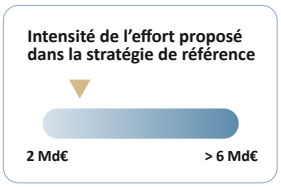
FICHE 11

Développement des interconnexions

Permettre à la France de contribuer à l'atteinte des objectifs climatiques européens grâce à son mix bas-carbone et à des capacités d'échanges renforcées



SITUATION ACTUELLE

L'électricité constitue une dimension clé de la construction européenne. Depuis la fin des années 1990, le projet européen conduit à intégrer physiquement et économiquement les systèmes électriques nationaux et à développer la concurrence.

Le marché intérieur de l'énergie obéit aujourd'hui à des règles communes qui se sont progressivement développées et approfondies au cours des vingt dernières années.

En pratique, ces règles permettent à l'Europe de disposer d'un marché intérieur de l'énergie qui apporte des réponses efficaces sur certains plans :

- Celui de la sécurité d'approvisionnement : les interconnexions jouent plus fortement que jamais leur rôle pour équilibrer le système électrique européen en fonction des situations rencontrées par les États membres. En 2022, le phénomène de corrosion sur le parc nucléaire combiné à la sécheresse en France a mis en évidence les bénéfices du système interconnecté : la France a battu son record d'import avec un solde à -16,5 TWh sur l'année.

- Celui de l'optimisation économique : les moyens de production dont le coût marginal est le moins élevé sont démarrés en priorité au sein de l'ensemble du système interconnecté. C'est notamment le cas de la production française : en 2024, la France a battu son record d'export avec un solde à +89 TWh.

- Celui de l'environnement : les moyens dont le coût marginal est le moins élevé sont aussi les moins carbonés. L'optimisation des moyens à l'échelle européenne permet donc de baisser les émissions de gaz à effet de serre. En 2024, les exports français ont évité de l'ordre de 17 $MtCO_2eq$ sur le système électrique européen.

La France a largement contribué à cette réussite au cours des vingt dernières années. Elle a construit de nouvelles infrastructures et a également été moteur dans tous les projets d'optimisation du système électrique. Il est possible de citer le développement des mécanismes qui assurent l'optimisation des moyens de production à l'échelle européenne (premier couplage avec la Belgique et les Pays-Bas en 2006, suivi par l'Allemagne en 2010), l'approfondissement des méthodes de calcul propres à l'optimisation des infrastructures de réseau ou la mise en commun des méthodes d'exploitation du système électrique au travers de centres de coordination (création de Coreso en 2008).

Elle est aussi directement bénéficiaire du marché européen. En 2024, les échanges d'électricité ont représenté une recette de 5 Md€ dans la balance commerciale française.

Depuis deux ans, les priorités européennes semblent changer dans le domaine de l'électricité. L'Europe demeure dépendante d'autres régions du monde pour son approvisionnement en énergie au sens large. Confrontée à l'invasion de l'Ukraine par la Russie – son principal fournisseur de

gaz –, elle a organisé une réponse énergétique coordonnée et modifié les règles du marché électrique.

Les récents rapports Letta et Draghi témoignent du développement et des inflexions de la réflexion européenne sur le domaine énergétique, qui porte aujourd'hui sur la compétitivité de l'Union et la dépendance aux fournisseurs extérieurs. Le réseau électrique y est toujours identifié comme un pilier de la souveraineté européenne. Fait nouveau, les deux rapports ne focalisent pas l'attention sur les interconnexions mais rappellent l'importance de disposer de réseaux internes suffisamment bien dimensionnés.

Dans les prochaines années, l'Europe sera confrontée à de nouveaux défis pour que le système électrique demeure une force et un élément de compétitivité. Les choix politiques et les réglementations européennes conduisent les pays européens à déployer des stratégies qui s'appuient toutes sur un développement de l'éolien et du solaire. Cela conduit à renforcer la corrélation entre les profils de production d'électricité sur le continent, et donc l'incidence des modes communs (périodes de vent faible ou journées peu ensoleillées).

La gestion de ces modes communs deviendra un enjeu technique important face auquel il convient de s'organiser pour apporter des réponses. Ces éléments ont été documentés par RTE dans le dernier Bilan prévisionnel. Le développement du système électrique interconnecté devra notamment tenir compte de cette nouvelle réalité physique.

ENJEUX POUR LE RÉSEAU

Le réseau français est un carrefour électrique européen.

