



LES INTERCONNEXIONS

5. LES INTERCONNEXIONS : UN PROGRAMME SÉQUENCÉ POUR DOUBLER LES CAPACITÉS D'ÉCHANGE AVEC LA FRANCE EN 15 ANS

SYNTHÈSE

Le développement des interconnexions électriques constitue de longue date l'un des piliers de la politique énergétique de l'Union européenne. Supports du marché unique de l'électricité, les interconnexions transfrontalières ont progressivement permis de passer d'une logique nationale à une logique européenne dans le fonctionnement du parc de production. En tirant parti des complémentarités énergétiques des pays, elles contribuent de manière essentielle à l'intégration des énergies renouvelables et constituent un élément clé de la transition énergétique.

Cette priorité politique se traduit à l'échelle européenne par l'objectif, pour chaque État membre, d'augmenter sa capacité d'import pour atteindre 10% de sa capacité installée en 2020 et jusqu'à 15% en 2030.

Au niveau national, la feuille de route énergétique prévoit un développement important des interconnexions, en cohérence avec la perspective dressée par le Président de la République en septembre 2017. Elle se traduit dans le projet de PPE par des projets de renforcement sur toutes les frontières. Cette priorité politique est assise sur des bases technico-économiques robustes. Les études du Bilan prévisionnel ont notamment montré qu'un accroissement des capacités est essentiel pour assurer l'équilibre (technique et économique) du mix électrique envisagé dans le projet de PPE, à savoir 95% de l'électricité produite issue du nucléaire ou des énergies renouvelables. La contribution française à la réduction des émissions de gaz à effet de serre à l'échelle européenne serait alors très importante.

Le SDDR est fondé sur la perspective d'un doublement de la capacité d'interconnexion

de la France en 15 ans, passant d'une quinzaine de gigawatts aujourd'hui à une trentaine de gigawatts à l'horizon 2035.

Il s'agit d'une cible volontariste, cohérente avec les priorités politiques de l'Union européenne et de la France et articulée avec le plan européen de développement du réseau (TYNDP) élaboré par ENTSO-E. Pour y parvenir, il sera nécessaire de développer les interconnexions sur toutes les frontières françaises. Une quinzaine de projets de développement ou de renforcement d'interconnexions, de maturités différentes, ont ainsi été analysés.

RTE présente dans le SDDR une méthode opérationnelle pour y parvenir. Cette méthode consiste en premier lieu à classer les projets par « ensembles cohérents » et à les développer de manière séquencée.

En ce sens, cette méthode complète le plan décennal européen de développement du réseau (TYNDP). Celui-ci, dont la dernière version a été publiée en 2018, consiste en une agrégation de projets individuels, associés à une date de mise en service théorique. La concaténation de l'ensemble de ces projets se matérialiserait, pour la France, par une augmentation très rapide des capacités d'interconnexion au cours des prochaines années, mais il y a tout lieu de penser qu'un tel scénario n'est pas réaliste sur le plan sociétal, industriel ou économique.

Le travail réalisé dans le cadre du SDDR a consisté à définir ces ensembles cohérents, en se fondant sur une approche multi-scénarios (prise en compte de tous les scénarios de référence européens et nationaux) et multicritères (appréciation du degré de maturité technique, économique, et politique).

Ceci implique une mise en cohérence temporelle et un séquençement permettant d'articuler une trajectoire d'ensemble.

Les projets d'interconnexion sont ainsi classés en trois paquets. La trajectoire proposée au titre du SDDR en découle directement :

- 1) La première étape consiste à achever le «paquet 0», c'est-à-dire à mener à bien les trois projets en cours (deux avec le Royaume-Uni, IFA2 et Eleclink, un avec l'Italie, Savoie-Piémont). Ces projets ont été lancés il y a une dizaine d'années et le réseau interne français est prêt pour leur insertion. Leur concrétisation figure parmi les hypothèses de base pour fermer les centrales au charbon en France. À l'horizon 2022, la capacité d'interconnexion de la France aura été portée à environ 15 GW pour l'import et 20 GW pour l'export.
- 2) L'étape suivante consiste à mettre en service les interconnexions du «paquet 1». Celui-ci rassemble toutes les interconnexions qui apparaissent «sans regret», c'est-à-dire dont la justification est acquise dans tous les scénarios (renforcement engagé avec l'Espagne *via* la ligne Golfe de Gascogne, renforcements avec l'Allemagne et la Belgique, peu coûteux par rapport aux bénéfices qu'ils apportent). RTE souhaite engager l'ensemble de ces projets rapidement et réalise les adaptations nécessaires du réseau interne pour que la capacité effectivement disponible soit compatible avec les nouvelles règles européennes. À l'horizon 2025, la capacité d'interconnexion de la France aura été portée à environ 20 GW pour l'import et 25 GW pour l'export.
- 3) D'autres projets d'interconnexion ont été rassemblés dans un «paquet 2», «sous conditions». Ces conditions peuvent être de nature politique (issue du Brexit et clarification du statut du Royaume-Uni), économique (montant des subventions européennes, évolution des paysages énergétiques permettant de conforter les hypothèses nécessaires pour assurer l'intérêt du projet pour la collectivité) ou technique. Si ces projets s'avèrent justifiés, ils pourraient être lancés dans les prochaines années pour une mise en service au-delà de 2025.

Elle se décline de la façon suivante sur chaque frontière :

- 1) Le renforcement des capacités d'échange avec la zone pentalatérale (France-Allemagne-Benelux) doit être priorisé. Au cours des 15 dernières années, RTE a réalisé les adaptations nécessaires de son réseau, qui n'est pas limitant pour les échanges. Les contraintes pour augmenter les transits se situent donc généralement dans les pays voisins, où des adaptations permettront de les résoudre. Dans un contexte de fermeture des centrales au charbon en France et en Allemagne, et de réduction de la capacité nucléaire en Allemagne, Belgique et France, le renforcement du potentiel d'échange apparaît dans l'intérêt conjoint des différents pays.
- 2) Sur la péninsule ibérique, la priorité à court et moyen terme consiste à mener à bien le projet Golfe de Gascogne, dont le tracé sous-marin soulève des enjeux techniques majeurs. Il portera la capacité d'échange avec l'Espagne à 5 GW – soit davantage qu'avec l'Allemagne. Au-delà, la perspective d'un renforcement supplémentaire *via* les «projets transpyrénéens» nécessite des adaptations significatives sur le réseau amont, dont la consistance et la faisabilité demeurent à apprécier. Dans l'attente des conditions sociétales et économiques permettant leur réalisation, ce SDDR considère qu'il demeure trop d'incertitudes pour positionner les projets transpyrénéens dans un des paquets.
- 3) La valorisation de nouveaux projets avec le Royaume-Uni apparaît très dépendante du contexte. Au-delà des interconnexions en cours, les différentes études plaident pour un accroissement compris entre 0 et 2 interconnexions. RTE propose une clause de revoyure afin de statuer sur ces projets une fois IFA2 et Eleclink mis en service et l'issue du Brexit clarifiée.
- 4) Le projet avec l'Irlande participe, au-delà de l'aspect économique, d'une volonté politique de connecter l'Irlande au marché européen. Il dépend du subventionnement de l'Union européenne et sera engagé s'il permet de garantir un bénéfice vu de la France.

Ces priorités et principes (séquençement et planification conjointe) conduisent à des engagements collectifs qui demeurent soutenables. Pour un montant de près de 2 Md€ sur la période, les capacités d'échange aux frontières françaises pourront être doublées à l'horizon 2035.

5.1 L'interconnexion des réseaux nationaux constitue le socle des ambitions énergétiques européennes

Le développement des interconnexions participe d'une vision politique européenne

Les interconnexions ont été initialement développées pour accroître la sécurité d'approvisionnement des systèmes électriques nationaux. Leur rôle s'est depuis élargi, *via* l'intégration des marchés européens, en permettant de 1) mutualiser les moyens de productions en faisant appel aux moyens les moins chers, et 2) favoriser l'intégration des énergies renouvelables en tirant parti des complémentarités énergétiques entre pays et du foisonnement¹ des aléas des énergies variables.

Le renforcement de l'interconnexion des réseaux constitue aujourd'hui une priorité politique pour l'Union européenne, et participe notamment de l'atteinte des objectifs énergie-climat. Cette priorité a été affirmée à chacune des étapes de construction du marché unique de l'électricité et s'est traduite dans le droit communautaire comme dans les actes par une priorité permanente pour la construction de nouvelles lignes d'interconnexion et par la mise en œuvre progressive du couplage des marchés de l'électricité.

Cette priorité s'instancie par la fixation, au niveau communautaire, d'un objectif d'augmentation des capacités d'import de ses États membres visant à atteindre 10% de leurs capacités installées en 2020 et jusqu'à 15% en 2030².

Elle s'articule autour d'un outil de planification du développement du réseau à l'échelle européenne, le plan décennal de développement du réseau (TYNDP), élaboré tous les deux ans par ENTSO-E³ en application de la réglementation européenne. Le TYNDP constitue un outil central de la

planification du système électrique et en particulier des infrastructures de réseau au niveau européen. Il est notamment utilisé par la Commission européenne pour la désignation des projets d'intérêt commun. Les législations européenne et nationale prévoient que les plans de réseau nationaux doivent être élaborés en cohérence avec lui ; le code de l'énergie confie spécifiquement à la CRE le soin de vérifier cette cohérence.

Ainsi, le récent TYNDP, publié en 2018, recense pour la France une quinzaine de projets ; certains sont en construction tandis que d'autres se situent encore à un stade préliminaire.

Un pan entier du droit communautaire est désormais consacré au soutien aux projets d'interconnexion : le règlement européen n°347/2013 établit des orientations pour les développements prioritaires en matière d'infrastructures énergétiques. Celles-ci reposent sur quatre corridors prioritaires : le réseau des mers septentrionales, l'interconnexion Nord-Sud en Europe de l'Ouest, l'interconnexion Nord-Sud en Europe centrale et en Europe du Sud-Est, et le plan d'interconnexion des marchés énergétiques de la région de la mer Baltique pour l'électricité. La France est concernée par les deux premiers corridors. La réglementation⁴ définit également trois critères spécifiques auxquels les projets d'intérêt commun doivent contribuer au moins en partie :

- *L'intégration du marché, entre autres en mettant fin à l'isolement d'au moins un État membre et en réduisant les goulets d'étranglement des infrastructures énergétiques ; la concurrence et la flexibilité du système ;*
- *La durabilité, entre autres au moyen de l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau et du transport d'électricité produite à*

1. Différentes régions ne font pas toujours face à des événements de production renouvelable extrême (très forte ou très faible production) aux mêmes périodes

2. Source : <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/2030-energy-strategy#>

3. European Network of Transmission System Operators for Electricity

4. Source : <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2013:115:0039:0075:FR:PDF>

➤ Objectifs européens énergie-climat

Afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) de ses pays membres pour atteindre la neutralité carbone d'ici 2050⁵, l'Union européenne s'est fixée des objectifs environnementaux de plus en plus ambitieux⁶ avec :

- ▶ Dès 2008, un objectif pour l'horizon 2020, dit des « 3 x 20 » :
 - Réduire de 20 % les émissions de GES⁷ ;
 - Porter la part d'énergie d'origine renouvelable à 20 % de la consommation finale d'énergie ;

- Améliorer l'efficacité énergétique de 20 %.
- ▶ En 2014, prolongation des objectifs à 2030 :
 - Réduire de 40 % les émissions de GES ;
 - Porter la part d'énergie d'origine renouvelable à 27 % de la consommation finale d'énergie ;
 - Améliorer l'efficacité énergétique de 27 %.
- ▶ En 2018, révision à la hausse des objectifs à 2030.
 - Porter la part d'énergie d'origine renouvelable à 32 % de la consommation finale d'énergie.

partir de sources renouvelables vers de grands centres de consommation et sites de stockage ;

- ▶ *La sécurité de l'approvisionnement, entre autres par l'interopérabilité, des connexions appropriées ainsi que la sécurité et la fiabilité de l'exploitation du système.*

Par l'intermédiaire du programme «Connecting Europe Facilities», l'Union européenne participe au financement des projets les plus pertinents. Par exemple, le projet «Golfe de Gascogne» reliant la France à l'Espagne a bénéficié de ce programme par l'octroi en 2018 d'une subvention de 578 M€.

Le développement des interconnexions participe également d'une volonté politique nationale, traduite dans le projet de PPE

En raison de sa situation géographique en Europe, la France est un pays fortement interconnecté. Elle joue un rôle central dans le fonctionnement des marchés européens et dans les travaux

d'harmonisation, en étant notamment intégrée à quatre régions européennes de calcul de capacité d'interconnexion (*Europe Centrale* ou Core, *Europe du Sud-Ouest* ou SWE, *Italie Nord* et *Manche*).

