charges nettes contrôlables liées aux immobilisations</b>	<b>3 542 752,96</b>	<b>3 606 522,51</b>	<b>3 671 439,92</b>	<b>3 737 525,84</b>	<b>3 804 801,30</b>
<b>Charges et produits non-contrôlables</b>	<b>1 938 483,29</b>	<b>1 906 817,15</b>	<b>1 900 412,17</b>	<b>1 907 756,14</b>	<b>1 912 528,07</b>
<b>hors OSP</b>	<b>1 915 597,93</b>	<b>1 885 397,84</b>	<b>1 879 211,12</b>	<b>1 886 033,98</b>	<b>1 890 354,57</b>
Charges et produits de transit	-2 885,65	-2 937,59	-2 990,47	-3 044,29	-3 099,09
Charges émanant de factures d'achat d'électricité pour la couverture des pertes en réseau électrique	625 743,12	589 585,49	576 853,16	576 853,16	576 853,16
Charges émanant de factures émises par FeReSO ou d'autres sociétés dans le cadre de la réconciliation	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Redevance de voirie	414 820,99	422 287,76	429 888,94	437 626,94	445 504,23
Charge fiscale résultant de l'application de l'impôt des sociétés sur la marge bénéficiaire équitable	832 052,45	829 769,55	827 926,39	826 209,48	821 836,59
Autres impôts, taxes, redevances, surcharges et précomptes	45 867,02	46 692,63	47 533,09	48 388,69	49 259,69
Cotisations de responsabilisation de l'ONSSAPL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Charges de pension non-capitalisées	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>OSP</b>	<b>22 885,36</b>	<b>21 419,31</b>	<b>21 201,06</b>	<b>21 722,16</b>	<b>22 173,50</b>
Charges émanant de factures d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre	107 412,23	107 125,40	110 603,98	116 395,97	122 187,97
Charges de distribution pour l'alimentation de clientèle propre	91 638,74	98 744,96	106 077,31	113 641,64	121 443,91
Charges de transport pour l'alimentation de clientèle propre	30 229,45	32 573,62	34 992,39	37 487,69	40 061,47
Produits de la fourniture à la clientèle propre ainsi que la compensation perçue résultant du tarif social	-218 661,87	-230 009,02	-244 174,50	-260 222,53	-276 656,76
Charges d'achat des certificats verts	12 266,82	12 984,34	13 701,87	14 419,39	15 136,92
Charges émanant de factures émises par FeReSO ou d'autres sociétés dans le cadre de la réconciliation	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants</b>	<b>424 619,28</b>	<b>382 362,56</b>	<b>384 150,13</b>	<b>454 739,83</b>	<b>483 158,02</b>
<b>Charges nettes fixes</b>	<b>227 517,92</b>	<b>107 232,51</b>	<b>26 546,73</b>	<b>17 039,94</b>	<b>72 560,30</b>
<b>Charges nettes variables</b>	<b>197 101,36</b>	<b>275 130,05</b>	<b>357 603,40</b>	<b>437 699,88</b>	<b>410 597,72</b>
<b>Marge équitable</b>	<b>2 584 152,41</b>	<b>2 560 774,38</b>	<b>2 538 307,98</b>	<b>2 515 806,15</b>	<b>2 485 115,53</b>
<b>Marge équitable sur base d'actifs régulés (RAB) hors plus-value de réévaluation</b>	<b>2 224 027,85</b>	<b>2 246 738,68</b>	<b>2 268 129,23</b>	<b>2 287 254,26</b>	<b>2 296 018,06</b>
<b>Marge équitable sur plus-value de réévaluation</b>	<b>360 124,56</b>	<b>314 035,70</b>	<b>270 178,75</b>	<b>228 551,89</b>	<b>189 097,46</b>
<b>Marge OSP</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>Quote-part des soldes réglementaires approuvés et affectés</b>	<b>272 544,33</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>Soldes réglementaires déjà affectés</b>	<b>272 544,33</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>TOTAL</b>	<b>12 782 419,05</b>	<b>12 573 314,90</b>	<b>12 711 559,88</b>	<b>12 937 419,70</b>	<b>13 179 271,22</b>

Source : 20241219 - Annexe 2 - Proposition RA - Électricité v6.0 Ctrl JSE – TAB7 + 24I02-CWaPE-1007 &amp; 24i05-CWaPE-0963

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

## 4.2. Proposition d'affectation des soldes régulateurs

### 4.2.1. Récapitulatif des soldes régulateurs non affectés

Les soldes régulateurs restant à affecter constituent une créance tarifaire, détaillée dans le tableau suivant (le signe négatif indique que le budget était inférieur à la réalité).

TABLEAU 2 SYNTHÈSE DES SOLDES RÉGULATOIRES NON AFFECTÉS

Fait générateur	Montants à affecter	Affecté en 2023 et 2024	Affecté en 2025	Affecté en 2026 et après	Total affecté	Quote-part non affectée	Référence décision (CD-...)
Solde 2017	-121 237,49						20i29-CWaPE-0444
Solde 2018	-333 637,59						20i29-CWaPE-0445
Solde 2019	104 520,05		-72 544,33		-72 544,33		24i05-CWaPE-0960
Solde 2020	-29 750,36						24i05-CWaPE-0961
Solde 2021	307 561,05						24i05-CWaPE-0962
Sous-total 2017-2021	-72 544,34	0,00	-72 544,33	0,00	-72 544,33	-0,01	24i02-CWaPE-1007 24i05-CWaPE-0963
Solde 2022*	807 169,55	0,00	0,00	0,00	0,00	807 169,55	*Solde rapporté, en cours de contrôle.
Solde 2023*	-1 018 412,70	0,00	-200 000,00	0,00	-200 000,00	-818 412,70	*Solde rapporté, en cours de contrôle.
Révision 2022 compteurs communicants	-925 859,75	-925 859,75	0,00	0,00	-925 859,75	0,00	23j17-CWaPE-0810 23b13-CWaPE-0733 21k25-CWaPE-0597
Révision RA 22	-401 845,21	-401 845,21	0,00	0,00	-401 845,21	0,00	22i15-CWaPE-0718
Révision RA 23	-646 585,56	-646 585,56	0,00	0,00	-646 585,56	0,00	22i15-CWaPE-0715
Révision 2025 compt. comm.	-2 033 974,36	0,00	0,00	-1 700 297,73	-1 700 297,73	-333 676,63	25a30-CWaPE-1038
Solde 2024*	-55 080,21	0,00	0,00	0,00	0,00	-55 080,21	*Estimation
<b>TOTAL</b>	<b>-4 347 132,58</b>	<b>-1 974 290,52</b>	<b>-272 544,33</b>	<b>-1 700 297,73</b>	<b>-3 947 132,58</b>	<b>-400 000,00</b>	<b>* provisoires</b>

### 4.2.2. Proposition d'affectation des soldes régulateurs non affectés

La proposition formulée par le REW au moyen de son dossier de tarifs périodiques 2026-2029 est d'affecter 400 000 euros (créance) aux tarifs de distribution des années 2026-2029 à concurrence de :

- l'écart 2025 résultant de la révision des revenus autorisés à la suite du déploiement des compteurs communicants, par tranches de 100 000 euros par an, puis le résidu en 2029 ;
- un acompte sur le solde 2022 et son opposé, un acompte partiel sur le solde 2023, s'annulant en 2026, avec, pour le reliquat 2023, soit 11 243 euros, un dernier acompte en 2029 ;
- un acompte sur le solde régulateur attendu de 2024, soit 55 080 euros en 2029 ;
- le résidu de l'affectation incomplète des soldes 2017 à 2021, soit 0,01 euro en 2026.

TABLEAU 3 PROPOSITION D'AFFECTATION DES SOLDES RÉGULATOIRES

Soldes régulateurs	An	17-21	2022	2023	Compteurs	2024	Total
Initialement non affectés		-0,01	807 169,55	-818 412,70	-333 676,63	-55 080,21	-400 000,00
Quote-part affectée à l'exercice	2026	-0,01	807 169,55	-807 169,55	-99 999,99		-100 000,00
	2027				-100 000,00		-100 000,00
	2028				-100 000,00		-100 000,00
	2029			-11 243,15	-33 676,64	-55 080,21	-100 000,00
<b>Finalement non affectés</b>		<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>

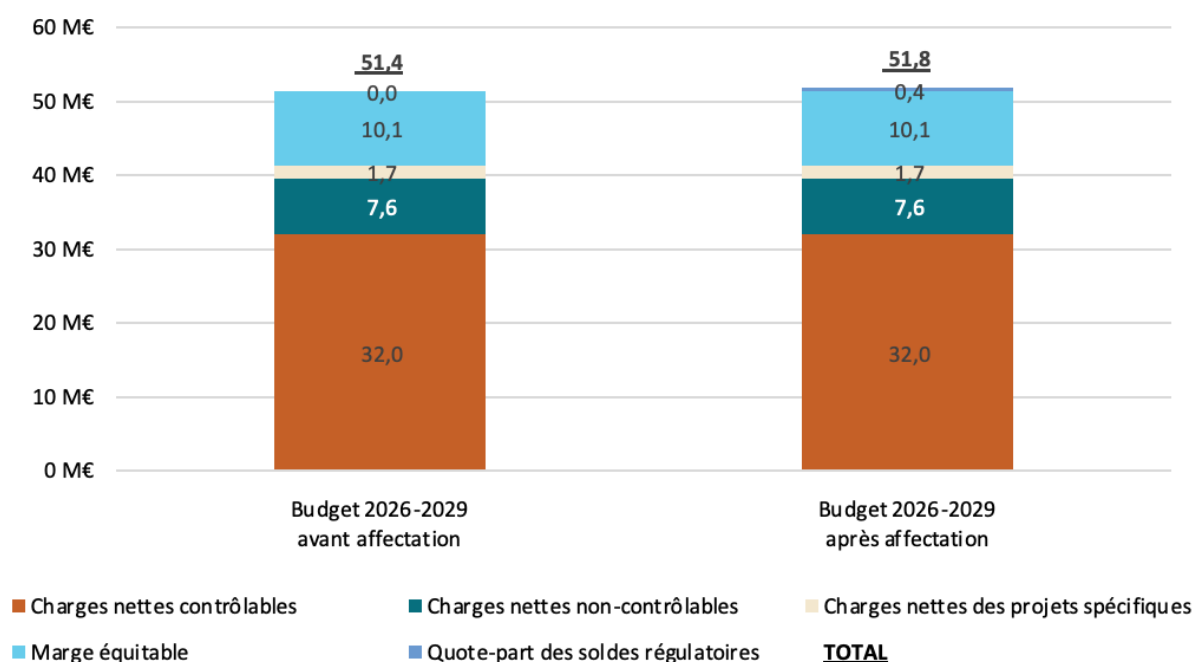
### 4.3. Revenus autorisés adaptés des années 2026 à 2029

Le revenu autorisé cumulé approuvé des années 2026 à 2029 s'élève à 51,4 millions d'euros.

Le REW propose d'y ajouter des soldes régulateurs qui s'élèvent à 400 000 euros.

Le revenu autorisé cumulé des années 2026 à 2029 en y ajoutant l'affectation proposée des soldes régulateurs s'élève à 51,8 millions d'euros, soit une augmentation de 0,8 % par rapport au revenu autorisé approuvé cumulé de cette période.

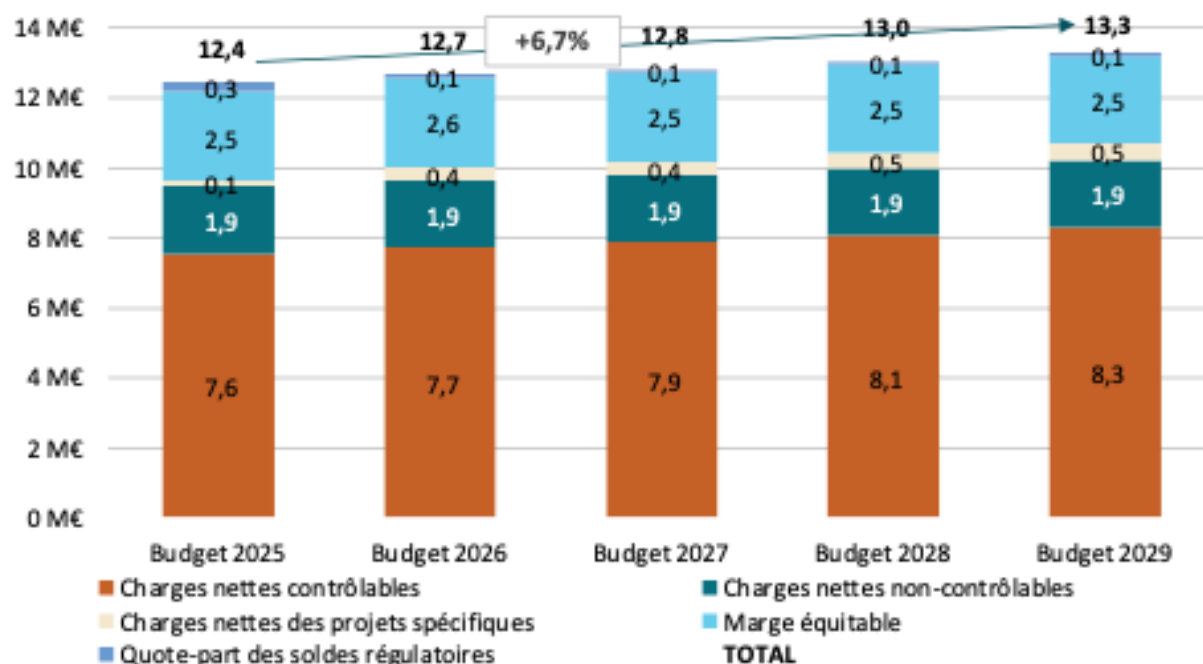
GRAPHIQUE 1 IMPACT DE L'AFFECTATION DES SOLDES RÉGULATEURS SUR LE REVENU AUTORISÉ 2026-2029



## 4.4. Évolution du revenu autorisé entre 2025 et 2029

Le graphique ci-dessous montre l'évolution du revenu autorisé budgété entre 2025 et 2029 (y incluse l'affectation proposée des soldes régulateurs).

GRAPHIQUE 2 ÉVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ ENTRE 2025 ET 2029



Par rapport à l'enveloppe budgétaire initiale<sup>2</sup> ayant servi à la détermination des tarifs de l'année 2025, le revenu autorisé électricité de l'année 2026 du REW augmente de 224 572 euros, soit une hausse de +1,8 %. Celle-ci est imputable à la révision du revenu autorisé pour le déploiement des compteurs communicants déjà intégrée en 2026, mais restant à affecter pour 2025.

Au cours de la période tarifaire, le revenu autorisé passe de 12,4 millions d'euros en 2025 (initial) à 13,3 millions d'euros en 2029, soit une augmentation de 830 529 euros (+6,7 %). Par rapport au revenu autorisé 2025 révisé (12,8 millions d'euros), l'augmentation est de +3,9 %.

<sup>2</sup> Le revenu autorisé en question pour l'année 2025 est le budget initial, utilisé pour déterminer les tarifs 2025 approuvés le 2 décembre 2024 (référence CD-24I02-CWaPE-1007). Il diffère du revenu autorisé 2025 (révisé) du tableau 1 approuvé deux mois plus tard. Pour l'exercice 2025, la différence sera récupérée par les soldes régulateurs (voir section 4.2).

#### 4.4.1. Les charges nettes contrôlables

Les charges nettes contrôlables sont composées des charges nettes contrôlables liées aux immobilisations (46 %), des charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public (12 %) et des autres charges nettes contrôlables<sup>3</sup> (42 %).

Les charges nettes contrôlables **augmentent de 735 850 euros (soit +9,7 %) entre 2025 (révisé) 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 du REW, 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 (OSP) et des charges nettes contrôlables hors OSP.