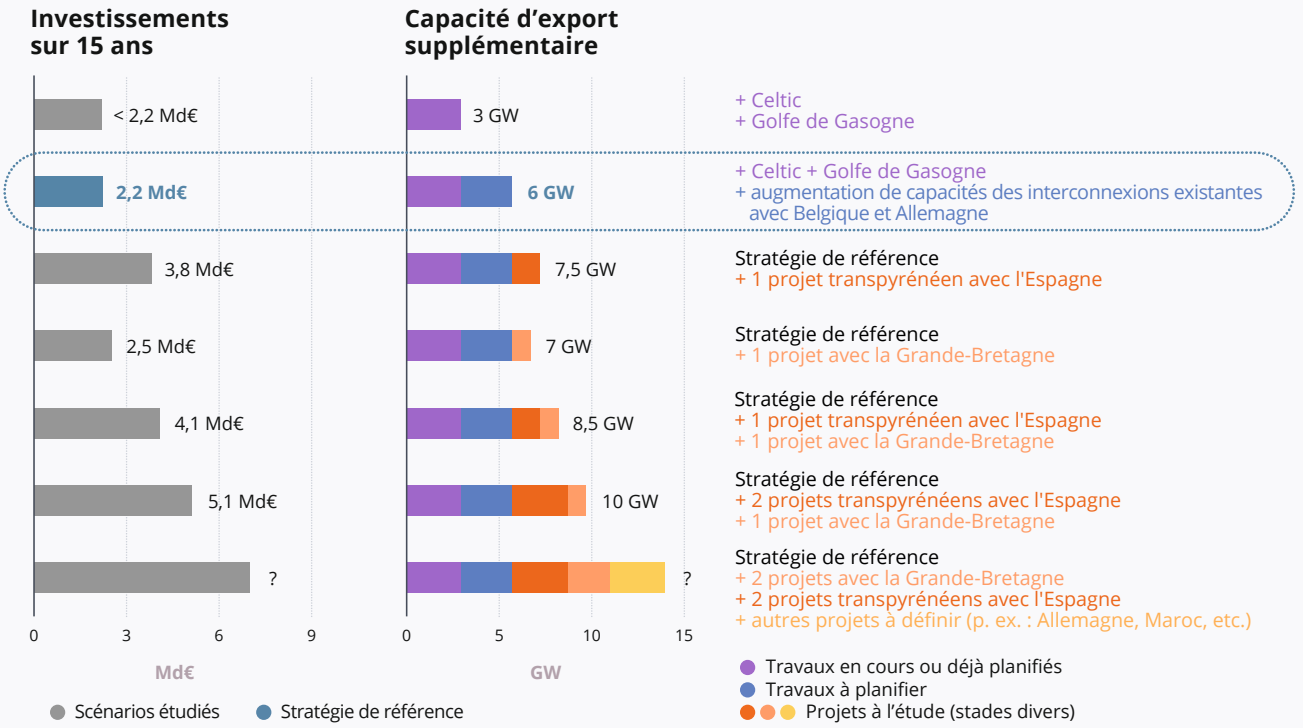
Dans la majorité des situations observées sur le système électrique, lorsque la France importe sur une frontière, elle exporte de manière simultanée sur une autre frontière. Ce phénomène est particulièrement important avec l'Espagne. À titre d'illustration, 98% du temps où la France était importatrice d'Espagne en 2024, elle exportait au moins autant vers les autres pays européens.

Dans tous les scénarios étudiés, la France joue un rôle de pays de transit pour l'Europe sur la période 2025-2040. Ces flux ont donc un impact sur le réseau interne. Cet impact est d'autant plus important que la réglementation européenne impose désormais de mettre à disposition des marchés de l'électricité européens 70% de la capacité technique maximale des lignes transfrontalières.