Fréquemment exportatrice et ponctuellement importatrice, la France est fortement impliquée dans le développement des interconnexions, comme élément de solidarité électrique et d'efficacité pour la réussite de la transition écologique. Le discours prononcé par le Président de la République à la Sorbonne le 26 septembre 2017 a renforcé cette orientation en affirmant vouloir faire du développement des interconnexions un des piliers de l'ambition énergétique pour l'Europe :

«[La transition écologique efficace et équitable] impose aussi d'avoir un marché européen de l'énergie qui fonctionne vraiment et donc de vouloir enfin favoriser les interconnexions [...] Nous aurons un marché européen de l'énergie qui fonctionne mieux si nous développons enfin de manière accélérée ces interconnexions.»

5. Source : Commission européenne : https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_fr

6. Source : <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/>

7. Par rapport aux niveaux de 1990

Le projet de PPE développe ces orientations et reprend un plan ambitieux pour le développement des interconnexions électriques. Il fixe un objectif d'augmentation de la capacité à hauteur d'environ 10 GW supplémentaires à l'horizon 2030 et précise que « *compte tenu des enjeux de flexibilité du système électrique français et européen, il apparaît essentiel de poursuivre les travaux de développement des interconnexions [...]* »

Le cadrage général des scénarios du Bilan prévisionnel 2017 intègre un accroissement important des capacités d'échange. Cet accroissement participe très largement au bon fonctionnement du mix électrique décrit dans des scénarios de type *Ampère* et *Volt*, dont de nombreuses caractéristiques se retrouvent dans le scénario de la PPE. À court terme, le renforcement des interconnexions constitue l'une des conditions pour rendre possible la fermeture des centrales à charbon en France (augmentation des capacités d'imports en situation tendue). À moyen long terme, il accompagne le développement de la base d'électricité décarbonée en France en offrant des débouchés supplémentaires à cette production. Pour un pays comme la France, le développement des interconnexions est donc crucial pour la réussite de la transition énergétique.

Les analyses complémentaires⁸ publiées par RTE en octobre 2018 ont justement permis de souligner et d'illustrer l'importance des échanges aux interconnexions pour l'équilibre du mix électrique français. Ces analyses ont montré que :

- Dans des scénarios de croissance de la production décarbonée en France (tels que *Volt* et

Ampère), l'augmentation des volumes d'export, à des niveaux de 100 TWh/an ou plus, est un résultat robuste, confirmé par d'autres études européennes⁹. Cette augmentation du solde exportateur découle de la compétitivité de la base de production française d'origine nucléaire et renouvelable sur le marché de l'énergie européen et des évolutions du mix européen (fermeture annoncée de réacteurs nucléaires et de centrales à charbon en Belgique et en Allemagne) ;

- Les niveaux de prix de l'électricité et de valorisation des exports sont en revanche très sensibles aux différents paramètres. Dans certaines conditions s'écartant du cadrage des scénarios (par exemple, avec un développement plus important qu'anticipé des énergies renouvelables dans les pays voisins ou une consommation d'électricité en baisse dans ces pays), les prix de l'électricité sur le marché de l'électricité pourraient s'établir à des niveaux inférieurs à 40 €/MWh en moyenne, créant ainsi des difficultés de rentabilité économique pour certaines filières (nucléaire notamment) et/ou un besoin important de soutien public pour d'autres (EnR notamment).

Via de nouvelles opportunités d'échange, le développement des interconnexions permet ainsi de limiter les scénarios de prix faibles de l'électricité et d'améliorer l'équilibre économique des capacités de production françaises.

Ainsi, la perspective générale pour la France consiste en une cible de doublement de la capacité d'interconnexion en 15 ans.

8. RTE, octobre 2018, *Analyses complémentaires sur les échanges d'électricité aux interconnexions dans les scénarios du Bilan prévisionnel*

9. Source : Étude de la *European Climate Foundation*, étude IDDRI-Agora Energiewende, etc.

5.2 Du point de vue pratique : une analyse des projets selon de multiples scénarios

Les objectifs fixés à l'échelle européenne et nationale sont ambitieux. Ils ne dispensent pas les porteurs de projets d'interconnexion et leurs États d'une analyse socio-économique au cas par cas, afin d'identifier et de prioriser les projets les plus rentables d'un point de vue socio-économique et les plus pertinents pour l'atteinte des objectifs énergie-climat européens.

Chaque projet d'interconnexion fait l'objet d'une évaluation socio-économique, préalablement à toute décision de construction

Les impacts d'une interconnexion pour la collectivité doivent être quantifiés sur le plan économique, et comparés aux coûts d'investissements, d'exploitation et de maintenance induits. L'engagement d'un projet de développement suppose donc qu'une évaluation complète de sa valeur socio-économique pour la collectivité européenne ait été menée, permettant de garantir la rentabilité du projet. L'évaluation doit tenir compte de plusieurs facteurs :

- **L'influence sur le plan de production** : une interconnexion favorise des échanges accrus entre les pays où l'électricité est plus chère et d'autres où l'électricité est moins chère : cette mutualisation diminue globalement les coûts du système électrique européen et favorise notamment l'intégration des énergies renouvelables en tirant parti des complémentarités énergétiques entre pays et du foisonnement possible de l'intermittence de ces énergies. Ainsi, une nouvelle interconnexion avec le Royaume-Uni est susceptible de se traduire par une augmentation des exports français en remplaçant la production d'électricité britannique produite à partir de gaz par une augmentation de la production issue de nucléaire et une réduction des limitations de production renouvelable en France.

- **L'influence sur les pertes du réseau électrique** : une interconnexion influe sur la répartition des flux sur le système électrique, ce qui modifie les pertes générées par le transport d'énergie sur le réseau.
- **L'influence sur les contraintes des réseaux internes** : une interconnexion influe sur la répartition des flux du système électrique, pouvant induire des contraintes sur les réseaux internes de chaque pays, et donc un coût lié aux limitations du parc de production dans les zones congestionnées. Des adaptations du réseau supplémentaires peuvent alors être nécessaires.
- **L'influence sur la sécurité d'approvisionnement** : une interconnexion renforce la capacité des pays à se prémunir d'événements extrêmes (température basse, faible disponibilité du parc de production, etc.) en favorisant l'entraide lors de ces événements ou en évitant que chaque pays ne surinvestisse dans des moyens de pointe très coûteux¹⁰.
- **L'influence sur l'environnement** : une interconnexion modifie les émissions de polluants consécutives à la production d'électricité, comme le CO₂. D'autres incidences peuvent également résulter du projet en lien avec son intégration dans l'environnement ou la quantité des ressources matérielles nécessaire lors de sa phase de construction ou d'exploitation.

Élaboré par l'association des gestionnaires des réseaux de transport d'électricité européens (ENTSO-E) en lien avec l'association des régulateurs européens (ACER¹¹), puis validé par la Commission européenne, le document *Second Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects*¹² décrit et prescrit les méthodologies à utiliser pour réaliser ces évaluations projet par projet.

¹⁰. En France, l'apport des interconnexions sur la sécurité d'approvisionnement est estimé à environ 7 GW.

¹¹. Agency for the Cooperation of Energy Regulators

¹². Source : <https://docstore.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/Cost%20Benefit%20Analysis/2018-10-11-tyndp-cba-20.pdf>

L'apport des projets d'interconnexion est évalué dans des visions très contrastées du mix électrique européen

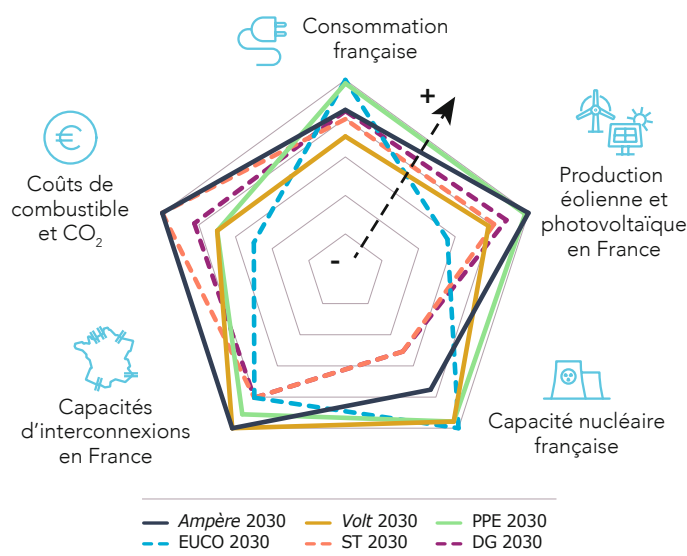
Les perspectives de transition énergétique, telles qu'envisagées par les différentes politiques nationales et européennes, offrent un champ très large des futurs possibles en fonction de la temporalité et de l'ampleur de leur réalisation. Il en résulte que les projets d'interconnexion peuvent être évalués en utilisant une large gamme de scénarios d'évolution du mix électrique, à l'échelle européenne comme nationale.

La méthode utilisée par RTE dans le SDDR a consisté à examiner la valeur des projets d'interconnexion en utilisant sept scénarios : quatre scénarios européens du TYNDP et trois scénarios nationaux issus du Bilan prévisionnel et du projet de PPE.

Les scénarios issus du Ten Year National Development Plan d'ENTSO-E

Tous les deux ans, des scénarios d'évolution du système électrique pan-européen sont élaborés et servent de cadre de référence pour l'analyse socio-économique des projets d'interconnexion. Les résultats sont notamment utilisés par la Commission européenne dans la détermination des projets d'interconnexion

Figure 5.1 Vision schématique des hypothèses selon le scénario envisagé



d'intérêt commun, pouvant donner lieu à des subventions européennes. Le dernier exercice, publié en 2018, s'appuie sur trois scénarios élaborés par ENTSO-E et un scénario élaboré par la Commission européenne. Les données et cadrages utilisés, datant de fin 2016 et 2017 (et donc antérieurs aux annonces du Gouvernement sur la PPE), sont généralement obsolètes s'agissant du nucléaire, des EnR ou du charbon. Par ailleurs, ils ne font pas toujours l'objet d'une cohérence intrinsèque entre pays :

- **Scénario Best Estimate 2025 (BE 2025)** : Agrégation des visions nationales d'évolution des mix énergétiques à 2025. Pour la France, ce scénario implique une forte diminution du nucléaire à l'horizon 2025/2030.
- **Scénario Sustainable Transition 2030 (ST 2030)** : Vision issue de l'objectif « 100 % énergie renouvelable au sein de l'UE en 2050 » à travers des politiques nationales ambitieuses et un prix de CO₂ très élevé. Pour la France, ce scénario implique une très forte diminution du nucléaire et une accélération médiane des EnR.
- **Scénario Distributed Generation 2030 (DG 2030)** : Vision intégrant une consommation « active » au cœur du système avec de la production à petite échelle et le développement des moyens de stockage accompagnant celui de la production photovoltaïque.
- **Scénario EUCO 2030** : Vision élaborée par la Commission européenne, conduisant au respect des objectifs sur le climat et sur l'énergie en 2030 tel qu'adoptés par le Conseil européen en 2014. Dans ce scénario, la France maintient un parc nucléaire important, ne ferme pas les dernières centrales au charbon et développe peu les énergies renouvelables.

Mise à part le scénario EUCO 2030, les visions du TYNDP ont donc été construites avec des niveaux de capacité nucléaire français très en retrait par rapport aux orientations contenues dans le projet de PPE.

Les scénarios issus du Bilan prévisionnel de RTE

Deux des scénarios de l'exercice 2017 font l'objet d'une évaluation approfondie des interconnexions dans le présent rapport.

- **Scénario Ampère (2025/2030/2035)**
- **Scénario Volt (2025/2030/2035)**

Le scénario issu de la Programmation pluriannuelle de l'énergie

► Scénario « PPE » 2025/2030/2035 :

Développement accru des énergies renouvelables (par rapport aux scénarios *Ampère* et *Volt*), déclassement modéré du parc nucléaire, développement significatif de la production d'hydrogène à partir d'électricité et consommation électrique en légère hausse. À l'étranger, les hypothèses sont fondées sur celles du TYNDP et mises à jour selon les nouvelles visions nationales et orientations politiques. Afin de compléter la construction du scénario, dans le cadre des simulations réalisées pour le présent rapport, les coûts des combustibles sont issus de la vision médiane *Volt*.

Ces sept scénarios permettent de tester des configurations très différentes sur la consommation d'électricité, le parc nucléaire en France, le développement des énergies renouvelables, l'évolution des mix électriques à l'étranger, ou encore les hypothèses contextuelles (coûts de combustible, etc.). Ils ont néanmoins comme point commun (à l'exception, dans une certaine mesure du scénario EUCO), de reposer sur un fort développement des énergies renouvelables en France et en Europe. En 2030, les capacités éoliennes en France représentent ainsi près de 50 GW dans *Ampère* contre seulement la moitié dans EUCO. La production solaire installée est comprise entre 28 GW (*Volt* et EUCO) et 48 GW (PPE) au même horizon. De même, dans les pays voisins, la production renouvelable est en forte augmentation par rapport aux niveaux actuels et couvre un large éventail de valeurs, toutes notablement en hausse vis-à-vis des niveaux actuels (la production solaire en Espagne dans le scénario ST est par exemple plus de deux fois et demi supérieure à celle de *Volt* en 2030).