##### 4.4.2.1. Les charges nettes non-contrôlables hors OSP

Les charges nettes non-contrôlables hors OSP sont composées :

- des charges de transit entre GRD ;
- des charges d'achat d'électricité pour la couverture des pertes en réseau ;
- 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 ;
- des charges et produits issus du processus de réconciliation.

**Les charges nettes non-contrôlables hors OSP diminuent de -25 243 euros (soit -1,3 %) entre 2025 (révisé) et 2029.** Cette diminution provient essentiellement de la diminution attendue des charges d'achat d'électricité en 2026 et, dans une moindre mesure en 2027, qui compense les augmentations des charges de transit, des autres impôts et de la redevance de voirie.

##### 4.4.2.2. 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 ;

---

<sup>3</sup> Les autres charges nettes contrôlables incluent notamment les coûts de rémunération, les coûts des matériaux, des entrepreneurs, de consultance, les coûts informatiques ainsi que les coûts additionnels de transition.

- 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 -712 euros (soit -3,1 %) entre 2025 et 2029.**

Cette diminution provient essentiellement d'une augmentation attendue des produits de fourniture propre et des compensations pour fourniture sociale, qui annulent les augmentations des charges d'achat d'électricité, de transport et de distribution.

#### 4.4.3. Les charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants

Les charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants sont composées principalement des charges d'amortissement des compteurs communicants, des charges de désaffectation des compteurs BT et des compteurs à budget, des coûts IT et des coûts de communication des compteurs communicants.

**Les charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants augmentent de 58 539 euros (soit 13,8 % entre 2025 (révisé) et 2029.**

Cette augmentation fait notamment suite à la généralisation, prévue par le décret, du déploiement des compteurs communicants. Elle a évidemment entraîné, d'une part, une hausse du nombre de compteurs communicants, avec pour corollaire l'augmentation des charges d'amortissement et la désaffectation croissante de compteurs électromécaniques (ce qui réduit les coûts fixes) et, d'autre part, un accroissement de la quantité de données, dont le traitement est internalisé au sein d'AREWAL (ce qui relève les coûts variables).

**TABEAU 4**      *VARIATION DES CHARGES NETTES RELATIVES AU DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS*

	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029	Variation 2025-2029
CNI réseau additionnelles	197 101,36	275 130,05	357 603,40	437 699,88	410 597,72	213 496,36
CNI IT additionnelles	50 979,81	57 297,14	59 833,43	59 833,43	59 833,43	8 853,63
Charges opérationnelles IT	339 902,85	252 889,31	231 587,22	254 035,23	275 534,85	-64 368,00
Charges opérationnelles hors IT	187 084,86	199 271,53	187 100,31	199 287,20	185 176,77	-1 908,09
Produits/gains OPEX MOZA/EOC/switch/drop...	-61 655,44	-95 919,47	-128 449,60	-160 321,99	-179 921,61	-118 266,17
Produits/gains OPEX compteurs à budget	-249 600,81	-254 093,63	-258 667,31	-263 323,32	-268 063,14	-18 462,33
Produits/gains relèves des compteurs	-39 193,34	-52 212,37	-64 857,32	-72 470,60	0,00	39 193,34
<b>Total projet compteurs communicants</b>	<b>424 619,28</b>	<b>382 362,56</b>	<b>384 150,13</b>	<b>454 739,83</b>	<b>483 158,02</b>	<b>58 538,74</b>



#### 4.4.4. La marge équitable

La marge équitable totale se compose de la marge équitable sur l'actif régulé (RAB) 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 ÉQUITABLE

	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Pourcentage de rendement autorisé applicable à la RAB hors plus-value de réévaluation	4,027%	4,027%	4,027%	4,027%	4,027%
Pourcentage de rendement autorisé applicable à la plus-value de réévaluation	4,027%	3,624%	3,222%	2,819%	2,416%
Actifs régulés au 01/01/N	54 917 833	55 537 983	56 045 761	56 600 339	56 995 601
Actifs régulés au 31/12/N	55 537 983	56 045 761	56 600 339	56 995 601	57 035 591
Valeur moyenne des actifs régulés	55 227 908	55 791 872	56 323 050	56 797 970	57 015 596
Plus-value de réévaluation au 01/01/N	9 081 695	8 803 806	8 525 648	8 247 307	7 968 373
Plus-value de réévaluation au 31/12/N	8 803 806	8 525 648	8 247 307	7 968 373	7 684 095
Valeur moyenne de la plus-value réévaluation	8 942 751	8 664 727	8 386 477	8 107 840	7 826 234
Marge équitable applicable sur la RAB hors plus-value de réévaluation	2 224 028	2 246 739	2 268 129	2 287 254	2 296 018
Marge équitable applicable sur la plus-value de réévaluation	360 125	314 036	270 179	228 552	189 097
Marge équitable totale	2 584 152	2 560 774	2 538 308	2 515 806	2 485 116

La marge équitable totale s'élève à 2,584 millions d'euros en 2025 et à 2,485 millions d'euros en 2029, **soit une diminution de -99 037 euros (soit -3,8%) entre 2025 (révisé) et 2029.**

La valeur des actifs régulés du GRD évolue en fonction notamment des investissements<sup>4</sup>, des désinvestissements et des charges d'amortissement.

#### 4.4.5. La quote-part des soldes réglementaires

Le tableau suivant reprend les montants des soldes réglementaires intégrés dans les revenus autorisés 2025 à 2029 :

<sup>4</sup> 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.

**TABLEAU 6 QUOTE-PART DES SOLDES RÉGULATOIRES**

	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Montants du solde régulateur affectés dans le Revenu autorisé	272 544,33	100 000,00	100 000,00	100 000,00	100 000,00

## 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 du REW.

Au terme de ces contrôles, la CWaPE acte le respect des règles d'établissement des tarifs périodiques de distribution 2026-2029 par le **REW** telles qu'éditées 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 réactivité 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 le REW n'a pas dérogé aux principes d'établissement des tarifs applicables aux utilisateurs 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 que 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 du REW 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 REVENU AUTORISÉ 2025

	BUDGET 2026												
	Intitulé du tarif (milliers d'euros)	TOTAL			MT			TBT			BT		
		Coûts	Produits	Δ	Coûts	Prod.	Δ	Coûts	Prod.	Δ	Coûts	Prod.	Δ
Prélèvement	I. Utilisation réseau distrib.	10 302	10 274	28	0	0	0	1 868	1 852	16	879	871	8
	II. Obligations service public	945	945	0	0	0	0	48	48	0	68	68	0
	III. Surcharges	1 299	1 299	0	0	0	0	278	278	0	77	77	0
	Redevance de voirie	422	422	0	0	0	0	141	141	0	39	39	0
	Impôts sur le revenu	830	830	0	0	0	0	122	122	0	34	34	0
	Autres impôts	47	47	0	0	0	0	16	16	0	4	4	0
	IV. Soldes régulateurs	100	100	0	0	0	0	17	17	0	5	5	0
	TOTAL	12 646	12 618	28	0	0	0	2 211	2 195	16	1 029	1 021	8
Injection	I. Utilisation réseau distrib.	0	28	-28	0	0	0	0	16	-16	0	8	-8
	TOTAL	0	28	-28	0	0	0	0	16	-16	0	8	-8
TOTAL		12 646	12 646	0	0	0	0	2 211	2 211	0	1 029	1 029	0

	BUDGET 2027												
	Intitulé du tarif (milliers d'euros)	TOTAL			MT			TBT			BT		
		Coûts	Produits	Δ	Coûts	Prod.	Δ	Coûts	Prod.	Δ	Coûts	Prod.	Δ
Prélèvement	I. Utilisation réseau distrib.	10 416	10 386	29	0	0	0	1 839	1 822	17	854	846	8
	II. Obligations service public	961	961	0	0	0	0	49	49	0	68	68	0
	III. Surcharges	1 305	1 305	0	0	0	0	275	275	0	75	75	0
	Redevance de voirie	430	430	0	0	0	0	141	141	0	39	39	0
	Impôts sur le revenu	828	828	0	0	0	0	119	119	0	32	32	0
	Autres impôts	48	48	0	0	0	0	16	16	0	4	4	0
	IV. Soldes régulateurs	100	100	0	0	0	0	16	16	0	5	5	0
	TOTAL	12 782	12 753	29	0	0	0	2 180	2 163	17	1 002	994	8
Injection	I. Utilisation réseau distrib.	0	29	-29	0	0	0	0	17	-17	0	8	-8
	TOTAL	0	29	-29	0	0	0	0	17	-17	0	8	-8
TOTAL		12 782	12 782	0	0	0	0	2 180	2 180	0	1 002	1 002	0

	BUDGET 2028												
	Intitulé du tarif (milliers d'euros)	TOTAL			MT			TBT			BT		
		Coûts	Produits	Δ	Coûts	Prod.	Δ	Coûts	Prod.	Δ	Coûts	Prod.	Δ
Prélèvement	I. Utilisation réseau distrib.	10 615	10 585	31	0	0	0	1 824	1 806	18	836	828	8
	II. Obligations service public	979	979	0	0	0	0	50	50	0	69	69	0
	III. Surcharges	1 312	1 312	0	0	0	0	272	272	0	73	73	0
	Redevance de voirie	438	438	0	0	0	0	140	140	0	38	38	0
	Impôts sur le revenu	826	826	0	0	0	0	117	117	0	31	31	0
	Autres impôts	48	48	0	0	0	0	16	16	0	4	4	0
	IV. Soldes régulateurs	100	100	0	0	0	0	16	16	0	4	4	0
	TOTAL	13 007	12 976	31	0	0	0	2 163	2 145	18	982	974	8
Injection	I. Utilisation réseau distrib.	0	31	-31	0	0	0	0	18	-18	0	8	-8
	TOTAL	0	31	-31	0	0	0	0	18	-18	0	8	-8
TOTAL		13 007	13 007	0	0	0	0	2 163	2 163	0	982	982	0

	BUDGET 2029												
	Intitulé du tarif (milliers d'euros)	TOTAL			MT			TBT			BT		
		Coûts	Produits	Δ	Coûts	Prod.	Δ	Coûts	Prod.	Δ	Coûts	Prod.	Δ
Prélèvement	I. Utilisation réseau distrib.	10 834	10 801	32	0	0	0	1 815	1 796	19	824	815	9
	II. Obligations service public	997	997	0	0	0	0	51	51	0	70	70	0
	III. Surcharges	1 317	1 317	0	0	0	0	268	268	0	70	70	0
	Redevance de voirie	446	446	0	0	0	0	140	140	0	37	37	0
	Impôts sur le revenu	822	822	0	0	0	0	113	113	0	29	29	0
	Autres impôts	49	49	0	0	0	0	15	15	0	4	4	0
	IV. Soldes régulateurs	100	100	0	0	0	0	15	15	0	4	4	0
	TOTAL	13 247	13 214	32	0	0	0	2 150	2 131	19	968	959	9
Injection	I. Utilisation réseau distrib.	0	32	-32	0	0	0	0	19	-19	0	9	-9
	TOTAL	0	32	-32	0	0	0	0	19	-19	0	9	-9
TOTAL		13 247	13 247	0	0	0	0	2 150	2 150	0	968	968	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 TMT, MT, TBT 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/kW<sub>e</sub> 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 distribution<sup>5</sup> et les tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport<sup>6</sup> 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 kW<sub>e</sub>.

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

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) :

<sup>5</sup> Pour le terme proportionnel relatif au tarif pour l'utilisation du réseau de distribution, le tarif applicable aux « heures normales » est pris en considération.

<sup>6</sup> 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      CONTRÔLE 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	0,1176901	0,1204273	0,1240834	0,1273679
Tarif de prélèvement BT (EUR/kWh)   Transport	0,0291813	0,0320790	0,0320790	0,0320790
Tarif attendu (EUR/kWe)	87,74	91,11	93,29	95,25
Tarif proposé (EUR/kWe)	87,74	91,11	93,29	95,25
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 **TMT, MT et TBT**, 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 TMT, MT et TBT 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 deux plages horaires (configuration tarifaire standard bihoraire) ou une 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<sup>er</sup>, 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 TMT, MT et TBT, 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 incombant au gestionnaire de réseau de distribution, déduction faite des coûts déjà affectés aux niveaux de tension supérieurs.

#### *5.1.2.3. Le tarif pour les surcharges*

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

#### *5.1.2.4. Le tarif pour les soldes régulatoires*

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



### **5.1.3. Les tarifs périodiques de distribution – injection**

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

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

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

- 1) Envoi de la proposition de tarifs d'injection soumise à concertation aux participants à la concertation : 2 mai 2024 ;
- 2) Période de concertation : 2–23 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 du REW, 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		TMT		MT		TBT		BT	
	€	%	€	%	€	%	€	%	€	%
TOTAL Revenu Autorisé	12 673 315	100%	0	0	2 227 665	17%	1 036 198	8%	9 409 452	74%
Recettes relatives aux tarifs d'injection	-27 660	0%	0	0%	-16 195	59%	-7 650	28%	-3 815	14%
Revenu autorisé recettes déduites	12 645 655	100%	0	0%	2 211 471	17%	1 028 548	8%	9 405 637	74%
Imputés au tarif d'utilisation du réseau	10 301 831	81%	0	0%	1 868 471	18%	878 760	9%	7 554 600	73%
Imputés au tarif OSP	945 074	7%	0	0%	47 964	5%	67 654	7%	829 457	88%
Imputés au tarif des surcharges	1 298 750	10%	0	0%	278 019	21%	77 178	6%	943 554	73%
Redevance de voirie	422 288	3%	0	0%	140 856	33%	39 312	9%	242 120	57%
Impôts sur le revenu	829 770	7%	0	0%	121 588	15%	33 520	4%	674 662	81%
Autres impôts	46 693	0%	0	0%	15 575	33%	4 347	9%	26 771	57%
Imputés au tarif des soldes régulatoires	100 000	1%	0	0%	17 017	17%	4 956	5%	78 026	78%
Coûts imputés aux tarifs de prélèvement	12 645 655	100%	0	0%	2 211 471	17%	1 028 548	8%	9 405 637	74%
BUDGET 2027										
Intitulé	TOTAL		TMT		MT		TBT		BT	
	€	%	€	%	€	%	€	%	€	%
TOTAL Revenu Autorisé	12 811 560	100%	0	0	2 196 894	17%	1 010 472	8%	9 604 194	75%
Recettes relatives aux tarifs d'injection	-29 185	0%	0	0%	-17 167	59%	-8 062	28%	-3 955	14%
Revenu autorisé recettes déduites	12 782 375	100%	0	0%	2 179 726	17%	1 002 410	8%	9 600 239	75%
Imputés au tarif d'utilisation du réseau	10 415 545	81%	0	0%	1 838 908	18%	854 460	8%	7 722 176	74%
Imputés au tarif OSP	961 482	8%	0	0%	49 130	5%	68 376	7%	843 976	88%
Imputés au tarif des surcharges	1 305 348	10%	0	0%	275 254	21%	74 875	6%	955 220	73%
Redevance de voirie	429 889	3%	0	0%	140 663	33%	38 549	9%	250 677	58%
Impôts sur le revenu	827 926	6%	0	0%	119 038	14%	32 063	4%	676 825	82%
Autres impôts	47 533	0%	0	0%	15 553	33%	4 262	9%	27 718	58%
Imputés au tarif des soldes régulatoires	100 000	1%	0	0%	16 435	16%	4 698	5%	78 867	79%
Coûts imputés aux tarifs de prélèvement	12 782 375	100%	0	0%	2 179 726	17%	1 002 410	8%	9 600 239	75%
BUDGET 2028										
Intitulé	TOTAL		TMT		MT		TBT		BT	
	€	%	€	%	€	%	€	%	€	%
TOTAL Revenu Autorisé	13 037 420	100%	0	0	2 181 131	17%	990 692	8%	9 865 596	76%
Recettes relatives aux tarifs d'injection	-30 775	0%	0	0%	-18 170	59%	-8 496	28%	-4 109	13%
Revenu autorisé recettes déduites	13 006 644	100%	0	0%	2 162 962	17%	982 196	8%	9 861 487	76%
Imputés au tarif d'utilisation du réseau	10 615 491	81%	0	0%	1 824 479	17%	836 013	8%	7 954 999	75%
Imputés au tarif OSP	978 928	8%	0	0%	50 304	5%	69 104	7%	859 520	88%
Imputés au tarif des surcharges	1 312 225	10%	0	0%	272 314	21%	72 628	6%	967 283	74%
Redevance de voirie	437 627	3%	0	0%	140 273	32%	37 729	9%	259 625	59%
Impôts sur le revenu	826 209	6%	0	0%	116 531	14%	30 727	4%	678 951	82%
Autres impôts	48 389	0%	0	0%	15 510	32%	4 172	9%	28 707	59%
Imputés au tarif des soldes régulatoires	100 000	1%	0	0%	15 865	16%	4 450	4%	79 685	80%
Coûts imputés aux tarifs de prélèvement	13 006 644	100%	0	0%	2 162 962	17%	982 196	8%	9 861 487	76%
BUDGET 2029										
Intitulé	TOTAL		TMT		MT		TBT		BT	
	€	%	€	%	€	%	€	%	€	%
TOTAL Revenu Autorisé	13 279 271	100%	0	0	2 169 456	16%	977 331	7%	10 132 484	76%
Recettes relatives aux tarifs d'injection	-32 439	0%	0	0%	-19 203	59%	-8 953	28%	-4 283	13%
Revenu autorisé recettes déduites	13 246 832	100%	0	0%	2 150 253	16%	968 378	7%	10 128 201	76%
Imputés au tarif d'utilisation du réseau	10 833 623	82%	0	0%	1 815 090	17%	824 092	8%	8 194 440	76%
Imputés au tarif OSP	996 609	8%	0	0%	51 486	5%	69 837	7%	875 286	88%
Imputés au tarif des surcharges	1 316 601	10%	0	0%	268 367	20%	70 237	5%	977 997	74%
Redevance de voirie	445 504	3%	0	0%	139 607	31%	36 824	8%	269 074	60%
Impôts sur le revenu	821 837	6%	0	0%	113 324	14%	29 341	4%	679 172	83%
Autres impôts	49 260	0%	0	0%	15 436	31%	4 072	8%	29 752	60%
Imputés au tarif des soldes régulatoires	100 000	1%	0	0%	15 311	15%	4 212	4%	80 477	80%
Coûts imputés aux tarifs de prélèvement	13 246 832	100%	0	0%	2 150 253	16%	968 378	7%	10 128 201	76%

