

DÉLIBÉRATION N°2026-23

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 27 janvier 2026 portant décision sur la communication préalable de RTE concernant l'utilisation des recettes tirées de la congestion en 2026

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Victor ALONSO, Anthony CELLIER et Ivan FAUCHEUX, commissaires.

1. Contexte et compétence de la CRE

Les dispositions de 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 ») prévoient les règles relatives à l'utilisation des recettes tirées de la congestion résultant de l'allocation de la capacité d'échange entre zones.

L'article 2 du Règlement marché définit les interconnexions comme « *une ligne de transport qui traverse ou enjambe une frontière entre des États membres [de l'Union européenne] et qui relie les réseaux de transport nationaux des États membres* ». Ainsi, les recettes tirées de la congestion collectées aux interconnexions qui relient la France à des pays non-membres de l'Union européenne, de même que leur utilisation, ne sont pas encadrées par les dispositions du Règlement marché. Par conséquent, la présente délibération 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.

Le paragraphe 1 de l'article 19 précise que la procédure de répartition de ces recettes est soumise à l'appréciation des autorités de régulation. En application des dispositions du deuxième paragraphe de l'article 19 de ce même règlement, 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 entre zones via l'optimisation de l'utilisation des interconnexions existantes au moyen d'actions correctives coordonnées, le cas échéant, ou couvrir les coûts résultant des investissements dans le réseau qui sont pertinents pour réduire la 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*

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 à l'honorer.

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.

Le paragraphe 7 de l'article 4 de cette Méthodologie introduit l'obligation pour les régulateurs de décider de l'utilisation prévisionnelle des estimations de recettes tirées de la congestion par les GRT pour l'année à venir, y compris de l'atteinte appropriée des objectifs prioritaires. Selon les dispositions du paragraphe 6 de l'article 4 de cette même Méthodologie, les évaluations doivent être communiquées par les GRT à l'autorité de régulation compétente au plus tard le 31 octobre de l'année en cours.

RTE a envoyé, en janvier 2026, une communication préalable à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) sur l'utilisation prévisionnelle des recettes de congestion pour 2026, objet de la présente délibération dont les éléments sont repris ci-après.

2. Communication préalable portant sur l'année 2026

2.1. Recettes prévisionnelles tirées des congestions sur 2026

De manière générale, il convient de noter que les estimations de recettes présentent une incertitude forte en raison de leur dépendance aux prix de gros de l'électricité. RTE prévoit de collecter **1 073,8 M€** de recettes de congestion en 2026³, répartis par frontière comme suit :

Recettes de congestion indicatives par frontière en 2026	M€
Frontière France – Espagne	171,6
Frontière France – Italie	480,5
Frontière France – Région Core (Allemagne, Belgique)	398,3
Recettes de congestions issues des plateformes européennes d'équilibrage TERRE, PICASSO et MARI ⁴	23,4
Total	1 073,8

2.2. Coûts prévisionnels aux fins de la réalisation des objectifs prioritaires pour 2026

Les coûts prévisionnels pour 2026 aux fins de la réalisation des objectifs prioritaires et couverts par les recettes de congestion s'élèvent à **751,7 M€**. Ils concernent principalement les charges de capital de la

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.

³ Les recettes de congestion prévisionnelles pour 2026 ont été établies par RTE sur la base des prix de gros de l'électricité constatés fin octobre 2025.

⁴ TERRE : Plateforme régionale d'échange d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de remplacement (réserve tertiaire complémentaire). PICASSO : Plateforme européenne d'échange d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de restauration de la fréquence (réserve secondaire). MARI : Plateforme européenne d'échange d'énergie d'équilibrage à partir des réserves activées manuellement (réserve tertiaire rapide).

partie du réseau utilisée par les flux transfrontaliers ainsi que les charges d'exploitation qui y sont rattachées, et les charges liées aux *redispatching* et *countertrading*.

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 2019/943	Coûts des mesures prises par RTE pour garantir la fermeté, dont le <i>redispatching</i> et le <i>countertrading</i>	69,6
Coûts de compensation de la fermeté	Compensations versées par RTE aux détenteurs de capacité lorsque la fermeté n'est pas garantie	N.A. ⁵
Coûts des options de couverture	Coûts financiers nets pour RTE liés aux options de couverture	
Rémunération des droits de transport à long terme physiques (PTR) non-nominés et financiers (FTR)	Coûts liés à la rémunération versée par RTE aux détenteurs des capacités physiques et financières non-nominées	
Coûts des centres de coordination régionaux (RCC)	Participations de RTE au financement des centres de coordination régionale, dont CORESO	13,0
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. ⁶
Coûts résultant directement d'investissements passés dans le réseau	Charges de capital (amortissement et rémunération) des actifs immobilisés antérieurement à l'année du rapport	217,4
Autres coûts résultant d'investissements dans le réseau	Charges d'exploitation et autres charges liées aux investissements	447,1
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		751,7

⁵ Les recettes de congestion nettes rapportées ici sont déduites des différents coûts liés à la compensation de la fermeté, aux options de couverture et à la rémunération des droits de long-terme financiers et des droits de long-terme physiques non nominés.

⁶ 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.

2.3. 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€. 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.

Nom du projet	Code du projet	Date de mise en service	Budget-cible CRE (M€)	Gain de capacité par frontière (MW)	Dépenses prévisionnelles pour l'année 2026 (M€)
Golfe de Gascogne	TYNDP : 16	T3 2028	1 550	2000 MW (France – Espagne)	397,2
Celtic	TYNDP : 107	T2 2028	741	700 MW (France – Irlande)	245,8
Total					643

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 poursuivent en 2026.

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 2026 (40,8 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 communications ultérieures.

Décision de la CRE

En application des dispositions du paragraphe 5 de 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 « le Règlement marché ») et du paragraphe 7 de l'article 4 de la méthodologie approuvée par la décision n° 38/2020 de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) doit se prononcer sur l'utilisation prévisionnelle des recettes de congestion envisagées par RTE pour l'année 2026, y compris sur l'atteinte appropriée des objectifs prioritaires fixés au deuxième paragraphe de l'article 19 du Règlement marché.

La CRE constate que, pour 2026, les estimations de recettes de congestion (1 073,8 M€) sont supérieures aux coûts prévisionnels communiqués par RTE aux fins de la réalisation des objectifs prioritaires (751,7 M€). Néanmoins, la CRE relève que les estimations de recettes et de certaines catégories de coûts doivent être considérées avec une grande prudence en raison de leur dépendance forte aux prix de gros de l'électricité.

La CRE considère que la façon dont RTE prévoit d'utiliser les recettes de congestion pour l'année 2026 est appropriée et efficace afin de réaliser les objectifs prioritaires fixés par le deuxième paragraphe de l'article 19 du Règlement marché et cohérente avec le programme d'investissements de RTE pour l'année 2026, envoyé par RTE à la CRE.

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE et notifiée à RTE. Elle sera transmise au ministre chargé de l'énergie et de l'économie.

Délibéré à Paris, le 27 janvier 2026.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON