

Date du document : 08/09/2026

RAPPORT

CD-26i08-CWaPE-0132

APPLICATION DES FRAIS RÉSEAU AUX UNITÉS DE STOCKAGE

*Rendu en application de l'article 43bis, § 1er, alinéa 1 du décret du 12 avril 2001
relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité*

Table des matières

1.	CONTEXTE.....	4
1.1.	Général	4
1.2.	Lexique	4
2.	INTRODUCTION	4
3.	ÉLÉMENTS DU CADRE LÉGAL	4
3.1.	Cadre européen.....	4
4.	FRAIS DE RÉSEAU EN WALLONIE.....	6
4.1.	Tarification en vigueur applicable au stockage	6
4.2.	Dispositions extratarifaires.....	7
4.2.1.	<i>Redevance de voirie</i>	7
4.2.2.	<i>Quota de certificats verts</i>	7
4.3.	Commentaires sur la tarification en vigueur	8
4.3.1.	<i>Éléments méthodologiques susceptibles d’une adaptation en cours de période tarifaire</i>	8
4.3.1.	<i>Adaptations envisageables dans une prochaine période tarifaire</i>	8
5.	LES FRAIS DE RÉSEAU EN DEHORS DE LA WALLONIE	9
5.1.	Frais de réseau en Flandre	9
5.2.	Cadre fédéral belge	9
5.3.	À travers l’Europe.....	10
5.3.1.	<i>Pratiques tarifaires</i>	10
5.3.2.	<i>Détail sur la France</i>	11
5.3.3.	<i>Détail sur l’Allemagne</i>	12
5.3.4.	<i>Détail sur les Pays-Bas</i>	12
5.3.4.1.	Tarifs différenciés selon les heures de congestion	12
5.3.4.2.	Contrats d’accès alternatifs (<i>alternatieve transportrechten</i>)	13
5.3.4.3.	Priorité à la capacité dans les zones saturées	13
6.	CONSULTATION INFORMELLE	13
6.1.	Convergences principales.....	13
6.2.	Divergences majeures	14
6.2.1.	<i>Extension des exonérations au stockage couplé</i>	14
6.2.2.	<i>Augmentation du tarif d’injection</i>	14
7.	CONCLUSIONS	15
8.	BIBLIOGRAPHIE	15
9.	ANNEXES	17
9.1.	Tableau récapitulatif sur l’extension de l’exonération.....	18
9.2.	Contributions.....	1
9.2.1.	<i>BeProsumer</i>	1
9.2.1.1.	Lettre d’introduction	1
9.2.1.2.	AXE 1 - LE TARIF PROSUMER	2
9.2.1.3.	AXE 2 - PARTAGE ET COMMUNAUTÉS D’ÉNERGIE.....	5

9.2.1.4.	AXE 3-PERFORMANCE DES GRD, DIGITALISATION ET FLEXIBILITÉ	6
9.2.2.	<i>Cluster TWEED</i>	1
9.2.2.1.	1. Pertinence du principe :	1
9.2.2.2.	2. Sur les conditions d'octroi de l'exonération :	1
9.2.2.3.	3. Sur les impacts attendus/inattendus	2
9.2.3.	<i>EDORA</i>	1
9.2.3.1.	À propos d'Edora	1
9.2.3.2.	Position	1
9.2.4.	<i>Etherr.a</i>	1
9.2.4.1.	Objet	1
9.2.4.2.	Partie I — Le problème	1
9.2.4.3.	Partie II — La solution proposée et nos demandes	2
9.2.4.4.	Annexe — Articles visés et réserves	4
9.2.5.	<i>FEBEG-EDORA</i>	1
9.2.6.	<i>Febeliec</i>	1
9.2.7.	<i>Infrabel</i>	1
9.2.7.1.	1. Présentation d'Infrabel	1
9.2.7.2.	2. Alignement des tarifs entre gestionnaires de réseau public	2
9.2.7.3.	3. Termes capacitaires existants	2
9.2.7.4.	4. Application de la réduction pour charges mobiles sur les termes capacitaires	3
9.2.7.5.	5. Évolution du Time of Use	3
9.2.7.6.	6. Raccordement flexible	3
9.2.7.7.	7. Abolition des exemptions pour les batteries 'front-of-the-meter'	4
9.2.7.8.	8. Tarif injection reflétant les coûts réels	4
9.2.7.9.	9. Tarif temporaire avant réalisation	5
9.2.8.	<i>ORES</i>	1
9.2.8.1.	1. Pertinence du principe	1
9.2.8.2.	2. Conditions d'octroi de l'exonération	3
9.2.8.3.	3. Impacts attendus/inattendus	4
9.2.8.4.	4. Modalité pratiques	4
9.2.8.5.	5. Retour d'expérience	5
9.2.9.	<i>RESA</i>	6

1. CONTEXTE

1.1. Général

Par courrier daté du 13 mai 2026, réceptionné par la CWaPE le 19 mai 2026, la Ministre wallonne de l'Énergie a demandé à la CWaPE de rédiger un rapport sur l'application des frais réseau aux unités de stockage, notamment concernant les tarifs de distribution applicables aux batteries de stockage électrique. Il a été demandé que le rapport inclue une analyse de l'opportunité de réformer la méthodologie tarifaire pour étendre aux unités hybrides l'exonération partielle actuellement applicable aux unités de stockage disposant d'un raccordement dédié, le cas échéant en fonction de l'utilité des batteries pour le réseau.

L'avis de la CWaPE a été sollicité dans un délai de trois mois.

1.2. Lexique

Les expressions *autonomes*, *stand-alone*, *front-of-the-meter* ou *disposant d'un raccordement exclusivement dédié* sont synonymes et qualifient une installation de stockage dépourvue de charges, hormis les équipements auxiliaires dédiés au fonctionnement de l'installation de stockage, ou de générateur (production) pour un même raccordement au réseau.

Les expressions *hybride*, *couplé*, *behind-the-meter* et *colocalisé* sont synonymes et qualifient une installation de stockage exploitée conjointement avec d'autres charges ou, d'un générateur (production) en aval d'un même raccordement au réseau.

Enfin, là où le Français emploie *soutirage*, le Wallon utilise plutôt le terme *prélèvement*.

2. INTRODUCTION

La chute du prix des batteries et les difficultés croissantes de raccordement, liées au manque de disponibilité de capacité du réseau, ont amené la CWaPE à s'interroger sur l'intérêt de revoir la tarification du stockage en cours de période tarifaire, c'est-à-dire à brève échéance. Ce rapport pointera d'abord quelques éléments pertinents du cadre européen et légal. Il rappellera ensuite la tarification des frais de réseau applicable au stockage en Wallonie avant de la commenter en vue d'une éventuelle adaptation. Il présentera alors différentes façons dont est tarifé le stockage en Belgique et en Europe. Il résumera enfin les réactions à une consultation informelle où cette question a été posée, avant de conclure.

3. ÉLÉMENTS DU CADRE LÉGAL

3.1. Cadre européen

L'Union européenne a harmonisé la définition du stockage dans le Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, article 2, 62°, faisant lui-même référence à l'article 2, 59°, de la Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité :

« stockage d'énergie »: dans le système électrique, le report de l'utilisation finale de l'électricité à un moment postérieur à celui auquel elle a été produite, ou la conversion de l'énergie électrique

en une forme d'énergie qui peut être stockée, la conservation de cette énergie et la reconversion ultérieure de celle-ci en énergie électrique ou son utilisation en tant qu'autre vecteur d'énergie ;

Le même règlement européen prévoit en son article 18, parmi d'autres dispositions relatives aux tarifs de réseaux :

(...) Les redevances d'accès ne créent pas de discrimination, que ce soit positivement ou négativement, à l'égard du stockage d'énergie (...) et ne découragent pas l'autoproduction, l'autoconsommation ou la participation active de la demande (...);

La Directive (UE) 2019/944 prescrit l'interdiction d'une double redevance par son article 15, 5, b) :

« Les États membres veillent à ce que les clients actifs propriétaires d'une installation de stockage d'énergie (...) ne soient soumis à aucune redevance en double, y compris les redevances d'accès au réseau, pour l'électricité stockée qui reste dans leurs locaux ou lorsqu'ils fournissent des services de flexibilité aux gestionnaires du réseau ; (...) »

De plus, la Commission européenne a publié des recommandations qui, lorsqu'elles traitent du stockage, concluent :

« Le recours à des tarifs de réseau pour le stockage de l'électricité peut être utile pour encourager les gestionnaires de systèmes de stockage à adopter un comportement favorable au réseau, pour orienter les investissements réalisés dans le stockage vers les sites les plus appropriés et pour encourager la charge/décharge pendant les périodes les plus propices pour le système électrique. Les régimes tarifaires devraient tenir compte des spécificités du stockage, éviter le «double prélèvement» (c'est-à-dire qu'ils doivent acquitter à la fois des redevances d'injection et de prélèvement) des installations de stockage et garder à l'esprit que cela pourrait décourager le déploiement des actifs de stockage tout en reflétant l'incidence globale du stockage sur les coûts du réseau. »¹

Par ailleurs, ces recommandations attirent aussi l'attention sur l'objectif réglementaire d'un accès au marché non discriminatoire entre tarifs de transport et de distribution repris dans le Règlement (UE) 2019/943. En particulier, la Commission recommande que les plafonds de redevances applicables aux producteurs au niveau du transport prévus par le règlement (UE) n° 838/2010² servent de point de départ pour la détermination des redevances d'accès au réseau à appliquer aux producteurs au niveau de la distribution. Compte tenu du principe de réflexivité des coûts, des différences restent toutefois possibles lorsqu'elles sont justifiées par des coûts de réseau réduits ou supplémentaires pouvant résulter du fait d'être raccordé au niveau de la distribution. Cadre wallon

La question de la double redevance a été transposée en droit wallon dans l'article 4, § 2, 25°, du décret tarifaire³ :

¹ Commission européenne, « Communication de la Commission relative à des lignes directrices sur l'adaptation des redevances de réseau aux enjeux du futur pour réduire les coûts du système énergétique », C/2025/8574 JO, C, 9 janvier 2026, C/2026/126, p.14. ELI: <http://data.europa.eu/eli/C/2026/126/oj>

² Règlement (UE) n° 838/2010 de la Commission du 23 septembre 2010 fixant des orientations relatives au mécanisme de compensation entre gestionnaires de réseau de transport et à une approche réglementaire commune pour la fixation des redevances de transport, JO L 250, 24 septembre 2010, annexe, partie B. L'annexe, partie B, plafonne les redevances annuelles moyennes versées pour le transport par les producteurs à 0,50 EUR/MWh sans indexation de ce montant.

³ Décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité, disponible sur <https://wallex.wallonie.be/eli/loi-decret/2017/01/19/2017200510>.

la méthodologie tarifaire évite que les installations de stockage ne soient soumises à une double redevance pour l'électricité stockée qui reste dans leurs locaux ou lorsqu'ils fournissent des services de flexibilité aux gestionnaires de réseaux.

La méthodologie tarifaire 2025-2029 a également prévu, dans ses articles miroirs 80, § 4 (tarifs périodiques de distribution d'électricité), et 185, § 5 (tarifs de refacturation du transport) :

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.

Le 16° du même article du décret tarifaire balise la tarification des unités de production, ce que la CWaPE a notamment mis en œuvre dans l'établissement des tarifs d'injection :

les tarifs pour l'utilisation d'un réseau de distribution, applicables à des unités de production, peuvent être différenciés selon la technologie de ces unités et leur date de mise en service. Ces tarifs sont déterminés en tenant compte de tout critère considéré comme pertinent par la CWaPE, tel une comparaison avec les pays voisins et en concertation avec l'ensemble des acteurs, afin de ne pas mettre en péril la sécurité d'approvisionnement du pays par une baisse de compétitivité des unités de production concernées. Dans la proposition tarifaire accompagnée du budget, le gestionnaire de réseau de distribution motive ces différenciations.

4. FRAIS DE RÉSEAU EN WALLONIE

4.1. Tarification en vigueur applicable au stockage

En Wallonie depuis 2025, les tarifs de réseau pour les installations de stockage diffèrent des tarifs de réseau des autres URD en ce qui concerne :

- le tarif d'injection où l'exonération est complète, peu importe que le stockage soit autonome ou colocalisé ;
- les tarifs de prélèvement dans le cas du stockage autonome où plusieurs exonérations sont applicables. Par souci de lisibilité, nous rappelons ici les tarifs qui restent applicables :
 - Tarifs de refacturation du transport :
 - le tarif pour dépassement du forfait d'énergie réactive ;
 - Tarifs de distribution :
 - tarifs d'usage du réseau (tarifs fixes, capacitaires et proportionnels) ;
 - tarif pour soldes régulateurs.

De façon accessoire, les consommations finales (pertes) de l'installation de stockage ne bénéficient pas des exonérations des tarifs de distribution, mais bien de l'exonération relative aux tarifs de refacturation du transport. En pratique, les tarifs de distribution restent applicables à l'électricité nette prélevée au cours d'une année civile pour une installation de stockage autonome.

Le tableau ci-dessous schématise les tarifs applicables et les exonérations.

TABLEAU 1 SYNTHÈSE DES TARIFS 2025-2029 D'UNE INSTALLATION DE STOCKAGE EN WALLONIE

Installations de stockage d'électricité		
Tous raccordements		
Tarifs non périodiques		✓
Tarifs d'injection		✗
Raccordement dédié		
Tarifs	de distribution	de refacturation du transport
Usage du réseau	✓	✗
OSP	✗*	✗
Surcharges	✗*	✗
Soldes régulatoires	✓	✗
Énergie réactive		✓
Légende ✓ Application du tarif ✗ Exonération du tarif ✗* Exonération du tarif, sauf pour la consommation finale (pertes)		

4.2. Dispositions extratarifaires

Dans le cadre de ce rapport demandé par le Gouvernement et de sa mission générale de conseil au Gouvernement, la CWaPE précise ci-dessous sa compréhension de l'application au cas du stockage de quelques dispositions extratarifaires.

4.2.1. Redevance de voirie

La redevance pour occupation de domaine public est établie par l'article 20 du décret électricité⁴. La CWaPE comprend des éléments dans la formule du second alinéa que :

- l'électricité injectée par un dispositif de stockage n'est pas reprise dans le second facteur (« kWhGR ») déterminant une consommation totale nette sur le territoire d'une commune en calculant la différence entre l'électricité y pénétrant et celle en sortant ;
- l'électricité prélevée par un dispositif de stockage n'est pas non plus reprise dans le premier terme du troisième facteur (« K ») par cohérence avec le tiret précédent.

4.2.2. Quota de certificats verts

L'obligation de restitution de quotas de certificats verts est établie par l'article 39 du décret électricité. L'article 2, 4°, de l'arrêté⁵ « promotion des énergies renouvelables » mettant en œuvre cet article définit explicitement le quota sur base de la consommation d'électricité. L'article 25 précise le calcul du quota et prévoit dans son paragraphe 5, alinéa 14 que tous les prélèvements d'un point d'accès exclusivement destiné à un processus de stockage soient exonérés de cette obligation de restitution de quotas de certificats verts.

⁴ Décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité disponible sur <https://wallex.wallonie.be/eli/loi-decret/2001/04/12/2001027238/>.

⁵ Arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération, disponible sur <https://www.ejustice.just.fgov.be/eli/arrete/2006/11/30/2006204237>.

4.3. Commentaires sur la tarification en vigueur

4.3.1. Éléments méthodologiques susceptibles d'une adaptation en cours de période tarifaire

Dans le cadre d'une installation de stockage *behind-the-meter*, vu la complexité de distinguer le prélèvement en vue du stockage du prélèvement en vue d'une consommation et l'impact encore mal connu des effets d'un tel changement tant électriques que financiers, en particulier pour la collectivité, l'extension de l'exonération en cas de colocalisation avec une consommation ne paraît pas envisageable à très court terme.

Par contre, l'extension de l'exonération partielle des tarifs pour le stockage autonome⁶ au stockage colocalisé avec des installations de production⁷ assouplirait les conditions d'octroi des exonérations, mais en maintiendrait l'intention initiale. En effet, elle éviterait une double taxation de l'électricité stockée puisque par nature une électricité générée derrière le compteur n'a jamais été soumise à de quelconque surcharge. De plus, le financement du réseau au moyen des recettes des tarifs de prélèvement ne serait pas impacté par cette extension des exonérations puisque, par nature, un raccordement de production ne prélève pas, à tout le moins dès lors que l'on néglige la consommation des auxiliaires. Sur ce point justement, la préparation du combustible peut entraîner des prélèvements conséquents qui ne permettent plus d'être négligés. Une proposition corollaire pourrait donc être de limiter l'extension de l'exonération aux installations sans combustible. Enfin, le stockage, même derrière le compteur, enrichit le système électrique d'une capacité accrue de flexibilisation dont le réseau a besoin, y compris en distribution. L'effet cumulatif du stockage pourrait même libérer de la capacité sur le réseau, ce qui faciliterait le raccordement de puissance supplémentaire.

Cette hypothèse entraîne une question auxiliaire : faut-il introduire la notion de production pilotable pour conditionner l'extension de l'exonération ? L'éolien et le solaire sont en effet souvent considérés comme non pilotables, sauf en mode tout ou rien, contrairement aux autres technologies disponibles sur le réseau de distribution. Néanmoins, la CWaPE rappelle qu'une installation solaire peut recevoir une consigne de limitation de puissance active à l'onduleur et que les nouvelles éoliennes peuvent aussi être pilotées par variation du pas des pales ou avec de l'électronique de puissance.

4.3.1. Adaptations envisageables dans une prochaine période tarifaire

Le tarif d'utilisation du réseau se décline en composantes capacitaires et proportionnelles. La composante capacitaire est elle-même tarifée sur la base de deux éléments cumulatifs distincts : la pointe de puissance annuelle et la pointe de puissance mensuelle. À raison de deux tiers pour cette dernière, le coût du passé reste important sur le tarif d'un mois donné. Ce mécanisme a pour objet de décourager les pics exceptionnels d'appel de puissance.

La méthodologie tarifaire prévoit que la pointe prélevée soit déduite de la pointe tarifée en cas d'activation de la flexibilité à la demande explicite du gestionnaire de réseau de distribution (articles 80, § 4 et 185, § 5). Cette disposition n'a pas été instaurée en cas d'activation de la flexibilité à l'initiative d'un acteur de marché, y compris un dispositif de stockage autonome, pour ses besoins propres ou en vue de profiter de signaux de prix économiquement intéressant sur les marchés de gros,

⁶ Dans la méthodologie tarifaire : « raccordements exclusivement dédiés à une installation de stockage d'électricité »

⁷ La méthodologie ainsi modifiée préciserait donc « raccordements exclusivement dédiés à une installation de stockage d'électricité ou exclusivement dédiés à une production d'électricité couplée à une installation de stockage d'électricité »

pouvant, dans certains cas, refléter l'état du réseau. Il serait judicieux de réfléchir à un signal tarifaire qui puisse inciter une batterie autonome à agir dans un sens utile au réseau, par exemple en déduisant également la pointe prélevée lorsque les prix sur le marché sont négatifs.

La tarification de l'injection est également un autre élément à considérer.

Dans le cas d'une installation de stockage exploitée afin de mettre à disposition de la capacité de pointe à un moment utile, voire critique, pour le réseau, le dispositif tarifaire mériterait d'être réévalué. Devant la complexité des sujets, la CWaPE préfère prendre le temps de la réflexion et plutôt aborder ces thèmes dans le cadre de la préparation de la future méthodologie tarifaire 2030-2034.

5. LES FRAIS DE RÉSEAU EN DEHORS DE LA WALLONIE

5.1. Frais de réseau en Flandre

Depuis le 1^{er} janvier 2025, une exonération partielle proche de celle en Wallonie est appliquée aux systèmes de stockage stationnaires autonomes. Ceux-ci sont définis comme

*tout système de stockage fixe, déclaré au gestionnaire de réseau, directement raccordé au réseau et pour lequel aucune autre installation de production ou de consommation n'est raccordée derrière le même point d'accès.*⁸

Le paragraphe 6.2.6 de la méthodologie tarifaire⁹ prévoit :

- Une exonération des obligations de service public et surcharges,
- Une réduction de 80% des frais de transport,
- La tarification normale de l'injection.

L'application du tarif est conditionnée à la déclaration au GRD et n'est pas rétroactive à celle-ci.

5.2. Cadre fédéral belge

La CREG a adopté le 25 juin 2026 sa méthodologie tarifaire¹⁰ pour les années 2028 à 2031. Celle-ci prévoit l'extinction progressive du régime tarifaire distinct introduit en 2018 pour encourager le développement du stockage d'électricité. Si les nouvelles installations de stockage se verront appliquer le même régime tarifaire que les autres URD, le régime distinct restera applicable pour les installations qui avaient déjà commencé à en bénéficier pour une période limitée à 10 ans.

⁸ *alle bij de distributienetbeheerder aangemelde, vast opgestelde energieopslagsystemen die rechtstreeks aan het net gekoppeld zijn én waarbij geen andere productie- of verbruikinstallaties op hetzelfde toegangspunt aangesloten zijn*

⁹ Tariefmethodologie voor distributie elektriciteit en aardgas gedurende de reguleringsperiode 2025-2028, 21 juin 2024, p. 110, disponible sur https://assets.vlaamsenutsregulator.be/2025-11/Tariefmethodologie%20reguleringsperiode%202025-2028%20-%20BESL-2024-41.pdf?VersionId=Dyf_A4B9URU.eFqzjVm.D0gbqyW9RI4X.

¹⁰ CREG, *Décision fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport pour la période régulatoire 2028-2031*, 25 juin 2026, (B)1109/13, disponible sur <https://www.creg.be/fr/publications/decision-b1109/13>.

5.3. À travers l'Europe

5.3.1. Pratiques tarifaires

Le rapport de l'ACER sur les pratiques de tarifs de réseau¹¹ présente un panorama des pratiques tarifaires à travers l'Europe rappelées ici. Partout, des installations de stockage d'énergie par pompage-turbinage, comme la centrale de Coe, ou d'autres dispositifs de stockage (par exemple, des batteries) sont raccordées au réseau. Dans la plupart des pays, elles ne sont soumises qu'à des redevances de prélèvement car il n'existe pas de redevances d'injection. Dans les autres, elles paient à la fois des redevances d'injection et de prélèvement. Ces pays pourraient devenir plus nombreux, à l'instar de l'Allemagne actuellement en réflexion sur la tarification de l'injection¹².

Les redevances de prélèvement et d'injection pour le stockage sont généralement les mêmes que celles appliquées aux consommateurs et aux producteurs. Dans la plupart des pays, les autorités nationales de régulation (ANR) n'ont pas identifié de besoin de compensation des coûts, car seule une redevance de prélèvement est appliquée ou la redevance d'injection est très faible.

De plus, les installations de stockage bénéficient souvent d'exonérations ou de réductions concernant les redevances d'utilisation du réseau. Dans cinq pays, certaines installations de stockage sont entièrement exonérées des redevances d'utilisation du réseau. Dans 13 pays, les installations de stockage bénéficient de réductions tarifaires en fonction de leurs caractéristiques propres (par exemple, leur date de mise en service, leur technologie, leur taille, leur rendement ou leur finalité). Six pays ont mis en place des régimes spécifiques concernant les frais de raccordement pour (au moins certaines) installations de stockage, comprenant des exonérations ou des réductions sur ces tarifs.

L'association européenne du stockage d'énergie EASE a dressé un tableau de la situation des tarifs de prélèvement et d'injection dans un certain nombre de pays d'Europe¹³.

¹¹ ACER, *Getting the signals right: Electricity network tariff methodologies in Europe* ACER report on network tariff practices, Ljubljana, ACER, 26 mars 2025, disponible sur <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/2025-ACER-Electricity-Network-Tariff-Practices.pdf> (Consulté le 3 juillet 2026).

¹² BUNDESNETZAGENTUR, « Injection tariffs: points of orientation », 17 février 2026, disponible sur https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1x3_AgNes/Downloads/Orientierungspunkte_und_Diskussionspapiere/Orientierungspunkte_Einspeiseentgelte_EN.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (Consulté le 15 juillet 2026).

¹³ EASE, « [EASE Position Paper on Grid Fees and Network Tariffs Brussels, May 2025](#) », juin 2025.

TABEAU 2 **ÉTAT DES TARIFS D'INJECTION ET DE PRÉLÈVEMENT POUR LE STOCKAGE EN EUROPE (2025)**

✓ = Yes ✗ = No	Double charging of grid fees on projects connected to the transmission network?	Double charging of grid fees on projects connected to the distribution network?	Double charging of taxation on electricity from storage assets?
Austria	✓	✓	✓
Belgium	✗	✓	✗
Czechia	✓	✓	✓
Finland	✓	✓	✗
France	✓	✗	✗
Germany	✗	✗	✗
Greece	✗	✗	✗
Italy	✗	✗	✗
Ireland	✗	✗	✗
Netherlands	✗	✓	✓
Poland	✗	✗	✗
Spain	✗	✗	✓
Sweden	✓	May vary regionally	✗

Source: EASE – LCP Delta's European Market Monitoring for Energy Storage 9.0 (EMMES) – published in 2025. This shows that while a number of countries have abolished double-charging, this varies among EU member states.

Nota bene : le cas de la Belgique se base sur la situation antérieure à 2025, où la méthodologie actuelle n'était pas encore en vigueur. De plus, le tableau ci-dessus mélange les situations régionales.

5.3.2. Détail sur la France

La Commission de Régulation de l'Énergie a prévu, dans le TURPE 7, une composante injection-soutirage pour les batteries autonomes (*stand-alone*). Celle-ci consiste en :

- une minoration des tarifs des installations de stockage qui injectent ou prélèvent de façon contracyclique (par exemple, injection en période de pointe de consommation ou prélèvement la nuit ou en cas de surproduction) ;
- une majoration des tarifs pour celles qui font l'inverse.

La minoration et la majoration correspondent à la différence entre les tarifs des heures les plus chères et des heures les moins chères, ajustées par un coefficient d'incitation (20%). Cette calibration vise à assurer la rentabilité des investissements en batteries et en systèmes de gestion.

Le mécanisme s'applique aux capacités de stockage physique raccordées (pas au stockage virtuel) dans des zones éligibles en voie de saturation. Ces zones ou poches ont été identifiées par RTE et ENEDIS, en soutirage (demande prédominante) et en injection (production prédominante) sur base des critères présentés dans le tableau.

TABEAU 3 DÉFINITION DES POCHES DE SATURATION ÉLIGIBLES EN FRANCE

Niveau de tension	Type de zone	Définition
HTB	Injection	Poches de réseau vérifiant les deux critères suivants : • au moins 50 % des points dimensionnantes correspondent à des points d'injection ; • plus de 80 % de ces points d'injection sont situés entre 11h et 18h.
	Soutirage	Poches de réseau vérifiant les deux critères suivants : • plus de 80 % des points dimensionnantes de la poche correspondent à des points de soutirage ; • plus de 80 % des heures de pointe du TURPE sont des pointes dimensionnantes de la poche.
HTA	Injection	Poches saturées en injection dans le cadre d'un S3REnR et dont la majorité de la puissance installée ou en file d'attente, en injection, correspond à de la production photovoltaïque.
	Soutirage	Poches situées en aval des zones de soutirage définies par le gestionnaire du réseau de transport, à l'exception des poches saturées en injection dans le cadre d'un S3REnR.

5.3.3. Détail sur l'Allemagne

La BundesNetzAgentur a entamé une procédure de révision tarifaire à l'horizon 2029. Les nouvelles dispositions inciteront à fournir de la flexibilité par rapport au signal de prix du marché de l'électricité. Entretemps, le paragraphe 14a de la loi sur l'énergie dans l'industrie (EnWG) permet déjà aux GRD de temporairement réduire, mais pas de couper, l'approvisionnement à des consommateurs contrôlables en cas de surcharge. En échange, l'URD bénéficie d'une réduction tarifaire. Ces points consommateurs contrôlables sont définis comme les points de basse tension qui sont utilisés en vue d'un chauffage électrique, chauffage d'eau chaude ou d'air ou leur refroidissement, ainsi que les batteries et les bornes de recharges non publiques. La puissance minimale garantie, initialement de 3,7 kW est passée à 4,2 kW. La réduction tarifaire peut prendre trois formes :

- Module 1 : réduction forfaitaire selon le GRD entre 110€ et 190€, soit entre 50% et 90% du coût tarifaire annuel moyen d'une voiture électrique ;
- Module 2 : 60% réduction du prix de l'énergie en cas de compteur distinct, plutôt destiné aux pompes à chaleur ;
- Module 3 : tarif optionnel avec time-of-use.

5.3.4. Détail sur les Pays-Bas

Les Pays-Bas sont confrontés à une situation de congestion aiguë du réseau. Le régulateur ACM a étudié le besoin d'introduire des tarifs spécifiques pour les installations de stockage, mais a conclu que les réductions ne devaient pas être basées sur la technologie mais sur l'usage du réseau. Aujourd'hui, plusieurs mécanismes apportent des signaux économiques liés à la saturation locale. Ils permettent de raccorder plus d'utilisateurs qui, autrement, resteraient sur liste d'attente.

5.3.4.1. Tarifs différenciés selon les heures de congestion

Les consommateurs sur le réseau de transport sont incités à éviter les heures où le réseau est le plus chargé :

- réduction tarifaire pour usage limité du réseau ;

- surcoût pour usage de sa pleine capacité.

5.3.4.2. Contrats d'accès alternatifs (*alternatieve transportrechten*)

Les Pays-Bas proposent trois types de contrats de raccordement flexible :

- contrats entièrement flexibles :
 - o uniquement en zones saturées ;
 - o tarif pour pic mensuel
 - o pas de tarification de la capacité contractuelle
- contrats avec disponibilité minimale :
 - o réseau de transport ;
 - o zones saturées ou non ;
 - o Les utilisateurs ne peuvent pas augmenter leur pic réel (même lorsque la capacité est disponible) et la capacité contractuelle leur est garantie pour 85 % du temps ;
 - o tarif pour pic mensuel
 - o pas de tarification de la capacité contractuelle
- contrats avec créneaux horaires :
 - o réseau de distribution ;
 - o zones saturées ou non ;
 - o accès à la capacité du réseau pendant les créneaux horaires contractuels.
 - o tarif pour pic mensuel
 - o tarification partielle de la capacité contractuelle

Ces modalités flexibles ont été introduites en raison de l'augmentation de la congestion dans plusieurs zones du réseau aux Pays-Bas et permettent aux nouveaux utilisateurs du réseau d'obtenir au moins un accès partiel au réseau et incitent les utilisateurs actuels du réseau à libérer des capacités en modifiant leurs conventions de raccordement.

5.3.4.3. Priorité à la capacité dans les zones saturées

Le système de priorisation des demandes de capacité privilégie les projets à plus-value sociale :

- catégorie 1 : les « adoucisseurs de congestion », comme les batteries ;
- catégorie 2 : la sécurité publique (armée, police, services de secours) ;
- catégorie 3 : besoins sociétaux de base (adduction d'eau, éducation...).

6. CONSULTATION INFORMELLE

Afin d'éclairer la CWaPE dans sa réflexion, celle-ci a contacté ponctuellement des acteurs du marché sur ce sujet ; d'autres l'ont également contactée à ce propos. Les différents avis sont synthétisés ci-dessous. Un tableau récapitulatif des avis figure en annexe, ainsi que les contributions intégrales.

6.1. Convergences principales

L'analyse des contributions met en évidence plusieurs points de convergence.

Premièrement, une **forte demande d'harmonisation des structures tarifaires** se dégage, notamment exprimée par Infrabel et FEBELIEC. Cette harmonisation est considérée comme essentielle pour garantir la cohérence du cadre tarifaire en Belgique et éviter des disparités pénalisantes pour les utilisateurs multisites.

Deuxièmement, la **stabilité et la prévisibilité du cadre réglementaire** constituent une exigence centrale, particulièrement mise en avant par FEBEG, EDORA et BeProsumer. Ces acteurs insistent sur

le fait qu'un environnement stable est indispensable pour sécuriser les investissements, en particulier dans les énergies renouvelables et les technologies associées. Ainsi, ils relèvent que la CREG assure plus sécurité pour les investisseurs en prolongeant pendant dix ans le régime tarifaire propre aux installations de stockage pour celles qui en auraient bénéficié au cours de la période tarifaire malgré la fin de ce régime pour de nouvelles installations.

Troisièmement, un large soutien est observé concernant le **rôle structurant du stockage et de la flexibilité**. FEBEG, EDORA, cluster TWEED et FEBELIEC soulignent que ces ressources méritent d'être valorisées car elles permettent une meilleure intégration des énergies renouvelables, une réduction des congestions et une amélioration de l'efficacité globale du système électrique.

Enfin, de nombreux acteurs insistent sur la nécessité d'**éviter les distorsions de concurrence entre utilisateurs et entre technologies**, en particulier ORES, RESA, FEBELIEC et Infrabel.

6.2. Divergences majeures

6.2.1. Extension des exonérations au stockage couplé

Ce point constitue la principale ligne de fracture.

- **Soutien :**
 - FEBEG, EDORA, Cluster TWEED et Etherra considèrent cette extension comme pertinente afin de capter les surplus et de valoriser les services rendus par le stockage et la flexibilité au système électrique.
- **Opposition :**
 - FEBELIEC, ORES, RESA et Infrabel sont résolument contre, notamment pour les raisons suivantes :
 - Fin de l'exonération CREG,
 - Discrimination entre batteries autonomes et batteries colocalisées,
 - Discrimination par rapport aux consommateurs flexibles (e-boilers...),
 - Risque d'injections à un moment intempestif et donc de congestions,
 - Atteinte à la réflectivité des coûts, à la tarification à l'usage et aux services rendus,
 - Déficit de motivation formelle,
 - Potentiel effet d'aubaine,
 - Complexité et coût des sous-comptages.

6.2.2. Augmentation du tarif d'injection

Ce sujet suscite également des divergences fortes.

- **Soutien :**
 - Infrabel et les GRD y sont favorables en considérant qu'un tarif d'injection
 - Permettrait une contribution équitable de tous les URD ;
 - Éviterait une distorsion de concurrence, en particulier entre projets colocalisés et projets autonomes, ces derniers étant artificiellement compétitifs car bénéficiant d'une exonération partielle des tarifs.

Infrabel reconnaît néanmoins qu'un tarif d'injection relèverait le prix de la commodité.
- **Opposition :**
 - EDORA et BeProsumer rejettent l'augmentation des tarifs d'injection, estimant qu'ils :
 - Constituent une double tarification (injection et prélèvement) ;
 - Dégradent le *merit order* européen des assets de production wallons ;
 - Réduisent la rentabilité des installations renouvelables ;
 - Pénalisent des solutions contribuant pourtant au système.

7. CONCLUSIONS

À la suite de plusieurs retours visant l'extension des exonérations du stockage autonome au stockage colocalisé avec des installations de production, la CWaPE a initié des travaux en la matière. En effet, la chute des prix des batteries et les difficultés à disposer de suffisamment de capacité pour de nouveaux raccordements pouvaient laisser penser à l'existence d'un intérêt à étendre de façon ciblée et rapide l'exonération actuelle afin d'apporter plus de capacités flexibles sur le réseau. Les réactions défavorables et argumentées font ressortir qu'il n'y a pas de consensus. C'est pourquoi la CWaPE renonce aux modifications envisagées et poursuivra les travaux en matière de tarification du stockage en vue de la méthodologie tarifaire 2030-2034.

La CWaPE a toutefois perçu la nécessité d'une amélioration du mécanisme en vigueur afin d'offrir aux installations de stockage autonomes, une visibilité et une stabilité sur les tarifs au-delà de 2029. Aussi, elle examine l'intérêt ou non d'adopter une position similaire à celle du régulateur fédéral, qui veille à ce que toute installation qui a bénéficié du régime d'exonération propre au stockage, régime qui s'éteint, continue à en bénéficier jusqu'à atteindre une durée de dix ans.

Enfin, la CWaPE a pris note des nombreuses réflexions annexes, comme sur les délais de raccordement ou de la déduction de la pointe de charge de stockage, sur lesquelles elle se positionnera en vue de la prochaine période tarifaire 2030-2034.

8. BIBLIOGRAPHIE

ACER, *Getting the signals right: Electricity network tariff methodologies in Europe* ACER report on network tariff practices, Ljubljana, ACER, 26 mars 2025, disponible sur <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/2025-ACER-Electricity-Network-Tariff-Practices.pdf>

BUNDESNETZAGENTUR, « Injection tariffs: points of orientation », 17 février 2026, disponible sur https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1x3_AgNes/Downloads/Orientierungspunkte_Einspeiseentgelte_EN.pdf?blob=publicationFile&v=4 (Consulté le 15 juillet 2026).

EASE, « [EASE Position Paper on Grid Fees and Network Tariffs Brussels, May 2025](#) », juin 2025.

Décret relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, 2001027238, 12 avril 2001, disponible sur <https://wallex.wallonie.be/eli/loi-decret/2001/04/12/2001027238/>.

Arrêté du Gouvernement wallon relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération, 2006204237, 30 novembre 2006, disponible sur <https://www.ejustice.just.fgov.be/eli/arrete/2006/11/30/2006204237>.

COMMISSION REGULATION (EU) No 838/2010 of 23 September 2010 on laying down guidelines relating to the inter-transmission system operator compensation mechanism and a common regulatory approach to transmission charging, *OJ L*, L/2010/838, 23 septembre 2010, disponible sur <http://data.europa.eu/eli/reg/2010/838/oj>

Décret relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité, 2017200510, 19 janvier 2017, disponible sur <https://wallex.wallonie.be/eli/loi-decret/2017/01/19/2017200510>.

Tariefmethodologie voor distributie elektriciteit en aardgas gedurende de reguleringsperiode 2025-2028, 21 juin 2024, p. 110, disponible sur https://assets.vlaamsenutsregulator.be/2025-11/Tariefmethodologie%20reguleringsperiode%202025-2028%20-%20BESL-2024-41.pdf?VersionId=Dyf_A4B9URU.eFqzjVm.D0gbqyW9RI4X.

Regulation (EU) 2024/1747 of the European Parliament and of the Council of 13 June 2024 amending Regulations (EU) 2019/942 and (EU) 2019/943 as regards improving the Union's electricity market design, *OJ L*, 2024/1747, 26 juin 2024, disponible sur <http://data.europa.eu/eli/reg/2024/1747/oj>.

COMMISSION NOTICE ON GUIDELINES on future proof network charges for reduced energy system costs, *OJ C*, C/2026/126, 9 janvier 2026, disponible sur <http://data.europa.eu/eli/C/2026/126/oj>

CREG, *Décision fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport pour la période régulatoire 2028-2031*, 25 juin 2026, (B)1109/13, disponible sur <https://www.creg.be/fr/publications/decision-b1109/13>.

9. ANNEXES

- Tableau récapitulatif sur l'extension de l'exonération
- Contributions (textes intégraux)

9.1. Tableau récapitulatif sur l'extension de l'exonération

Nature	Positions	FEPEG-EDORA	FEBELIEC	Infrabel	ORES	RESA	TWEED
Argument	<u>Fin exonération CREG</u>		x	x	x	x	
Argument	<u>Discrimination batteries seules vs colocalisées</u>		x	x	x	x	
Argument	<u>Meilleure utilisation du réseau (équilibre, flex locale...)</u>	✓	x				✓
Argument	<u>Risque d'injection contracyclique, risque de favoriser profils non stables, risque de congestions</u>				x	x	✓
Argument	<u>Captation des surplus</u>	✓					✓
Argument	Incite à un comportement vertueux des colocalisés	✓		x			
Argument	<u>Réflexivité des coûts, tarification à l'usage ou des services rendus</u>		x				✓
Argument	Contribution juste, équité		x		x		
Argument	Accessibilité client final		x		x		
Argument	Intégration des SER	✓					
Argument	Enjeu des contrats de raccordement						✓
Argument	Permet choix politique ultérieur (RES ou non RES)						✓
Argument	<u>Réduction importations d'électricité</u>						✓
Argument	<u>Favorise le partage d'énergie</u>						✓
Argument	Exonération européenne double tarification				✓		
Argument	Exclusion décrétole double redevance				✓		
Argument	<u>Déficit de motivation</u>		x				
Argument	<u>Discrimination consommateurs flexibles (e-boilers...)</u>		x				
Argument	<u>Complexité et coût des sous-comptages</u>				x		
Argument	Risque d'améliorer la rentabilité des projets à combustion fossile						x
Argument	<u>Pas d'annulation études de détail</u>				x		
Argument	Effets d'aubaine				x		
Argument	Amoindrissement signaux tarifaires				x		
Argument	<u>Exonération nouvelle devrait être compensée (RA)</u>					x	
Argument	<u>Aucune installation de stockage n'est encore exploitée</u>				x		
Argument	Accorde capacité permanente quand la flexibilité devient norme				x		
Modalités	Octroi inconditionnel	✓			x		✓
Modalités	Neutralité technologique	✓			x		
Souhait	Améliorer sécurité des investissements	✓					
Souhait	Étendre exonération aux tarifs d'usage (dont capacitaire)	✓					
Alternatives	Lever autres obstacles au déploiement (délais et files d'attente)		x				
Alternatives	Assurer rentabilité par la flexibilité commerciale				x		
Alternatives	Rehausser le tarif d'injection				x		
Alternatives	Augmenter le tarif capacitaire d'injection flexible				x		

Avis méthodologie en général : BeProsumer, EDORA

9.2. Contributions

Les textes intégraux des contributions triées par ordre alphabétique des contributeurs

9.2.1. BeProsumer

9.2.1.1. Lettre d'introduction

Objet : Contribution de BeProsumer à la consultation informelle relative à la préparation de la méthodologie tarifaire 2030-2034

Monsieur le Président, Madame, Monsieur,

Par la présente, BeProsumer, en sa qualité d'association représentative des prosumers wallons, a le plaisir de vous soumettre sa contribution à la consultation informelle lancée par la CWaPE en vue de la méthodologie tarifaire 2030-2034.