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 budgété 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 du REW s'élève à 13,3 millions d'euros et est en augmentation de 830 529 euros par rapport au revenu autorisé budgété de l'année 2025 (initial), soit une hausse de 6,7%<sup>7</sup>.

### **5.2.2. Évolution des volumes et des puissances**

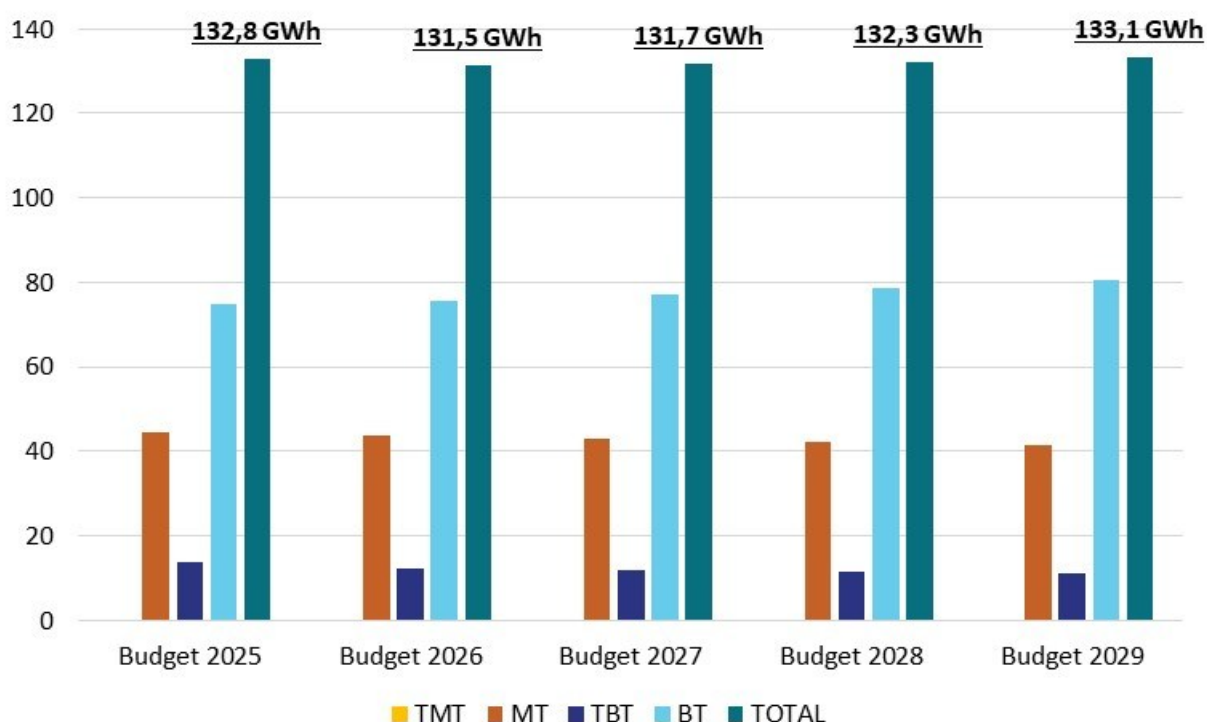
#### *5.2.2.1. Volumes de prélèvement d'électricité*

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.

---

<sup>7</sup> Pour l'explication de l'évolution entre le revenu autorisé 2025 et le revenu autorisé 2029, la CWaPE renvoie le lecteur à sa décision référencée CD-24c28-CWaPE-0906 et à sa modification référencée CD-25a30-CWaPE-1038.

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 :

**a. 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 consommation 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. Ces prélèvements sont en baisse. L'éclairage public, exclusivement en TBT au REW, est également concerné.

Par ailleurs, les gestionnaires de réseau de distribution considèrent que 10 % des volumes de rechargement 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.

**b. 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, photovoltaïques, 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 (*commodity*). 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 *commodity* serait compensée par la diminution des consommations liée à la forte augmentation du nombre d'installations photovoltaïques en 2023. Par après, le REW a constaté avoir sous-estimé ses volumes 2024 au cours de cet exercice d'hypothèses commun. Aussi, le REW a, de façon dérogatoire et par prudence, préféré retenir les volumes 2023 comme volumes pour les usages de base des années 2026 à 2029. 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 a ensuite été réparti pour chaque GRD sur la base de la répartition proposée par Schwartz & Co dans son rapport final, soit 0,73 % pour le REW. 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 par extrapolation linéaire. Les résultats de ce calcul pour le REW sont repris ci-dessous :

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

	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Nombre de BEV	675	813	1 011	1 251	1 554	1 955
Évolution %		21%	24%	24%	24%	26%
Nombre de PHEV	719	698	668	630	583	521
Évolution %		-3%	-4%	-6%	-7%	-11%
Nombre de total VE	1 394	1 512	1 679	1 882	2 138	2 476
Évolution %		8%	11%	12%	14%	16%

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 par extrapolation linéaire. Les résultats de ce calcul pour le REW 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
REW	522	562	606	654	708	766	831	902	979	1 064

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 par 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 CUMULEE PHOTOVOLTAÏQUE ENTRE 2024 ET 2029**

Nom du GRD	Information	2024	2025	2026	2027	2028	2029
REW	Puissance totale cumulée	19 853	20 183	20 514	20 844	21 174	21 504

- Le remplacement des compteurs électromécaniques par des communicants pour les installations d'avant 2024 entraîne une augmentation des volumes prélevés. En effet, le terme prosumer (capacitaire) est facturé aux prosumers avec un compteur électromécanique bénéficiant de la compensation. Avec un compteur communicant, il n'y a plus de terme prosumer (les prélèvements bruts sont facturés), sauf dans le cas où le plafonnement visé à l'article 81, § 3, de la méthodologie tarifaire s'applique. Le REW a estimé le nombre de prosumers dont le compteur électromécanique sera remplacé afin de calculer les volumes supplémentaires de 2026 à 2029. Compte tenu de son expérience, il a prévu que 50 % des prosumers avec compteur communicant se verront encore appliquer un tarif prosumer.

**TABLEAU 13 ESTIMATION DES VOLUMES SUPPLÉMENTAIRES 2024-2029 À LA SUITE DU  
REEMPLACEMENT DES COMPTEURS ÉLECTROMECHANIQUES PAR DES COMMUNICANTS**

	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Nombre de prosumers (avec compensation) 2023	3 814					
Nombre prosumers SMART 2023	1 042					
Remplacement électroméc. SMART	1 872	180	180	180	180	180
Nombre de compteurs SMART placés par année (avec compensation)	2 914	3 094	3 274	3 454	3 634	3 814
Ratio SMART / ELECTROMECA	76,4%	81,1%	85,8%	90,6%	95,3%	100,0%
Nombre de compteurs SMART placés à mi-année (avec compensation)	1 978	3 004	3 184	3 364	3 544	3 724
Volumes kWh prélèvement en + (switch électromécaniques vers SMART)		3 138 672	550 644	550 644	550 644	550 644

- 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 2025-2029 À LA SUITE DE  
L'AUTOCONSUMMATION**

	2025	2026	2027	2028	2029
Nouveaux prosumers >= 2024	64	64	64	64	64
Volumes kWh prélèvement en - (autoconsommation)	-132 956	-132 956	-132 956	-132 956	-132 956

Au total, le REW estime une augmentation des volumes de 3 GWh en 2025 et les évolutions des volumes facturés suivantes :

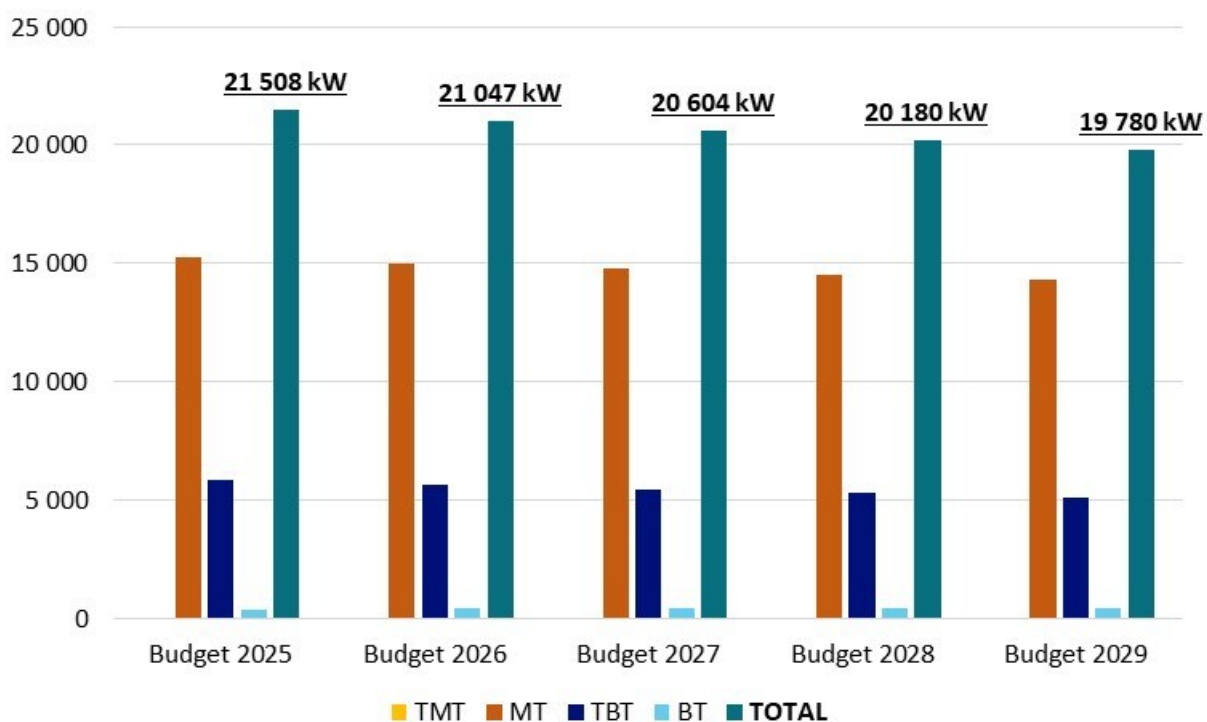
**TABLEAU 15 ESTIMATION DES VOLUMES SUPPLÉMENTAIRES 2025-2029 DES INSTALLATIONS DE  
PRODUCTION DÉCENTRALISÉE D'ÉLECTRICITÉ (<10 KVA)**

	2025	2026	2027	2028	2029
Volumes kWh prélèvement en + (switch électromécaniques vers SMART)	3 138 672	550 644	550 644	550 644	550 644
Volumes kWh prélèvement en - (autoconsommation)	-132 956	-132 956	-132 956	-132 956	-132 956
Volumes kWh prélèvements (+ ou -)	3 005 716	417 688	417 688	417 688	417 688

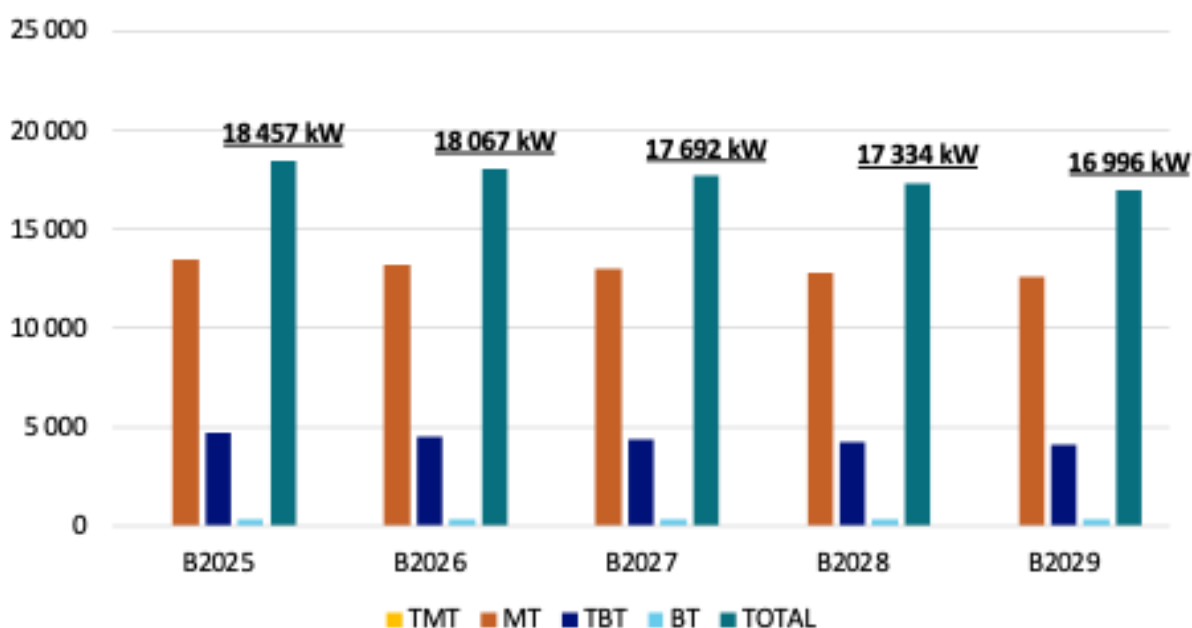
#### 5.2.2.2. Puissances de prélèvement d'électricité

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 annuelle et pointe mensuelle) entre le budget 2025 et le budget 2029, par niveau de tension.