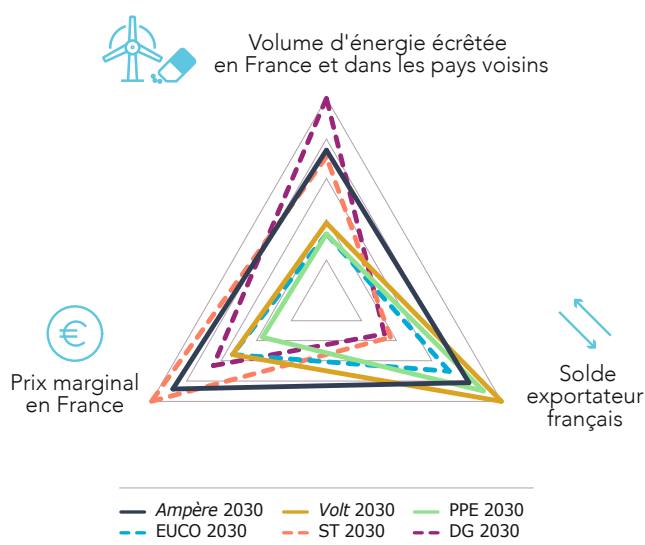
Ils traduisent également des visions plus ou moins datées de l'évolution du mix électrique. Les scénarios européens ont été élaborés en 2016, antérieurement aux décisions françaises sur les centrales au charbon, le mix nucléaire et les énergies renouvelables. Certains scénarios sont ainsi fondés sur une évolution de la capacité nucléaire qui n'est pas en ligne avec les

trajectoires du projet de PPE : ST 2030 et DG 2030 ne conservent que 38 GW de nucléaire en France tandis que *Volt* et PPE en ont près de 58 en 2030. De même, le scénario EUCO conserve les centrales au charbon françaises à l'horizon 2030, alors que leur fermeture est annoncée pour 2022 au plus tard.

Les hypothèses de ces scénarios, introduites dans les modèles de simulation de marché, se traduisent par des caractéristiques de scénarios très différentes et, en particulier, par des opportunités d'échanges d'énergie variées. La valorisation de nouveaux projets d'interconnexions est ainsi dépendante de chaque scénario.

Par exemple, si la France reste exportatrice dans tous les scénarios envisagés, le solde net français – porté par des volumes de production renouvelable et nucléaire importants – est compris entre 25 TWh/an sur DG 2030 et 150 TWh/an sur *Volt* 2030. Comme détaillé dans le rapport publié par RTE en octobre 2018 sur les échanges aux interconnexions¹³, ces volumes sont cohérents avec ceux observés dans d'autres études européennes (étude de la European Climate Foundation, étude IDDRI-Agora Energiewende, etc.).

Figure 5.2 Vision schématique des scénarios

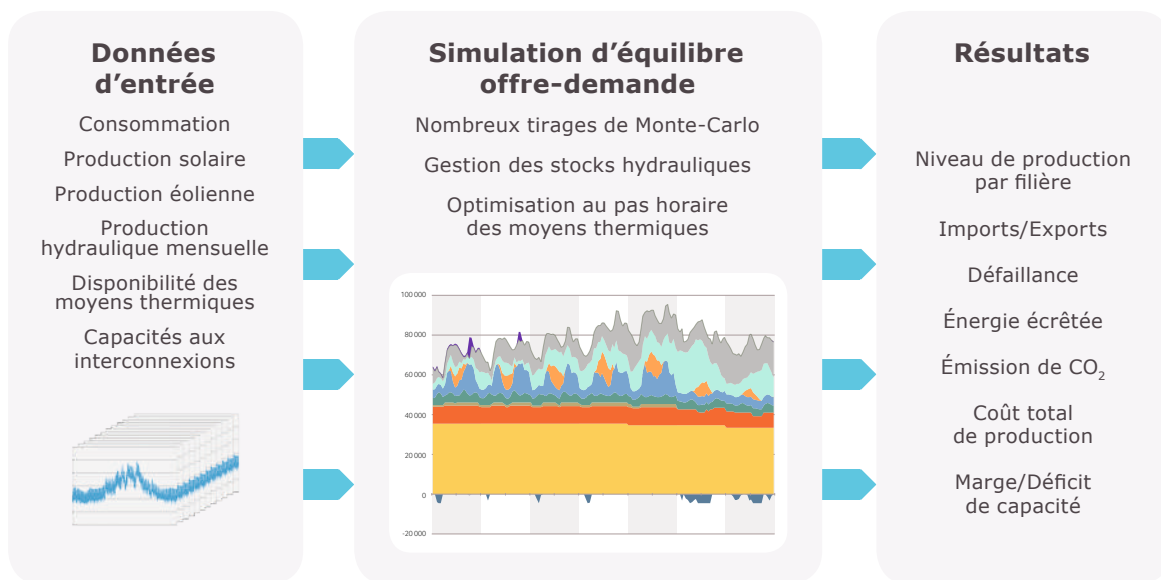


¹³. RTE, 2018, Analyses complémentaires sur les échanges aux interconnexions dans les scénarios du Bilan prévisionnel

Par ailleurs, la répartition des flux aux interconnexions peut changer du tout au tout selon les scénarios : exportatrice nette vers l'Espagne dans *Ampère*, la France est au contraire importatrice dans ST 2030 du fait de la très forte production renouvelable espagnole et de la forte baisse du nucléaire en France. Concernant la production renouvelable, les volumes d'énergie écrêtés diffèrent également beaucoup selon le scénario, notamment en fonction

du niveau d'interconnexion, des capacités de production et du niveau de la demande. Enfin, les prix de l'électricité diffèrent aussi selon le scénario, en raison de la disparité des coûts de combustibles et de CO₂ utilisés et du parc installé dans chaque pays. L'incidence des différentes hypothèses sur le prix des combustibles est analysée en détail dans le chapitre 12 sur les incertitudes.

➤ Simulation de marché



5.3 Une analyse « projet par projet » ne garantit pas un programme cohérent et réaliste

Une quinzaine de projets d'interconnexion envisagés entre la France et ses pays voisins

La capacité d'échange actuelle entre la France et ses voisins est d'environ 15 GW. Dans les trois prochaines années, les mises en service annoncées

d'IFA2 et ElecLink, à la frontière anglaise, et de Savoie-Piémont avec l'Italie devraient augmenter les capacités d'échange français de près de 3 GW. Au-delà de ces trois interconnexions en cours de construction, douze autres projets reliant la France à ses voisins font l'objet d'études techniques, économiques et environnementales.

Tableau 5.1 Principaux projets d'interconnexion en cours ou envisagés aux frontières françaises

Frontière	Nom	Consistance sommaire
Belgique	Avelin/Mastaing-Avelgem-Horta	Remplacement des câbles conducteurs actuels des deux circuits entre Avelin et Avelgem par des câbles à faible dilatation.
	TD Aubange	Installation de deux transformateurs déphaseurs (TD) au poste d'Aubange en Belgique. Associé à Avelin/Mastaing-Avelgem-Horta, ENTSO-E estime l'apport en capacité d'échange à 1500 MW ¹⁴ .
	Lonny-Achène-Gramme	Renforcement de la ligne Lonny-Achène-Gramme (consistance pas encore fixée). Apport en capacité d'échange estimé à 1000 MW par ENTSO-E.
Allemagne	Muhlbach-Eichstetten	Exploitation en 400 kV de la ligne existante construite en technique 400 kV et exploitée jusqu'à présent en 225 kV entre Muhlbach et Eichstetten ; travaux dans le poste de Sierentz 225 kV.
	Vigy-Uchtelfangen	Après une première période d'exploitation avec DLR, remplacement des conducteurs et installation de TD. La majorité des travaux est située en Allemagne. Associé à Muhlbach-Eichstetten, ENTSO-E estime l'apport en capacité d'échange à 1800 MW.
Royaume-Uni	IFA 2	Nouvelle liaison à courant continu de 1 GW et d'une longueur d'environ 200 km en sous-marin et une trentaine de kilomètres en souterrain.
	ElecLink	Nouvelle liaison à courant continu de 1 GW empruntant les infrastructures du tunnel sous la manche.
	France-Aurigny-Grande-Bretagne (FAB)	Nouvelle liaison à courant continu de 1,4 GW entre la France (poste de Manuel) et l'Angleterre.
	GridLink Interconnector	Nouvelle liaison à courant continu de 1,4 GW entre la France (coupure sur les lignes Warande-Weppes Avelin) et l'Angleterre.
	Aquind Interconnector	Nouvelle liaison à courant continu de 2 GW entre la France (poste de Barnabos) et l'Angleterre.
Irlande	Celtic Interconnector	Nouvelle liaison à courant continu de 700 MW entre la Bretagne et la région de Cork en Irlande.
Espagne	Golfe de Gascogne	Nouvelle ligne à courant continu sous-marine de 2 GW entre le Pays basque espagnol et l'Aquitaine. Apport en capacité d'échange estimé à 2200 MW par ENTSO-E.
	Projets transpyrénéens	Deux nouvelles lignes à courant continu dans l'Ouest des Pyrénées. Apport en capacité d'échange estimé à 3000 MW par ENTSO-E.
Suisse	Renforcement France-Suisse	Installation de TD à Foretaille (Suisse) et à Cornier, et changement de conducteur pour des CFD sur la ligne 400 kV Creys-Saint-Vulbas. Apport en capacité d'échange estimé à 1500 MW en export et 600 MW en import par ENTSO-E.
Italie	Savoie-Piémont	Création d'une double liaison souterraine à courant continu à 320 kV de 2 x 600 MW entre les postes de Grande-Ile (France) et de Piosasco (Italie) de 95 km sur le territoire français. La traversée de la frontière sera réalisée par la galerie de sécurité du tunnel routier du Fréjus.

14. Niveau atteignable 30 % du temps, voir encadré

❖ Les échanges commerciaux européens ont des influences sur les flux physiques d'électricité, dans et entre les pays, qu'il est nécessaire de prendre en compte

Les échanges d'électricité entre pays peuvent avoir un impact sur le flux transitant sur de nombreuses lignes, situées aux frontières ou non, car :

- ▶ ils s'appuient sur des lignes internes aux pays (pour acheminer l'énergie jusqu'aux frontières) et sur les lignes d'interconnexion ;
- ▶ les lois physiques¹⁵ régissant le transport d'électricité imposent qu'un échange entre deux pays frontaliers peut, dans un réseau maillé, également transiter par les pays voisins.

Par ailleurs, ces lignes sont aussi utilisées pour des échanges internes au pays ou pour des échanges avec d'autres pays. Par conséquent, afin de ne pas dépasser les limites physiques de flux sur chacune de ces lignes, les échanges entre pays peuvent être limités. Les capacités d'échange maximales varient donc à chaque instant, selon les situations de production et de consommation en Europe (via l'influence que ces situations ont sur la répartition des flux).

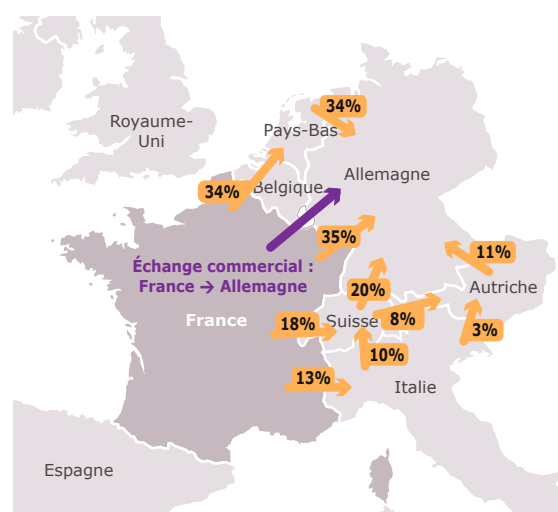
De la même manière, l'ajout d'une nouvelle interconnexion entraîne une hausse des capacités d'échange qui peut varier selon les situations : faible sur les heures durant lesquelles la nouvelle interconnexion ne permet pas de résoudre les contraintes, élevée lorsqu'elle permet de lever un goulot d'étranglement.

Pour la modélisation, ENTSO-E associe à chaque nouveau projet d'interconnexion un niveau de capacité d'échange supplémentaire fixe. Cette vision simplifiée représente la capacité garantie entre deux pays durant 30 % du temps. Au-delà, la capacité apportée par l'interconnexion ne sera pas nulle mais pourra être limitée en raison des contraintes sur les lignes internes des pays limitrophes. Cette approche permet de représenter simplement l'apport d'un projet d'interconnexion mais présente des limites importantes car ne tient pas compte de l'aspect dynamique des

capacités d'échange. Les études de valorisation des projets nécessitent alors une analyse spécifique des impacts sur les congestions induites dans les pays.

L'Union européenne a adopté un nouveau paquet appelé «Une énergie propre pour tous les Européens». Parmi les éléments importants de ce texte¹⁶ figure un dispositif contraignant destiné à maximiser les capacités d'interconnexion mises à disposition du marché, en limitant les possibilités d'optimisation de ces capacités. Les conditions d'application de ce seuil, parfois appelé «critère des 70 %», doivent encore être clarifiées. Toutefois, la robustesse du réseau interne français rendra ce nouveau dispositif moins contraignant pour la France que pour ses voisins. Les impacts éventuels sur la rentabilité des projets d'interconnexion seront étudiés une fois les modalités d'application clarifiées.

Figure 5.3 Exemple de décomposition des flux physiques pour un échange commercial réalisé entre la France et l'Allemagne



¹⁵. En particulier les lois de Kirchhoff

¹⁶. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CONSIL:ST_5070_2019_INIT&from=EN

La rentabilité d'un projet dépend de sa localisation, de sa temporalité et des hypothèses sur le mix énergétique européen

Le calcul du surplus économique (Socio-Economic Welfare – ou SEW) est la méthode la plus communément répandue pour évaluer l'intérêt d'un projet d'infrastructure pour la collectivité.

Pour les projets d'interconnexion, ce surplus est évalué *via* l'économie annuelle de coûts de production (remplacement de la production plus chère par une production moins chère) obtenue à l'échelle européenne par la mise en service d'un nouveau projet. Il traduit une meilleure optimisation des plans de production européens. En lien avec le développement massif de la production variable dans le mix électrique européen, l'apport économique de chaque

Figure 5.4 Impact du projet Celtic Interconnector sur la production d'électricité en Europe (scénario PPE 2035)

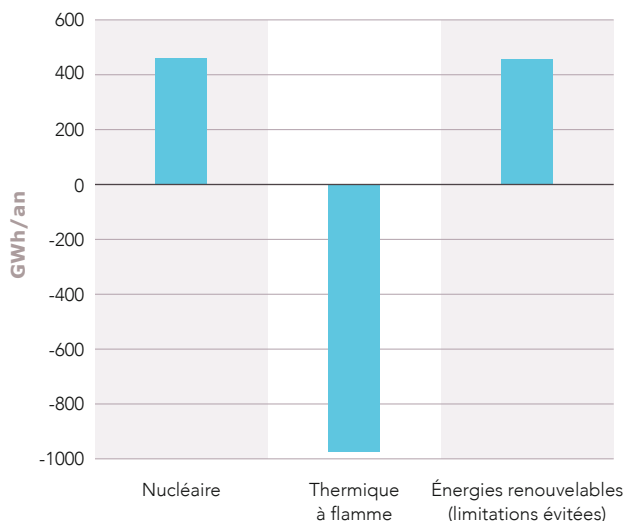


Tableau 5.2 Projets d'interconnexion avec la France sur les scénarios du Bilan prévisionnel, de la PPE et du TYNDP en M€/an (coût annualisé et SEW selon les différents scénarios)

Frontière	Projet	Coût annualisé	PPE			Ampère			Volt			Best Estimate	Sustainable transition	Distributed Generation	EUCO
			2025	2030	2035	2025	2030	2035	2025	2030	2035	2025	2030	2030	2030
Belgique	Avelin/Mastaing-Avelgem-Horta	9	14	25	36	28	57	111	27	29	44	8	19	12	22
	TD Aubange	1	5	10	15	11	24	48	10	12	19	3	6	4	8
	Lonny-Achène-Gramme	7	8	17	25	18	39	82	16	19	31	3	9	10	14
Allemagne	Muhlbach-Eichtetten	4	5	10	16	9	19	38	8	8	14	3	7	7	6
	Vigy-Uchtelfangen	9	31	60	92	57	110	216	51	51	80	20	43	40	28
Grande-Bretagne	Aquind Interconnector	119	95	104	106	49	113	196	81	86	135	13	35	26	35
	FAB	62	71	78	79	37	84	144	61	64	100	18	38	24	35
	GridLink Interconnector	82	71	78	79	37	84	144	61	64	100	18	38	24	35
Irlande	Celtic Interconnector	68	57	81	92	87	137	142	69	78	90	44	89	82	77
Espagne	Golfe de Gascogne	122	228	326	336	123	261	362	167	272	359	121	438	349	138
	Projets transpyrénéens	185 + ¹⁷	218	338	339	76	183	284	101	215	296	92	336	319	109
Suisse	Renforcement France-Suisse	8	36	114	174	61	182	336	57	114	200	35	73	49	24

17. Des coûts supplémentaires sur les lignes internes seront nécessaires.

nouvelle interconnexion dépendra au premier ordre du rôle qu'elle jouera pour permettre d'exporter la production au plus faible coût (nucléaire et renouvelable) : plus une nouvelle interconnexion permettra de trouver un débouché important aux surplus de productions les moins chers, plus son intérêt pour la collectivité sera grand.

De manière générale, la plupart des interconnexions dégagent une valeur importante sur l'ensemble des scénarios étudiés. Pour une

première illustration de leur rentabilité pour la collectivité européenne, ces valeurs sont à mettre en regard du coût annualisé de chaque projet (même si d'autres impacts doivent être pris en compte pour une analyse complète, voir section suivante).

Dans les scénarios du Bilan prévisionnel et de la PPE¹⁸, les interconnexions présentent des valeurs en général plus élevées que dans les scénarios du TYNDP (hors frontière espagnole), en raison notamment de capacités de production

➤ Valorisation des projets par frontières : approche marginale versus approche séquencée

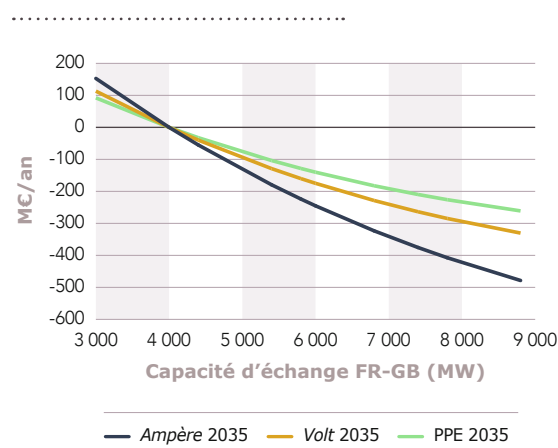
L'approche unitaire étudie l'apport des interconnexions par ajout ou par retrait par rapport à un réseau de référence. Ceci permet de comparer la valeur relative de chaque projet. *A contrario*, ceci ne permet pas d'estimer le niveau d'interconnexion optimal. Pour les frontières présentant plusieurs projets d'interconnexion, l'approche unitaire peut être conservée mais une approche séquencée peut également être adoptée. Cette seconde approche permet d'estimer l'évolution de la valeur d'une frontière en regard de l'évolution de son niveau d'interconnexion. *A contrario*, l'ordre d'arrivée est prépondérant en raison de la cannibalisation de la valeur par les premiers projets et la date envisagée par la mise en service devient donc un facteur déterminant.

► **Conserver une approche unitaire** : à partir du réseau de référence prévisionnel, chaque projet est valorisé unitairement. En l'absence de séquence claire sur l'arrivée des projets avec le Royaume-Uni, cette méthode a été utilisée sur la frontière anglaise¹⁹ dans le SDDR et dans le TYNDP (l'évolution des coûts de production totaux selon la capacité

d'échange avec le Royaume-Uni a tout de même été étudiée).

► **Adopter une approche séquencée** : à partir des interconnexions actuelles, les projets sont valorisés suivant l'ordre de mise en service prévisionnelle. Cette méthode a été utilisée pour les frontières belge, allemande et espagnole sur les scénarios BP, PPE et TYNDP.

Figure 5.5 Évolution des coûts de production totaux selon le niveau d'interconnexion à la frontière FR-GB par rapport à une référence à 4000 MW



18. Le chapitre sur les incertitudes étudie la sensibilité des résultats à plusieurs paramètres, notamment les coûts de combustibles utilisés et la présence de power-to-hydrogen

19. Dans les scénarios du BP et de la PPE, aucun des trois projets n'est dans le réseau de référence en 2025, un est en 2030 et deux en 2035. Mise à part en 2025 où chaque projet est unitairement évalué par ajout, les trois projets sont évalués par retrait par rapport au réseau de référence. Dans le TYNDP, Gridlink Interconnector et FAB sont dans le réseau de référence 2025 et 2030 et les projets sont évalués selon leur présence dans cette référence.

à faibles coûts plus importantes en France dans le BP et la PPE. Les niveaux d'interconnexion de références utilisés pour la valorisation sont les mêmes dans les trois scénarios français, tandis que le TYNDP utilise un réseau légèrement différent responsable pour partie des valorisations plus faibles sur la frontière britannique. En fonction de l'horizon étudié et donc de l'ampleur de la transition énergétique, la valeur des interconnexions est généralement de plus en plus importante.

Même si cette analyse économique est réalisée unitairement, elle montre que sur les scénarios du Bilan prévisionnel et de la PPE, un accroissement de la capacité globale d'interconnexions avec la France revêt un intérêt économique, corroborant les évaluations effectuées à partir des scénarios européens du TYNDP.

Cette analyse multiple vise à distinguer, d'une part, les projets robustes aux différents scénarios de transition énergétique et, d'autre part, ceux dont la valeur dépend étroitement de configurations particulières.

Cependant, cette analyse ne permet pas de prendre en compte les influences croisées des projets entre eux (en particulier dans le cas de projets sur une même frontière) et questionne la soutenabilité industrielle et financière pour les acteurs porteurs de ces projets.

La vision "projet par projet" n'est pas suffisante : un programme plus intégré et séquencé est souhaitable

L'exercice du TYNDP agrège les études techniques et économiques permettant d'éclairer sur la pertinence des projets d'interconnexion en Europe. Or, les informations, provenant pour la plupart directement du porteur de projet, retiennent systématiquement une vision optimiste des échéances de mise en service, sans qu'il ne soit procédé à une mise en cohérence temporelle *a posteriori* afin d'articuler une trajectoire d'ensemble.

En conséquence, la trajectoire qui résulte, pour un pays comme la France, de l'agrégation des différents projets du TYNDP soulève de nombreuses difficultés.

En premier lieu, elle peut être interrogée sous l'angle *sociétal* : les enjeux territoriaux d'acceptabilité des projets ne sont pas mis en avant, et ce d'autant que les conséquences sur les réseaux amont de certains projets nécessiteront d'être étudiées plus en détails (c'est par exemple le cas pour les projets transpyrénéens dont la réalisation est tributaire de renforcements sur les réseaux internes français et espagnol).

En deuxième lieu, elle pose une question *industrielle* quant à sa faculté de mise en œuvre pratique. La concentration des projets sur la même période temporelle interroge la capacité des fournisseurs à produire à temps et de manière compétitive les matériels nécessaires (environ 1000 km/an de câble haute tension à courant continu jusqu'à 2026 par exemple) et à construire les nombreuses stations de conversion à courant continu associées aux projets. De même, les besoins importants en ressources humaines et matérielles nécessaires pour mener à bien ces projets interrogent sur leur calendrier et plaide pour une trajectoire progressive et régulière.

Elle pose également des difficultés en matière de gestion des ressources *financières*, en enchaînant une période d'investissements très marqués (dépenses annuelles jusqu'à cinq fois plus élevées que celles d'aujourd'hui) et une période d'absence totale de projet.

Figure 5.6 Dépenses totales d'investissement sur les interconnexions pour la France - historiques et prévisionnelles selon la vision TYNDP

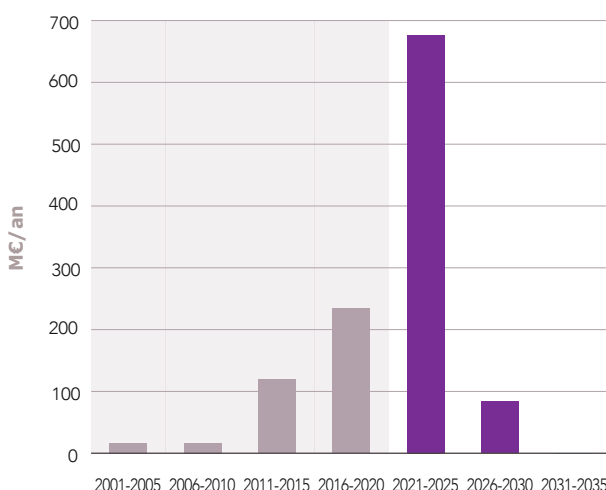


Figure 5.7 Planning de développement des interconnexions françaises, historique et prévisionnel selon la vision TYNDP

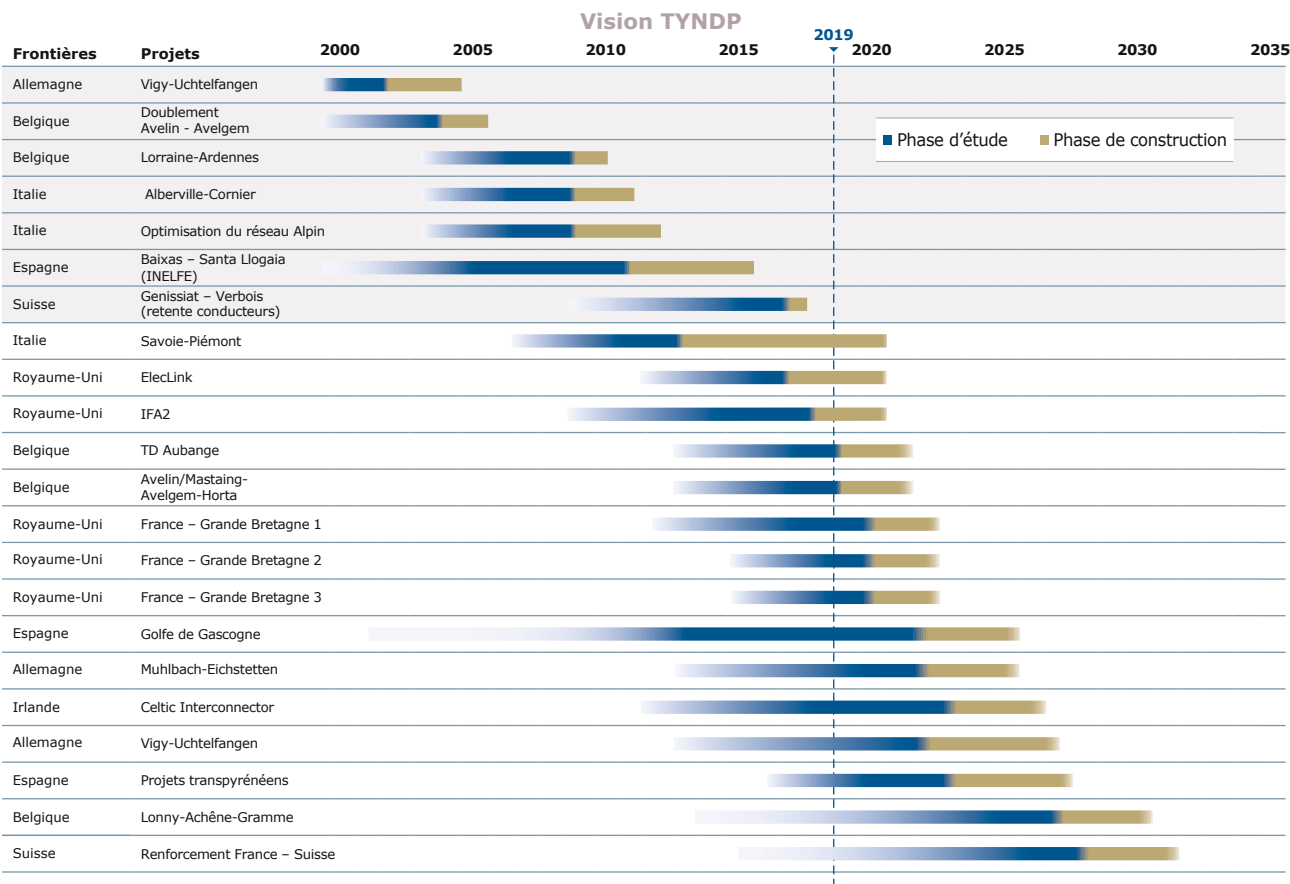
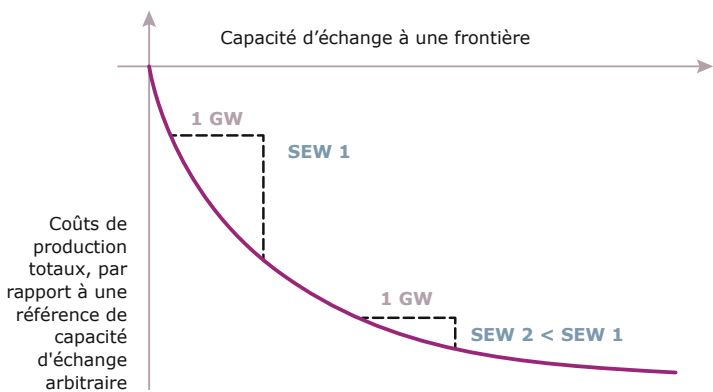


Figure 5.8 Impact de la capacité d'échange déjà installée sur le SEW sur une frontière donnée



Enfin, les évaluations réalisées pour chaque projet n'illustrent pas l'influence conjointe de plusieurs interconnexions : l'impact de plusieurs projets ne peut s'approximer par la somme des effets unitaires. En particulier sur une frontière, le SEW d'une interconnexion diminue avec la capacité installée et peut même devenir nul lorsque les échanges ne sont plus contraints. Ainsi, sur un même réseau de référence, l'estimation unitaire de chaque interconnexion ne tient pas compte de l'effet de « cannibalisation » issue de l'arrivée d'autres interconnexions.

Une vision agrégée et séquencée est donc nécessaire pour évaluer les influences cumulées et hiérarchiser les projets à engager sans regret (ceux qui présentent le moins d'incertitudes économiques et techniques) et les projets sous conditions (ceux dont la décision dépend de la levée d'une ou plusieurs incertitudes associées), afin de construire un programme de développement cohérent, réaliste et soutenable dans la durée.

5.4 Le SDDR articule un programme concret, séquencé et intégré pour atteindre la cible à l'horizon 2035

Les paquets d'interconnexions sont élaborés selon la faisabilité, la rentabilité et le contexte de chaque projet

La démarche adoptée par RTE pour l'élaboration du SDDR repose sur une appréciation « multicritères » des projets de nouvelle interconnexion. Les projets sont ainsi considérés matures :

- ▶ si leur faisabilité technique et industrielle est démontrée,
- ▶ si leur analyse socio-économique est positive dans plusieurs scénarios,
- ▶ si le contexte politique et local est favorable.

Sur la base de cette grille de lecture, les projets ont été regroupés en plusieurs « paquets » selon leur maturité technique, économique et contextuelle. La décomposition proposée est la suivante :

- ▶ un paquet « certain » ou « paquet 0 » regroupant les interconnexions en cours de construction pour des mises en service prévues sur les trois prochaines années ;
- ▶ un paquet « sans regret » ou « paquet 1 » regroupant les interconnexions déjà engagées ou à engager immédiatement car rentables dans toutes les situations et politiquement matures ;
- ▶ un paquet « sous conditions » ou « paquet 2 » regroupant les interconnexions au contexte plus incertain et à engager au cours des prochaines années si un certain nombre de conditions est rempli.

L'intérêt de cette approche est de permettre un traitement agrégé de l'ensemble des projets. L'approche proposée se traduit ainsi de manière séquentielle.

À court terme (2022)

D'ici 2021, la mise en service de trois projets d'interconnexion est attendue au titre du paquet 0, pour renforcer la capacité d'échange avec le Royaume-Uni et l'Italie.

Les interconnexions avec ces pays sont aujourd'hui les plus saturées, presque exclusivement à l'export : en 2018, les échanges étaient contraints 84 % du temps avec la Grande-Bretagne et 82 % avec l'Italie. Le renforcement des capacités d'échange devrait permettre de remédier de manière structurelle à ces congestions, identifiées de longue date. Dès novembre 2007, lors du sommet franco-italien de Nice, le projet Savoie-Piémont avait par exemple été envisagé afin de répondre aux enjeux liés au renforcement de la solidarité et des échanges entre la France et l'Italie.

RTE a identifié les interconnexions du paquet 0 comme cruciales pour le programme de fermeture des dernières centrales fonctionnant au charbon en France. Récemment, des doutes ont été émis sur l'interconnexion ElecLink, faisant état de la possibilité que la société Getlink ne dispose pas de l'agrément nécessaire de la Commission intergouvernementale de sécurité pour pouvoir déployer le câble de la future liaison dans le tunnel sous la Manche²⁰. L'impact d'un retard significatif du projet ElecLink sur la sécurité d'approvisionnement a ainsi fait l'objet d'analyses détaillées et d'un rapport remis au ministre²¹ au printemps 2019. RTE reste toutefois pleinement engagé, en lien avec Getlink et la Commission intergouvernementale au tunnel sous la Manche, dans la mise en service de l'interconnexion au plus tôt.

Avec la mise en service du paquet 0, RTE vise une capacité globale d'échange portée à près de 15 GW à l'import et 20 GW à l'export en 2022.

²⁰. Selon le courrier du Ministre d'État de janvier 2019

²¹. RTE, 2019, Analyses complémentaires sur l'équilibre offre-demande d'électricité en France sur la période 2019-2023

À moyen et long termes (à compter de 2025)

Le paquet 1

Les interconnexions du paquet 1 permettent de compléter une première étape de renforcement des capacités d'échange de la France, à l'horizon 2025. Elles portent sur la Belgique, l'Allemagne et l'Espagne. Les projets considérés sont très hétérogènes : certains relèvent d'adaptation du réseau belge (notamment *via* l'installation de transformateurs déphaseurs), d'autres de renforcements d'ouvrages existants avec l'Allemagne (notamment autour de l'axe Vigy-Uchtelfangen), tandis que le projet avec l'Espagne consiste en une nouvelle ligne à courant continu de grande capacité (projet Golfe de Gascogne).

La mise en œuvre du paquet 1 traduit :

- l'engagement réaffirmé de RTE pour réussir le projet Golfe de Gascogne, en cohérence avec l'avis porté par la Commission européenne sur l'intérêt du projet, résultant dans l'attribution d'une subvention conséquente²² ;
- l'importance accordée par RTE aux interconnexions dans la zone France-Allemagne-Benelux. Les capacités d'échanges dans cette zone sont cependant encore fréquemment limitées par les réseaux internes, notamment en Allemagne. RTE maintiendra une vigilance particulière, en coordination avec ses homologues, pour garantir les capacités d'échanges, notamment aux vues des nouvelles dispositions européennes définies dans le paquet «Une énergie propre pour tous les Européens».

Avec la mise en service du paquet 1, RTE vise une capacité globale d'échange portée à environ 20 GW à l'import et 25 GW à l'export.

Le paquet 2

Le paquet 2 comporte des projets qui présentent un intérêt économique sous certaines conditions mais dont le degré de maturité est moins avancé.

Certains projets, comme Celtic Interconnector, s'inscrivent dans le cadre d'une priorité politique en faveur de l'intégration du marché européen de l'électricité dans le contexte de sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne. L'équation économique de ce projet est désormais connue et précisée dans

la délibération de la CRE. Du point de vue français, le lancement du projet dépend désormais du subventionnement par l'Union européenne, dans des proportions permettant de combler la différence entre le coût et le gain pour la France.

Au-delà d'ElecLink et IFA2, trois projets d'interconnexion avec le Royaume-Uni ont été examinés. Les études conduites dans le SDDR :

- mettent en lumière la forte sensibilité de l'évaluation économique de ces projets en fonction du scénario et de l'ordre de mise en service des interconnexions,
- soulignent la forte incertitude encore présente relative au coût des projets,
- concluent que l'espace économique pour de telles interconnexions ne peut excéder deux projets (en addition de ceux du paquet 0), et que leurs mises en service ne devraient pas avoir lieu avant la seconde moitié d'horizon.

Dès lors, deux projets avec le Royaume-Uni ont été classés dans le paquet 2. Il conviendra de les réinterroger ultérieurement, une fois les incertitudes politiques liées au Brexit dissipées, une date de mise en service pour l'interconnexion ElecLink confirmée et les hypothèses centrales de valorisation (évolution du prix des combustibles, trajectoires d'EnR et de consommation et coûts d'investissement des projets) vérifiées. **Ce processus pourrait ainsi conduire, à terme, au lancement d'un nombre de projets compris entre zéro et deux.** Une éventuelle impossibilité de mettre en service le projet ElecLink du paquet 0 – selon l'hypothèse considérée dans le courrier du Ministre d'État de janvier 2019 – conduirait à augmenter la valeur des nouveaux projets. En juillet 2019, la CRE a rendu publique une étude sur la valorisation économique des interconnexions à la frontière britannique, dont la conclusion principale est qu'il n'apparaît pas pertinent de décider à ce jour de construire de nouvelles interconnexions avec le Royaume-Uni.

Les autres projets concernent la poursuite du renforcement à la frontière belge, ainsi qu'un accroissement de la capacité d'échange avec la Suisse.

Avec la mise en service du paquet 2, RTE vise une capacité globale d'échange portée à environ 25 GW

²². Source : https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/list_of_actions_selected_for_receiving_financial_assistance_under_the_2017_cef_energy_call_for_proposals.pdf

à l'import et 31 GW à l'export dans le cas où toutes les lignes seraient décidées.

Au-delà du paquet 2

Enfin, pour des raisons économiques comme sociétales, certains projets ne semblent pas, vu d'aujourd'hui, en situation d'être décidés et mis en service à l'horizon du SDDR. L'intérêt de ces projets (le troisième projet avec le Royaume-Uni et les projets transpyrénéens) pourra être

réinterrogé à l'avenir, selon les évolutions des mix électriques.

Cette approche séquencée par paquets favorise un programme cohérent en fonction de l'intérêt pour la collectivité et de la trajectoire énergétique européenne. Elle permet une mise en œuvre conjointe des interconnexions et des adaptations associées dans les réseaux internes, et ainsi une cohérence avec le nouvel objectif européen des 70 %.

Tableau 5.3 Répartitions des interconnexions selon les paquets

Frontière	Interconnexion	Contexte	Paquet	Action de RTE
Royaume-Uni	IFA2	► En construction	Paquet 0	✓ Finaliser la construction
	ElecLink	► En construction	Paquet 0	✓ Accompagner la finalisation de la construction
	FAB	► Projets affectés par les incertitudes autour du Brexit ► Rentabilité d'un à deux projets à confirmer en particulier dans le TYNDP et rentabilité <i>a priori</i> absente pour le 3 ^e projet	2 interconnexions sur 3 dans le paquet 2 « sous conditions »	✓ Lever les incertitudes et confirmer la rentabilité
	GridLink Interconnector			
	Aquind Interconnector			
Irlande	Celtic Interconnector	► Projet conditionné à l'octroi d'une subvention européenne ► Rentabilité du bilan dépendant de l'évolution du paysage énergétique en Irlande	Paquet 2 « sous conditions »	✓ Lever les incertitudes et confirmer la rentabilité
Espagne	Golfe de Gascogne	► Projet rentable ► Projet validé par les régulateurs en 2017 ► Subvention européenne accordée en 2018 ► Projet présentant un défi technologique majeur	Paquet 1 « sans regret »	✓ Projet engagé – enclencher la construction sur la base du tracé actualisé
	Projets transpyrénéens	► Projets exploratoires ► Nécessité de renforcer préalablement les réseaux internes français et espagnols ► Acceptabilité incertaine	Les analyses techniques ne permettent pas encore de statuer	✓ Lever les incertitudes et confirmer la rentabilité
Belgique	Avelin/Mastaing-Avelgem-Horta	► Projet rentable ► Début des travaux en 2019	Paquet 1 « sans regret »	✓ Projet engagé – assurer la réussite du projet
	TD Aubange	► Projet rentable ► Début des travaux en 2019	Paquet 1 « sans regret »	NA (projet sur réseau interne belge)
	Lonny-Achène-Gramme	► Rentabilité incertaine dans le TYNDP ► Consistance du projet à clarifier	Paquet 2 « sous conditions »	✓ Lever les incertitudes et confirmer la rentabilité
Allemagne	Vigy-Uchtelfangen	► Projets rentables	Paquet 1 « sans regret »	✓ Engager et réussir le projet
	Muhlbach-Eichstetten		Paquet 1 « sans regret »	✓ Engager et réussir le projet
Suisse	Renforcement France-Suisse	► Projet en pause suite à l'absence de rentabilité depuis le TYNDP 2016	Paquet 2 « sous conditions »	✓ Lever les incertitudes et confirmer la rentabilité
Italie	Savoie-Piémont	► En construction	Paquet 0	✓ Finaliser la construction

➤ Les projets d'interconnexion aux frontières françaises



1. Frontière France - Royaume-Uni

La France et le Royaume-Uni sont reliés électriquement depuis 1961 avec la première liaison IFA, liaison à courant continu d'une capacité d'échange maximale de 160 MW. Elle a été remplacée en 1986 par la liaison IFA 2000, encore en service aujourd'hui. Jusqu'en 2011, IFA 2000 était le seul lien électrique entre le Royaume-Uni et l'Europe continentale.

De nombreux projets sont désormais en construction ou en projet pour relier le Royaume-Uni à l'Europe continentale. Pour la France, les projets IFA 2 et ElecLink devraient augmenter de 1 GW chacun les capacités d'échange. Trois projets supplémentaires sont actuellement à l'étude sur la frontière :

- ▶ France-Aurigny-Grande-Bretagne (FAB)
- ▶ GridLink Interconnector
- ▶ Aquind

Cette frontière est entourée d'un contexte politique inédit lié à la sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne. Les modalités de la sortie, à ce jour prévues pour fin 2019, sont toujours

très incertaines. Ainsi la CRE, dans sa délibération 2017-253 du 16 novembre 2017, déclare : « Compte tenu du contexte associé à la décision du Royaume-Uni de sortir de l'Union européenne, la CRE considère ne pas être en mesure de se prononcer sur l'intérêt pour la collectivité européenne de tout nouveau projet d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni avant que ne soient clarifiées ses conditions de sortie de l'Union européenne ».

Toutes les études confirment que les trois projets ne peuvent voir le jour de manière simultanée. RTE table sur une mise en service, durant la seconde période du SDDR, d'un nombre de projets compris entre zéro et deux.

Le paquet 2 comporte donc, sans différenciation, deux des trois projets.

2. Frontière France - Irlande

Le projet Celtic Interconnector est le premier projet visant à relier la France et l'Irlande. Dans le contexte de sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne, ce projet bénéficie d'un soutien politique réaffirmé en octobre 2017 lors de la déclaration conjointe du Président de la République française et du Premier ministre irlandais, puis en mai 2019 lors de la signature par les GRT, en présence des ministres de l'énergie, des demandes de subventions. En France, la demande d'investissement et la justification technico-économique ont été soumises respectivement à la Commission de régulation de l'énergie et à la Direction générale de l'énergie et du climat en 2018. Les études ont permis de montrer que le projet apporte des bénéfices à la collectivité européenne que ceux-ci pourraient être réduits selon les évolutions du paysage énergétique en Irlande (en particulier avec une nouvelle interconnexion reliant l'Irlande à la Grande-Bretagne et un développement ralenti de l'éolien) et le risque de coûts



2

d'investissement plus élevés que prévu. Compte tenu de ces éléments, la réalisation du projet semble conditionnée au soutien financier qui sera décidé par la Commission européenne en 2019. Les régulateurs irlandais et français ont confirmé, dans une délibération commune, ce besoin fixant à 60 % des coûts d'investissement le montant minimal de la subvention. Ce projet fait partie du paquet 2.

3. Frontière France-Espagne

Historiquement reliées par l'intermédiaire de lignes à courant alternatif, la France et l'Espagne ont mis en service en 2015 une ligne représentant une innovation technologique importante entre Baixas (France) et Santa Llogaia (Espagne) composée de deux liaisons à courant continu de 1 GW. Le contexte géographique, notamment dû aux reliefs importants, a nécessité 37 forages, dont certains particulièrement difficiles allant jusqu'à 14 m de profondeur.

La frontière franco-espagnole constitue pour l'Espagne et le Portugal le seul accès au reste du marché européen et revêt en ce sens un enjeu politique fort. Par la déclaration de Lisbonne, de juillet 2018, les chefs d'État des trois pays ont réaffirmé l'importance des interconnexions électriques. Le projet Golfe de Gascogne répond notamment à ce besoin. Ce projet, dont les études ont pu assurer de l'intérêt, a été validé par les régulateurs nationaux en 2017. Il a reçu en 2018 une forte subvention de la part de l'Union européenne, via le programme «Connecting Europe Facility». Le tracé exact est en cours de finalisation par RTE et REE afin de pouvoir commencer les travaux rapidement. Il fait partie du paquet 1.

Deux projets supplémentaires, à travers les Pyrénées, sont également à l'étude (les projets transpyrénéens). La phase d'étude a mis en avant des incertitudes techniques, économiques et sociétales importantes. En particulier, l'acceptabilité par les populations reste à démontrer



3

23. C'est la première ligne à avoir recours à du polyéthylène réticulé à ce niveau de puissance

...

➤ Les projets d'interconnexion aux frontières françaises

car des renforcements structurels du réseau (notamment en région Nouvelle-Aquitaine) en constituent un prérequis. Les projets transpyrénéens ne sont donc pas attribués, à ce stade, à l'un ou l'autre des paquets.

4. Frontière France-Belgique

Plusieurs projets existent entre la France et la Belgique et devraient permettre de résoudre les

principales zones d'engorgements de la frontière. En premier lieu, le renforcement de l'axe Avelin-Avelgem-Horta et l'installation de deux transformateurs déphaseurs au poste d'Aubange en Belgique doivent permettre une hausse des capacités d'échange entre les deux pays. Cette augmentation renforcera notamment la sécurité d'approvisionnement dans des contextes de fermeture des centrales à charbon en France et de sortie du nucléaire en Belgique. Ces projets, pour lesquels les travaux débutent en 2019, font partie du paquet 1.



À terme, le renforcement de l'axe Lonny-Achène-Gramme, encore au stade exploratoire, renforcera les échanges possibles. Sa rentabilité devra être réévaluée dans les prochains exercices afin de confirmer son intérêt. Le projet fait partie du paquet 2.

5. Frontière France-Allemagne

Deux projets de renforcement sont prévus sur cette frontière : le renforcement de l'axe Muhlbach-Eichstetten, et le renforcement de l'axe entre Vigy et Uchtelfangen. L'axe Muhlbach-Eichstetten, déjà composé d'une ligne 400 kV, présente l'intérêt de pouvoir être renforcé sans création d'une nouvelle ligne, par le passage au niveau de tension 400 kV d'une ligne auparavant exploitée en 225 kV. Il en va de même pour le second projet qui débutera par l'utilisation de DLR et sera suivi du remplacement de conducteurs en fin de vie et de l'installation de transformateurs déphaseurs. Ces projets sont rentables dans la quasi-totalité des configurations étudiées, ce qui plaide pour un engagement rapide. La concrétisation de ces renforcements dépend plus largement de l'Allemagne, car les travaux seront en majorité effectués outre-Rhin. Ils font partie du paquet 1.

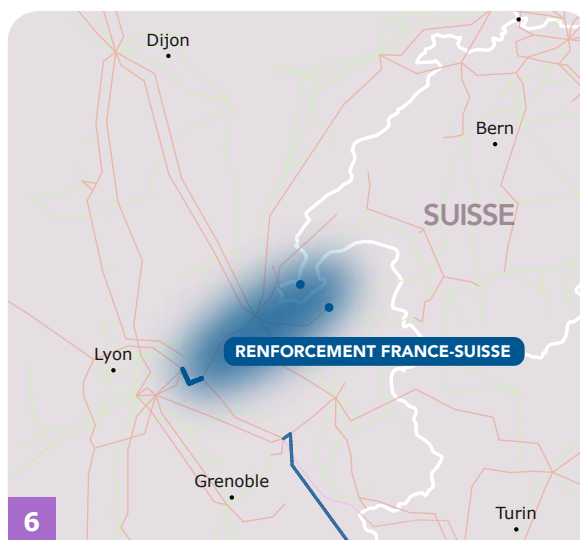


24. Dynamic Line Rating (voir chapitre 3)

Une vigilance particulière doit être maintenue sur cette frontière sur les capacités d'échange effectivement mises à disposition du marché entre les deux pays, le réseau interne en Allemagne étant généralement limitant. Cette attention est renforcée par les nouvelles méthodes de calcul de capacités d'échange imposées par le nouveau paquet européen « Une énergie propre pour tous les européens ».

6. Frontière France-Suisse

Cette frontière a été récemment renforcée, en 2018, par la reconfiguration des câbles conducteurs sur l'axe Genissiat-Verbois. Une deuxième étape est à l'étude, consistant dans un premier temps en l'installation de transformateurs déphaseurs à Foretaille (Suisse), puis, dans un second temps, en un remplacement des conducteurs par un câble à faible dilatation sur l'axe Creys-Saint Vulbas associé à l'installation d'un transformateur déphaseur à Cornier. Les études avec Swissgrid, le GRT suisse, vis-à-vis de ce second renforcement ont été interrompues faute de rentabilité avérée dans le TYNDP 2016. Sa rentabilité dans le TYNDP 2018 est plus élevée et les discussions pourraient être relancées. Le projet, encore sous cocon, fait ainsi partie du paquet 2. Cette frontière reste tout de même spécifique du fait du statut particulier de la Suisse vis-à-vis de l'Union européenne.



