OIE

Les notes de l'Observatoire de l'Industrie Électrique

Usage de l'électricité | **Système électrique** | Politique énergétique

Octobre 2026

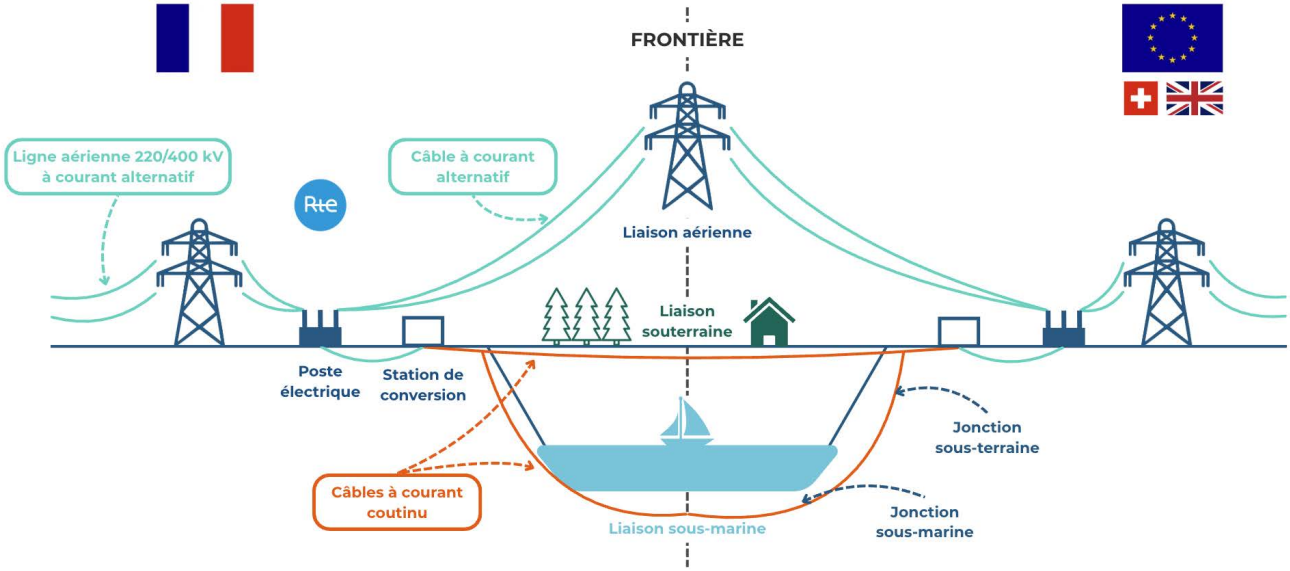


QUEL EST LE RÔLE DES INTERCONNEXIONS ÉLECTRIQUES EN FRANCE ?

Le développement des interconnexions électriques entre pays européens, dont les prémices remontent aux années 1950, constitue aujourd'hui l'une des priorités de la politique énergétique de l'Union européenne. Définies dans le droit européen comme « une ligne de transport qui traverse ou enjambe une frontière entre des États membres et qui relie les réseaux de transport nationaux des États membres », *ces infrastructures jouent un rôle clé dans la mutualisation des ressources énergétiques, le renforcement de la robustesse du réseau et les échanges d'électricité entre pays européens.*

Dans cette première note, l'OIE dresse un bilan de l'exploitation des interconnexions présentes en France et revient sur la valeur qu'elles peuvent générer.

Représentation simplifiée des interconnexions par technologie de transport



Source : UFE

1 BILAN DE L'UTILISATION DES INTERCONNEXIONS FRANÇAISES

HISTORIQUE DES INTERCONNEXIONS FRANÇAISES

ANNÉES 1900

Premiers contrats d'échange d'électricité régionaux en Europe de l'Ouest depuis les années 1900 en réponse à des besoins d'accroissement de la sécurité d'approvisionnement des systèmes électriques nationaux. Par exemple, le transport d'électricité sur 700 km entre Nancy et la région de Milan[1].