GRAPHIQUE 4 ÉVOLUTION DES PUISSANCES DE PRÉLÈVEMENT (POINTE ANNUELLE)



GRAPHIQUE 5 ÉVOLUTION DES PUISSANCES DE PRÉLÈVEMENT (POINTE MENSUELLE)



Pour la détermination des puissances de prélèvement des années 2026-2029 ci-dessus, le gestionnaire de réseau de distribution **REW** a, ici aussi, pris comme hypothèse de prolonger les tendances du passé.

### 5.2.1. Évolution des coûts de prélèvement

Sur la base des grilles tarifaires et des simulations tarifaires reprises dans la proposition de tarifs périodiques de distribution d'électricité 2026-2029 du REW, les graphiques suivants montrent



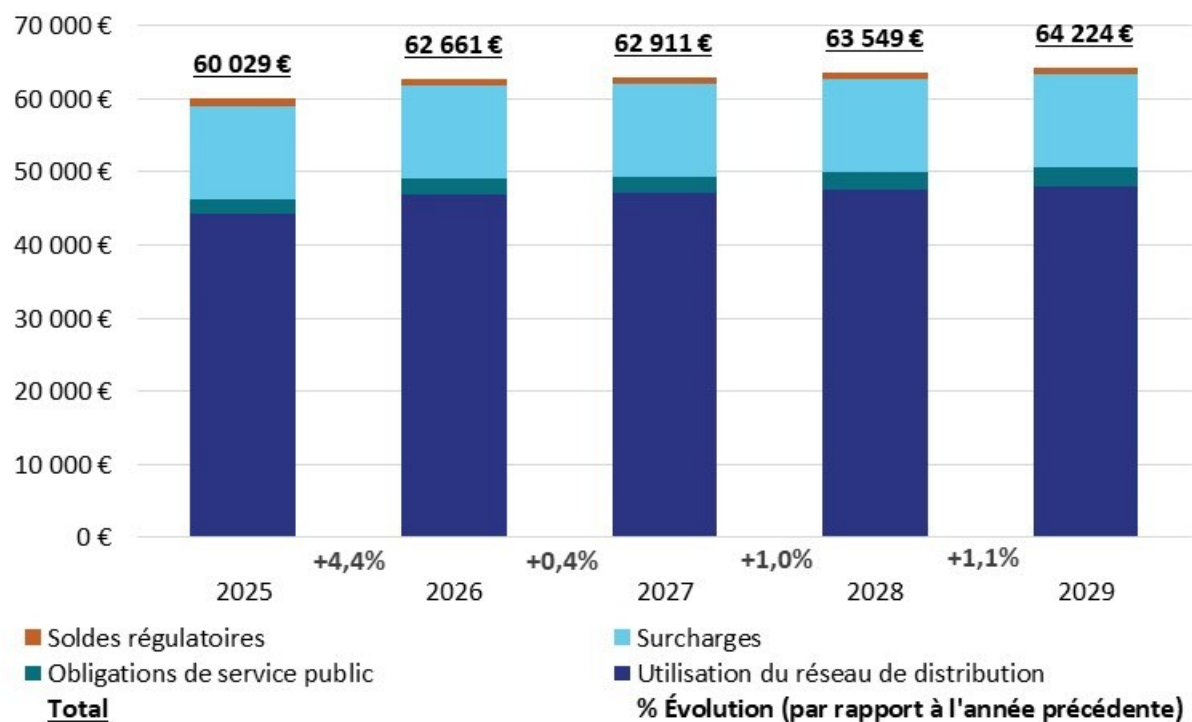
l'évolution des coûts de distribution (prélèvement) entre 2025 et 2029 pour des clients-types de chaque niveau de tension.

#### 5.2.1.1. Constats - niveau de tension TMT

Néant

#### 5.2.1.2. Constats - niveau de tension MT

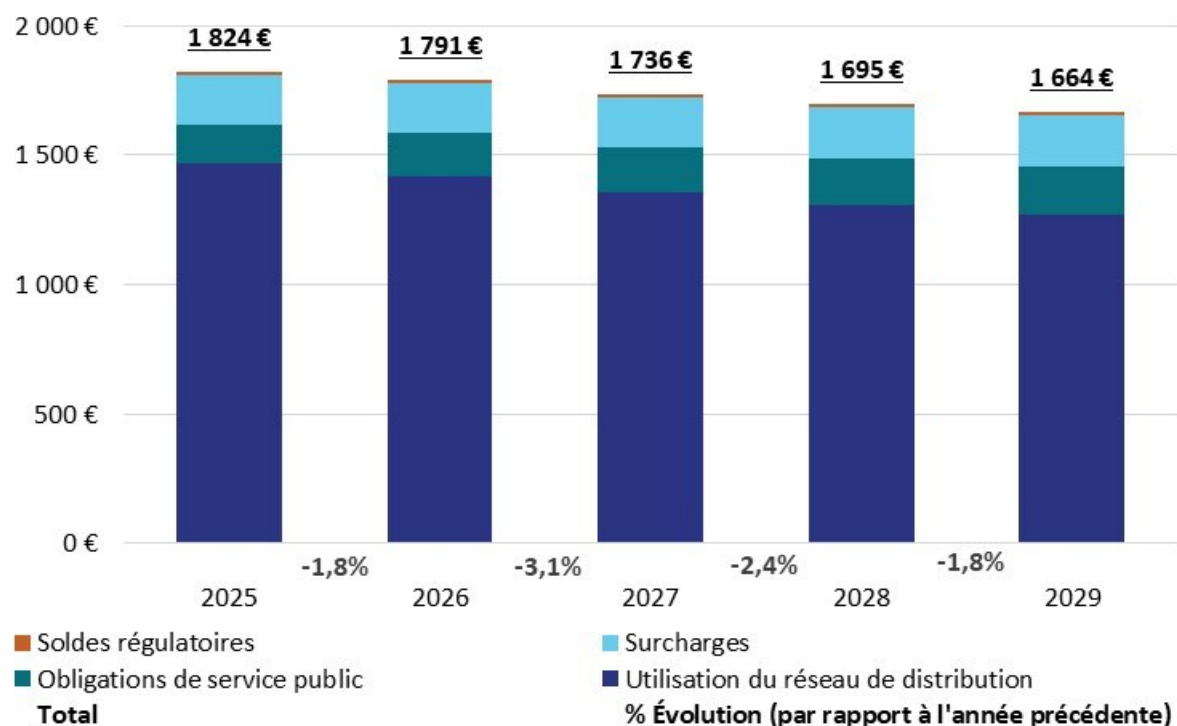
GRAPHIQUE 6 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DE 2025 À 2029 POUR LE CLIENT-TYPE MT



Le client-type Id(a) en MT prélève 2 GWh par an avec une 11<sup>e</sup> pointe tarifée de 333 kW.

### 5.2.1.3. Constats - niveau de tension TBT

GRAPHIQUE 7 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DE 2025 A 2029 POUR LE CLIENT-TYPE TBT



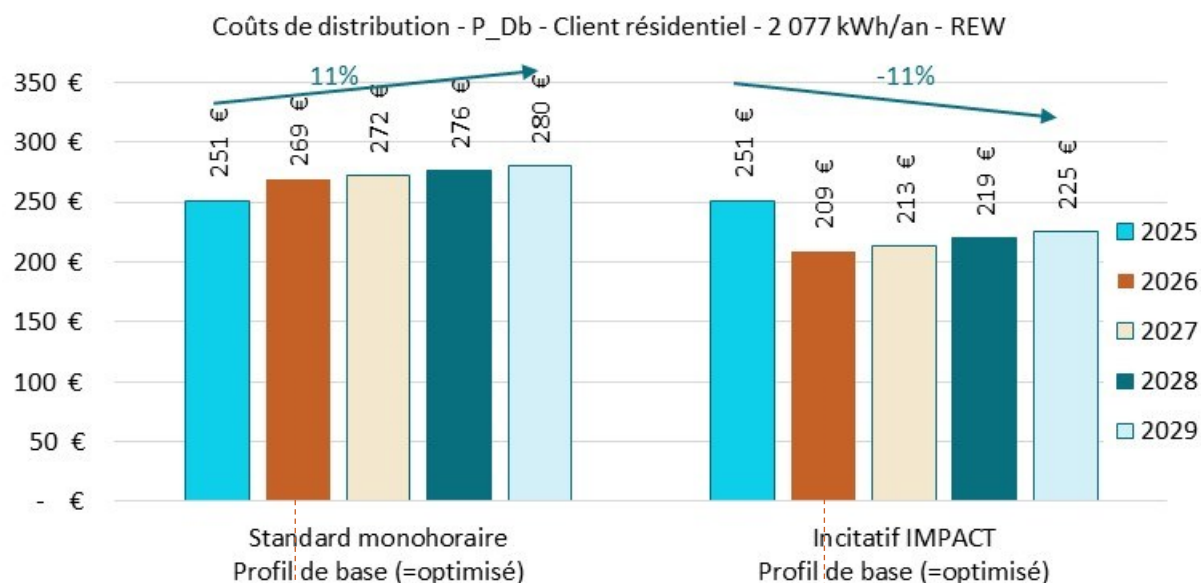
Le client-type Ib(a) en TBT prélève 30 000 kWh par an avec une 11<sup>e</sup> pointe tarifée de 5,3 kW.

#### 5.2.1.4. Constats - niveau de tension BT

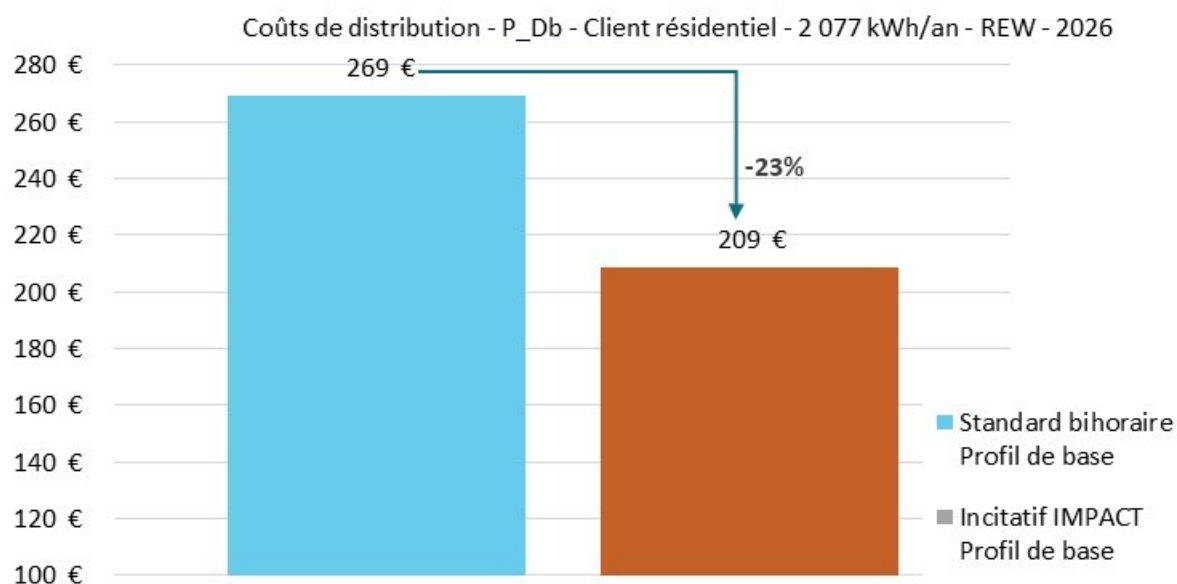
À partir du 1<sup>er</sup> janvier 2026, la nouvelle structure des tarifs de distribution applicables aux URD des catégories 2 et 3 de la basse tension entre en vigueur. Les nouveaux profils-type de consommation utilisés pour simuler les tarifs de distribution basse tension sont détaillés à l'annexe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

##### a. Simulations pour un client-type monohoraire

GRAPHIQUE 8 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DES ANNÉES 2025 À 2029 POUR LE CLIENT-TYPE BASSE TENSION (P\_DB) – TARIF MONOHORAIRE ET TARIF IMPACT



GRAPHIQUE 9 SIMULATIONS DES COÛTS 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 SIMULATIONS DES 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 23% entre 2025 et 2029 s'il reste en tarification monohoraire.**

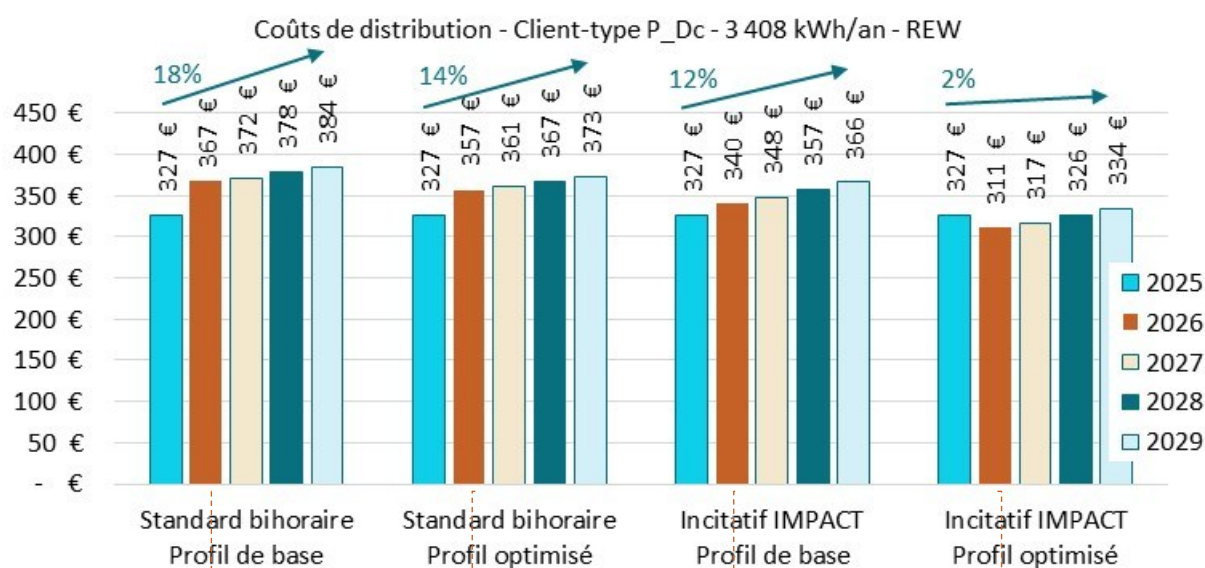
Vu son faible niveau de consommation annuelle, il est considéré que ce client a très peu de flexibilité et aucun déplacement de ses charges n'a été réalisé en vue d'optimiser son profil de consommation.