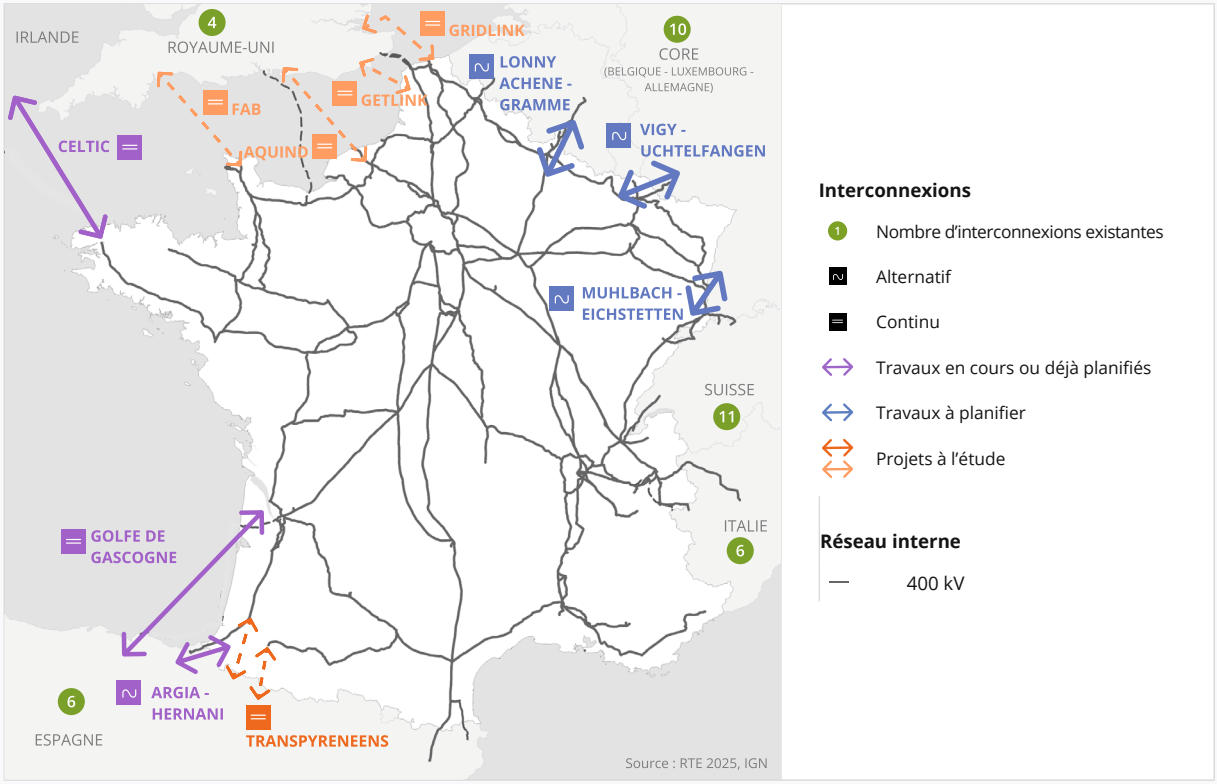
Dans le SDDR, l'enjeu est donc d'identifier les interactions entre le renforcement du réseau interne et le développement des interconnexions et de définir un programme industriel qui permette à la France de continuer à jouer son rôle de carrefour électrique européen sans que cela ne conduise à des difficultés d'exploitation ou à des situations paradoxales.

FICHE 11

STRATÉGIE DE RÉFÉRENCE ET ADDITIONNELLES



NB : Le graphique ci-dessus n'est pas exhaustif mais vise à montrer la diversité des possibilités. D'autres configurations sont possibles (p. ex. : 1 projet transpyrénéen et 2 projets FR-UK, etc.)



Choix de la stratégie de référence

Les projets identifiés dans le cadre du dernier SDDR et actuellement en phase de réalisation ou programmés doivent tous être mis en service d'ici 2030 (sous réserve de la planification des travaux en Allemagne pour certains projets). Ils permettront d'augmenter la capacité d'export de 11 GW et d'import de 9 GW par rapport à 2020.

La mise en service de projets d'interconnexions supplémentaires est conditionnée à la mise en service des projets de renforcement du réseau interne (phases 1 et 2 décrites dans la fiche n° 10). En l'absence de renforcement du réseau interne français, ces nouvelles interconnexions ne pourraient pas être exploitées pleinement ou elles conduiraient à des coûts d'exploitation importants et illégitimes du point de vue de RTE.

La trajectoire de référence du SDDR ne conduit donc pas à la mise en service de projets supplémentaires d'interconnexions au-delà des projets déjà engagés ou prévus avec l'Espagne, l'Irlande, la Belgique et l'Allemagne. Néanmoins, le SDDR a également identifié des options de développement supplémentaires entre 2030 et 2040 qui peuvent être activées sous réserve (1) de renforcer plus vite la structure du réseau à 400 kV, (2) d'un avis formel des autorités dans le cadre de leur avis sur le SDDR et (3) d'augmenter la trajectoire d'investissement de référence du SDDR.