ANNÉES 1950

Synchronisation des réseaux à 50 Hz en 1958, en rassemblant dans un premier temps la France, l'Italie, la RFA, la Suisse, la Belgique, le Luxembourg et les Pays-Bas.

ANNÉES 1980

Nouvelles interconnexions à partir des années 1980 pour accompagner les programmes de développement des productions nucléaire et thermique. Par exemple, IFA 1 relie en 1986 la France (Sangatte) et l'Angleterre (Folkestone) pour une capacité de 2 000 MW.

ANNÉES 1990

Les interconnexions soutiennent l'Europe de l'énergie en 1996 avec la création du marché intérieur de l'énergie européen[2]. Par exemple, la ligne France-Espagne à l'est des Pyrénées en 2015, la liaison IFA 2 qui relie le Calvados (Tourbe) à Hampshire en Grande-Bretagne en 2021, la ligne Eleclink qui relie le Pas-de-Calais (Les Mandarins) et le Kent (Sellindge) en 2022 et la ligne Savoie-Piémont qui relie Chambéry et Turin depuis 2023.

L'Union européenne (UE) place le développement des interconnexions électriques et l'harmonisation de leurs règles au cœur de sa stratégie. Grâce à sa position géographique et à ses investissements depuis des décennies dans les interconnexions, **la France dispose aujourd'hui d'un réseau électrique parmi les plus interconnectés du continent**, avec 37 interconnexions avec 6 pays voisins (Allemagne, Belgique, Espagne, Italie, Royaume-Uni, Suisse et bientôt l'Irlande) : **elle est un véritable « carrefour » électrique, au cœur du fonctionnement des marchés européens de l'électricité.**

Classification des interconnexions avec la France



Source : RTE

LES MARCHÉS EUROPÉENS DE L'ÉLECTRICITÉ

Grâce aux renforcements des interconnexions, **les marchés européens de l'électricité[3] sont dits « intégrés » : ils permettent la sollicitation des moyens de production disponibles les plus compétitifs pour un quart d'heure et une zone géographique donnés, compte tenu des possibilités d'échanges offertes par les capacités d'interconnexion.** Cette intégration a débuté avec le Traité de Rome en 1957. Le couplage des marchés optimise ainsi le fonctionnement des marchés des zones de prix interconnectées en permettant de développer des bénéfices socio-économiques[4]. De plus, les interconnexions électriques offrent des bénéfices climatiques, d'équilibrage et de sécurité d'approvisionnement, en améliorant la résilience des systèmes électriques face aux aléas et en permettant le secours mutuel entre États membres grâce aux importations d'énergie en cas d'incident sur un réseau.

Qu'est-ce qu'une zone de prix ?

Le marché européen de l'électricité est organisé selon une approche zonale : au sein d'une zone de prix (*bidding zone* en anglais), les prix de gros de l'électricité pour chaque quart d'heure sont les mêmes. Les frontières des zones de prix coïncident le plus souvent avec les frontières nationales[5]. Ainsi, la France est actuellement constituée d'une unique zone de prix.