Pour rappel, les membres de BeProsumer sont des citoyens wallons qui ont investi dans des installations photovoltaïques (10 kVA) et participent activement à la transition énergétique: partage d'énergie au sein ou en dehors de communautés, flexibilité du réseau via batteries domestiques, véhicules électriques et pompes à chaleur pilotées.

Ce faisant, ils mobilisent des capitaux privés au service d'objectifs d'intérêt général : réduction des émissions, sécurité d'approvisionnement, abordabilité de l'énergie, et assument des risques financiers réels, dont la rentabilité dépend de la stabilité et de la prévisibilité du cadre réglementaire.

La crise énergétique depuis 2022 a profondément transformé le regard du législateur européen sur les producteurs décentralisés d'énergie renouvelable : ce qui était perçu comme un phénomène marginal s'est révélé être un pilier de la résilience énergétique des ménages et des territoires.

Le Plan d'action pour une énergie abordable du 26 février 2025, le Citizens Energy Package (composé de la communication du 10 mars 2026 et de la Recommandation du 30 avril 2026 relative aux communautés d'énergie et au partage d'énergie) ainsi que les lignes directrices sur les tarifs réseau reconnaissent unanimement les prosumers comme un actif stratégique du système énergétique et invitent les régulateurs à concevoir des cadres tarifaires qui valorisent leurs bénéfices systémiques.

Les prosumers wallons sont donc, aux yeux du législateur européen, un actif stratégique du système énergétique et non de simples utilisateurs atypiques à encadrer. Cette reconnaissance fondamentale doit se refléter dans la méthodologie tarifaire 2030-2034.

C'est dans cet esprit que BeProsumer répond à l'invitation de la CWaPE. Nous partageons avec elle un intérêt fondamental : un cadre tarifaire équitable, reflétant les coûts et bénéfices, favorable à la transition énergétique et conforme au droit de l'Union européenne, qui bénéficie à l'ensemble des utilisateurs du réseau wallon.

La présente contribution ne se veut pas exhaustive mais pose les jalons des positions de BeProsumer en vue des phases ultérieures de la procédure, dans un esprit de reconnaissance du travail accompli par la CWaPE lors de la période 2025-2029 et de l'ouverture dont elle fait preuve en organisant cette consultation préalable.

Nous restons naturellement à votre entière disposition pour tout échange complémentaire que vous jugeriez utile.

Dans l'attente de votre retour, nous vous prions de bien vouloir agréer, Monsieur le Président, l'expression de notre considération la plus distinguée.

Rémi THIRION

Vice-Président

BeProsumer ASBL

9.2.1.2. AXE 1 - LE TARIF PROSUMER

Pour la période 2025-2029, la CWaPE a posé les bases d'une architecture tarifaire tournée vers la facturation au prélèvement réel mesuré, avec un mécanisme de plafonnement protecteur pour les prosumers encore en compensation.

En pratique, cette architecture ne produira ses effets définitifs qu'au 1er janvier 2031, soit en cours de période régulatoire 2030-2034, lorsque la compensation prendra définitivement fin pour l'ensemble des installations mises en service avant le 1er janvier 2024. C'est cet enjeu que la méthodologie 2030-2034 doit anticiper, de même qu'elle devra trancher plusieurs questions structurantes pour les prosumers wallons.

a. 1. Introduction d'un tarif d'injection

L'article 93 de la méthodologie tarifaire 2025-2029 exonère les installations de production BT ≤ 10 kVA des tarifs d'injection. Toute tentative d'introduire un tarif d'injection sur ces installations pour la période 2030-2034 serait un recul inacceptable pour BeProsumer.

b. 2. Fin de la compensation en cours de période tarifaire

Le basculement au 1er janvier 2031 doit être intégré dans les hypothèses de volumétrie de la méthodologie : les prosumers jusqu'alors en compensation seront facturés sur leurs prélèvements bruts sans plafond, augmentant mécaniquement les volumes facturés au risque d'une sur-récupération tarifaire. Au demeurant, BeProsumer recommandera que la méthodologie 2030-2034 impose aux GRD un devoir proactif d'information et d'accompagnement individuel des prosumers concernés.

c. 3. Déploiement des compteurs communicants et régime transitoire

Le tarif forfaitaire €/kWe continuera à s'appliquer jusqu'au 31 décembre 2030 pour l'ensemble des prosumers encore en compensation, avec ou sans compteur communicant, en tant que paramètre de calcul du mécanisme de plafonnement. Ses paramètres devront donc être mis à jour : le taux de 40,26% et la production de 1 000 kWh/kWe/an datent de profils de 2022 sans stockage, alors que la CWaPE reconnaît elle-même qu'une batterie peut augmenter ce taux de 15 à 20 points.

Au-delà de cette date, un risque réel demeure qu'une fraction de prosumers ne soit pas encore équipée : l'objectif légal de 100% de compteurs communicants au 31 décembre 2029 paraît ambitieux au regard du taux de déploiement effectif d'environ 20% à fin 2024. Atteindre 100% en cinq ans représente un défi logistique et opérationnel considérable pour les GRD, et un risque réel demeure qu'une fraction de prosumers ne soit pas équipée au 1er janvier 2030, voire 2031.

Pour ces prosumers, le forfait devra être maintenu au-delà du 31 décembre 2030 à titre transitoire, le compteur double flux constituant l'alternative de référence pour les cas techniquement impossibles.

En outre, BeProsumer demande que la CWaPE assure un suivi rigoureux du déploiement tout au long de la période 2025-2029 afin d'intégrer une image fidèle de la situation dans les travaux préparatoires à la méthodologie 2030-2034.

d. 4. Batteries : clarté juridique à consacrer

La CWaPE a clairement établi dans sa proposition d'initiative de mars 2026 ¹⁴ que la puissance d'une batterie équipée d'un système EnFluRi ne s'additionne pas à la puissance nette développable du PV, ni pour le calcul du tarif prosumer, ni pour l'appréciation du seuil de 10 kW conditionnant le droit à la compensation. Cette position, non contraignante pour les GRD, doit être consacrée dans la révision ciblée de la méthodologie 2025-2029 en cours (*cfr.* consultation CWaPE du 28 mai 2026 portant sur l'évolution de la méthodologie tarifaire 2025- 2029 relative aux installations couplant production et stockage) et confirmée dans la méthodologie 2030-2034 pour ce qui concerne la phase transitoire.

e. 5. Terme capacitaire et nouveaux usages

La possible extension du terme capacitaire aux prosumers résidentiels présente un risque de dissuasion pour les investissements dans les batteries domestiques, véhicules électriques et pompes à chaleur qui génèrent précisément des pointes élevées.

Si cette extension est confirmée pour 2030-2034, BeProsumer demande que la CWaPE :

- évalue l'impact cumulé avant toute activation ;
- garantisse la transposition du mécanisme de déduction de pointe en cas d'activation de flexibilité (article 80 §4, actuellement applicable à la catégorie 1 seulement) ;
- assure la cohérence entre signaux horaires et mesure capacitaire, en veillant à ce que les périodes de mesure soient alignées sur les plages chargées et en neutralisant les pointes exceptionnelles non maîtrisables : vague de froid extrême, décrochage d'onduleur, reprise de charge après coupure.

Un prosumer qui met ses actifs au service du réseau ne devrait pas être pénalisé via un terme capacitaire mal calibré ou des frais contradictoires.

¹⁴ Annexe 1 de la Proposition d'initiative relative au risque d'interruption du cycle de compensation à la suite de la mise en service d'une installation de stockage

f. 6. Véhicule électrique

La méthodologie 2030-2034 devra anticiper l'arrivée des véhicules électriques bidirectionnels. Actifs mobiles et indépendants, les VE n'ont aucun lien juridique ou technique avec l'installation de production de leur propriétaire : ils ne doivent donc pas être pris en compte dans le calcul de la puissance nette développable, ni affecter le droit à la compensation ou le tarif prosumer. Lorsqu'ils sont utilisés en V2H ou V2B, ils restent derrière le compteur et sont invisibles pour le réseau. Lorsqu'ils opèrent en V2G, leur traitement tarifaire doit reposer sur un tarif de prélèvement et d'injection adapté à leur nature d'actif de flexibilité, éviter toute double facturation de l'énergie stockée puis restituée, et ne pas les assimiler à des unités de production classiques.

9.2.1.3. AXE 2 - PARTAGE ET COMMUNAUTÉS D'ÉNERGIE

Pour la période 2025-2029, la CWaPE a maintenu les tarifs inchangés pour le partage au sein des communautés d'énergie, en l'absence de démonstration d'avantages réseau significatifs dans les projets-pilotes disponibles. BeProsumer respecte la rigueur de cette analyse fondée sur des données alors limitées.

Le cadre européen a néanmoins évolué : le Citizens Energy Package identifie la réduction des coûts réseau pour les consommateurs locaux comme un objectif explicite et impose aux régulateurs d'évaluer le potentiel de flexibilité du partage local pour en tenir compte dans les tarifs reflétant les coûts.

Deux problématiques distinctes doivent ainsi être adressées pour 2030-2034:

- Bénéfices réseau : si le partage local réduit les pertes et optimise les capacités existantes, les tarifs doivent en rendre compte, comme en Autriche, au Portugal ou à Bruxelles. La CWaPE doit rouvrir cette évaluation avec des données actualisées ;
- Cost cascading : facturer à un échange **BT-BT** les coûts d'infrastructure **HTA/HTB** que ces flux n'ont pas empruntés viole le principe de réfectivité de coûts. Ce problème est autonome et doit être traité indépendamment des bénéfices réseau.

BeProsumer demande que la CWaPE :

- conduise une analyse coûts-bénéfices actualisée et introduise, sur la base de cette analyse, un mécanisme de réduction tarifaire pour les flux dont les bénéfices sont démontrés;
- veille à ce que les tarifs reflètent les niveaux de tension effectivement utilisés ;

- autorise des projets-pilotes avec sandbox réglementaire conformément à la Recommandation de la Commission européenne.

9.2.1.4. AXE 3-PERFORMANCE DES GRD, DIGITALISATION ET FLEXIBILITÉ

L'article 59(1) de la Directive 2019/944 impose à la CWaPE de surveiller et d'évaluer la performance des GRD en matière de développement du réseau intelligent. Les lignes directrices recommandent d'intégrer ces objectifs dans des mécanismes d'incitation financière (bonus et malus selon les résultats réellement atteints) afin d'orienter les GRD vers la numérisation et l'intelligence des réseaux.

Pour la période 2030-2034, BeProsumer demande que ces mécanismes couvrent notamment les dimensions suivantes:

- la réduction des décrochages d'onduleurs, avec un suivi systématique en collaboration avec le SRME et un mécanisme d'indemnisation proportionné. La qualité de tension en basse tension devrait devenir un indicateur de performance réglementaire à part entière : les décrochages ne doivent pas être traités uniquement comme des incidents individuels, mais comme le symptôme d'un réseau insuffisamment adapté à la production décentralisée. Des objectifs mesurables s'imposent : fréquence et durée cumulée des dépassements de tension, délai moyen de résolution, nombre de prosumers impactés et efficacité des investissements correctifs ;
- l'harmonisation de l'implémentation des plages horaires dans les systèmes des GRDs, dont l'hétérogénéité actuelle empêche le développement de services d'optimisation cohérents à l'échelle wallonne ;
- une procédure fluide d'activation du régime R3, afin que ce basculement ne constitue pas un obstacle administratif pour les prosumers ;
- l'accès aux données en temps quasi-réel via des API standardisées, permettant aux prosumers, communautés d'énergie et tiers autorisés d'accéder de manière uniforme aux données nécessaires à leur participation au marché ;
- l'harmonisation entre les GRDs des règles techniques et administratives sur l'ensemble du territoire wallon, notamment en ce qui concerne les prestataires de services de flexibilité, l'accès aux données, la notification des batteries ;
- le développement d'un marché de flexibilité locale basse tension, permettant aux GRDs d'activer, contre rémunération, des actifs distribués raccordés à leur réseau lorsqu'ils peuvent contribuer à résoudre une contrainte locale de tension ou de congestion.

Ces orientations s'inscrivent dans le prolongement des lignes directrices de la Commission européenne et de la Recommandation du 30 avril 2026, qui font de la digitalisation des réseaux et de l'accès ouvert aux données et du développement des marchés de flexibilité locaux un prérequis au bon fonctionnement du marché de l'électricité. La méthodologie tarifaire est l'instrument central pour créer ces conditions, à charge pour les GRD d'en traduire les ambitions concrètement dans leurs plans d'adaptation.

9.2.2. Cluster TWEED

Bonjour Madame, Bonjour à tous,

Nous avons consulté avec Remy les acteurs privés liés à la thématique (GT storage; 50 personnes) et les impressions reçues sont positives.

Bravo et merci beaucoup pour votre travail et pour la consultation. Notez que Remy Balemire <rbalemire@clustertweed.be> est la principale personne de contact sur ce sujet au sein du Cluster TWEED (il coordonne le GT Storage).