DESCRIPTION DE LA STRATÉGIE DE RÉFÉRENCE ET DES CHOIX D'OPTIMISATION

Achever d'ici 2030 la mise en service des projets prioritaires issus du dernier SDDR

Concrètement, cela implique de terminer les travaux sur les deux projets de lignes à courant continu avec l'Espagne et l'Irlande, qui doivent être mis en service d'ici 2030. En plus de ces projets, des travaux sur le réseau existant aux frontières espagnole, belge et allemande sont prévus et permettront également d'augmenter la capacité d'échanges aux frontières.

En 2030, le programme aura permis d'augmenter en dix ans les capacités d'échange entre la France et l'Europe de 11 GW pour l'export et 9 GW pour l'import. La somme des échanges transitant aux frontières françaises pourra alors atteindre plus de 150 TWh contribuant à réduire les émissions de CO_2 en Europe dans un scénario cohérent avec les objectifs du projet de troisième programmation pluriannuelle de l'énergie.

Conditionner tout nouveau projet d'interconnexion au renforcement préalable de la structure interne du réseau français

Il n'est pas possible de poursuivre l'interconnexion du système électrique français après 2030 sans renforcer la structure du réseau en France.

En effet, sans renforcement du réseau interne, les échanges aux frontières seraient limités par les capacités de transit du réseau français. RTE devra réaliser des actions d'exploitation coûteuses (*redispatching*) et parfois paradoxales (p. ex. : baisse de la production décarbonée en France pour permettre le transit de la production décarbonée espagnole). Le *redispatching* aurait par ailleurs un impact sur les émissions de CO_2 du système électrique en France et en Europe et empêcherait des opportunités de valorisation de la production bas-carbone française.

Cette perspective est d'autant plus forte que les dispositions du droit européen imposent de mettre à disposition du marché européen 70% des capacités

techniques maximales des lignes transfrontalières indépendamment de la capacité des autres lignes de part et d'autre de la frontière.

Mettre en œuvre le programme sur le réseau à très haute tension pour éviter que le réseau interne français limite de manière récurrente les échanges d'électricité avec l'Europe (*cf.* fiche n° 10)

La fiche n°10 présente différentes étapes pour le renforcement du réseau 400 kV entre 2025 et 2040.

Il a été vérifié que ce programme permettait de résorber les congestions sur les lignes du réseau français contribuant aux échanges européens (soit 15% des lignes congestionnées en France à l'horizon 2035).

Par ailleurs, ce programme bénéficiera à la France car il accroîtra les possibilités de valorisation de la production bas-carbone et permettra une augmentation des échanges d'électricité entre la France et ses voisins par rapport à la situation actuelle.

Les premières mises en service sont prévues avant 2030 (mises en service de projets dans le Massif central et proche d'Orléans – projets inclus dans la phase n°1 du renforcement de la structure du réseau à très haute tension – *cf*. fiche n°10). RTE analysera les possibilités d'accélération des chantiers sur ces projets de renforcement du réseau interne.

Activer, sous réserve de décisions des autorités françaises et européennes, les solutions techniques et financières complémentaires permettant de mettre en service plus rapidement de nouvelles interconnexions (notamment entre 2030 et 2040)

La France étudie plusieurs projets d'interconnexion sur la majorité de ses frontières avec des niveaux d'avancements variés (par exemple : études en cours avec le Royaume-Uni, l'Espagne, le Royaume-Uni, l'Irlande, la zone Belgique/Allemagne, *etc*.).

Plusieurs de ces projets présentent des bénéfices sur le plan technico-économique et à l'échelle de l'Union européenne. Néanmoins, les bénéfices entre les pays ne sont pas toujours partagés de manière homogène en fonction des projets.

In fine, la décision d'investir dans de nouveaux projets d'interconnexions ne revient pas uniquement à RTE et ses homologues mais nécessite l'accord des États et une décision des régulateurs concernés sur le partage des coûts conformément au cadre en vigueur.

À cet égard, il est envisageable de prévoir la mise en service de projets d'interconnexion supplémentaires entre 2030 et 2040 (p. ex. : avec l'Espagne et/ou le Royaume-Uni, avec lesquels les études techniques sont les plus avancées). Trois conditions devront alors être respectées et sont cumulatives : (1) la mise en service préalable des projets de renforcement du réseau interne, (2) une demande formelle des autorités dans leur avis sur le SDDR et (3) une augmentation de la trajectoire de référence du SDDR.

Par exemple, la mise en service d'un premier projet transpyrénéen en 2036 et d'un second projet en 2040 est possible. Ce scénario nécessiterait *a minima* des mises en service accélérées de renforcements du réseau interne français dont la mise en service est plus tardive dans la trajectoire de référence. RTE chiffre les investissements supplémentaires *a minima* à 2,6 Md€ par rapport à la trajectoire de référence du SDDR. La chronique d'investissements annuels serait par ailleurs modifiée avec une hausse significative des investissements entre 2030 et 2035.

