

Rapport n°2026-03

Rapport du 7 avril 2026 de la Commission de régulation de l'énergie portant sur l'utilisation des recettes tirées de la congestion en 2025, transmis à l'ACER en application de l'article 19§5 du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Victor ALONSO, Anthony CELLIER, Nadia FAURE et Didier REBISCHUNG, commissaires.

Le présent rapport est adopté par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et sera publié sur son site internet.

Paris, le 7 avril 2026.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

1. Contexte

L'article 19 du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (ci-après « Règlement marché ») prévoit les règles relatives à l'utilisation des recettes tirées de la congestion résultant de l'allocation de la capacité d'échange d'électricité entre zones de marché.

Le paragraphe 1 de l'article 19 du Règlement marché précise que la procédure de répartition de ces recettes entre différents postes de coût est soumise à l'appréciation des autorités de régulation. En application du deuxième paragraphe de l'article 19 du Règlement marché, ces recettes doivent être utilisées prioritairement aux fins de la réalisation des objectifs suivants :

- i. garantir la disponibilité réelle des capacités allouées, y compris la compensation de fermeté¹ ;
- ii. maintenir ou accroître les capacités d'échange d'électricité entre zones via l'optimisation de l'utilisation des interconnexions existantes au moyen d'actions correctives coordonnées, ou couvrir les coûts résultant des investissements dans le réseau qui sont pertinents pour réduire les niveaux de congestion des interconnexions ;
- iii. indemniser les exploitants de centrales de production d'électricité renouvelable en mer situées dans une zone de dépôt des offres en mer, directement connectés à deux ou plusieurs zones de dépôt des offres, dans le cas où l'accès aux marchés interconnectés a été réduit de manière telle que l'exploitant de la centrale de production d'électricité renouvelable en mer n'a pas pu exporter sa capacité de production d'électricité vers le marché et que, le cas échéant, il en résulte une baisse correspondante des prix dans la zone de dépôt des offres en mer, par rapport à une situation sans réduction de capacité.

Le paragraphe 3 de l'article 19 du Règlement marché dispose par ailleurs que « *lorsque les objectifs prioritaires énoncés au paragraphe 2 ont été remplis de manière appropriée, les recettes peuvent servir de recettes à prendre en compte par les autorités de régulation lorsqu'elles approuvent la méthode de calcul des tarifs d'accès au réseau ou lorsqu'elles fixent ces tarifs, ou les deux. Les recettes restantes sont inscrites dans un poste distinct de la comptabilité interne jusqu'à ce qu'elles puissent être dépensées aux fins [de la réalisation des objectifs prioritaires]* ».

L'ACER a approuvé une méthodologie² (ci-après « la Méthodologie ») proposée par les gestionnaires de réseau de transport (GRT), conformément au paragraphe 4 de l'article 19 du Règlement marché, afin de préciser (i) les modalités d'utilisation des recettes au titre des objectifs prioritaires, (ii) les conditions d'inscription des recettes dans un poste distinct de la comptabilité interne en vue d'une utilisation future à ces fins et (iii) la durée d'inscription des recettes à ce poste. Cette Méthodologie s'applique aux recettes de congestion collectées à partir du 1^{er} janvier 2022.

Le paragraphe 5 de l'article 19 du Règlement marché introduit une obligation pour la CRE, sur la base des informations qui lui sont communiquées par RTE, d'informer l'ACER et de publier un rapport indiquant notamment (i) le montant des recettes recueillies au cours de la période de douze mois prenant fin le 31 décembre de l'année précédente, (ii) la manière dont ces recettes ont été utilisées aux fins de la réalisation des objectifs prioritaires, (iii) le montant qui a été utilisé pour calculer les tarifs d'accès au réseau et (iv) les justificatifs attestant que le montant visé au (iii) est conforme au Règlement marché et à la Méthodologie.

La Méthodologie prévoit au paragraphe 3 de l'article 5 que pour décider si les recettes peuvent être utilisées en réduction des tarifs, le régulateur national doit établir si le GRT a atteint de manière adéquate les objectifs prioritaires au cours de la période de 12 mois se terminant le 31 décembre de l'année précédente.

L'article 2 du Règlement marché définit les interconnexions électriques comme « *une ligne de transport qui traverse ou enjambe une frontière entre des États membres [de l'Union européenne] et qui relie les*

¹ La compensation de fermeté représente une garantie financière pour le détenteur d'un droit de transport à long terme en cas de difficulté pour le gestionnaire de réseau de transport d'électricité à l'honorer.