Si ce client-type opte pour **le tarif IMPACT**, ses coûts de distribution évoluent alors à la baisse entre 2025 et 2029 avec une réduction de -11%. Cette diminution provient en partie de la suppression du terme fixe. Pour ce client, **opter pour la tarification incitative comporte donc peu de risques.**

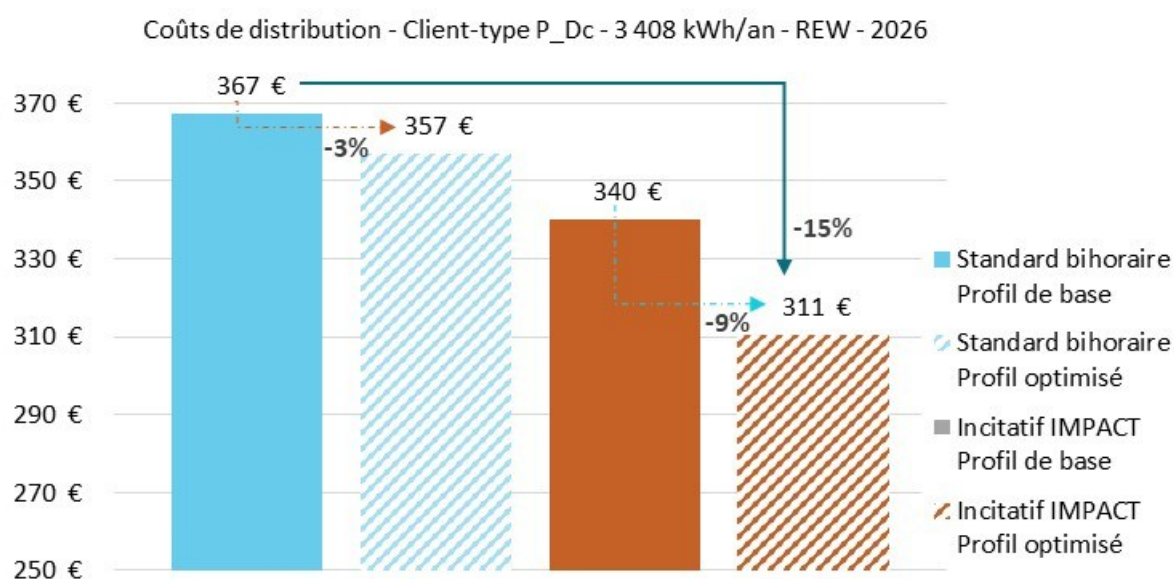
**En conclusion, en choisissant le tarif IMPACT, ce client-type peut réduire ses coûts de distribution annuels de -23% par rapport à la tarification monohoraire. Dans ce cas, il devra toutefois faire preuve de vigilance quant aux moments durant lesquels ses consommations sont réalisées.**

## b. Simulations pour un client-type bihoraire simple

GRAPHIQUE 10 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DES ANNÉES 2025 À 2029 POUR LE CLIENT-TYPE BASSE TENSION (P\_DC) – TARIF BIHORAIRE ET TARIF IMPACT



GRAPHIQUE 11 SIMULATIONS DES COÛTS 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 heures pleines (HP) – 1 774 kWh heures creuses (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 18% 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 14% (contre 18% initialement) entre 2025 et 2029.

**En effet, en optimisant ses consommations, le client peut réduire cette augmentation 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 12%. Pour ce client, **opter pour la tarification incitative comporte donc peu de risques.**

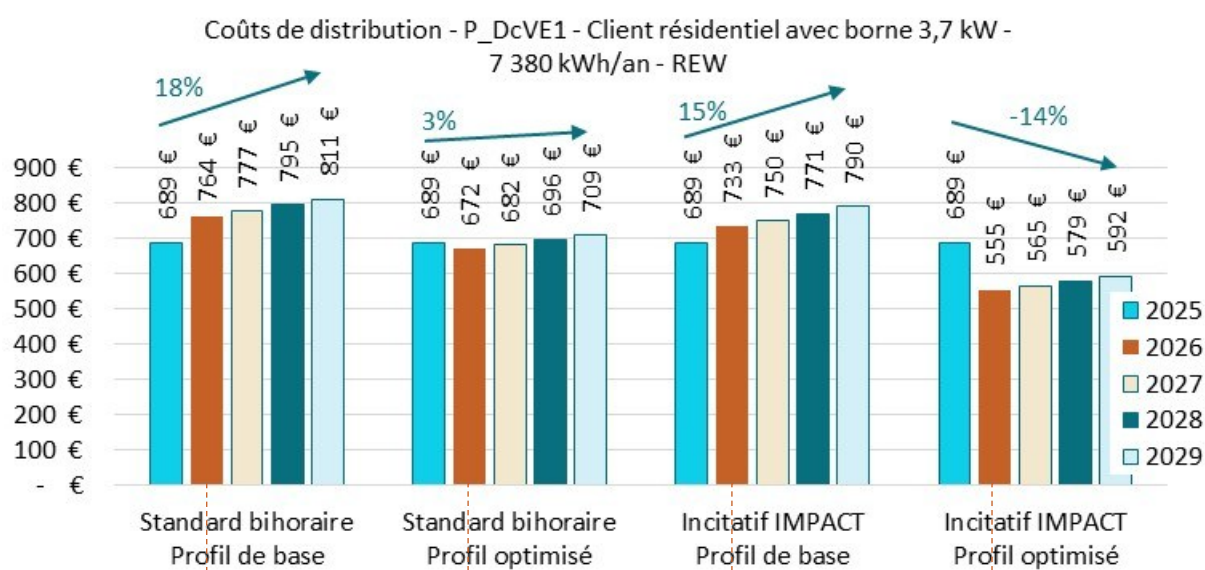
Si ce même client qui opte pour le tarif IMPACT adapte ses habitudes de consommation et déplace ses charges vers la plage horaire la moins chère, **la hausse de ses coûts de distribution se limitera alors à 2% entre 2025 et 2029.**

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

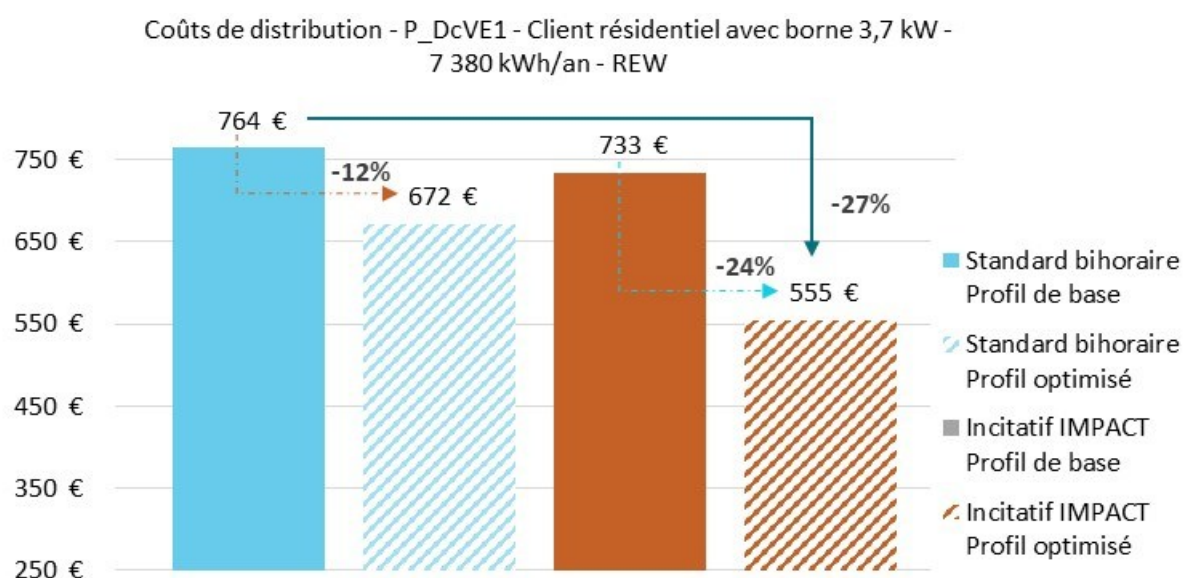
**En conclusion, en choisissant le tarif IMPACT et en optimisant ses consommations, ce client-type peut réduire ses couts de distribution annuels de -15% par rapport à un comportement plus statique, c'est-à-dire rester en tarification bihoraire et ne pas modifier son comportement de consommation.**

### c. Simulations pour un client-type bihoraire équipé d'une borne de recharge

GRAPHIQUE 12 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION ENTRE 2025 ET 2029 POUR LE CLIENT-TYPE BT AVEC UNE BORNE DE RECHARGE DE 3,7 KW POUR VÉHICULE ÉLECTRIQUE – TARIFS BIHORAIRE ET IMPACT



GRAPHIQUE 13 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



#### VOLUMES DE CONSOMMATION UTILISÉS DANS LES GRAPHIQUES 12 ET 13 :

Consommation **2025** : 3 841 kWh heures pleines (HP) – 3 539 kWh heures creuses (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 3,7 kW, **verra ses coûts de distribution augmenter de l'ordre de 18% 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 3% (contre +18% initialement) entre 2025 et 2029.

**En effet, en optimisant ses consommations et particulièrement les recharges de son VE, le client peut réduire de -12% 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 ramenée à 15%. 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 véhicule électrique, **ses coûts de distribution baisseront alors de -14% entre 2025 et 2029.**

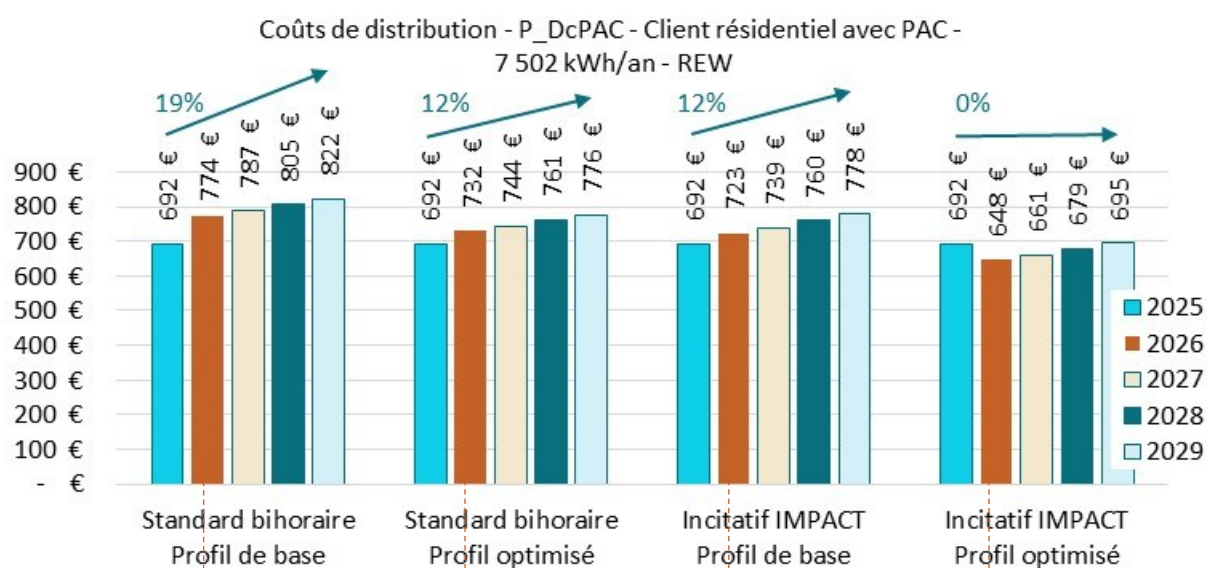
En effet, en optimisant ses consommations, le client qui a opté pour le tarif IMPACT peut réduire de -24% ses coûts de distribution annuels par rapport à un comportement de consommation inchangé.

**En conclusion, en choisissant le tarif IMPACT et en optimisant ses consommations, ce client-type peut réduire ses coûts de distribution annuels de -27% par rapport à un comportement plus statique, c'est-à-dire rester en tarification bihoraire et ne pas modifier son comportement de consommation.**

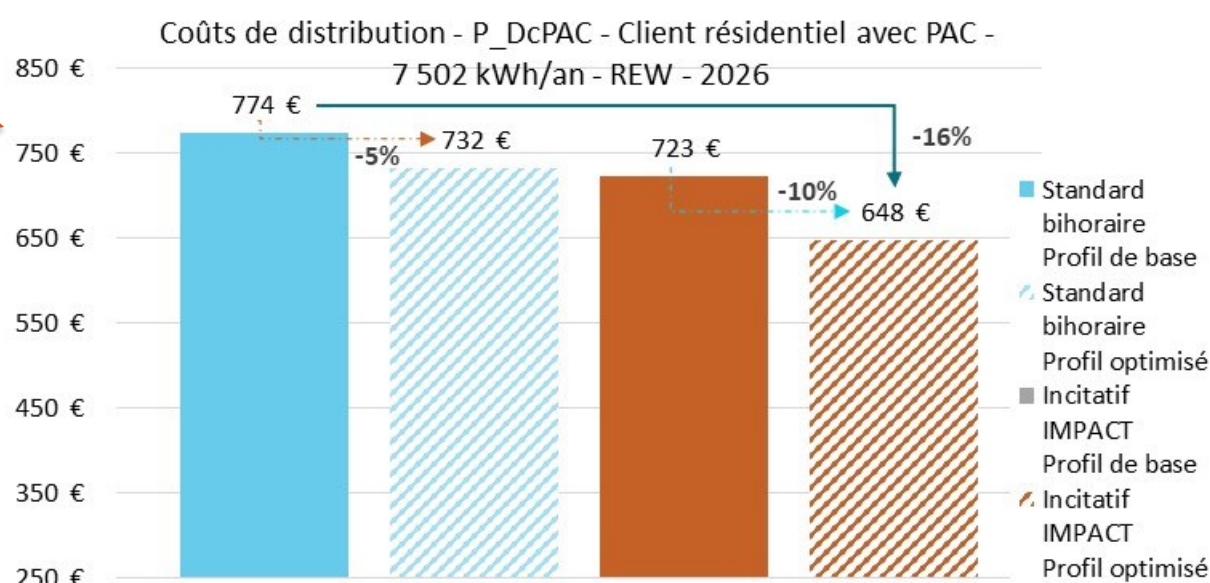


#### d. Simulations pour un client-type bihoraire équipé d'une pompe à chaleur

GRAPHIQUE 14 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DES ANNÉES 2025 À 2029 POUR LE CLIENT-TYPE BT AVEC UNE POMPE À CHALEUR – TARIF BIHORAIRE ET TARIF IMPACT



GRAPHIQUE 15 SIMULATIONS DES COÛTS 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 heures pleines (HP) – 3 784 kWh heures creuses (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 19% 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 12% (contre 19% initialement) entre 2025 et 2029.

**En effet, en optimisant ses consommations, le client peut réduire de -5% 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 12%, 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, **l'augmentation de ses coûts de distribution sera alors nulle entre 2025 et 2029.**

En effet, en optimisant ses consommations, **le client qui a opté pour le tarif IMPACT peut réduire de -10% 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 -16% par rapport à un comportement plus statique, c'est-à-dire rester en tarification bihoraire et ne pas modifier son comportement de consommation.**

#### 5.2.1.5. Explications des évolutions constatées entre 2025 et 2029

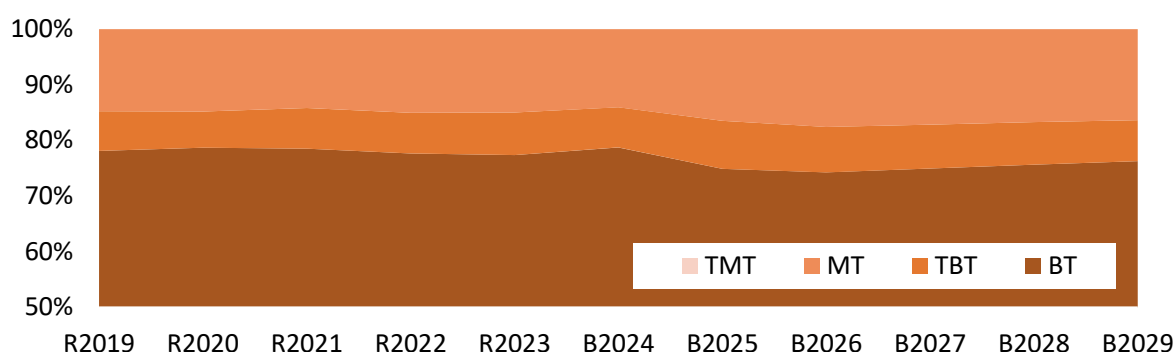
Les évolutions des coûts de distribution du REW de 2025 à 2029 résultent des observations suivantes :

- l'évolution à la hausse du revenu autorisé (cf. section 4.4);
- le *statu quo* pour les volumes et la baisse des puissances de prélèvement ;

Par rapport aux volumes prélevés en 2025, les évolutions budgétées sont les suivantes d'ici 2029 (pour rappel, la détermination des volumes 2025 à 2029 est détaillée en 5.2.2.1) :

- o **Niveau TMT** : REW n'a connaissance d'aucun client potentiel d'ici 2029 ;
- o **Niveau MT** : diminution de -6 % ;
- o **Niveau TBT** : baisse marquée de -19 % ;
- o **Niveau BT** : augmentation de 7 % ;
- o **Total** : stable (après une légère baisse en 2026 compensée ensuite) à 0,0%.
- la répartition du revenu autorisé par niveau de tension.  
Comme indiqué ci-dessus en 5.1.4, la répartition du revenu autorisé s'inscrit dans la continuité de la période tarifaire précédente et de la réalité observée.