Quelques points en ligne avec vos questions :

9.2.2.1. 1. Pertinence du principe :

- Oui l'exonération aux installations associant la production et le stockage est pertinente car bien que la filière reste intéressante pour les développeurs :
 - Les contrats de raccordement deviennent un enjeu important
 - Favoriser la consommation locale grâce au stockage associé à la production permettra de contribuer à réduire les problèmes de congestion. L'autoconsommation est un levier complémentaire
 - La distinction des installations peut être pertinente selon la vision politique. Si l'on veut soutenir le renouvelable, une différenciation peut être envisagée si l'avantage tarifaire n'est pas pareil que pour le non renouvelable (compte tenu du coût du fossile pour la société sur le LT).
 - Ces installations contribuent positivement à travers différents mécanismes : l'autoconsommation (réduisant la quantité d'énergie injectée), l'équilibre de fréquence GRT, le marché de la flex locale en cours de lancement au niveau de la distribution.

9.2.2.2. 2. Sur les conditions d'octroi de l'exonération :

- Des conditions basées sur certains critères de service(s) rendu(s) à la société auraient également du sens. Par exemple pour des projets de décongestion, décarbonation, soutien au renouvelable, opération de partage, modèle socioinclusif, .. ces critères pourraient être encore plus encourageants, tandis que pour des projets où ces exonérations augmenteraient simplement le business model sans aucun impact sociétal et de décarbonation il trouve beaucoup moins de sens (stockage permettant de limiter les cycles A-M de machines à combustion fossile industrielle ou de rentabiliser les business modèle de ces centrales fossile par ex. }.



9.2.2.3.3. Sur les impacts attendus/inattendus

- Investissements plus rentables: réduction du temps de retour sur investissement pour les développeurs, plus de batteries, plus de captage du renouvelable et moins d'importation d'électricité, etc.
- Risque : augmenter le Business Model de projets à combustion fossiles. Une boucle rétro-active sur la qualité des projets encouragé via ce mécanisme serait intéressant.

Bonne soirée,

Pour le Cluster TWEED Renaud Dachouffe

Renaud Dachouffe *Energy topic leader*

9.2.3. EDORA



Avis d'EDORA sur la future méthodologie tarifaire de la CWaPE

Juin 2026

Contact : Marion Bouchat

9.2.3.1. À propos d'Edora

EDORA est la fédération des entreprises actives dans les énergies renouvelables. Nous regroupons l'ensemble des acteurs économiques développant des produits et services innovants tournés vers la transition énergétique, l'intégration des renouvelables et la gestion durable de l'énergie dans les bâtiments.

Nos interventions visent à soutenir un développement renouvelable ambitieux, équilibré, intégré et de qualité, ainsi que la poursuite d'un triple optimum - socioéconomique, énergétique et environnemental - afin que les énergies renouvelables contribuent efficacement à l'indépendance énergétique et à la prospérité économique.

9.2.3.2. Position

EDORA plaide principalement pour un cadre réglementaire, et donc des tarifs, qui soient stables et prévisibles sur le long terme afin d'assurer une sécurité d'investissement pour tous les acteurs du marché. Tout changement majeur de la méthodologie tarifaire doit donc être justifié et concerté avec les acteurs.

EDORA s'interroge sur la façon dont les coûts capacitaires d'injection (apparaissant dans la méthodologie de la CREG soumise à consultation) seraient répercutés sur les coûts de distribution ?

- EDORA n'est pas favorable aux tarifs d'injection (sous toutes leurs formes) qui affaiblissent la rentabilité des projets de production en Belgique, menaçant ainsi la sécurité d'approvisionnement et l'indépendance énergétique, tout en ne solutionnant pas le problème du coût total du réseau qui doit, *in fine*, être payé par les consommateurs.
- EDORA demande d'en tous cas minimiser le plus possible le tarif d'injection proportionnel, donc par **MWh**, car ce dernier impacte négativement le coût marginal des unités de production et dégrade la position des unités de production belges dans le merit order européen.
- EDORA souligne ne pas être en faveur d'un double tarif, en injection et en prélèvement, pour les unités de stockage et les sites mixtes. En effet, la fédération considère injustifiée l'application d'un double tarif sur la puissance mise à disposition en prélèvement et en injection, par exemple pour un utilisateur de réseau avec production locale ou pour une installation de stockage. En effet, ce sont les mêmes équipements du réseau qui sont utilisés pour transporter les flux d'énergie dans les deux sens. Le principe de réfectivité des coûts devrait donc mener à l'application d'un seul tarif sur la puissance mise à disposition, qui pourrait par exemple être le plus élevé des deux. Dans le cas du stockage, une double tarification sur l'injection et le prélèvement est aussi contraire au droit européen, notamment l'article 15(5), b de la directive 2019/944. En plus de décourager l'installation de systèmes de stockage "standalone", EDORA craint aussi qu'une double tarification ne décourage l'installation de production

ou de stockage derrière le compteur chez les clients industriels. EDORA comprend qu'un des objectifs de cette double tarification serait de pénaliser les utilisateurs de réseau qui monopoliseraient des capacités de raccordement inutilisées. Ce signal tarifaire risquerait cependant de ne pas suffire à la libération de ces capacités, notamment vu la possibilité d'opter pour un contrat flexible permanent (décret soumis à consultation actuellement). Si EDORA partage l'objectif de libération des capacités, le tarif sur la puissance mise à disposition n'est cependant pas le bon moyen et il faut investiguer d'autres solutions.

Concernant le stockage, le décret électricité soumis à consultation impose des contrats flexibles permanents et permet au gestionnaire de réseau de ne pas renforcer le réseau pour ces unités de stockage, qui sont donc considérées comme "grid neutral". Dans ce contexte, EDORA considère que les unités de stockage en question ne devraient pas être soumises aux tarifs qui rémunèrent le développement du réseau. Il conviendrait donc d'étendre l'exonération tarifaire au tarif de pointe pour l'usage du réseau de distribution. Éventuellement, on pourrait envisager un système de bonus-malus (cf TURPE 7 en France) qui incite les unités de stockage à avoir un comportement vertueux ("grid positive").

Concernant les exonérations tarifaires, EDORA relève le besoin d'une meilleure prévisibilité d'une période tarifaire à l'autre, en s'inspirant sur le modèle fédéral qui garantit une période de 10 ans pour l'exonération sur les batteries standalone. En effet, les porteurs de projets ont besoin davantage de visibilité long terme pour le développement et le financement de leurs projets qu'une vue sur une période tarifaire de 4 ans. Dans cette optique, EDORA demande déjà à la CWaPE soit de communiquer dès maintenant sur la présence d'une telle exonération pour les unités de stockage ainsi que les installations hybrides (production+ stockage) pour la prochaine méthodologie tarifaire, soit de prévoir dès maintenant un régime transitoire qui permettent aux unités de stockage qui seront mise en service avant fin 2029 d'avoir une visibilité sur la durée de leur exonération.

En cas d'activation de flexibilité technique dans le cadre de contrats de raccordement flexibles, EDORA demande que soient prévues des compensations financières pour les activations au-delà du volume de flexibilité annoncé dans le contrat de raccordement et qu'une correction du périmètre du BRP soit prévue pour toutes les activations (également en deçà de la limite du volume).

Les membres d'EDORA constatent que les coûts de raccordement sont plus élevés en Wallonie qu'en Flandre. EDORA demande qu'une comparaison avec la Flandre et les pays voisins soit réalisée et que les tarifs de raccordement soient alignés sur ceux de nos voisins.

L'imposition d'équipements de télécontrôle pour les petites installations (moins de 1MW) pose un problème important de rentabilité pour les installations de production renouvelable et de stockage. Ce frein important contribue à la saturation actuelle des réseaux en prélèvement et à l'incapacité pour la Wallonie de rencontrer ses objectifs en matière de renouvelable. EDORA demande :

- Que les critères d'imposition de ce type d'équipement soient réservés aux cas où ils sont vraiment nécessaires (par exemple, comme en Flandre, uniquement au-dessus de 1MW ou dans les zones congestionnées) et favorise l'autoconsommation locale (une unité PV de 249kVA à laquelle on ajoute une batterie, qui va donc réduire son impact sur le réseau, ne devrait pas se voir imposer un RTU)
- Que des solutions techniques moins chères soient adoptées comme alternative au RTU, comme c'est le cas chez Elia et chez Fluvius
- Enfin, que le coût de ces solutions soit éventuellement socialisé afin de permettre le développement de la production renouvelable et du stockage.

En basse tension, afin de favoriser l'électrification et la flexibilité, EDORA plaide pour le maintien de la gratuité des compteurs communicants, y compris pour les URO qui en font la demande anticipative, et le maintien du tarif impact comme choix tarifaire optionnel.

La discussion sur la future méthodologie tarifaire devrait également aborder la contribution que les tarifs pour l'utilisation du réseau pourraient avoir dans la résolution du problème d'incompressibilité. On pourrait par exemple envisager une exonération tarifaire pendant les périodes d'incompressibilité.

De façon plus globale, EDORA souligne que la méthodologie doit contenir des incitants tarifaires afin de permettre le développement de la flexibilité et de l'électrification des usages, tel qu'un tarif réduit pour contrats flexibles ou pour les projets qui soutiennent le réseau, etc. La flexibilité (implicite et explicite commerciale) doit permettre une utilisation plus efficace et plus agile du réseau mais le renforcement du réseau reste nécessaire en cas de congestion structurelle ou de flexibilité non économique. La méthodologie tarifaire doit inciter les GRD à investir dans le réseau et à tenir les délais d'investissement.

9.2.4. Etherr.a**NOTE CONCERNANT LA MODIFICATION DE LA
MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE 2025-2029****Traitement tarifaire du stockage d'électricité en configuration hybride
(production + stockage en aval d'un raccordement partagé)**

À l'attention de : Commission wallonne pour l'Énergie
(CWAPE)

Date : 4 juin 2026

De : etherr.a — développeur de projets PV, hybrides et **Objet :** Tarification du stockage flexible BESS

9.2.4.1. Objet

La présente note expose une incohérence du cadre tarifaire applicable au stockage d'électricité raccordé en configuration hybride, et propose une modification ciblée de la méthodologie tarifaire 2025-2029. L'objectif est d'aligner le signal tarifaire sur la réalité physique et économique du stockage, qui rend un service au réseau, et d'éviter que la tarification ne décourage précisément la flexibilité dont la transition énergétique wallonne a besoin. Elle porte sur les deux cascades du prélèvement : les exonérations de la refacturation du transport, dont l'hybride est aujourd'hui exclu, et le terme capacitaire de distribution, qui ne reconnaît pas la charge favorable au réseau. La note est structurée en deux parties : le problème, puis la solution et les demandes.

9.2.4.2. Partie I — Le problème*a. 1. Rappel du cadre tarifaire*

Le prélèvement supporte deux cascades tarifaires : la distribution (propre à chaque GRD) et la refacturation des charges de transport (péréquée, identique en Wallonie). Chacune comporte un terme capacitaire facturé sur la pointe de puissance prélevée, exprimé en EUR/kW/mois.

La méthodologie prévoit, pour le stockage, des exonérations importantes — mais elles sont réservées au « raccordement exclusivement dédié à une installation de stockage d'électricité » : exonération du capacitaire transport (art. 185 §6), du proportionnel transport (art. 186 §4), des OSP et surcharges transport (art. 192 §5), des soldes régulateurs transport (art. 193 §4) et des tarifs d'injection (art. 94). Côté distribution, les OSP et surcharges sont alors calculés sur l'énergie nette (art. 89 §4 et 90 §3).

b. 2. L'hybride est exclu de ces exonérations

Un projet associant production (PV) et stockage en aval d'un même raccordement n'est pas « exclusivement dédié » au stockage. Il perd donc l'intégralité de la cascade transport et paie celle-ci sur la totalité de son prélèvement — y compris l'énergie qui ne sert qu'à charger la batterie pour être restituée ultérieurement. À titre illustratif, à partir des grilles publiées 2026, la cascade transport d'un stockage de 5 MW raccordé en moyenne tension représente de l'ordre de plusieurs centaines de milliers d'euros par an — montant intégralement exonéré si le même actif était raccordé en standalone. La différence de traitement repose donc uniquement sur l'architecture de raccordement, non sur une différence de service rendu au réseau.

c. 3. Une double incohérence économique

- l'énergie stockée n'est pas une consommation finale : elle est restituée au réseau. La taxer comme une consommation, puis taxer à nouveau son transit à la restitution, revient à une double facturation du même flux.
- le terme capacitaire est aveugle au signal réseau : une batterie qui charge sur signal de prix négatif (surplus renouvelable) soulage le système, mais paie la même pointe qu'une charge intervenant en pointe de tension. Le service rendu n'est pas reconnu (la seule exception, art. 80 §4 / 185 §5, vise la flexibilité activée par le GRD, pas l'optimisation de marché).

d. 4. Le capacitaire de distribution ignore le stockage — même en raccordement dédié

Le terme capacitaire de distribution (art. 80) ne prévoit quant à lui aucune reconnaissance du stockage — y compris pour un raccordement exclusivement dédié. La seule déduction de pointe existante vise la flexibilité activée par le GRD (art. 80 §4) ; la charge pilotée sur signal de marché, identique dans ses effets physiques, n'ouvre aucun droit. La structure du terme aggrave l'effet : la pointe annuelle, qui pèse pour un tiers du terme (art. 80 §1er), fait payer pendant douze mois un seul quart d'heure de charge — même intervenu au creux de la nuit.