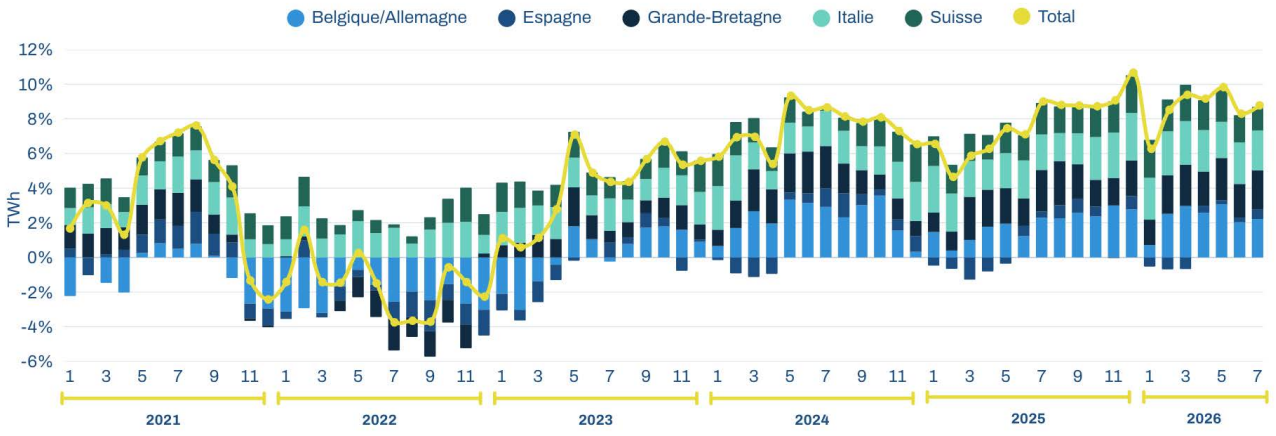
Lorsque les capacités d'échange ne sont pas saturées, les échanges transfrontaliers permettent d'harmoniser les prix de l'électricité entre les différentes zones de prix, en rapprochant le prix de la zone du signal de prix européen. Sinon se forme un écart de prix entre les différentes zones appelé « *spread* ».

Ordre de grandeur des exports et de leur valorisation

Le solde net exportateur de la France en 2025 s'est élevé à 92,3 TWh, confirmant une deuxième année consécutive record après 89 TWh en 2024 (soit l'équivalent de la consommation électrique de la Belgique[6]). **La valorisation nette totale des exportations d'électricité de la France a atteint 5,4 Md€ en 2025**, un niveau supérieur à celui de 2024 (5 Md€)[7]. **Ces exportations permettent d'améliorer la balance commerciale de la France s'agissant des échanges d'énergies**, très largement déficitaire de par nos importations d'énergies fossiles.

En 2022, en raison de la faible disponibilité du parc nucléaire national (-82 TWh par rapport à 2021), la France a été importatrice nette d'électricité pour la première fois depuis 1980[8]. **Le fonctionnement du système électrique à l'échelle européenne a été essentiel pour assurer la sécurité d'approvisionnement française, en particulier lors de l'automne-hiver 2022/2023.**

Bilans mensuels du solde des échanges commerciaux entre la France et ses voisins



Source : RTE

LA VALORISATION DES INTERCONNEXIONS

UNE VALORISATION SUR DEUX ÉCHÉANCES : À COURT TERME ET À LONG TERME

L'allocation des capacités transfrontalières dépend de l'horizon temporel considéré. En effet, lorsqu'un acteur de marché souhaite obtenir de la capacité d'échange entre deux zones de prix, celui-ci peut les acquérir deux façons différentes en fonction de l'échéance temporelle :

- **Allocation « explicite » :** aux échéances de long terme (c'est-à-dire avant le couplage de marché européen), il participe aux enchères sur la plateforme *JAO* (*Joint Allocation Office*). Les Gestionnaires de Réseau de Transport (GRT) calculent sur les différentes frontières les volumes de capacités qu'ils peuvent mettre en vente et les acteurs de marché soumettent leurs offres pour acquérir ces droits à long terme. On parle dans ce cas d'allocation « explicite » car les acteurs de marché achètent la capacité d'interconnexion indépendamment des volumes d'énergie échangés.
- **Allocation « implicite » :** À l'échéance journalière, ils soumettent leurs ordres d'achat/vente sur le marché J-1. Si ces ordres sont acceptés et qu'ils donnent lieu à un flux transfrontalier, les capacités de transport correspondantes sont attribuées simultanément. On parle dans ce cas d'allocation « implicite » et de couplage des marchés.