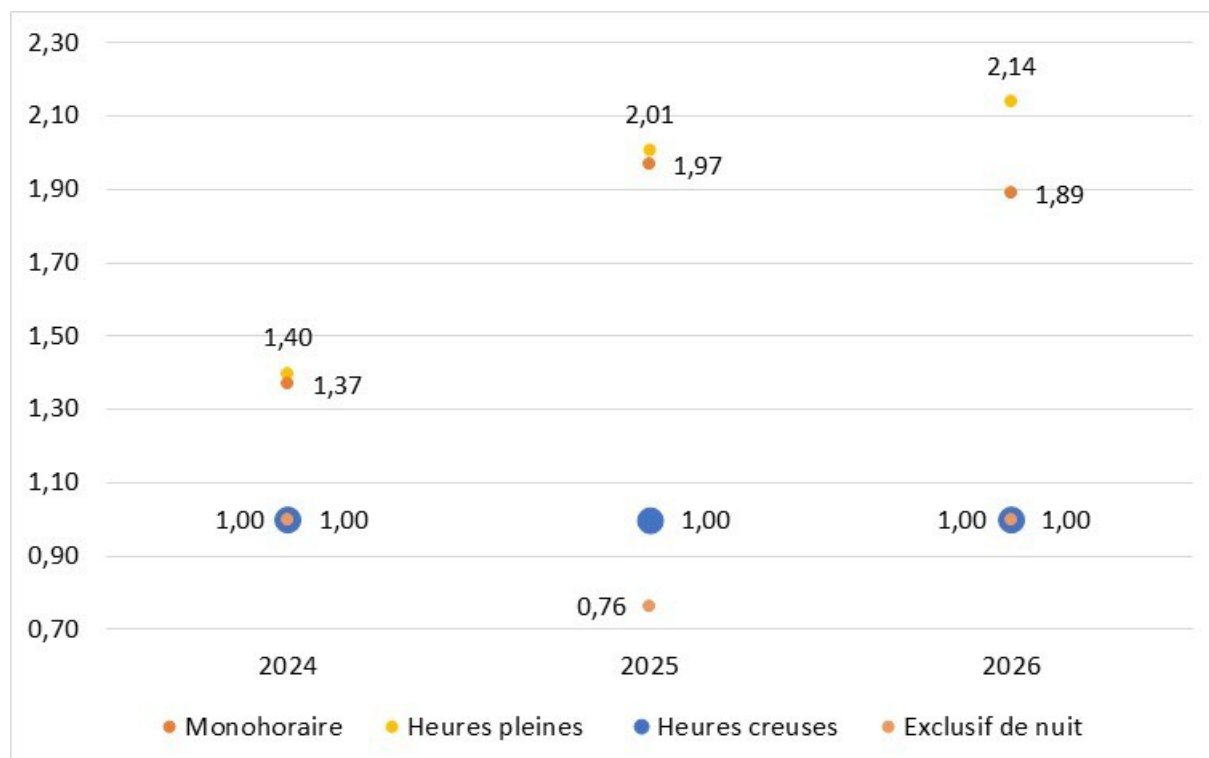
GRAPHIQUE 16 ÉVOLUTION DE LA RÉPARTITION DU REVENU AUTORISÉ PAR NIVEAU DE TENSION



Toutefois, le coût relatif au déploiement des compteurs communicants n'est plus exclusivement à charge de la BT, mais est réparti sur les différents niveaux de tension. En effet, les GRD sont d'avis que le déploiement généralisé des compteurs communicants améliore la connaissance de l'ensemble du réseau et que les bénéfices rejaillissent sur tous les URD.

- la répartition du revenu autorisé basse tension par plage horaire :
  - la modification des plages horaires de la configuration tarifaire standard bihoraire entraîne globalement et à comportement de consommation inchangé (courbe RLP) le transfert de  $\pm 7$  % 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.
- 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 monohoraire, heures pleines et exclusif de nuit, et, d'autre part le tarif des heures creuses (dont la tension tarifaire vaut 1).

GRAPHIQUE 17 ÉVOLUTION DES TENSIONS TARIFAIRES AU REW



Le constat est fait que les tensions tarifaires de 2024 et 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 Wallonie pour les années 2026 à 2029. Ces changements de tension tarifaires sont notables pour les heures pleines et le monohoraire impliquant des variations dans les évolutions des profils types BT.

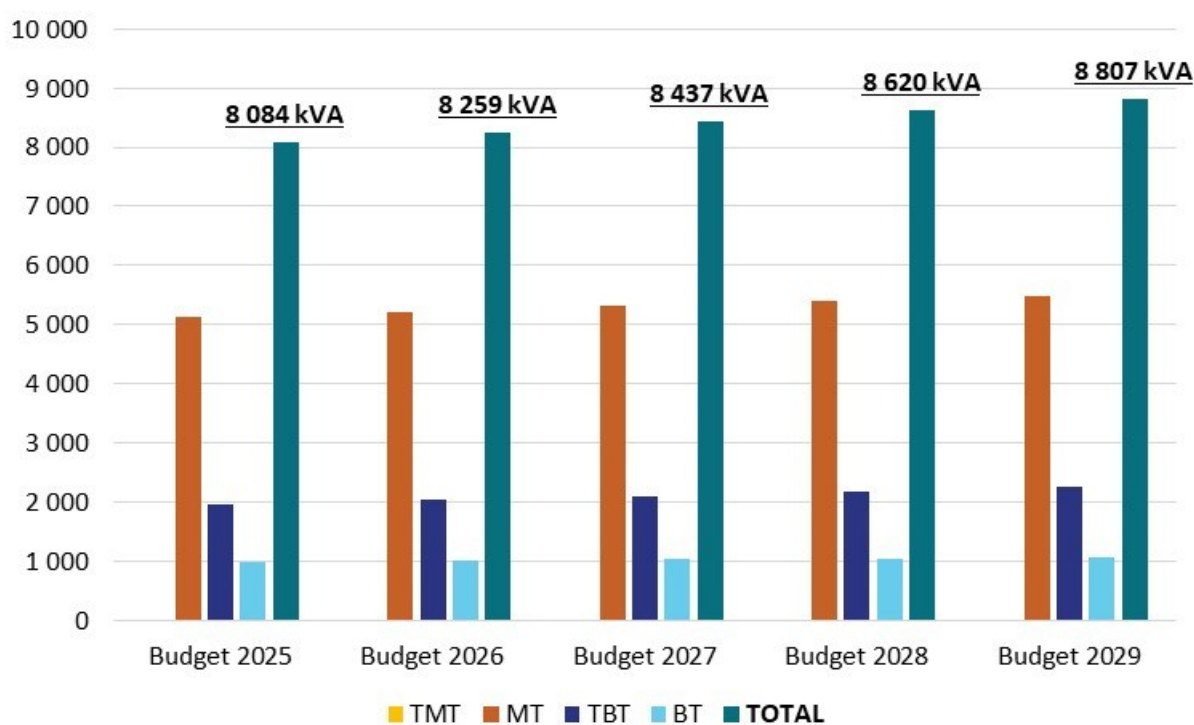
### 5.3. Évolution des tarifs périodiques d'injection

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 de coûts spécifiques identifiés du revenu autorisé.

#### 5.3.1. Évolution des capacités d'injection

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

GRAPHIQUE 18 ÉVOLUTION DES CAPACITÉS D'INJECTIONS SUR LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION



Le volume d'injection des productions locales a été établi sur la base d'une prévision d'une unité de production supplémentaire au plus par niveau de tension.

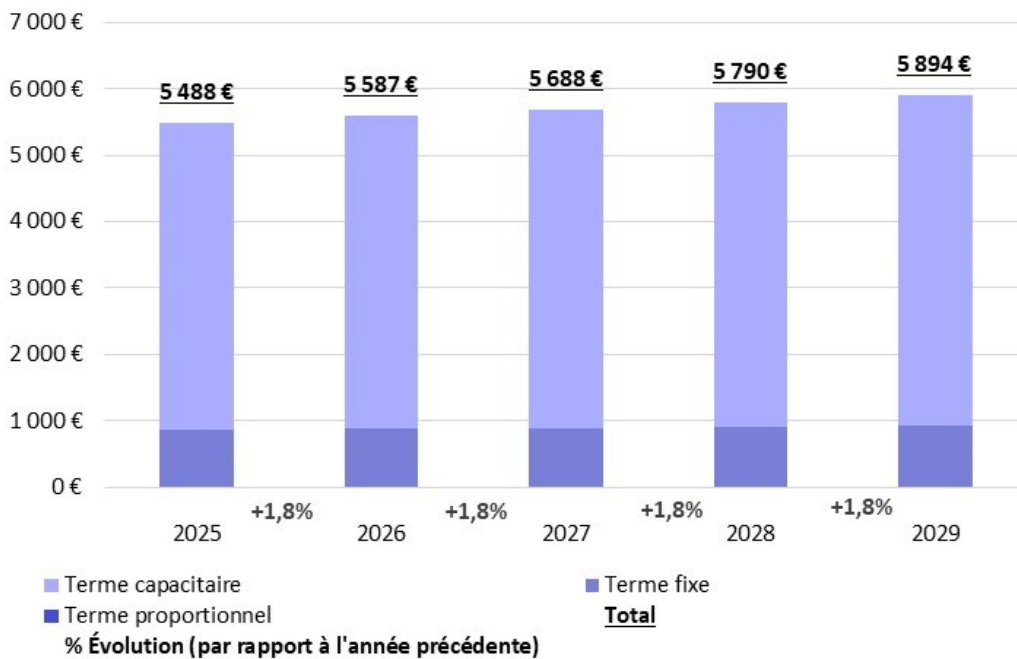
Pour la détermination des volumes d'injection, le gestionnaire de réseau de distribution a pris les hypothèses suivantes :

1. **Pour le niveau de tension TMT** : aucune nouvelle unité de production ;
2. **Pour le niveau de tension MT** : une croissance moyenne de 1,7 % ;
3. **Pour le niveau de tension TBT** : une croissance moyenne de 3,7 % ;
4. **Pour le niveau de tension BT** : une croissance moyenne de 2,2 %.

### 5.3.2. Évolution des coûts d'injection

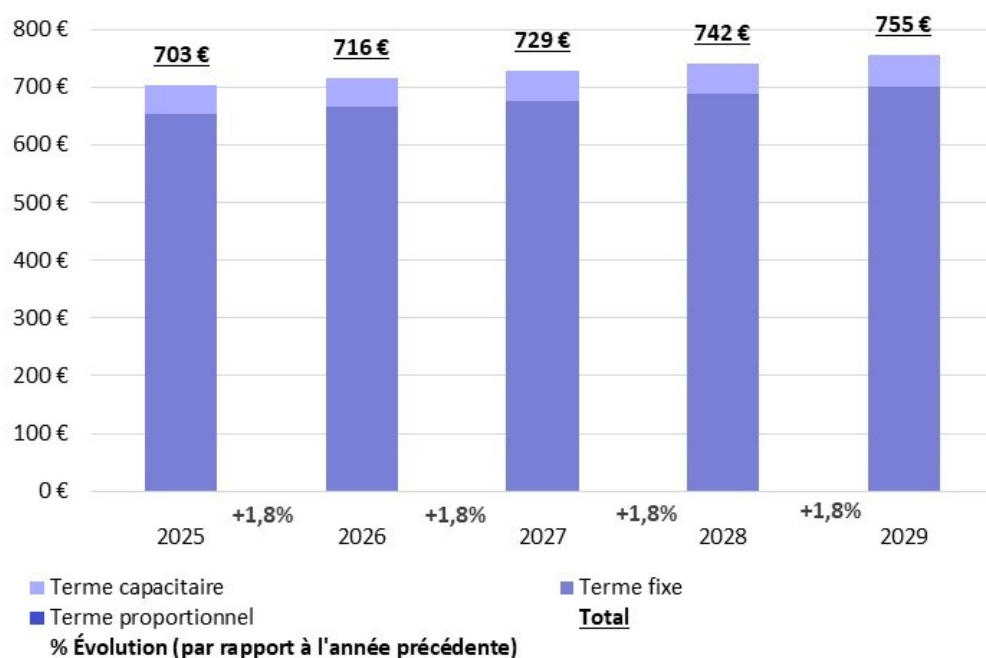
Sur la base des grilles tarifaires de la proposition adaptée de tarifs périodiques de distribution d'électricité 2026-2029 du REW et des profils-types de producteur tels que définis à l'article 97 de la méthodologie tarifaire, les graphiques suivants montrent l'évolution des coûts de distribution (injection)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

GRAPHIQUE 19 SIMULATIONS DES COÛTS D'INJECTION DE 2025 À 2029 POUR LE TYPE TMT (EOLIEN)



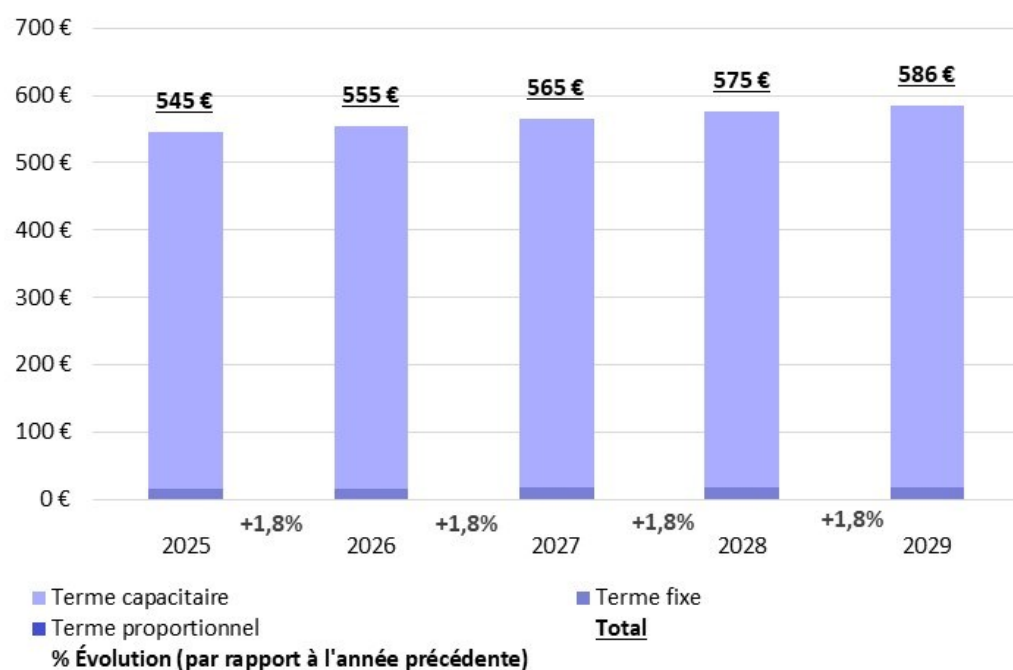
Le producteur-type TMT est un producteur éolien qui injecte 22 GWh par an avec une puissance de 10 MW, produit à pleine puissance pendant 2 200 heures et autoconsomme 0 %. L'augmentation des coûts d'injection entre 2025 et 2029 pour le producteur-type TMT s'élève à 406 euros, soit **+7,4 %** sur la période. Cette augmentation découle d'une indexation simple du tarif.