Or le terme capacitaire a pour objet de recouvrer les coûts de dimensionnement du réseau, lesquels sont causés par la pointe coïncidente avec la pointe du réseau, non par la pointe individuelle de chaque utilisateur. Une batterie qui charge en période de creux ou de prix négatifs ne mobilise aucune capacité que le réseau n'aurait déjà : la facturer sur sa pointe individuelle lui fait supporter des coûts qu'elle ne cause pas. L'art. 18 du règlement (UE) 2019/943 — directement applicable — impose des redevances de réseau qui « reflètent les coûts » et interdit qu'elles « créent une discrimination, positive ou négative, à l'égard du stockage d'énergie » ou qu'elles « découragent la participation active de la demande ».

e. 5. L'effet pervers : la tarification décourage la flexibilité

Parce que le capacitaire se facture sur la pointe et non sur l'énergie, un seul quart d'heure de charge réseau à pleine puissance fixe la pointe annuelle. La réponse économique rationnelle d'un exploitant hybride devient alors de configurer la batterie pour ne jamais se charger depuis le réseau — c'est-à-dire de renoncer à fournir au système la flexibilité de charge que le réseau appelle pourtant. Un signal tarifaire dont l'optimum privé est « ne pas aider le réseau » est, par construction, mal calibré.

Cette logique va à rebours de l'orientation que la CWaPE elle-même promeut en basse tension via la tarification incitative (art. 87-88), conçue pour déplacer les charges flexibles vers les moments où le réseau est peu sollicité. Nous proposons d'étendre cette même philosophie au stockage raccordé en moyenne tension.

9.2.4.3. Partie II — La solution proposée et nos demandes

f. 6. Principe : un critère de « comptage dédié » pour les projets hybrides plutôt que de raccordement « physiquement dédié »

Dès lors que l'installation de stockage dispose d'un comptage dédié pour les projets hybrides, au pas quart-horaire, mesurant ses prélèvements et injections, la part de prélèvement affectée à la recharge du stockage bénéficie des exonérations transport. Cette logique existe déjà dans la méthodologie : l'art. 94 isole déjà la part « stockage » en aval d'un point d'accès partagé, côté injection. Notre demande consiste à établir la symétrie au prélèvement. Côté distribution, ce même

comptage dédié fonde la déduction de pointe conditionnée au signal réseau que nous formulons en demande 3.

g. 7. Mise en œuvre et garde-fous

- **Composants en énergie** — exonération (proportionnel, OSP, surcharges, soldes) sur l'énergie de charge mesurée par le sous-compteur bidirectionnel de la batterie, avec réconciliation sur l'énergie nette annuelle (mécanisme déjà prévu aux art. 89-90).
- **Capacitaire transport** — la pointe soumise au transport est égale à la pointe mesurée au raccordement, diminuée de la puissance de charge du stockage sur le même quart d'heure (plancher à zéro) — extension directe du mécanisme de déduction de pointe de l'art. 185 §5. Aucun dispositif nouveau n'est requis.
- **Capacitaire distribution** — la puissance de charge du stockage est déduite de la pointe à facturer (art. 80) uniquement pour les quarts d'heure favorables au réseau : prix de marché négatif ou nul, ou plage de faible sollicitation définie par le GRD. Extension du mécanisme existant de l'art. 80 §4 ; la charge intervenant en pointe réseau reste facturée plein tarif — aucune perte de recettes sur les comportements coûteux pour le réseau.
- **Garde-fous** — comptage bidirectionnel aux bornes de la batterie (et non en net au raccordement) : impossible de requalifier l'autoconsommation PV en stockage ; seule l'énergie effectivement chargée puis restituée est exonérée. Le dispositif est auditable et non manipulable.

h. 8. Nos demandes

Nous sollicitons de la CWaPE, par ordre de priorité :

Demande 1 — Reconnaître le comptage dédié et étendre les exonérations transport.

Assimiler une installation de stockage dotée d'un comptage dédié quart-horaire à un raccordement exclusivement dédié, et appliquer les exonérations des art. 185 §6, 186 §4, 192 §5 et 193 §4 à la part de prélèvement « stockage » mesurée. L'énergie de charge n'est pas une consommation finale : elle est restituée au réseau et ne doit pas supporter deux fois la cascade transport.

Demande 2 — Capacitaire transport : déduire la puissance de charge de la pointe facturée. Pour le terme capacitaire transport, déduire la puissance de charge du stockage mesurée de la pointe du quart d'heure concerné (plancher à zéro), selon les modalités déjà inscrites à l'art. 185 §5.

Demande 3 — Capacitaire distribution : étendre la déduction de pointe de l'art. 80 §4 à la charge favorable au réseau. Déduire de la pointe de puissance à facturer la puissance de charge du stockage mesurée par le comptage dédié, lorsque la charge intervient sur un quart d'heure à prix de marché négatif ou nul, ou dans une plage de faible sollicitation définie par le GRD. La charge en pointe réseau reste facturée intégralement : le capacitaire redevient un signal reflétant les coûts réellement causés, conforme à l'art. 18 du règlement (UE) 2019/943, au lieu d'une pénalité uniforme. Cette demande bénéficie à tout stockage doté d'un comptage dédié, standalone comme hybride.

Demande 4 — Préciser les modalités de mise en œuvre. Indiquer l'instrument retenu (modification de la méthodologie ou lignes directrices), le calendrier, l'applicabilité aux projets en développement, et confirmer une application uniforme à l'ensemble des GRD wallons. La méthodologie est modifiable en cours de période : un précédent existe (modification du 6 juin 2024 ; rectification de mars 2026).

Demande 5 — À la prochaine période régulatoire : généraliser le signal réseau dans le capacitaire. Étendre la logique de la demande 3 à la cascade transport et à l'ensemble des charges flexibles, dans la continuité de la tarification incitative déjà déployée en basse tension (art. 87-88). **9. Proposition de texte**

Ajout d'un paragraphe à l'art. 185, avec renvois miroirs aux art. 186, 192 et 193 :

« Dans le cas d'un raccordement desservant à la fois une installation de stockage d'électricité et une ou plusieurs autres installations, lorsque l'installation de stockage dispose d'un dispositif de comptage dédié mesurant ses prélèvements et injections au pas quart-horaire, les exonérations prévues aux art. 185 §6, 186 §4, 192 §5 et 193 §4 s'appliquent à la part de prélèvement mesurée par ce dispositif comme alimentant l'installation de stockage. Pour l'application du terme capacitaire, la puissance de charge de l'installation de stockage ainsi mesurée est déduite de la pointe de puissance à facturer du quart d'heure concerné, selon les modalités de l'art. 185 §5. »

Ajout d'un paragraphe à l'art. 80 :

« § 5. Lorsqu'une installation de stockage d'électricité dispose d'un dispositif de comptage dédié mesurant ses prélèvements et injections au pas quart-horaire, la puissance de charge de l'installation de stockage ainsi mesurée est déduite de la pointe de puissance à facturer du quart d'heure concerné, lorsque cette charge intervient au cours d'un quart d'heure pour lequel le prix sur le marché organisé de l'électricité est négatif ou nul, ou au cours d'une plage horaire définie par le gestionnaire de réseau de distribution comme période de faible sollicitation du réseau. »

9.2.4.4. Annexe — Articles visés et réserves

- Articles concernés : 80 (notamment §1er et §4), 89 §4, 90 §3, 94, 185 (notamment §5 et §6), 186 §4, 192 §5, 193 §4 ; tarification incitative : art. 87-88 ; art. 18 du règlement (UE) 2019/943 (réflectivité des coûts ; non-discrimination du stockage ; non-découragement de la participation active de la demande). Méthodologie tarifaire CWaPE 2025-2029 (version consolidée, modification du 6 juin 2024 ; rectification de mars 2026).
- Les ordres de grandeur cités sont illustratifs et établis à partir des grilles tarifaires publiées 2026 ; ils ne préjugent pas d'un projet déterminé.
- La formulation exacte des dispositions et le choix de l'instrument (modification de méthodologie ou lignes directrices) relèvent de l'appréciation de la CWaPE et de ses services juridiques.



9.2.5. FEBEG-EDORA

Consultation des parties prenantes - évolution de la méthodologie tarifaire 2025- 2029 relative aux installations couplant production et stockage

15 juin 2026

Marion Bouchat

Nicolas Leroy - storage@febeg.be

FEBEG et EDORA remercient la CWaPE pour sa consultation et accueillent favorablement la proposition d'étendre l'exonération partielle des tarifs de réseau aux unités de stockage couplées à une unité de production.

Pour FEBEG et EDORA, la flexibilité et le stockage ont un rôle clé à jouer dans le système électrique et doivent notamment contribuer à une meilleure utilisation du réseau et à l'intégration des sources d'énergie renouvelable. L'ajout de systèmes de stockage couplés à des unités de production, nouvelles ou existantes, permettrait de capter les surplus de production renouvelable, notamment lors des heures où les prix sont négatifs et pendant les périodes présentant un risque d'incompressibilité, et de restituer l'énergie ainsi stockée aux heures de forte consommation. Ces unités de stockage apporteraient donc un bénéfice au système électrique dans son ensemble, aussi bien pour le producteur que pour le réseau et les consommateurs.

L'utilisation des unités de stockage évolue actuellement en Belgique, passant de la fourniture de services auxiliaires (dont les revenus ont fortement diminué) vers davantage d'arbitrage sur le marché spot. Selon FEBEG et EDORA, cette évolution, combinée au caractère colocalisé de ces unités de stockage, induira nécessairement un comportement vertueux en matière de congestion et de saturation des réseaux de distribution. Il ne paraît donc pas nécessaire de conditionner l'exonération à des critères d'octroi ou de craindre des effets négatifs.

FEBEG et EDORA sont favorables à la neutralité technologique et à l'application de cette exonération étendue à tous les types d'unités de production.

L'exonération partielle des tarifs de réseau pour les unités de stockage n'est actuellement valable que jusqu'à la fin de 2029 et le régime applicable à la prochaine période tarifaire est encore inconnu. Les projets de stockage nécessitent un cadre tarifaire stable sur le long terme afin de garantir la sécurité des investissements, et une exonération pour les unités de stockage jusqu'à la fin de 2029 seulement ne donnerait pas suffisamment de visibilité aux investisseurs. FEBEG et EDORA plaident pour que la révision de la méthodologie tarifaire 2025-2029 puisse être l'occasion d'introduire, pour les unités de stockage, colocalisées ou non, une durée d'exonération alignée sur les horizons d'investissement. Idéalement, une durée de dix ans devrait être prévue, comme c'est le cas dans la méthodologie tarifaire applicable au réseau de transport. Les unités de stockage déjà installées avant d'éventuelles modifications de la méthodologie tarifaire devraient aussi obtenir une pérennisation des exonérations qui leur sont appliquées, pour la même durée que les nouvelles unités.



Enfin, considérant l'évolution récente du cadre réglementaire concernant les unités de stockage, qui sont maintenant soumises à des contrats flexibles permanents et considérées comme «grid-neutral » pour les investissements dans le réseau, FEBEG et EDORA considèrent que l'exonération devrait être étendue à tous les tarifs portant sur le développement du réseau, en ce compris le terme capacitaire du tarif pour l'utilisation du réseau de distribution.



9.2.6. Febeliec

FEBELIEC response to the CWaPE consultation on the evolution of the 2025-2029 tariff methodology for installations combining generation and storage

FEBELIEC thanks the CWaPE for its letter of 28 May 2026 concerning the possible extension of the tariff regime applicable to storage installations under the 2025-2029 tariff methodology.

FEBELIEC first recalls that network tariffs should be based on the principle of cost reflectivity. In principle, every grid user should contribute to the costs it causes, whether it is a consumer, a producer or a storage installation.

The tariff structure should therefore reflect the actual use of the grid, rather than merely the legal category or technical configuration of the user. In this respect, stable or counter-cyclical profiles constitute a particularly efficient use of network infrastructure.

FEBELIEC also notes that the approach considered by the CWaPE contrasts with the direction recently proposed at federal level. In its recent consultation document, the CREG proposed not to extend the tariff exemption applicable to storage installations, but instead to terminate it rapidly for new projects, with a cut-off date set at 1 April 2026.

This divergence between the federal and Walloon approaches risks creating contradictory investment signals, reducing the predictability of the regulatory framework, and artificially influencing the choice of connection level or project configuration. FEBELIEC therefore invites the CWaPE to clearly explain why an extension of the exemption would be appropriate on the Walloon distribution grids while its removal is simultaneously being considered at transmission level.

FEBELIEC further considers that extending the exemption only to storage installations colocated with generation, without equivalent treatment for storage co-located with an offtake site, would constitute an unjustified difference in treatment and cannot be accepted.

A storage installation located behind the connection point of an industrial consumer can reduce withdrawal peaks, stabilise the consumption profile, provide flexibility and limit the need for grid reinforcement. There is therefore no objective reason to treat storage differently depending on whether it is associated with generation or consumption.



If an extension were nevertheless granted, it should also cover e-boilers and, more generally, flexible offtake installations. When operated flexibly, these assets can provide benefits to the grid comparable to those of a battery energy storage system, in particular by absorbing electricity during periods of low demand or high renewable generation and reducing consumption during peak periods.

This further reinforces the need to protect stable and counter-cyclical profiles against increases in grid costs that do not reflect their actual contribution. Such profiles enable more efficient use of existing network capacity and can defer investment in grid reinforcement.

Finally, if the objective is to accelerate the deployment of batteries in Wallonia, FEBELIEC considers that the CWaPE should also address the main practical obstacles. In this respect, the significant delays and backlog faced by battery projects in the grid studies carried out by DSOs constitute a major barrier. Improving the speed, transparency and predictability of these procedures could have a more direct impact on project development than a narrowly targeted extension of the tariff exemption.

FEBELIEC therefore cannot support an extension limited to installations combining generation and storage. Any exemption should be based on objective, transparent, technology-neutral and non-discriminatory criteria directly linked to the installation's actual impact on grid costs and grid use.



federation of belgian industrial **energy** consumers

FEBELIEC vzw/asbl Silver Building, Bid. A. Reyerslaan 70, 1030 - Brussel/Bruxelles Tel: +32 (0)496 59 36 20, e-mail: febeliec@febeliec.be, www.febeliec.be RPR Brussel -TVA/BTW BE 0439 877 578 EU Transparency Register 727718796354-69

Febeliec represents corporate energy consumers in Belgium for whom energy is a significant component of production costs and a key factor of competitiveness. Febeliec strives for competitive prices for electricity and natural gas for its members, and for more security of energy supply in the context of the energy transition. Febeliec's members are 5 sector federations and more than 40 companies from various sectors (chemistry and life sciences, petroleum products, glass, pulp & paper and cardboard, mining, textiles and wood processing, brick, non-ferrous metals, steel, transportation, construction materials, data centers, telecommunications). Together they represent some 80% of industrial electricity and natural gas consumption in Belgium and 225.000 jobs ([_www.febeliec.be](http://www.febeliec.be)).

9.2.7. Infrabel

Juin 2025

Consultation CWaPE

Préparation de la future méthodologie tarifaire 2030-2034

Contribution d'Infrabel

Infrabel remercie la CWaPE pour l'organisation de cette consultation informelle sur la méthodologie tarifaire 2030-2034 pour les tarifs de distribution. Ci-dessous sont détaillés les positions et idées d'Infrabel, après une courte présentation.

9.2.7.1.1. Présentation d'Infrabel

Infrabel est le gestionnaire de l'infrastructure ferroviaire. Cette infrastructure comprend notamment les voies et talus, les ouvrages d'art, la signalisation et passages à niveaux, ainsi que les caténaires et toute l'infrastructure électrique pour les alimenter - nommée « Réseau de Traction Ferroviaire » dans la Loi Électricité de 1999 (Art.2, 42°). Infrabel a été consacré « Gestionnaire » de ce réseau par Arrêté Ministériel en 2017. Le Réseau de Traction Ferroviaire dispose de plus de 1300 points d'accès sur les réseaux publics (dont une 60aine directement chez Elia). Une 90aine de ces points d'accès servent à alimenter les sous-stations qui injectent sur les caténaires, le reste des points d'accès sert exclusivement à alimenter les « installations fixes » (signalisation ferroviaire, productions renouvelables, bâtiments techniques ou de bureau, ...).

Les conditions d'accès au Réseau de Traction Ferroviaire sont définies par le Document de Référence du Réseau pour ce qui concerne le matériel roulant (cf. Code Ferroviaire). Pour les installations fixes, Infrabel facture l'accès au Réseau de Traction Ferroviaire via des tarifs transparents et publiés chaque année - conformément au Contrat de Raccordement d'Infrabel. Tous ces tarifs reflètent les coûts internes d'Infrabel mais aussi les factures reçues des réseaux publics. Avec une consommation annuelle approximant les 1,5 TWh sur le Réseau de Traction Ferroviaire, les tarifs des réseaux publics sont naturellement d'une haute importance pour le secteur ferroviaire.

Le profil de la consommation ferroviaire se caractérise par :

- **Des appels de puissance élevés et critiques**

La traction ferroviaire requiert des puissances importantes, avec des pics liés aux horaires et à la densité de trafic. De plus, certaines installations comme le chauffage des aiguillages en hiver engendrent des pointes de consommation saisonnières significatives. Une alimentation fiable et continue est impérative pour garantir la sécurité et la continuité du service ferroviaire.

- **Une faible flexibilité intrinsèque**

La consommation ferroviaire est en grande partie incompressible en temps réel. Pour des raisons de sécurité et de service public, Infrabel ne peut pas réduire instantanément sa demande électrique sans affecter la circulation des trains, voire la sécurité de des personnes et de l'infrastructure.

9.2.7.2.2. Alignement des tarifs entre gestionnaires de réseau public

Infra bel plaide pour une harmonisation maximale de la méthodologie tarifaire (et si possible des tarifs) entre tous les gestionnaires de réseaux de distribution en Wallonie (ORES, RESA, etc.). Pour les acteurs disposant de points de prélèvement répartis sur différentes zones de distribution, il est crucial que des principes tarifaires identiques s'appliquent partout.

Une méthodologie commune aux GRD wallons facilitera la compréhension et l'acceptation des tarifs par les clients, surtout les industriels multi-sites. La complexité supplémentaire engendrée par des règles divergentes selon le gestionnaire de réseau serait source d'erreurs, d'incompréhension et possiblement d'iniquité.

Dès lors, Infrabel recommande à la CWaPE de définir un cadre méthodologique clair unique, avec le moins d'exceptions possibles (e.g. exception actuelle sur les périodes pleines/creuses entre différentes communes).

9.2.7.3.3. Termes capacitaires existants

Les termes capacitaires (i.e. termes de puissances) sont au cœur de l'actuelle structure tarifaire, et d'autant plus à l'approche de 2030 où le coefficient de dégressivité cessera de s'appliquer. Infrabel tient à indiquer le besoin de maintenir plusieurs principes clés derrière le calcul de ces termes - comme décrit ci-dessous :

- **Facturation au quart d'heure** : Il est indispensable de maintenir le pas de mesure quathoraire pour le calcul de la puissance facturable. Un calcul à la minute (voire à la seconde) serait techniquement complexe, et surtout inadéquat car trop sensible à des à-coups très brefs. Le quart d'heure constitue un compromis robuste entre fidélité du signal et stabilité : il reflète bien la charge du réseau tout en lissant les micro-variations accidentelles.
- **Maintien du principe du 11^e pic** : Infra bel défend le principe de continuer à prendre la 11^e plus haute valeur (mensuelle). Ce mécanisme, également appliqué dans la tarification chez Elia, permet d'éviter qu'un incident exceptionnel ou même une erreur de mesure n'influent de manière disproportionnée la facture d'un utilisateur.
- **Maintien du terme lié au pic mensuel** : Sans signal mensuel, un utilisateur dont la consommation culmine en hiver se verrait facturer sa pointe d'hiver sur toute l'année, même lorsqu'il consomme beaucoup moins l'été.

Au vu du profil de consommation sur le Réseau de Traction Ferroviaire, toucher à ces principes aurait en outre un impact important sur les charges réseaux pour l'ensemble du secteur ferroviaire.

9.2.7.4.4. Application de la réduction pour charges mobiles sur les termes capacitaires

La majeure partie des sous-stations étant raccordées chez Elia, une étude spécifique avait à l'époque été réalisée pour calculer le coût réel que les trains (« charges mobiles ») avaient sur le réseau public. La conclusion de cette étude était qu'un pic causé par une charge mobile, se déplaçant de sousstation en sous-station, coûtait 7% moins cher à Elia qu'un pic d'un utilisateur classique. En conséquence, une réduction de 7% avait été consacrée dans les tarifs d'accès d'Elia.

Dans le contexte actuel, de plus en plus de sous-stations se retrouvent raccordées sur les réseaux de distribution. Ceci est notamment causé par le fait qu'Elia quitte certains niveaux de tension, et rendu possible par le fait que les réseaux de distribution sont plus à même d'accepter des raccordements ferroviaires (car les harmoniques causées par les motrices sont aujourd'hui plus faciles à gérer).

Dès lors, Infrabel souhaite entamer une réflexion similaire à celle tenue à l'époque avec Elia, de manière à bénéficier également d'une réduction sur les pics des sous-stations.

NB : Dans le cadre de la révision de la méthodologie tarifaire de la CREG, il est proposé de recalculer à la hausse la réduction de 7%.

9.2.7.5.5. Évolution du Time of Use

Les tarifs différenciés par périodes temporelles (heures pleines/creuses, etc.) sont un outil précieux pour lisser la charge du réseau. Infrabel souscrit à leur maintien et à leur adaptation progressive si besoin. Néanmoins, en tant qu'utilisateur industriel de grande taille, nous insistons sur l'importance de la prévisibilité et de la progressivité dans toute évolution future.

En effet, les systèmes de comptage, de facturation et de gestion de l'énergie nécessitent du temps pour être ajustés. Et ceci est d'autant plus vrai pour les acteurs de grande taille qui présentent des spécificités contractuelles fortes (Infrabel a par exemple plusieurs fournisseurs d'électricité, qui intègrent eux-mêmes des blocs de puissance achetés à l'avance auprès d'autres acteurs de marché). Infrabel demande donc à la CWaPE de veiller à ce que les évolutions futures soient communiquées bien à l'avance, si possible en concertation avec les acteurs de marchés significatifs.

9.2.7.6.6. Raccordement flexible

Infrabel souhaite tout d'abord rappeler que la flexibilisation de la puissance est incompatible avec les contraintes ferroviaires. Le 'process' ferroviaire est la force motrice des trains, il apparaît donc inconcevable que des trains soient ralentis voir arrêtés sur base des contraintes réseaux en temps réel.

Au-delà des problèmes évidents de mobilité que cela engendrerait, une telle flexibilisation entraînerait des problèmes majeurs de sécurité (e.g. voyageurs bloqués dans un train sans HVAC). Cela étant dit, Infrabel comprend la pertinence de ces raccordements flexibles pour certains utilisateurs (e.g. usine présentant une possibilité de stockage thermique). Dans ce sens, un tarif préférentiel pourrait être vertueux pour l'ensemble du système car plus des utilisateurs prendront volontairement des raccordements flexibles, et au plus le réseau sera utilisé. Et par conséquent, au plus les coûts seront distribués entre un nombre important d'acteurs.

9.2.7.7.7. Abolition des exemptions pour les batteries 'front-of-the-meter'

À ce jour, certaines installations de batteries stationnaires connectées directement au réseau (front-of-the-meter) bénéficient d'exemptions tarifaires partielles ou totales. Infrabel soutient l'abolition de ces exemptions dans la future méthodologie.

Infrabel voit les batteries comme un outil clé de la transition énergétique, et notamment dans l'amélioration de l'utilisation des réseaux. Mais pour que les batteries adoptent le bon comportement, elles doivent recevoir les bons stimulants et une exemption systématique n'en est pas un.

Infrabel valorise la symbiose naturelle qui se crée lorsqu'une batterie fonctionne avec les assets environnants, donc typiquement en 'behind-the-meter'. Ces projets doivent donc trouver leur place sans faire face à une concurrence déloyale de projets bénéficiant d'exemptions tarifaires.

Cette évolution correspond d'ailleurs à celle qui est actuellement préconisée par la CREG au niveau fédéral.

9.2.7.8.8. Tarif injection reflétant les coûts réels

Dans le même ordre d'idée qu'au point précédent, Infrabel soutient la participation équitable de l'ensemble des utilisateurs du réseau, y compris ceux qui se concentrent sur l'injection.

Infrabel comprend la logique qu'une augmentation des tarifs injection résulterait mécaniquement dans un prix de la commodité plus élevée (i.e. pour que les projets de production s'y retrouvent financièrement). Mais des tarifs d'injection trop bas rendent les projets 'front-of-the-meter' artificiellement compétitif en comparaison des projets 'behind-the-meter' qui s'efforcent d'aligner leur consommation avec leur production, car le prix proposé par les projets 'front-of-the-meter' ne reflètent pas leur coût réel - à savoir celui qui inclut le réseau.

9.2.7.9.9. Tarif temporaire avant réalisation

Enfin, Infrabel comprend l'intérêt pour la mise en place d'un tarif temporaire «avant réalisation » du raccordement. C'est-à-dire, un tarif (par exemple sur la puissance contractuelle) qui s'appliquerait entre le moment de la signature et la mise en service du raccordement. Ce tarif inciterait les utilisateurs à ne pas faire trainer la réalisation de leur projet, dans le cas où les priorités économiques auraient par exemple changé.

Néanmoins, Infrabel insiste pour qu'un tel tarif prenne en compte le temps long de certains travaux. Entre la confirmation d'un raccordement pour alimenter une ligne ferroviaire et la réalisation de cette ligne, de nombreuses années peuvent s'écouler. Ces années sont notamment nécessaires pour finaliser les permis, réaliser les travaux d'infrastructure, sécuriser du budget auprès de gouvernements successifs, etc.

Si un tel tarif devait voir le jour, Infra bel suggère donc qu'il ne s'applique que pour des périodes où l'utilisateur du réseau déciderait volontairement de ralentir le projet, et non lorsqu'il est simplement exposé aux temps longs du projet, typiquement d'infrastructure ferroviaire.

Infrabel vous remercie de l'attention portée à ces contributions. Infrabel reste à disposition pour fournir des données supplémentaires ou discuter de ces points spécifiques, si cela peut aider la CWaPE dans l'élaboration d'une méthodologie tarifaire équitable, pérenne et bénéfique pour l'ensemble du système électrique wallon.

Personnes de contact : valentin.fontaine@infrabel.be walter.aertsens@infrabel.be

9.2.8. ORES

RÉPONSE D'ORES À LA CONSULTATION DES PARTIES PRENANTES - ÉVOLUTION DE LA MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE 2025-2029 RELATIVES AUX INSTALLATIONS COUPLANT PRODUCTION ET STOCKAGE

Remarque préliminaire. Nos réponses ont trait à la demande d'élargir les exonérations de certaines composantes de gridfee appliquées aujourd'hui aux raccordements exclusivement dédiés à une unité de stockage à une configuration couplant uniquement une unité de stockage à une unité de production (sans site industriel de consommation).

Nous n'aborderons le cas où la configuration impliquerait un site industriel de consommation (« behind-the-meter ») qu'au point 3. sur les effets d'aubaine.

9.2.8.1.1. Pertinence du principe

- a. *L'extension de l'exonération aux installations associant production et stockage vous paraît-elle pertinente ?*

Nous comprenons que la proposition se limite à appliquer - dans le cadre des installations couplant production et stockage - les exonérations des tarifs de refacturation du transport (hormis le tarif pour dépassement du forfait d'énergie réactive) et à appliquer les tarifs pour les obligations de service public et les surcharges sur l'énergie nette prélevée. Cette lecture implique que les tarifs d'injection restent d'application pour la partie production des installations couplant production et stockage¹⁵.