6

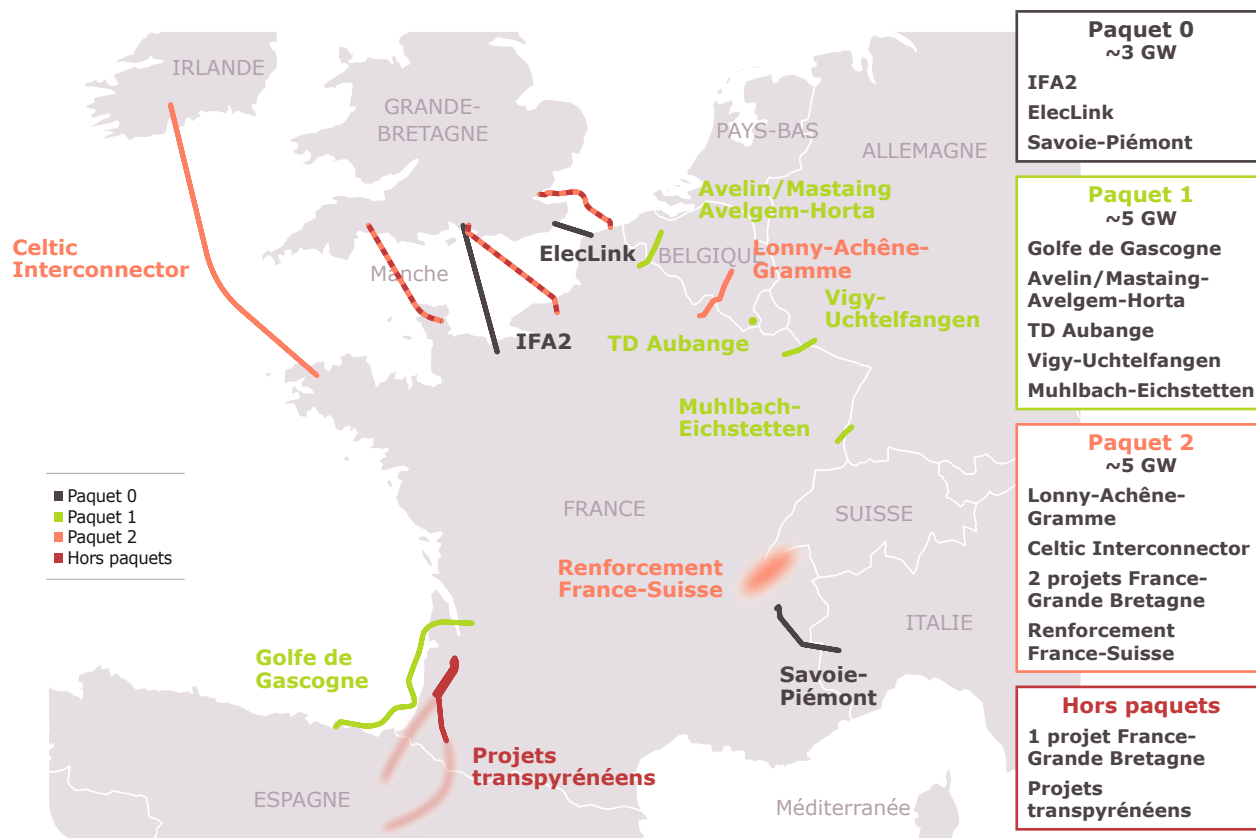


7

7. Frontière France-Italie

Sur cette frontière, RTE développe avec son partenaire italien Terna une nouvelle interconnexion à courant continu (Savoie-Piémont). Ces 190 km de ligne souterraine entre Chambéry et Turin s'intègrent aux infrastructures routières existantes, à travers notamment le passage du tunnel de Fréjus. Le chantier, débuté en 2015, devrait aboutir à une mise en service en 2020.

Figure 5.9 Illustration des trois paquets aux frontières françaises



Les paquets 1 et 2 d'interconnexion apparaissent justifiés pour la collectivité mais à des horizons distincts

Afin d'évaluer la pertinence économique de ce programme d'investissement, une analyse coût-bénéfice a été menée de manière agrégée au niveau de chaque paquet.

Il s'agit d'une nouveauté du SDDR qui permet de résoudre la difficulté susmentionnée sur les influences croisées entre projets et donc de garantir la pertinence globale de la trajectoire. La situation initiale considérée représente le réseau existant augmenté des interconnexions du paquet 0, la

rentabilité de ce dernier n'étant pas ré-évaluée. L'évaluation a été réalisée en ajoutant successivement les paquets 1 et 2 (le paquet 2 est évalué en considérant les paquets 0 et 1 mis en service). Ainsi, contrairement à l'approche unitaire dont les résultats sont illustrés au tableau 5.2, cette analyse permet d'évaluer l'impact agrégé des interconnexions. Toutefois, elle ne peut pas fournir de détails par projet.

Cette évaluation a été menée en analysant la somme des coûts de production (SEW), les contraintes des réseaux internes et les pertes. Elle repose sur les scénarios du Bilan prévisionnel (*Ampère*, *Volt* et *PPE*) afin d'y déterminer l'intérêt pour la collectivité.

Les coûts d'investissements

Les coûts d'investissement totaux de chaque projet sont évalués par leurs promoteurs et déclarés à ENTSO-E. Ils varient entre deux milliards d'euros pour le paquet 1 et trois milliards d'euros pour le paquet 2, sans tenir compte des subventions et des répartitions financières possibles entre les parties prenantes. Une première observation (voir ci-contre) est que les paquets 1 et 2 ne sont pas plus coûteux que le paquet 0. En les annualisant²⁵ (pour pouvoir comparer aux bénéfices et coûts annuels estimés), ces coûts²⁶ s'élèvent à 145 M€/an pour le paquet 1 et à 225 M€/an pour le paquet 2.

Les conséquences sur la production européenne (SEW)

La meilleure optimisation des plans de production (permise par l'arrivée des nouvelles interconnexions) entraîne une substitution de production à partir de gaz et charbon à l'échelle européenne par de la production à coût variable faible ou nul (nucléaire et renouvelable). Cette substitution permet une diminution importante des coûts de production du système électrique européen (évaluée *via* le SEW).

Dans les scénarios *Ampère* et *Volt* l'augmentation du bien-être collectif (mesurée par le SEW) permise par les interconnexions est importante. Ces valeurs s'expliquent par des capacités élevées de production française nucléaire et renouvelable, très compétitives sur les marchés européens, dans un contexte de stabilisation ou de diminution de la demande d'électricité en France. Dans le scénario PPE, le parc de production nucléaire et renouvelable est également important mais la consommation d'électricité est plus élevée du fait notamment du développement de la production d'hydrogène par électrolyse. Cela diminue les opportunités d'export de la production à faible coût variable et réduit ainsi les SEW dégagés par les nouveaux projets d'interconnexion.

Figure 5.10 Coûts complets d'investissement des paquets 0, 1 et 2 (tous pays confondus)

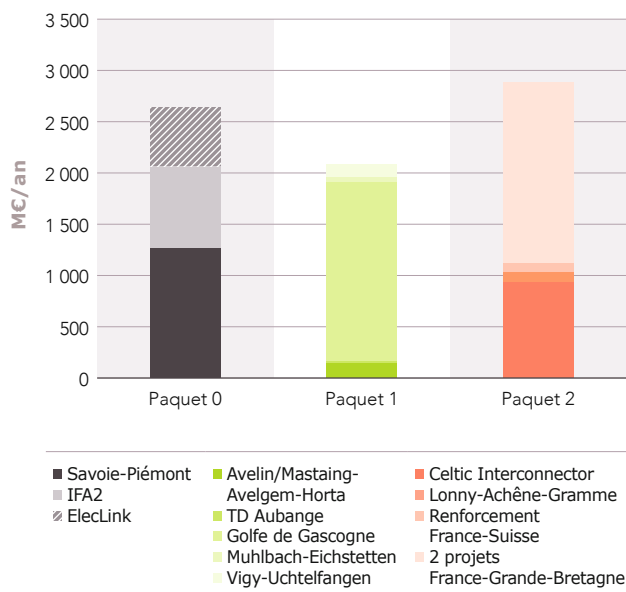
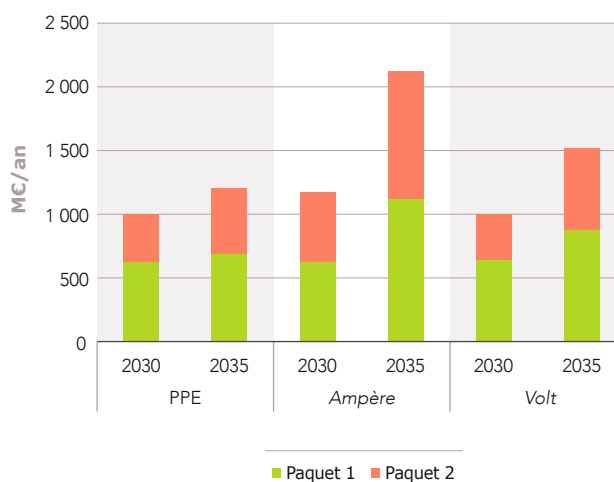


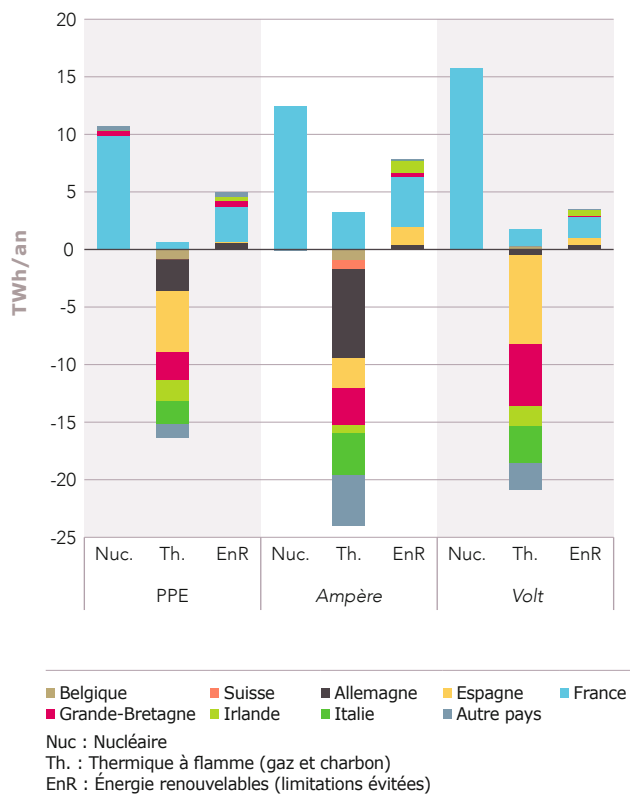
Figure 5.11 SEW des paquets 1 et 2 sur les scénarios PPE, *Ampère* et *Volt*



²⁵. En intégrant une durée d'amortissement de 25 ans et un taux d'actualisation de 4% (paramètres ENTSO-E)

²⁶. En intégrant des coûts de maintenance de l'ordre de respectivement 10 et 40 M€/an

Figure 5.12 Substitution des productions induite par l'arrivée des interconnexions en 2035 (paquets 1 et 2)



La meilleure optimisation des plans de production conduit également à une réduction des émissions de CO₂, car la production d'électricité issue des filières à bas coût (renouvelable et nucléaire) n'émet pas de gaz à effet de serre. Cela conduit à éviter jusqu'à 6 Mt/an de CO₂ sur le scénario PPE en 2035. De même, le développement des interconnexions permet une intégration plus efficace des énergies renouvelables, en augmentant leur débouché et en évitant ainsi les écrêtements (jusqu'à 5 TWh/an sur le scénario PPE en 2035) de cette production.

Les conséquences sur les pertes électriques

Le coût des pertes résultant du transport d'électricité sur le réseau peut être influencé par la mise en service d'interconnexions à travers les modifications des flux électriques et des prix de marché. Du fait des échanges d'énergie longue distance issus de l'utilisation accrue des interconnexions, les volumes de pertes augmentent généralement avec l'arrivée de nouveaux projets. Les surcoûts²⁷ induits par les paquets sont plus importants aux horizons plus lointains et sur les scénarios PPE et *Ampère*.

Figure 5.13 Réduction des émissions de CO₂ induite par l'arrivée des interconnexions (paquets 1 et 2)

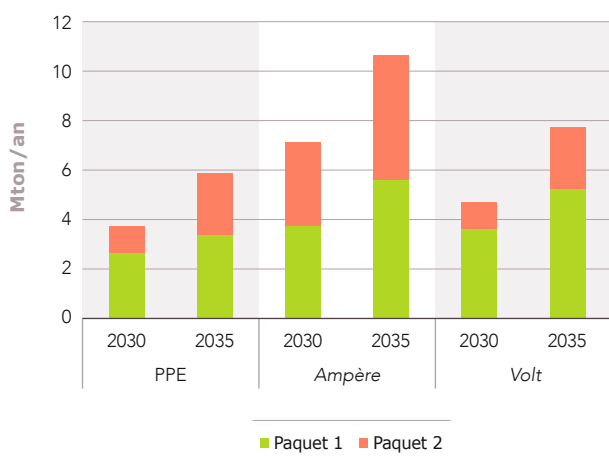
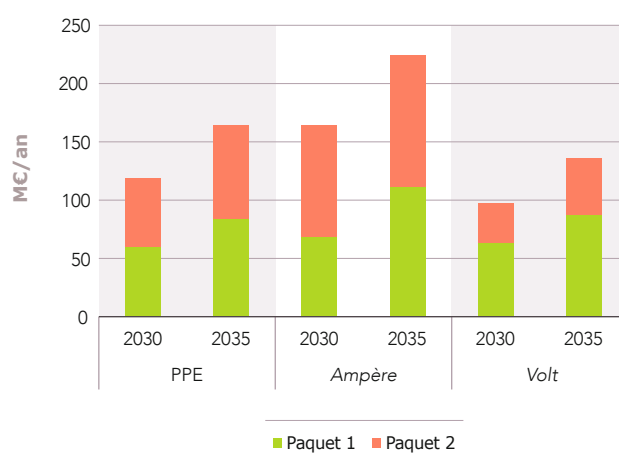
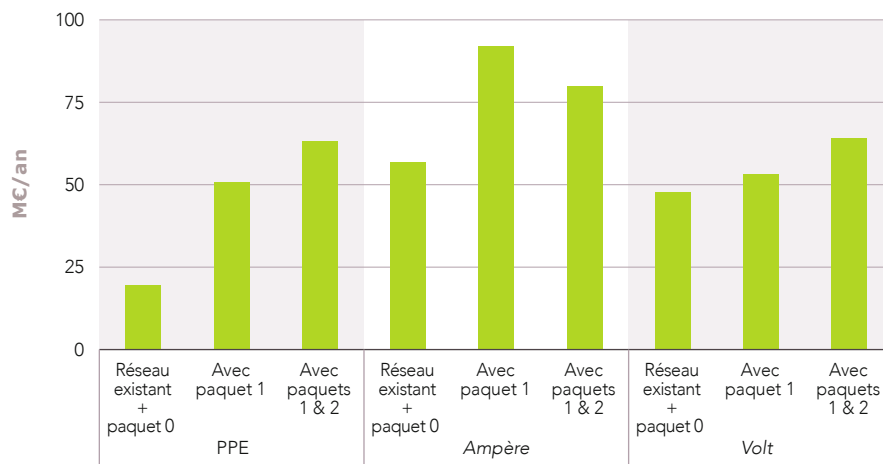