Afin qu'il y ait une cohérence entre les capacités vendues par les GRT à long terme et leur disponibilité réelle lors du couplage de marché, il est nécessaire que chaque GRT puisse honorer les capacités qu'il a vendu explicitement. **Par conséquent, les capacités allouées aux enchères sont « fermes », c'est-à-dire qu'elles sont soit garanties, soit le GRT verse une compensation à l'acteur de marché, s'il est dans l'incapacité d'honorer son engagement.** En effet, lorsque le GRT met aux enchères de la capacité transfrontalière (jusqu'à un an à l'avance), celui-ci conserve des marges plus ou moins importantes afin de pouvoir assurer la sécurité du système électrique et de pouvoir honorer les engagements qu'il a vendus. Cela lui évite de verser des compensations trop importantes, qui seraient *in fine* répercutées sur les consommateurs.

Qu'est-ce que la règle des 70 % ?

Afin d'encourager l'intégration des marchés européens de l'électricité, les GRT sont encouragés à maximiser les volumes de capacités transfrontalières qu'ils mettent aux enchères[9]. **Le Règlement « Électricité » UE 943/2019 oblige ainsi les GRT européens, au 1er janvier 2020, à garantir un seuil minimum de 70 % de disponibilité des interconnexions pour les échanges entre les zones de prix[10].** Le montant maximal de 30 % peut être utilisé par les GRT pour la gestion des marges de fiabilité, des flux internes et de boucle. **Afin de respecter cette obligation, le GRT peut avoir recours à des actions correctives afin de gérer la congestion, on parle de « *redispatching* » et de « *countertrading* ».**

Le « ***redispatching*** » consiste à déterminer un ensemble de groupes de production capable de réaliser des ajustements à la hausse et à la baisse au plus près de la congestion afin de régler le problème de congestion.

Le « ***countertrading*** » consiste à échanger de l'électricité transfrontalière dans le sens inverse du flux créant la congestion pour en limiter l'impact en modifiant le programme d'échanges à la hausse ou la baisse. Ces actions sont coûteuses puisqu'elles induisent un coût supplémentaire à l'activation des centrales de production. Le GRT peut également utiliser des **parades topologiques** qui visent à réorienter temporairement les flux sur le réseau.

UTILISATION DES RECETTES DES INTERCONNEXIONS FRANÇAISES

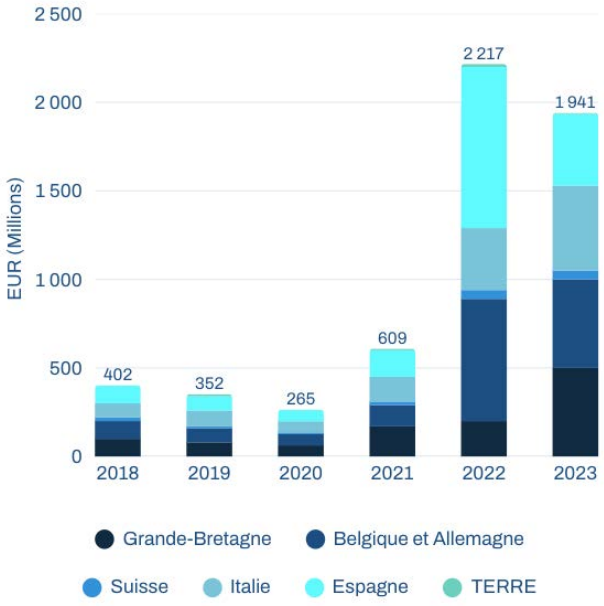
La vente des droits de capacités de transport aux interconnexions, qu'elles soient implicites ou explicites, permet aux GRT de dégager des revenus supplémentaires. En effet, lorsque la capacité transfrontalière est allouée de façon explicite, le GRT reçoit le prix des enchères, c'est-à-dire le prix de la dernière offre acceptée. **En cas d'allocation implicite, les bourses de l'électricité versent aux GRT une rémunération liée aux échanges sur les interconnexions. Cette rémunération est calculée en multipliant les volumes échangés par la différence de prix entre les deux zones. On parle alors de « recettes de congestion », qui peuvent être différenciées en deux catégories :**

- Les recettes de congestion brutes qui correspondent au montant total perçu ;
- Les recettes de congestions nettes, obtenues après déduction des coûts engagés par RTE pour le fonctionnement des interconnexions.

Le cadre européen définit les modalités selon lesquelles les GRT peuvent utiliser les recettes tirées des congestions. **Ces revenus doivent être utilisés en priorités pour (i) garantir la disponibilité réelle des capacités allouées**, y compris la compensation de fermeté (c'est-à-dire que les capacités allouées aux enchères sont soit garanties, soit l'acteur de marché est compensé par le GRT si celui-ci est dans l'incapacité d'honorer son engagement) ou **(ii) maintenir ou accroître les capacités d'échange entre zones de prix en optimisant l'utilisation des interconnexions existantes[11].**

Lorsque ces deux objectifs sont atteints, ces revenus sont utilisés comme des recettes dans le revenu autorisé du GRT dans le calcul des Tarifs d'Utilisation du Réseau Public d'Électricité (TURPE)[12-13]. La CRE établit en effet au début de chaque période tarifaire[14] un montant prévisionnel pour le revenu autorisé de RTE et réévalue annuellement le niveau du TURPE HTB en fonction des revenus réalisés, prenant notamment en compte les recettes annuelles d'interconnexion. Un excédent constaté sur une année vient donc en déduction du TURPE HTB[15] et se répercute dans le TURPE HTA-BT, qui est acquitté par les consommateurs finaux raccordés en basse tension, *via* la facture d'électricité[16].

Recettes de congestion aux interconnexions françaises de RTE, nette des coûts de fermeté et de rémunération des droits de transport à long terme



Source : CRE, Rapport sur les interconnexions électriques et gazières françaises, 2020-2023

CONCLUSION

La France est l'un des pays d'Europe les plus interconnectés avec ses voisins. Son appartenance au marché européen de l'électricité, et plus précisément au couplage des marchés, lui permet de valoriser ses interconnexions en exportant ou en important depuis les pays voisins.

Les interconnexions contribuent ainsi à renforcer la solidarité entre les États membres et leurs pays voisins tout en leur permettant de tirer parti de la complémentarité de leurs mix électriques respectifs.

NOTES DE FIN

1 ENTSO-E, *The 50 Year Success Story – Evolution of a European Interconnected Grid*

2 Directive (CE) N°96/92 du Parlement européen et du Conseil du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité

3 Le marché de l'électricité de gros européen recouvre plusieurs marchés de maturité diverses : à terme (jusqu'à 3 ans), journalier (J-1 ou « *day-ahead* »), infra-journalier (H-1 ou « *intraday* ») et d'équilibrage (une heure avant le temps réel *via* le mécanisme d'ajustement et les Services Systèmes)

4 Pour plus d'informations, voir OIE « Le couplage des marchés européens de l'électricité », février 2023

5 Les pays faisant exception sont la Suède, la Norvège, le Danemark et l'Italie divisés en plusieurs zones de prix, et le Luxembourg, qui partage une même zone de prix avec l'Allemagne. Dans ces pays, les zones représentent les poches où le réseau présente des caractéristiques suffisamment homogènes pour limiter les contraintes d'échanges entre producteurs et consommateurs.

6 Soit à 80,1 TWh, Elia, communiqué de presse, 26 décembre 2025

7 RTE, bilan électrique 2025

8 RTE, bilan électrique 2022

9 Si le GRT est dans l'incapacité de respecter cette règle, les autorités de régulation peuvent accorder une dérogation lorsque cela est nécessaire pour la sécurité d'exploitation. Voir Article 16 (9) du Règlement UE 2019/943

10 Article 16 (8) du Règlement UE 2019/943

11 Article 19 (2) du Règlement 2019/943

12 Article 19 (3) du Règlement 2019/943

13 Pour plus d'informations, voir OIE « Qu'est-ce que le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électrictié (TURPE) », décembre 2025

14 Une période tarifaire est d'une durée de 4 ans.

15 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.

16 Pour plus d'informations, voir OIE « Quel est le lien entre la facture des consommateurs et le marché européen de l'électricité ? », avril 2025