Le financement d'une telle accélération devra être résolu en amont de la décision d'investir. RTE considère qu'il devra inclure une composante européenne, dans la mesure où l'augmentation des capacités d'échanges entre l'Espagne et l'Europe du Nord-Ouest serait le déclencheur de cette anticipation et où les bénéficiaires seraient localisés hors de France.

Analyser l'option d'un renforcement de la connexion physique entre l'Afrique du Nord et la France via de nouvelles lignes transméditerranéennes

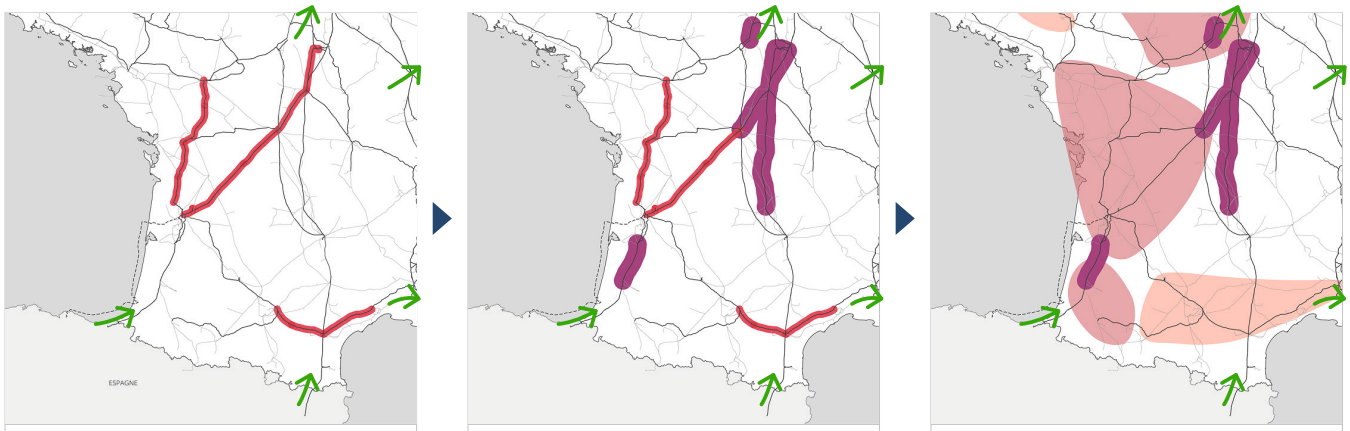
Ces projets ne sont pas chiffrés dans le SDDR et relèvent d'une réflexion géopolitique plus globale. À date, ils font l'objet d'analyses permettant de quantifier les enjeux économiques et industriels associés à ce type de projets.

Compléter le portefeuille d'investissements à mettre en service après 2040 (sous réserve qu'il n'y ait pas d'impact sur les chroniques de dépenses entre 2030 et 2040 ou que ces dépenses aient fait l'objet d'une demande formelle des autorités dans leur avis sur le SDDR)

Des études sont en cours sur plusieurs frontières et pourraient conduire à des décisions de développer de nouvelles interconnexions au-delà de 2040.

Conformément à la stratégie de référence, l'impact de ces projets sur le réseau interne devra être étudié et ils ne pourront pas être mis en service si le réseau interne n'est pas suffisamment renforcé. Par ailleurs, une attention sera portée sur l'impact de ces projets sur les chroniques d'investissements entre 2030 et 2040 et sur les solutions de financement associées.

AVANT / APRES LA MISE EN ŒUVRE DU SDDR : EXEMPLES SUR LES ÉCHANGES À LA FRONTIÈRE FRANCE-ESPAGNE



Sans renforcements du réseau interne français, les imports depuis l'Espagne sont principalement limités par plusieurs axes nord-sud et ouest-est.

Les renforcements déjà connus du Massif central soulagent un premier axe limitant vers le nord.

20 à 25 %

Les renforcements prévus dans le SDDR soulagent les derniers axes limitants.