² Decision n°38/2020 of the European Union Agency for the cooperation of energy regulators of 23 December 2020 on the methodology for the use of congestion income for the purposes referred to in article 19§2 of regulation (EU) 2019/943 in accordance with article 19(4) regulation (EU) 2019/943.

réseaux de transport nationaux des États membres ». Par conséquent, le présent rapport d'information et de suivi prend uniquement en compte les recettes et les coûts de congestion aux interconnexions qui relient la France aux autres États membres de l'Union européenne, ce qui n'inclut donc pas les frontières avec la Grande-Bretagne et la Suisse.

2. Rapport 2026 portant sur l'année 2025

2.1. Vue d'ensemble de l'utilisation des recettes tirées des congestions perçues sur l'année 2025

Les recettes de congestion brutes perçues par RTE aux frontières avec d'autres pays de l'Union européenne en 2025 se sont élevées à **2 050,3 M€**. Les recettes de congestion se répartissent par frontière de la façon suivante en 2025 :

Recettes de congestion brutes par frontière européenne en 2025	M€
Frontière France – Espagne	345
Frontière France – Italie	969,2
Frontière France – Région Core (Allemagne, Belgique)	717,1
Plateforme TERRE	19
Total	2 050,3

Les coûts engagés en 2025 aux fins de la réalisation des objectifs mentionnés au paragraphe 2 de l'article 19 du Règlement marché s'élèvent à **1 590,5 M€**. Ils concernent principalement les charges liées au *redispatching* et au *countertrading*, les coûts liés à la compensation de la fermeté et à la rémunération des droits de long terme, les charges de capital de la partie du réseau utilisée par les flux transfrontaliers ainsi que les charges d'exploitation qui y sont rattachées.

Catégories de coûts prévues par l'article 3 de la Méthodologie	Définition	M€
Coûts liés aux mesures de la fermeté mises en œuvre par le GRT et coûts liés aux actions visant à maximiser la capacité, conformément à l'article 16 du Règlement marché	Coûts des mesures prises par RTE pour garantir la fermeté, dont le <i>redispatching</i> et le <i>countertrading</i>	99,6
Coûts de compensation de la fermeté	Compensations versées par RTE aux détenteurs de capacité lorsque la fermeté n'est pas garantie	4,6
Coûts des options de couverture	Coûts financiers nets pour les GRT liés aux options de couverture	N.A. ³

³ Cette catégorie de coûts n'est pas renseignée car elle concerne les coûts financiers nets pour les GRT liés aux options de couverture entre zones de marché à l'intérieur d'un État membre.

Rémunération des droits de transport à long terme physiques (PTR) non-nominés et financiers (FTR)	Coûts liés au paiement versé par RTE aux détenteurs des capacités physiques et financières non-nominées	803,5
Coûts des coordinateurs de sécurité régionaux (RSC) et des centres de coordination régionaux (RCC)	Participations de RTE au financement des coordinateurs de sécurité régionale et des centres de coordination régionale, dont CORESO	13
Coûts résultant des investissements de renouvellement, de remplacement, de renforcement d'actifs existants, ou de développement de nouveaux actifs	Dépenses d'investissements de l'année du rapport	N.A. ⁴
Coûts résultant directement d'investissements passés dans le réseau	Charges de capital (amortissement et rémunération) des actifs immobilisés antérieurement à l'année du rapport	217,7
Autres coûts résultant d'investissements dans le réseau	Charges d'exploitation et autres charges liées aux investissements	447,7
Autres coûts liés à l'optimisation de l'utilisation d'actifs nouveaux et existants	Frais de gestions des enchères et coûts des projets européens	4,5
Total		1 590,5

Ainsi, pour l'année 2025, RTE a collecté 2 050,3 M€ de recettes de congestion aux frontières avec des pays de l'Union européenne et a engagé 1 590,5 M€ de coûts aux fins de la réalisation des objectifs prioritaires, conduisant à un excédent de 459,7 M€.

2.2. Détails des principaux projets contribuant aux capacités d'interconnexion

Le tableau ci-dessous détaille les projets d'interconnexion ou les projets contribuant de façon significative aux échanges transfrontaliers dont les dépenses d'investissement totales dépassent 100 M€ ou faisant partie de la liste des projets d'intérêt commun au sens du règlement (UE) 2022/869. Les montants indiqués sont des dépenses d'investissement. L'évaluation globale réalisée de l'usage des recettes intègre ensuite les « Coûts résultant directement d'investissements passés dans le réseau » qui sont des charges de capital normatives.