GRAPHIQUE 20 SIMULATIONS DES COÛTS D'INJECTION DE 2025 À 2029 POUR LE TYPE MT (BIOMASSE)



Le producteur-type MT est un producteur biomasse qui injecte 7 820 MWh par an avec une puissance de 1,15 MW, produit pendant 6 800 heures et autoconsomme 50 %. L'augmentation des coûts d'injection entre 2025 et 2029 pour le producteur-type MT s'élève à 52 euros, soit **+7,4 %** sur la période. Cette augmentation découle d'une indexation simple du tarif.

GRAPHIQUE 21 SIMULATIONS DES COÛTS D'INJECTION DE 2025 À 2029 POUR LE TYPE TBT/BT (SOLAIRE)



Le producteur-type TBT est un producteur solaire qui injecte 142 500 kWh par an avec une puissance de 150 kW, produit pendant 950 heures et autoconsomme 78 %. L'augmentation des coûts d'injection entre 2025 et 2029 pour le producteur-type TBT s'élève à 40 euros, soit **+7,4 %** sur la période. Cette augmentation découle d'une indexation simple du tarif.

## 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<sup>er</sup>, 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 du REW adoptée par la CWaPE le 4 avril 2024 référencée CD-24d04-CWaPE-0906 ;

Vu la décision d'approbation de la demande de révision du Revenu autorisé des années 2025 à 2029 du REW adoptée par la CWaPE le 30 janvier 2025 référencée CD-25a30-CWaPE-1038 ;

Vu la proposition de tarifs périodiques d'électricité 2026-2029 déposée par le REW auprès de la CWaPE le 15 novembre 2024 ; vu les propositions ultérieures des 15 avril, 9 mai, 12 mai, 14 mai, 15 mai, 19 juin et 24 juin 2025 ; vu la suspension de la prise de décision demandée le 26 juin 2025 ; vu les propositions ultérieures des 27 juin, 4 juillet, 16 juillet et 18 juillet 2025 ;

Vu la dernière proposition de tarifs périodiques d'électricité 2026-2029 déposée par le REW auprès de la CWaPE, le 18 juillet 2025 ; vu les extraits de cette proposition destinés à être publiés déposés le 20 août 2025 ;

Vu les informations complémentaires transmises par le REW les 15 avril, 9 mai, 12 mai, 14 mai, 15 mai, 19 juin 2025, 24 juin, 4 juillet, 8 juillet, 16 juillet et 18 juillet 2025, ou échangées oralement ;

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 ;

Vu les demandes d'affectation de soldes régulatoires formulées par le REW par sa proposition de tarifs périodiques 2026-2029 : celle de l'écart de révision 2025 résultant du déploiement généralisé des compteurs communicants de 333 676,63 euros ; celles d'un acompte sur l'entièreté du solde régulatoire 2022 en cours de contrôle et d'un acompte partiel sur le solde régulatoire 2023 en cours de contrôle de même montant mais de signe opposé, les deux s'annulant ; celle d'un acompte partiel sur le solde régulatoire 2023 en cours de contrôle pour le reliquat de 11 243,15 euros ; celle d'un acompte sur le solde régulatoire 2024, simplement estimé à 55 080,21 euros ; et celle du résidu des soldes régulatoires cumulés de 2017 à 2021 pour un montant de 0,01 euro ;



Considérant que la période d'affectation des soldes régulatoires des exercices 2022 à 2024 et de l'écart de révision 2025 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 que l'affectation anticipative des soldes régulatoires 2022, 2023 et 2024 dans les tarifs de distribution 2026 à 2029 est formulée à titre exceptionnel ; considérant qu'elle permet de lisser leurs effets sur les tarifs de la période 2026-2029 ; considérant qu'elle permet de réduire l'impact potentiel de ces soldes régulatoires sur les tarifs de distribution des années ultérieures ; considérant que l'affectation d'un acompte sur soldes régulatoires ne constitue jamais une approbation, même partielle, du solde régulateur des exercices concernés ;

Considérant qu'il ressort de l'analyse de la CWaPE, que la proposition adaptée de tarifs périodiques d'électricité 2026-2029 du REW 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 400 000,00 euros de soldes régulatoires (créance sur les URD) aux tarifs de distribution des années 2026 à 2029 à concurrence de 100 000 euros par an provenant de :**
  - **l'écart 2025 résultant de la révision des revenus autorisés à la suite du déploiement des compteurs communicants approuvée le 30 janvier 2025, soit un montant de 333 676,63 euros ;**
  - **un acompte sur l'entièreté du solde régulateur 2022 et un acompte partiel de même montant mais de signe opposé sur le solde régulateur 2023, soit zéro euro ;**
  - **un acompte sur le reliquat du solde régulateur 2023, soit 11 243,15 euros ;**
  - **un acompte sur le solde régulateur attendu de 2024, soit 55 080,21 euros ;**
  - **un résidu non affecté des soldes cumulés de 2017 à 2021, soit 0,01 euro ;**
- **d'approuver la proposition adaptée de tarifs périodiques de distribution d'électricité pour les années 2026 à 2029 du REW déposée le 18 juillet 2025.**

L'affectation d'un acompte sur les soldes régulatoires 2022, 2023 et 2024 aux tarifs 2026 à 2029 ne constitue en aucun cas une approbation, même partielle, du solde régulateur de ces exercices.

Les tarifs périodiques de prélèvement et 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<sup>er</sup> 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 RECOURS

La présente décision peut, en vertu de l'article 50<sup>ter</sup> 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<sup>er</sup>, 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 du REW applicables du 01.01.2026 au 31.12.2026
- **Annexe II** : Tarifs périodiques de prélèvement d'électricité du REW applicables du 01.01.2027 au 31.12.2027
- **Annexe III** : Tarifs périodiques de prélèvement d'électricité du REW applicables du 01.01.2028 au 31.12.2028
- **Annexe IV** : Tarifs périodiques de prélèvement d'électricité du REW applicables du 01.01.2029 au 31.12.2029
- **Annexe V** : Tarifs périodiques d'injection d'électricité du REW applicables du 01.01.2026 au 31.12.2026
- **Annexe VI** : Tarifs périodiques d'injection d'électricité du REW applicables du 01.01.2027 au 31.12.2027
- **Annexe VII** : Tarifs périodiques d'injection d'électricité du REW applicables du 01.01.2028 au 31.12.2028
- **Annexe VIII** : Tarifs périodiques d'injection d'électricité du REW applicables du 01.01.2029 au 31.12.2029
- **Annexe IX** : Explication des profils-type de consommation utilisés pour simuler les tarifs de distribution basse tension

Tarifs périodiques de distribution d'électricité		- Prélèvement T-MT, MT, T-BT et BT > 56 kVA -						REW	
Période de validité :		01.01.2026 à 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	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	0,0000000	-	3,4207030	-	3,7938495	-	4,1774923
Pointe mensuelle	EUR/kW	E210	0,0000000	-	6,8414060	-	7,5876990	-	8,3549846
C. Terme fixe		E270	0,00		480,95		480,95		24,94
D. Terme proportionnel									
Heures normales	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	-	0,0052107
Heures pleines	(EUR/kWh)	E210	0,0000000	0,0000000	0,0027270	0,0392802	0,0071583	0,0028677	0,0050590
Heures creuses	(EUR/kWh)	E210	0,0000000	0,0000000	0,0010908	0,0157041	0,0028633	0,0400104	0,0020236
Exclusif de nuit	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	-	0,0020236
II. Tarif pour les Obligations de Service Public									
	(EUR/kWh)	E215	0,0000000		0,0010973		0,0055456		0,0110392
III. Tarif pour les surcharges									
Redevance de voirie	(EUR/kWh)	E891	0,0000000		0,0032224		0,0032898		0,0032727
Impôt sur les sociétés	(EUR/kWh)	E850	0,0000000		0,0027916		0,0027476		0,0089790
Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux	(EUR/kWh)	E890	0,0000000		0,0003563		0,0003563		0,0003563
IV. Tarif pour les soldes régulatoires									
	(EUR/kWh)	E410	0,0000000		0,0003893		0,0004063		0,0010384

#### 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

#### 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 appliqué 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.
- Pas de 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 pleines et aux heures creuses de chaque niveau de tension : <https://www.rew.be/compteur-bi-horaire-exclusif-nuit>
  - Heures pleines : 7h - 22h du lundi au vendredi
  - Heures creuses : 22h - 7h du lundi au vendredi et le weekend du vendredi 22h au lundi 7h
- Le gestionnaire de réseau précise les heures associées au tarif Exclusif de nuit : <https://www.rew.be/compteur-bi-horaire-exclusif-nuit>
  - Heures exclusif de nuit : 23h - 8h du lundi au vendredi
- 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 -		GRD	
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/kW.e)	E260	87,74	
		(EUR/an)	E270	-	24,94
C. Terme fixe					
D. Terme proportionnel					
Monohoraire	Heures normales	(EUR/kWh)	E210	-	0,0930044
Bihoraire	Heures pleines	(EUR/kWh)	E210	-	0,1063139
	Heures creuses	(EUR/kWh)	E210	-	0,0492377
Incitative	Heures PIC	(EUR/kWh)	E210	0,1367713	-
	Heures MEDIUM	(EUR/kWh)	E210	0,0820628	-
	Heures ECO	(EUR/kWh)	E210	0,0273543	-
Exclusif de nuit		(EUR/kWh)	E210	0,0492377	
II. Tarif pour les Obligations de Service Public					
		(EUR/kWh)	E215	0,0110392	
III. Tarif pour les surcharges					
Redevance de voirie		(EUR/kWh)	E891	0,0032727	
Impôt sur les sociétés		(EUR/kWh)	E890	0,0089790	
Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux		(EUR/kWh)	E890	0,0003563	
IV. Tarif pour les soldes régulateurs					
		(EUR/kWh)	E410	0,0010384	

#### Modalités d'application et de facturation :

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

#### Configuration tarifaire incitative

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

#### Configuration tarifaire standard

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

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

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

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

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

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

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

- Le terme fixe s'applique prorata temporis ;

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

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

#### Configuration tarifaire standard

##### Monohoraire

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

##### Bihoraire

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

#### 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 régulateurs

## Tarifs périodiques de distribution d'électricité

- Injection -

REW

Période de validité : 01.01.2026 à 31.12.2026

		Code EDIEL	T-MT	MT	T-BT	BT >10kVA
<b>I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution</b>						
<b>A. Terme capacitaire</b>						
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>B. Terme fixe</b>						
	(EUR/an)	E270	877,58	665,23	16,38	16,38

### 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			- Prélèvement T-MT, MT, T-BT et BT > 56 kVA -						REW	
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	0,0000000	-	3,4443473	-	3,8809318	-	4,4988897
	Pointe mensuelle	EUR/kW	E210	0,0000000	-	6,8886946	-	7,7618636	-	8,9977794
		(EUR/an)	E270	0,00		405,56		405,56		21,62
	D. Terme proportionnel									
Heures normales	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	-	0,0050715	
Heures pleines	(EUR/kWh)	E210	0,0000000	0,0000000	0,0026634	0,0331615	0,0069935	0,0652750	0,0049238	
Heures creuses	(EUR/kWh)	E210	0,0000000	0,0000000	0,0010654	0,0132646	0,0027974	0,0353126	0,0019695	
Exclusif de nuit	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	-	0,0019695	
II. Tarif pour les Obligations de Service Public										
	(EUR/kWh)	E215	0,0000000		0,0011433		0,0058063		0,0110210	
III. Tarif pour les surcharges										
Redevance de voirie	(EUR/kWh)	E891	0,0000000		0,0032735		0,0033419		0,0033246	
Impôt sur les sociétés	(EUR/kWh)	E850	0,0000000		0,0027702		0,0027227		0,0088383	
Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux	(EUR/kWh)	E890	0,0000000		0,0003619		0,0003619		0,0003619	
IV. Tarif pour les soldes régulateurs										
	(EUR/kWh)	E410	0,0000000		0,0003825		0,0003989		0,0010299	

<b>Modalités d'application et de facturation :</b>	
L'ensemble des tarifs repris ci-dessus sont hors TVA	
<b>I.A. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Terme capacitaire</b>	
Le terme capacitaire est applicable aux utilisateurs de réseau pour lesquels une pointe peut être mesurée	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- 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.</li> <li>- Aucun prix maximum n'est appliqué sur les termes capacitaires</li> </ul>	
<b>I.A.a. Pour les compteurs avec mesure de pointe</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- 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.</li> <li>- Le tarif pour la pointe annuelle est appliqué 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).</li> <li>- 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.</li> <li>- Pas de formule de dégressivité applicable</li> </ul>	
<b>I.C. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Terme fixe</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Le terme fixe s'applique prorata temporis ;</li> </ul>	
<b>I.D. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Terme proportionnel</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Le gestionnaire de réseau précise les heures associées aux heures pleines et aux heures creuses de chaque niveau de tension : <a href="https://www.rew.be/compteur-bi-horaire-exclusif-nuit">https://www.rew.be/compteur-bi-horaire-exclusif-nuit</a> <ul style="list-style-type: none"> <li>Heures pleines : 7h - 22h du lundi au vendredi</li> <li>Heures creuses : 22h - 7h du lundi au vendredi et le weekend du vendredi 22h au lundi 7h</li> </ul> </li> <li>- Le gestionnaire de réseau précise les heures associées au tarif Exclusif de nuit : <a href="https://www.rew.be/compteur-bi-horaire-exclusif-nuit">https://www.rew.be/compteur-bi-horaire-exclusif-nuit</a> <ul style="list-style-type: none"> <li>Heures exclusif de nuit : 23h - 8h du lundi au vendredi</li> </ul> </li> <li>- Le tarif pour les heures normales est applicable 24h/24.</li> <li>- 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.</li> </ul>	
<b>II. Tarif pour les obligations de service public</b>	
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.	
<b>III. Tarif pour les surcharges</b>	
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.	
<b>IV. Tarif pour les soldes régulateurs</b>	

Tarifs périodiques de distribution d'électricité		- Prélèvement basse tension -		GRD
Période de validité :		du 01.01.2027 au 31.12.2027		
		Code EDIEL	BT	
			Configuration tarifaire incitative	Configuration tarifaire standard
<b>I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution</b>				
<b>A. Terme capacitaire</b>				
	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>B. Terme prosumer</b>				
	Tarif prosumer	(EUR/kWe)	E260	91,11
<b>C. Terme fixe</b>		(EUR/an)	E270	21,62
<b>D. Terme proportionnel</b>				
	<b>Monohoraire</b> Heures normales	(EUR/kWh)	E210	0,0958515
	<b>Bihoraire</b> Heures pleines	(EUR/kWh)	E210	0,1085378
	Heures creuses	(EUR/kWh)	E210	0,0507449
	<b>Incitative</b> Heures PIC	(EUR/kWh)	E210	0,1409581
	Heures MEDIUM	(EUR/kWh)	E210	0,0845748
	Heures ECO	(EUR/kWh)	E210	0,0281916
	<b>Exclusif de nuit</b>	(EUR/kWh)	E210	0,0507449
<b>II. Tarif pour les Obligations de Service Public</b>		(EUR/kWh)	E215	0,0110210
<b>III. Tarif pour les surcharges</b>				
	Redevance de voirie	(EUR/kWh)	E891	0,0033248
	Impôt sur les sociétés	(EUR/kWh)	E850	0,0088383
	Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux	(EUR/kWh)	E890	0,0003619
<b>IV. Tarif pour les soldes régulateurs</b>		(EUR/kWh)	E410	0,0010299