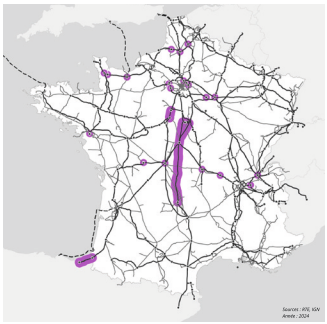
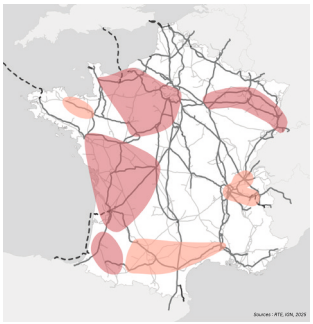
65 à 70 %

Légende

- Axes limitant l'import depuis l'Espagne
- 400 kV
- 225 kV
- Courant continu
- Renforcements programmés avant 2030 (post-SDDR 2019)
- Renforcements programmés entre 2030 et 2040 – consistance à définir (SDDR 2025)
- Fréquence d'atteinte d'une capacité en import de 5 GW depuis l'Espagne

FICHE 11

TEMPORALITÉ

	2025-2030	2030-2035	Horizon 2040
Projets transfrontaliers	**Projets déjà décidés** **Zone CWE** *Mulhbach-Eichstetten* *Vigy-Uchtelfangen* *Lonny-Achêne-Gramme* → **Travaux à planifier** (en particulier par les GRT allemands) **France – Espagne** *Golfe de Gasgogne* *Argia-Hernani* **France – Irlande** *Celtic interconnector* → **Travaux en cours**	**Travailler les solutions de financement, y compris européennes, pour accélérer la trajectoire de référence du SDDR en vue de réaliser plus vite de nouvelles interconnexions avec l'Europe**	**Mise en service de nouveaux projets d'interconnexion**
Structure du réseau	**Renforcements principalement dans le Massif central (déjà décidé – phase 1)**  **Les renforcements de la phase 1 ont un impact favorable sur la capacité d'échange aux frontières**	**Projets majoritairement non décidés**  **De nouveaux projets d'interconnexion nécessitent de prévoir des investissements supplémentaires dans le réseau interne français par rapport à la trajectoire de référence proposée dans le SDDR**	**Les renforcements de la phase 2 permettent d'améliorer significativement la capacité d'échange aux frontières**
Décision publique	**Orientations de l'État relatives au développement des interconnexions dans son avis sur le SDDR, indispensables pour planifier les phases suivantes** → ✓ / ✗		
	29 GW de capacités d'export et 24 GW de capacités d'import	**?**	

INDICATEURS

À l'horizon 2030, **29 GW**
de capacités d'exports et
24 GW de capacités d'imports

Entre 2025 et 2040, **augmentation** des échanges
d'électricité aux frontières sous l'effet des investissements
réalisés sur le réseau interne (phases n° 1 et n° 2)



EXEMPLE :
PROJET GOLFE DE GASCOGNE

Description
Il s'agit d'une nouvelle interconnexion en courant continu d'une puissance de 2000 MW et d'une longueur de 370 km, reliant les communes de Cubnezais en France (proche de Bordeaux) et de Gatika en Espagne (proche de Bilbao).

Coût : 3,1 Md€
Le projet bénéficie d'une subvention de la part de l'Union européenne à hauteur de 578 M€. En 2023, les régulateurs français et espagnol ont révisé le partage des coûts du projet (en intégrant la subvention, RTE portera 46% du coût total).

Date prévisionnelle de mise en service : 2028

Point d'avancement depuis le dernier SDDR
Après avoir obtenu toutes les autorisations nécessaires, la phase de construction a effectivement commencé en octobre 2023 par les travaux de génie civil. La pose des câbles sous-marins doit démarrer en 2026.

Impacts du projet sur le réseau en France
Le projet Golfe de Gascogne permet d'atteindre une capacité d'import maximale depuis l'Espagne de 5 GW. Lors des périodes ensoleillées ou de forte production éolienne, la péninsule ibérique sera en mesure d'augmenter ses exports. À l'inverse, elle importera de la production bas-carbone depuis la France pendant les périodes sans soleil. À cet égard, les études technico-économiques ont montré que le projet Golfe de Gascogne apportait des bénéfices pour la péninsule ibérique, la France et globalement le système électrique européen. Par ailleurs, elles ont toujours mis en évidence que le projet avait une très forte influence sur le réseau de la façade atlantique ainsi que sur les axes du Massif central ou à proximité d'Orléans. Cette influence est d'autant plus forte que le droit européen a évolué depuis le lancement du projet et a rendu beaucoup plus contraignantes les règles relatives à la gestion des interconnexions (règle dite des 70%).