Le cas des unités de stockage raccordées de manière exclusivement dédiée (pour lesquelles des exonérations tarifaires existent déjà) présentent une nature bien particulière : en effet, elles ne sont pas associées à une consommation finale et interviennent principalement comme des actifs de marché, offrant des services de flexibilité, d'équilibrage ou encore de gestion des congestions. Dans ce cas très particulier, la suppression des tarifs d'injection s'inscrit dans le prolongement des orientations européennes visant à éviter des situations assimilées à une double tarification de l'énergie stockée. Ces orientations reposent sur la reconnaissance du fait que le stockage ne constitue pas une consommation finale, mais une transformation temporelle de l'énergie. En ce qui concerne l'application des tarifs pour les obligations de service public et les surcharges sur l'énergie nette

¹⁵ En effet, le régime d'exonération applicable au stockage repose sur l'existence d'un cycle identifiable (prélèvement- stockage - réinjection) susceptible d'être assimilé à une double contribution tarifaire pour une même unité d'énergie. Cette logique ne peut toutefois être étendue à la partie injection des installations couplant production et stockage, dans la mesure où une partie de l'énergie injectée ne relève pas de ce cycle, mais constitue une injection directe de production. **Dès lors, l'application indifférenciée des mécanismes visant à corriger une double tarification est inappropriée. L'extension de l'exonération sur toute l'injection des installations couplant production et stockage est susceptible en outre d'introduire une distorsion entre unités de production, selon qu'elles sont ou non associées à un dispositif de stockage.**

prélevée, celle-ci est justifiée par la CWaPE par le fait que le décret tarifaire (article 4, § 2, 25°) exclut explicitement une « double redevance » sur l'électricité prélevée par une installation de stockage. Le fait générateur des tarifs pour obligations de service public et pour les surcharges est l'électricité prélevée en vue de la consommation finale, ce qui n'est pas le cas lors du prélèvement en vue du stockage¹⁶. L'exonération des tarifs de refacturation du transport pour le stockage est justifiée par la CWaPE par le fait que '(...) les installations de stockage raccordées sur le réseau de transport et dont la mise en service initiale intervient après le 1 juillet 2018 sont exonérées des tarifs de transport¹⁷.

Ores attire l'attention de la CWaPE sur le fait que dans son 'Projet de décision fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport pour la période régulatoire 2028-2031'¹⁸ la CREG entend introduire la tarification sur le stockage en supprimant le régime tarifaire distinct [NDLR: exemption du tarif de transport] introduit en 2017 en vue d'encourager à l'époque le développement du stockage d'électricité.

Ores est d'avis que tout usager du réseau de distribution doit contribuer à juste proportion aux coûts du réseau. Respecter ce principe permet de répartir la charge tarifaire sur l'ensemble des acteurs, y compris les producteurs, et de garantir l'équité et l'accessibilité de la facture d'électricité pour l'ensemble des clients finals.

L'exonération **des tarifs de refacturation des tarifs de transport sur le stockage** (qu'il soit couplé ou non à une unité de production) devra donc être supprimée afin de suivre les évolutions tarifaires sur le stockage raccordé au niveau du transport; la justification de la CWaPE étant précisément de répliquer au niveau de la distribution les principes appliqués au niveau fédéral.

En outre, en ce qui concerne les prélèvements des unités de production des installations couplées, **les tarifs pour les obligations de service public et les surcharges** ne peuvent s'appliquer uniquement sur l'énergie nette prélevée, ce qui constituerait une distorsion entre unités de production, selon qu'elles sont ou non associées à un dispositif de stockage. Distinguer les volumes prélevés par le stockage et ceux prélevés par les unités de production (auxiliaires de fonctionnement) nécessiterait l'imposition de sous-comptages et induirait de la complexité au niveau des processus de marché et des traitements des données de comptage et de facturation¹⁹.

Ores est par ailleurs d'avis que certains aspects devront également être réévalués dans le cadre de la prochaine méthodologie tarifaire, notamment, dans un monde où accorder de la capacité permanente présente un coût important pour le système et où la flexibilité devient la norme, 1. le niveau actuel (très faible) du tarif d'injection pour la capacité permanente doit être revu à la hausse car il n'induit pas une répartition équitable des coûts entre utilisateurs de réseau ; et 2. le tarif d'injection fixé à zéro pour le terme capacitaire d'injection flexible ne peut être maintenu²⁰.

¹⁶ CWaPE, ANNEXE 1 Décision CD-23e31-CWaPE-0773 MOTIVATION 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, page 273.

¹⁷ CWaPE, *op cit.*, page 310.

¹⁸ CREG, 16 avril 2026, (PRD)1109/13.

¹⁹ Les coûts engendrés par cette complexité devraient par ailleurs être répercutés sur le client.

²⁰ En effet, même si une capacité est réputée flexible, l'utilisateur du réseau sollicite tout de même le réseau dans la majorité du temps et ce parfois à hauteur de la capacité flexible totale.

- b. *Une distinction entre les unités de production fonctionnant avec et sans combustible vous semble t'elle appropriée?*

Non, cette distinction ne nous semble pas appropriée. Ce sont les services rendus aux utilisateurs par le réseau qui doivent être reflétés aux mieux dans les paramètres (drivers) tarifaires. Des différenciations tarifaires selon la finalité du prélèvement ou de l'injection n'ont pas lieu d'être.

- c. *Dans quelle mesure ces installations contribuent-elles effectivement aux besoins du système et plus spécifiquement au réseau de distribution auxquels elles seraient raccordées ?*

Les installations couplant stockage et production permettent certes une optimisation d'autoconsommation sur site au niveau du point de raccordement du client (de réduire le cas échéant l'usage qui est fait du réseau) et donc d'optimiser le business modèle de ces installations. Cette optimisation n'est pas acquise et dépendra des opportunités de rémunération offertes sur d'autres marchés tels le marché de la flexibilité commerciale et de l'équilibrage.

Comme le souligne la CREG dans son projet de décision²¹²² (page 45), 'Par exemple, à signaux de marché donnés, une installation de stockage localisée près d'une unité de production peut injecter de l'électricité en même temps que cette dernière. Une telle situation engendre une augmentation des besoins du réseau plutôt qu'une réduction de ceux-ci'.

Le stockage et *a fortiori* les installations couplant stockage et production ne garantissent pas une utilisation rationnelle du réseau de distribution. Le principe de base doit rester que le réseau doit être rémunéré en fonction de son utilisation et pour les services rendus à ses utilisateurs.

9.2.8.2.2. Conditions d'octroi de l'exonération

- d. *L'exonération devrait-elle être conditionnée à des critères d'utilité pour le réseau (flexibilité, disponibilités, services rendus) ?*

Ce sont des mécanismes de rémunération autres, de type flexibilité commerciale, qui permettront davantage de valoriser l'utilité de ces assets au niveau du réseau de distribution. Une exonération du gridfee soumise à certains critères ne nous semble pas le moyen adéquat de faire jouer ces moyens de flexibilité.

²¹ CREG, 16 avril 2026, (PRD)1109/13.

²² CREG, 16 avril 2026, (PRD)1109/13.

e. Quels indicateurs ou mécanismes de vérification pourraient être envisagés?

Voir réponse à la question précédente : ce sont les opportunités de marché qui rémunéreront la contribution de ces assets.

9.2.8.3.3. Impacts attendus/inattendus

f. Effets sur les investissements dans le stockage et les installations associant production et stockage

A notre connaissance, à ce jour, aucun promoteur de projet batterie n'a procédé à l'annulation de son étude de détail suite à la confirmation de la non-exonération des gridfee dans le cadre d'un projet en mode 'couplage stockage/production'. Bien que ces mêmes promoteurs souhaitent logiquement bénéficier d'une exonération partielle des coûts de distribution et de transport, ils semblent néanmoins disposer d'un environnement suffisamment rentable pour développer leurs projets de stockage d'énergie, en dépit de la tarification actuelle.

g. Risques éventuels de distortion ou d'effet d'aubaine

Étendre les exonérations à des cas autres que des raccordements dédiés exclusivement au stockage (et qui seront dans ce cas particulier spécifiquement identifiés dans nos systèmes) présente des risques importants même si nous comprenons que l'exonération ne vise pas des situations où le site intègre simultanément des activités de production, de stockage et de consommation («**behind-the-meter**»). Dans ce cas particulièrement, l'exonération de certaines composantes tarifaires en prélèvement conduit à une sous-tarification de l'usage réel du réseau. En effet, une partie de l'énergie prélevée peut ne pas être strictement liée au stockage mais correspondre à des usages de consommation finale tout en bénéficiant d'un régime tarifaire favorable.

Il en résulte un risque significatif d'effet d'aubaine, dans la mesure où l'organisation des flux internes au site peut permettre de minimiser les contributions tarifaires sans lien direct avec les coûts effectivement induits pour le réseau, ce qui est susceptible d'engendrer des distorsions entre utilisateurs et une allocation inefficace et inéquitable des coûts. Qui plus est, l'exonération du gridfee encouragerait davantage des stratégies d'optimisation fondées sur des opportunités de marché et en dépit de l'optimisation de l'auto-consommation du site industriel puisque le gain de celle-ci est diminué en raison de l'exonération conséquente du gridfee. Cette exonération aurait en outre également pour effet potentiel de soustraire l'utilisateur du réseau aux potentiels signaux tarifaires. Les exonérations s'appliquant au stockage ne peuvent en aucun cas être élargies à ces configurations ! Or, dans la pratique nous constatons que bon nombre des demandes de 'couplage stockage/production' se construisent autour d'un site industriel. Le risque d'effet d'aubaine significatif est donc présent!

9.2.8.4.4. Modalité pratiques

Nous n'en suggérons pas étant donné notre opposition au principe de base.

9.2.8.5.5. Retour d'expérience

À ce jour, aucune unité de stockage n'est encore exploitée sur nos réseaux. En effet, l'ensemble des projets de raccordement de systèmes de stockage d'énergie fait actuellement l'objet d'analyses conjointes entre ELIA et Ores, à la suite de l'entrée en vigueur récente (début 2026) de l'amendement au décret électricité, qui instaure un cadre flexible en matière de prélèvement pour ces systèmes.

9.2.9. RESA

Monsieur le Président, Monsieur le Conseiller,

Je vous prie de trouver ci-dessous l'avis de RESA concernant la consultation reçue en date du 28 mai 2026 à propos de l'évolution de la méthodologie tarifaire 2025-2029 relative aux installations couplant production et stockage.

Dans le cadre de la réflexion actuelle, la CWaPE envisage de réaligner les avantages octroyés aux installations exclusivement dédiées au stockage avec celles combinant production et stockage.

Il est important de préciser que cette analyse concerne spécifiquement cette configuration particulière (production + stockage), à l'exclusion des cas comprenant une consommation finale classique.

L'extension envisagée porterait sur l'exonération des composantes de prélèvement, à savoir les OSP, les surcharges de distribution ainsi que la totalité des tarifs de transport.

Une telle demande peut apparaître légitime au premier abord, dans la mesure où elle vise à supprimer une asymétrie de traitement entre différentes configurations de batteries et à améliorer la lisibilité du cadre tarifaire.

Cependant, plusieurs éléments conduisent à nuancer cette approche.

Premièrement, il convient de replacer cette proposition dans le contexte national. La CREG, en coordination avec Elia, s'oriente actuellement vers une suppression progressive des régimes d'exonération pour les installations de stockage. Cette évolution est motivée par le constat que les coûts associés à ces projets ont significativement diminué ces dernières années et que

leurs modèles économiques sont désormais suffisamment robustes. Dans ce cadre, le maintien d'un régime d'exonération généralisé au niveau du transport n'apparaît plus justifié. Dès lors, si Elia ne prévoit plus d'exonérer ces installations, il semble difficilement cohérent que GRD continue, voire étende, ces avantages, en particulier pour les composantes liées au transport.

Deuxièmement, la tarification repose sur une enveloppe de recettes figée. Toute exonération tarifaire accordée à un type d'utilisateur doit donc être compensée par d'autres catégories de clients, qu'il s'agisse de ménages, de clients professionnels ou d'industries. L'extension de l'exonération aux installations hybrides implique donc un transfert de charge vers les autres utilisateurs du réseau, ce qui pose une question d'équité. S'il est vrai que, sur le principe, l'installation de batteries pourrait permettre un rôle de « tampon » et donc d'éviter (ou de repousser) certains investissements, dans la pratique, ces batteries peuvent induire des flux additionnels, tant en prélèvement qu'en injection, en fonction de leur stratégie d'exploitation, généralement pilotée par des signaux de marché. Dans certaines configurations, cela peut contribuer à des congestions supplémentaires et engendrer des coûts additionnels pour le réseau, qui seront in fine supportés par la collectivité.

Troisièmement, dans le cas d'installations combinant production et stockage, l'exonération des composantes de prélèvement conduit indirectement à alléger le coût de fonctionnement de la partie production. Cela introduit une différence de traitement avec les autres installations de production qui ne disposent pas de stockage et qui supportent pleinement ces coûts dans leur fonctionnement global. Cette situation peut apparaître discriminante à l'égard des autres producteurs.

En conclusion, si l'objectif de la CWaPE de réaligner le traitement des différentes configurations de stockage peut être compris dans une logique de cohérence et de simplification, l'extension du régime d'exonération aux installations hybrides, ainsi que l'exonération appliquée aux installations exclusivement dédiées au stockage,

Annexe 2

soulève plusieurs enjeux importants en termes de cohérence avec le cadre national, d'équité tarifaire et de prise en compte de l'impact réel sur le réseau. Dans ce contexte, il apparaît que l'exonération et, par transposition, l'élargissement de cette exonération ne sont pas nécessairement opportuns, indépendamment de la question de leur harmonisation.

Cordialement,

Laurent DURGTEL