#### Modalités d'application et de facturation :

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

#### Configuration tarifaire incitative

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

#### Configuration tarifaire standard

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

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

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

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

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

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

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

- Le terme fixe s'applique prorata temporis ;

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

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

#### Configuration tarifaire standard

##### Monohoraire

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

##### Bihoraire

- Le choix de la tarification bihoraire est possible uniquement pour les utilisateurs de réseau équipés
  - soit d'un compteur (électronique ou électromécanique) disposant au minimum de 2 registres de comptage
  - soit d'un compteur électronique dont la fonction de communication est activée
  - soit, lorsque l'utilisateur de réseau est un *prosumer* équipé d'un compteur électronique dont la fonction de communication n'est pas activée, d'au moins 4 registres de comptages (2 pour 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 régulateurs



## Tarifs périodiques de distribution d'électricité

- Injection -

REW

Période de validité : 01.01.2027 à 31.12.2027

		Code EDIEL	T-MT	MT	T-BT	BT >10kVA
<b>I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution</b>						
<b>A. Terme capacitaire</b>						
Capacité d'injection flexible	(EUR/kVA)	E212	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
Capacité d'injection permanente	(EUR/kVA)	E213	0,4794443	0,0446894	3,6555591	3,6555591
<b>B. Terme fixe</b>						
	(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										REW
- Prélèvement T-MT, MT, T-BT et BT > 56 kVA -										
Période de validité : 01.01.2028 à 31.12.2028										
	Code EDIEL	T-MT		MT		T-BT		BT>56kVA		
		Avec facturation du terme capacitaire	Sans facturation du terme capacitaire	Avec facturation du terme capacitaire	Sans facturation du terme capacitaire	Avec facturation du terme capacitaire	Sans facturation du terme capacitaire	Avec facturation du terme capacitaire		
I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution										
A. Terme capacitaire										
a. Pour les compteurs avec mesure de pointe										
Pointe annuelle	EUR/kW	E210	0,0000000	-	3,4913828	-	3,9881195	-	4,8967629	
Pointe mensuelle	EUR/kW	E210	0,0000000	-	6,9827656	-	7,9762391	-	9,7935257	
	(EUR/an)	E270	0,00		335,15		335,15		18,35	
C. Terme fixe										
D. Terme proportionnel										
Heures normales	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	-	0,0050317	
Heures pleines	(EUR/kWh)	E210	0,0000000	0,0000000	0,0026579	0,0284654	0,0069803	0,0940491	0,0048851	
Heures creuses	(EUR/kWh)	E210	0,0000000	0,0000000	0,0010632	0,0113861	0,0027921	0,0376196	0,0019540	
Exclusif de nuit	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	-	0,0019540	
II. Tarif pour les Obligations de Service Public										
	(EUR/kWh)	E215	0,0000000		0,0011902		0,0060791		0,0109881	
III. Tarif pour les surcharges										
Redevance de voirie	(EUR/kWh)	E891	0,0000000		0,0033190		0,0033864		0,0033709	
Impôt sur les sociétés	(EUR/kWh)	E850	0,0000000		0,0027573		0,0027031		0,0086797	
Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux	(EUR/kWh)	E890	0,0000000		0,0003670		0,0003670		0,0003670	
IV. Tarif pour les soldes régulatoires										
	(EUR/kWh)	E410	0,0000000		0,0003754		0,0003915		0,0010187	

<b>Modalités d'application et de facturation :</b>	
L'ensemble des tarifs repris ci-dessus sont hors TVA	
<b>I.A. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Terme capacitaire</b>	
Le terme capacitaire est applicable aux utilisateurs de réseau pour lesquels une pointe peut être mesurée	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- 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.</li> <li>- Aucun prix maximum n'est appliqué sur les termes capacitaires</li> </ul>	
<b>I.A.a. Pour les compteurs avec mesure de pointe</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- 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 appliqué 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).</li> <li>- 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.</li> <li>- Pas de formule de dégressivité applicable</li> </ul>	
<b>I.C. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Terme fixe</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Le terme fixe s'applique prorata temporis ;</li> </ul>	
<b>I.D. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Terme proportionnel</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Le gestionnaire de réseau précise les heures associées aux heures pleines et aux heures creuses de chaque niveau de tension : <a href="https://www.rew.be/compteur-bi-horaire-exclusif-nuit">https://www.rew.be/compteur-bi-horaire-exclusif-nuit</a> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Heures pleines : 7h - 22h du lundi au vendredi Heures creuses : 22h - 7h du lundi au vendredi et le weekend du vendredi 22h au lundi 7h</li> </ul> </li> <li>- Le gestionnaire de réseau précise les heures associées au tarif Exclusif de nuit : <a href="https://www.rew.be/compteur-bi-horaire-exclusif-nuit">https://www.rew.be/compteur-bi-horaire-exclusif-nuit</a> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Heures exclusif de nuit : 23h - 8h du lundi au vendredi</li> </ul> </li> <li>- Le tarif pour les heures normales est applicable 24h/24.</li> <li>- 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.</li> </ul>	
<b>II. Tarif pour les obligations de service public</b>	
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.	
<b>III. Tarif pour les surcharges</b>	
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.	
<b>IV. Tarif pour les soldes régulatoires</b>	

Tarifs périodiques de distribution d'électricité		- Prélèvement basse tension -		GRD
Période de validité :		01.01.2028 à 31.12.2028		
		Code EDIEL	BT	
			Configuration tarifaire incitative	Configuration tarifaire standard
<b>I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution</b>				
<b>A. Terme capacitaire</b>				
<b>a. Pour les compteurs électroniques dont la fonction communicante est active, excepté les raccordements BT &gt; 56 kVA</b>				
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>B. Terme prosumer</b>				
Tarif prosumer		(EUR/kWhe)	E260	53,29
<b>C. Terme fixe</b>		(EUR/an)	E270	18,35
<b>D. Terme proportionnel</b>				
<b>Monohoraire</b> Heures normales		(EUR/kWh)	E210	- 0,0996591
<b>Bihoraire</b> Heures pleines		(EUR/kWh)	E210	- 0,1128493
Heures creuses		(EUR/kWh)	E210	- 0,0527607
<b>Incitative</b> Heures PIC		(EUR/kWh)	E210	0,1465575 -
Heures MEDIUM		(EUR/kWh)	E210	0,0679345 -
Heures ECO		(EUR/kWh)	E210	0,0293115 -
<b>Exclusif de nuit</b>		(EUR/kWh)	E210	0,0527607
<b>II. Tarif pour les Obligations de Service Public</b>		(EUR/kWh)	E215	0,0109881
<b>III. Tarif pour les surcharges</b>				
Redevance de voirie		(EUR/kWh)	E891	0,0033709
Impôt sur les sociétés		(EUR/kWh)	E850	0,0086797
Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux		(EUR/kWh)	E890	0,0003670
<b>IV. Tarif pour les soldes régulatoires</b>		(EUR/kWh)	E410	0,0010187

#### Modalités d'application et de facturation :

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

#### Configuration tarifaire incitative

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

#### Configuration tarifaire standard

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

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

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

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

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

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

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

- Le terme fixe s'applique prorata temporis ;

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

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

#### Configuration tarifaire standard

##### Monohoraire

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

##### Bihoraire

- Le choix de la tarification bihoraire est possible uniquement pour les utilisateurs de réseau équipés
  - soit d'un compteur (électronique ou électromécanique) disposant au minimum de 2 registres de comptage
  - soit d'un compteur électronique dont la fonction de communication est activée
  - soit, lorsque l'utilisateur de réseau est un *prosumer* équipé d'un compteur électronique dont la fonction de communication n'est pas activée, d'au moins 4 registres de comptages (2 pour
- 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 -

REW

Période de validité : 01.01.2028 à 31.12.2028

		Code EDIEL	T-MT	MT	T-BT	BT >10kVA
<b>I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution</b>						
<b>A. Terme capacitaire</b>						
Capacité d'injection flexible	(EUR/kVA)	E212	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
Capacité d'injection permanente	(EUR/kVA)	E213	0,4880743	0,0454938	3,7213591	3,7213591
<b>B. Terme fixe</b>						
	(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			- Prélèvement T-MT, MT, T-BT et BT > 56 kVA -						REW	
Période de validité :			01.01.2029 à 31.12.2029							
			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	
<u>I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution</u>										
<u>A. Terme capacitaire</u>										
<u>a. Pour les compteurs avec mesure de pointe</u>										
Pointe annuelle	EUR/kW	E210	0,0000000	-	3,5464144	-	4,1329801	-	5,3459311	
Pointe mensuelle	EUR/kW	E210	0,0000000	-	7,0928287	-	8,2659601	-	10,6918622	
<u>C. Terme fixe</u>			(EUR/an)	E270	0,00	268,59	268,59		15,15	
<u>D. Terme proportionnel</u>										
Heures normales	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	-	0,0049721	
Heures pleines	(EUR/kWh)	E210	0,0000000	0,0000000	0,0028511	0,0236123	0,0069635	0,0949419	0,0048273	
Heures creuses	(EUR/kWh)	E210	0,0000000	0,0000000	0,0010604	0,0094449	0,0027854	0,0379768	0,0019309	
Exclusif de nuit	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	-	0,0019309	
<u>II. Tarif pour les Obligations de Service Public</u>			(EUR/kWh)	E215	0,0000000	0,0012376	0,0063644		0,0109164	
<u>III. Tarif pour les surcharges</u>										
Redevance de voirie	(EUR/kWh)	E891	0,0000000		0,0033558		0,0034260		0,0034083	
Impôt sur les sociétés	(EUR/kWh)	E850	0,0000000		0,0027241		0,0026740		0,0084705	
Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux	(EUR/kWh)	E890	0,0000000		0,0003711		0,0003711		0,0003711	
<u>IV. Tarif pour les soldes régulateurs</u>			(EUR/kWh)	E410	0,0000000	0,0003680	0,0003839		0,0010037	

<b>Modalités d'application et de facturation :</b>	
L'ensemble des tarifs repris ci-dessus sont hors TVA	
<b>I.A. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Terme capacitaire</b>	
Le terme capacitaire est applicable aux utilisateurs de réseau pour lesquels une pointe peut être mesurée	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- 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.</li> <li>- Aucun prix maximum n'est appliqué sur les termes capacitaires</li> </ul>	
<b>I.A.a. Pour les compteurs avec mesure de pointe</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- 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.</li> <li>- Le tarif pour la pointe annuelle est appliqué 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).</li> <li>- 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.</li> <li>- Pas de formule de dégressivité applicable</li> </ul>	
<b>I.C. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Terme fixe</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Le terme fixe s'applique prorata temporis ;</li> </ul>	
<b>I.D. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Terme proportionnel</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Le gestionnaire de réseau précise les heures associées aux heures pleines et aux heures creuses de chaque niveau de tension : <a href="https://www.rew.be/compteur-bi-horaire-exclusif-nuit">https://www.rew.be/compteur-bi-horaire-exclusif-nuit</a> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Heures pleines : 7h - 22h du lundi au vendredi</li> <li>- Heures creuses : 22h - 7h du lundi au vendredi et le weekend du vendredi 22h au lundi 7h</li> </ul> </li> <li>- Le gestionnaire de réseau précise les heures associées au tarif Exclusif de nuit : <a href="https://www.rew.be/compteur-bi-horaire-exclusif-nuit">https://www.rew.be/compteur-bi-horaire-exclusif-nuit</a> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Heures exclusif de nuit : 23h - 8h du lundi au vendredi</li> </ul> </li> <li>- Le tarif pour les heures normales est applicable 24h/24.</li> <li>- 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.</li> </ul>	
<b>II. Tarif pour les obligations de service public</b>	
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.	
<b>III. Tarif pour les surcharges</b>	
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.	
<b>IV. Tarif pour les soldes régulateurs</b>	

Tarifs périodiques de distribution d'électricité		- Prélèvement basse tension -		GRD
Période de validité :		01.01.2029 à 31.12.2029		
		Code EDIEL	BT	
			Configuration tarifaire incitative	Configuration tarifaire standard
<b>I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution</b>				
<b>A. Terme capacitaire</b>				
<b>a. Pour les compteurs électroniques dont la fonction communicante est active, excepté les raccordements BT &gt; 56 kVA</b>				
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>B. Terme prosumer</b>				
Tarif prosumer		(EUR/kW)	E260	56,25
<b>C. Terme fixe</b>				
		(EUR/an)	E270	15,15
<b>D. Terme proportionnel</b>				
<b>Monohoraire</b> Heures normales		(EUR/kWh)	E210	- 0,1031979
<b>Bihoraire</b> Heures pleines		(EUR/kWh)	E210	- 0,1168565
Heures creuses		(EUR/kWh)	E210	- 0,0546342
<b>Incitative</b> Heures PIC		(EUR/kWh)	E210	0,1517617
Heures MEDIUM		(EUR/kWh)	E210	0,0910570
Heures ECO		(EUR/kWh)	E210	0,0303523
<b>Exclusif de nuit</b>		(EUR/kWh)	E210	0,0546342
<b>II. Tarif pour les Obligations de Service Public</b>				
		(EUR/kWh)	E215	0,0109164
<b>III. Tarif pour les surcharges</b>				
Redevance de voirie		(EUR/kWh)	E891	0,0034083
Impôt sur les sociétés		(EUR/kWh)	E850	0,0084705
Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux		(EUR/kWh)	E890	0,0003711
<b>IV. Tarif pour les soldes régulatoires</b>				
		(EUR/kWh)	E410	0,0010037

#### Modalités d'application et de facturation :

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

#### Configuration tarifaire incitative

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

#### Configuration tarifaire standard

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

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

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

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

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

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

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

- Le terme fixe s'applique prorata temporis ;

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

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

#### Configuration tarifaire standard

##### Monohoraire

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

##### Bihoraire

- Le choix de la tarification bihoraire est possible uniquement pour les utilisateurs de réseau équipés
  - soit d'un compteur (électronique ou électromécanique) disposant au minimum de 2 registres de comptage
  - soit d'un compteur électronique dont la fonction de communication est activée
  - soit, lorsque l'utilisateur de réseau est un *prosumer* équipé d'un compteur électronique dont la fonction de communication n'est pas activée, d'au moins 4 registres de comptages (2 pour
- 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 -

REW

Période de validité : 01.01.2029 à 31.12.2029

		Code EDIEL	T-MT	MT	T-BT	BT >10kVA
<b>I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution</b>						
<b>A. Terme capacitaire</b>						
Capacité d'injection flexible	(EUR/kVA)	E212	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
Capacité d'injection permanente	(EUR/kVA)	E213	0,4968596	0,0463127	3,7883436	3,7883436
<b>B. Terme fixe</b>						
	(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 ;

*Date du document : 26/06/2025*

## ANNEXE 9

Décision CD-25f26-CWaPE-1123

### 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<sup>er</sup> 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 consultance 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	<b>Tarif IMPACT</b> Heures ECO : 893 kWh/an Heures MEDIUM : 527 kWh/an Heures PIC : 656 kWh/an
	Profil optimisé	Monohoraire : 2.077 kWh/an	<b>Tarif IMPACT</b> 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	<b>Tarif IMPACT</b> 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	<b>Tarif IMPACT</b> 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 rechargement 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 rechargement 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 rechargements 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	<b>Tarif IMPACT</b> 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	<b>Tarif IMPACT</b> 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 m<sup>2</sup> dotée d'une isolation moyenne dans laquelle vivent 3 personnes. Cette consommation inclut la production d'eau chaude sanitaire<sup>1</sup>. 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 précèdent 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

<sup>1</sup> 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	<b>Tarif IMPACT</b> 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	<b>Tarif IMPACT</b> Heures ECO : 4.285 kWh/an Heures MEDIUM : 1.727 kWh/an Heures PIC : 1.490 kWh/an