Nom du projet	Code du projet	Date de mise en service	CAPEX RTE (prévisionnels, nets de subvention, M€)	Gain de capacité par frontière (MW)	Dépenses en 2025 (M€)
Golfe de Gascogne	TYNDP : 16	T3 2028	1 550	2 000 MW (France – Espagne)	358
Celtic	TYNDP : 107	T2 2028	741	700 MW (France – Irlande)	123

⁴ Cette catégorie de coûts n'est pas renseignée afin d'éviter les doubles comptes, la CRE ayant choisi de rapporter les charges de capital normatives qui correspondent aux amortissements et à la rémunération résultant des investissements

Savoie Piémont	TYNDP : 21	En service	1 130	1 200 MW (France-Italie)	1
Création d'un axe sur la façade atlantique : Gironde - Loire Atlantique	NI/TF-ATLAN	T4 2036	4 300	Augmente les capacités d'échanges entre la France et l'Espagne	18
Modernisation de la ligne 400kv Marmagne tabarderie 1	OI/TMARMA 21	T4 2030	124	Augmente les capacités d'échanges entre la France et l'Espagne	1
Modernisation de la ligne 400kv Marmagne tabarderie 2	OI/TMARMA 22	T4 2029	125	Augmente les capacités d'échanges entre la France et l'Espagne	1
Renouvellement de la ligne 400 kV Breuil Marmagne	TI/TMRD.400	T2 2031	168	Augmente les capacités d'échanges entre la France et l'Espagne	2
Création ligne 400 kV Eguzon Marmagne	OI/TEGUZO.9	2034	295	Augmente les capacités d'échanges entre la France et l'Espagne	1

Justification de la pertinence des projets au regard des objectifs prioritaires

Les projets transfrontaliers Golfe de Gascogne et Celtic répondent aux objectifs prioritaires en tant qu'ils accroissent directement les capacités d'échanges respectivement avec l'Espagne et l'Irlande. Les travaux se sont poursuivis en 2025.

Les coûts présentés par RTE incluent également plusieurs projets dont les coûts sont inférieurs à 100 M€ et majoritairement situés hors de France :

- le projet d'interconnexion avec l'Allemagne, Muhlbach – Eichstetten, dont la mise en service est prévue en 2030 et qui devrait augmenter la capacité d'échange entre la France et l'Allemagne de 300 MW ;
- le projet d'interconnexion avec l'Allemagne, Vigy – Uchtelfangen, dont la mise en service est prévue en 2029 et qui devrait augmenter la capacité d'échange entre la France et l'Allemagne de 500 MW à l'import et de 1 500 MW à l'export ;
- le projet d'interconnexion avec la Belgique, Lonny-Achène-Gramme, dont la mise en service est prévue à l'horizon 2030-2032 et qui devrait augmenter la capacité d'échange entre la France et la Belgique de 800 MW à l'import et de 1 000 MW à l'export.

Plusieurs renforcements du réseau interne français seront nécessaires pour maintenir les capacités d'échange et intégrer les nouveaux projets d'interconnexion. Par exemple, le renforcement de plusieurs lignes à très haute tension prévu dans le schéma décennal de développement de réseau de transport d'électricité (SDDR) permettra d'atteindre 5 GW de capacité à la mise en service de l'interconnexion Golfe de Gascogne.

La CRE considère donc comme pertinent de prendre en compte les projets de renforcement de la structure du réseau à haute tension prévus dans le SDDR de RTE dans la liste des principaux projets contribuant aux capacités d'interconnexion. Ces projets représentent des dépenses d'investissements

faibles pour l'année 2025 (26 M€) mais pourront représenter des montants importants dans la prochaine décennie (environ 830 M€/an en 2030).

Enfin, RTE continue d'évaluer la pertinence de nouveaux projets d'interconnexion aux différentes frontières françaises. Dans l'éventualité où de nouveaux projets seraient approuvés, leurs coûts seraient également intégrés aux rapports ultérieurs.

3. Observation de la CRE

Pour l'année 2025, RTE a collecté 2 050,3 M€ de recettes de congestion aux frontières avec des pays de l'Union européenne et a engagé 1 590,5 M€ de coûts aux fins de la réalisation des objectifs prioritaires, conduisant à un excédent de 459,7 M€.

Dans le contexte de marché de 2025, la réalisation des objectifs prioritaires s'est traduite par des dépenses importantes et en progression pour garantir la disponibilité des interconnexions et poursuivre la réalisation des différents projets d'interconnexion.

Plusieurs projets d'interconnexion sont en cours de développement. En 2025, les travaux de l'interconnexion Celtic et de Golfe de Gascogne se sont poursuivis conformément aux engagements en termes de budget et de planning. De la même manière, les travaux de renforcements internes du réseau pour augmenter les capacités d'échanges aux frontières se sont poursuivis. Enfin, RTE continue d'évaluer la pertinence de nouveaux projets d'interconnexion aux différentes frontières françaises. Dans l'éventualité où de nouveaux projets seraient approuvés, leurs coûts seraient également intégrés aux rapports ultérieurs.

Ainsi, la CRE considère que les objectifs prioritaires ont été remplis de manière appropriée par RTE.

De ce fait, l'excédent constaté sur l'année 2025 vient en déduction du tarif d'accès au réseau public de transport d'électricité (TURPE).