Figure 5.14 Surcoût des pertes lié à l'ajout des interconnexions (paquets 1 et 2)



27. Calculés pour cette étude sur les réseaux de grand transport de la France et de ses voisins, à l'exception du Royaume-Uni et de l'Irlande

Figure 5.15 Coûts des congestions résiduelles sur le réseau de grand transport français adapté en cas d'arrivée des paquets 1 et 2 (vision 2035)



Les conséquences sur les réseaux internes

Les flux sur les réseaux internes sont influencés par la mise en service d'une nouvelle interconnexion pouvant générer occasionnellement des congestions. Un arbitrage entre les surcoûts issus des limitations de production dans la zone congestionnée (désoptimisation de la production pour résoudre la contrainte) et le coût d'un renforcement du réseau interne permet de décider de la meilleure stratégie à adopter pour adapter le réseau interne à l'évolution envisagée des interconnexions.

Le besoin d'adaptation tel qu'étudié dans le SDDR décrit le niveau d'investissement optimal du

réseau interne français en lien avec l'arrivée des interconnexions envisagées sur chacun des scénarios étudiés (PPE, Volt et Ampère). Le séquençement des interconnexions en paquet 1 puis paquet 2 peut entraîner des impacts sur la trajectoire optimale envisagée et induire des différences sur les congestions résiduelles des réseaux internes. En substance, les interconnexions du paquet 1 induisent des surcoûts potentiels de congestion par rapport au paquet 0 de l'ordre de 10 à 50 M€/an selon le scénario. Le paquet 2 a un impact moins significatif par rapport au paquet 1 (au maximum 20 M€/an) et peut parfois même soulager certaines contraintes internes dans certaines configurations du mix électrique.

Bilan : analyse coûts-bénéfices des paquets d'interconnexions

En agrégeant les résultats obtenus, l'analyse coûts-bénéfices est globalement positive sur les paquets 1 et 2 bien que fortement dépendante de l'horizon.

Sur l'ensemble des scénarios étudiés, le paquet 1 présente une rentabilité positive dès 2025 tandis que le paquet 2 devient rentable sur tous les scénarios vers 2030 (en particulier du fait de l'intérêt d'un renforcement avec la Suisse, ce qui confirme *a contrario* les incertitudes sur les projets britanniques, qui sont proches de la frontière de rentabilité). L'intérêt économique des paquets croît dans le temps, notamment dans les scénarios *Volt* et *Ampère*. Sur le scénario PPE, cette rentabilité évolue dans une moindre mesure après 2030 : même si l'évolution des énergies renouvelables françaises

sera très importante, la trajectoire de consommation électrique française à la hausse (en intégrant la production d'hydrogène par électrolyse) et le déclassement de nombreux réacteurs nucléaires entre 2030 et 2035 limitent la rentabilité.

Le paquet 1 est donc bien «sans regret» et ses interconnexions sont intégrées en priorité dans la trajectoire d'investissement. Les interconnexions du paquet 2, plus incertaines, seront envisagées dans la seconde partie de la période pour que les conditions de leur rentabilité puissent être effectives à ces horizons. Une analyse de sensibilité de ces évaluations est présentée au chapitre 12 : elle confirme le caractère «sans regret» du paquet 1, mais illustre la sensibilité de l'analyse du paquet 2 à certains paramètres.

Figure 5.16 Résultat détaillé de l'analyse coûts-bénéfices des paquets 1 et 2 sur le scénario PPE 2035 (point de vue de la collectivité européenne)

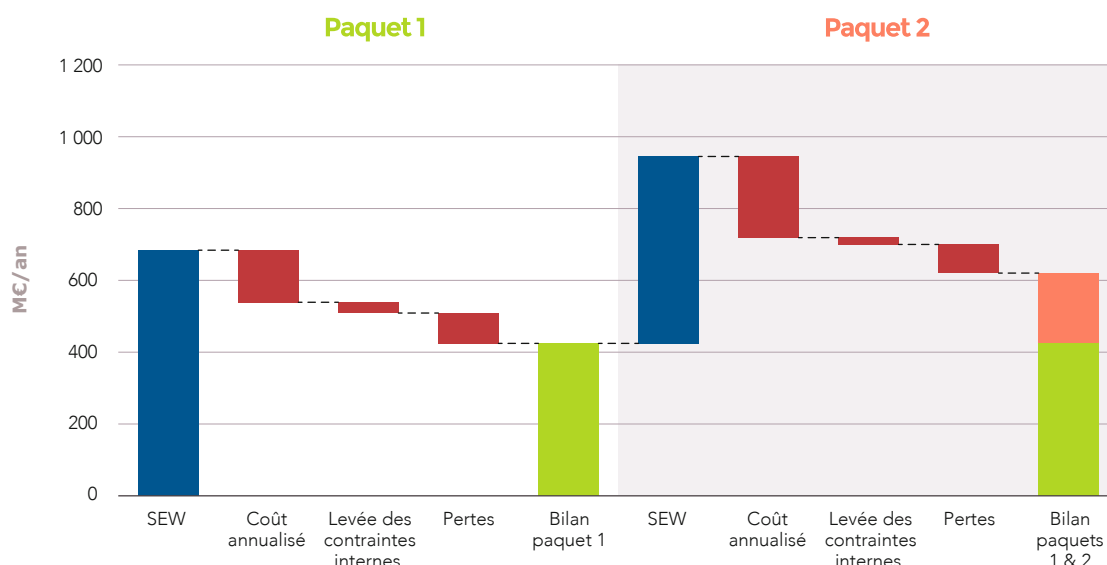


Figure 5.17 Évolution de la rentabilité des paquets sur *Ampère*, *Volt* et PPE

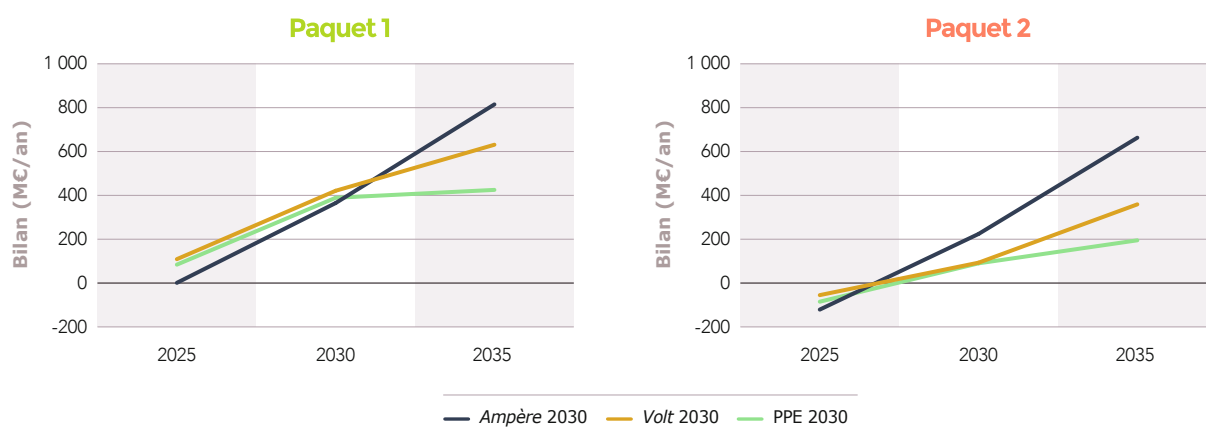


Tableau 5.4 Synthèse de l'analyse coûts-bénéfices des paquets 1 et 2 sur PPE, *Ampère* et *Volt* (en M€/an)

		PPE 2025	PPE 2030	PPE 2035	Ampère 2025	Ampère 2030	Ampère 2035	Volt 2025	Volt 2030	Volt 2035
Coût annualisé	Paquet 1	145	145	145	145	145	145	145	145	145
	Paquet 2	226	226	226	226	226	226	226	226	226
SEW	Paquet 1	319	624	684	264	628	1122	328	639	873
	Paquet 2	200	376	521	201	547	1003	216	364	645
Pertes	Paquet 1	60	60	84	68	68	111	63	63	87
	Paquet 2	59	59	80	96	96	113	34	34	49
Levée des contraintes internes	Paquet 1	30	30	30	50	50	50	10	10	10
	Paquet 2	0	0	20	0	0	0	10	10	10
Bilan	Paquet 1	84	389	425	1	365	815	109	421	631
	Paquet 2	-85	90	195	-121	224	663	-55	93	359

Au-delà des deux premiers paquets, l'intérêt d'interconnexions supplémentaires est incertain

Sur la frontière anglaise, au-delà des deux interconnexions en cours de construction et des interconnexions envisagées dans le paquet 2, une interconnexion supplémentaire n'est pas souhaitable dans la plupart des situations envisagées. Seul un scénario de transition énergétique comme *Ampère* conduirait à rendre ce nouveau projet rentable à l'horizon 2035. Dans les autres cas, le coût de l'interconnexion serait vraisemblablement supérieur à la valeur qui pourrait en être obtenue. En conclusion, un projet d'interconnexion complémentaire entre la France et l'Angleterre semble trop peu rentable pour être intégré à une trajectoire de développement réaliste.

Sur la frontière espagnole, les projets transpyrénéens consistent dans une augmentation des capacités d'échange entre la France et l'Espagne à hauteur de 3 GW *via* deux projets de liaisons à courant continu. Ces projets induisent, vu d'aujourd'hui, des coûts d'investissement de l'ordre 2,6 Md€ avec d'importants surcoûts possibles résultant d'incertitudes élevées sur ces projets dont la consistance technique et l'acceptabilité ne sont pas complètement établies.

En tenant compte des hypothèses de coût moyen, le coût annualisé du projet pourrait être compensé par le SEW à partir de 2030, mais en cas de hausse des coûts sur le projet, cet équilibre ne pourrait être obtenu qu'à partir de 2035.

L'ajout des projets transpyrénéens induit également une forte hausse des coûts de congestion sur

Figure 5.18 SEW apportés par l'ajout supplémentaire de 1 et 2 GW de capacité sur FR-GB (en plus du paquet 2)

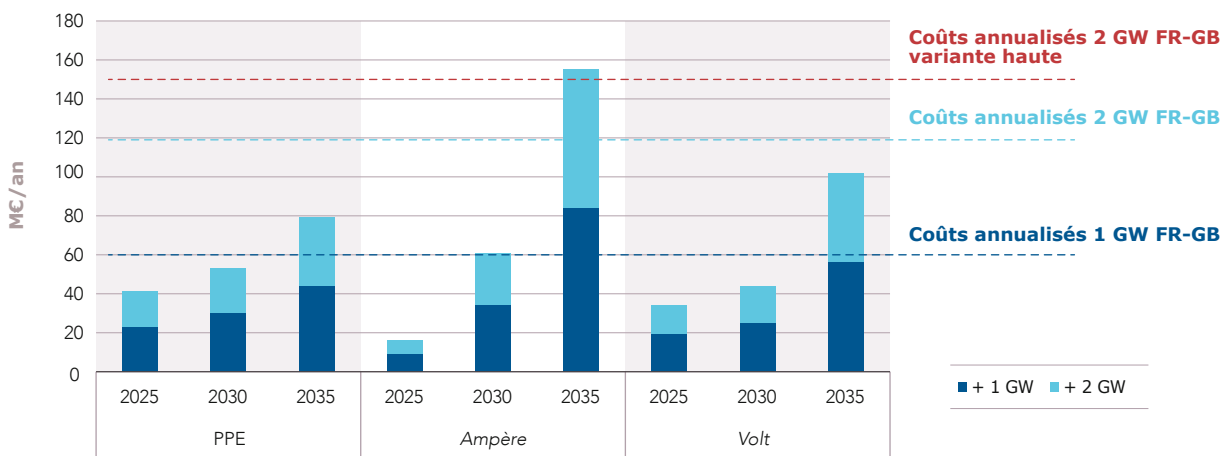


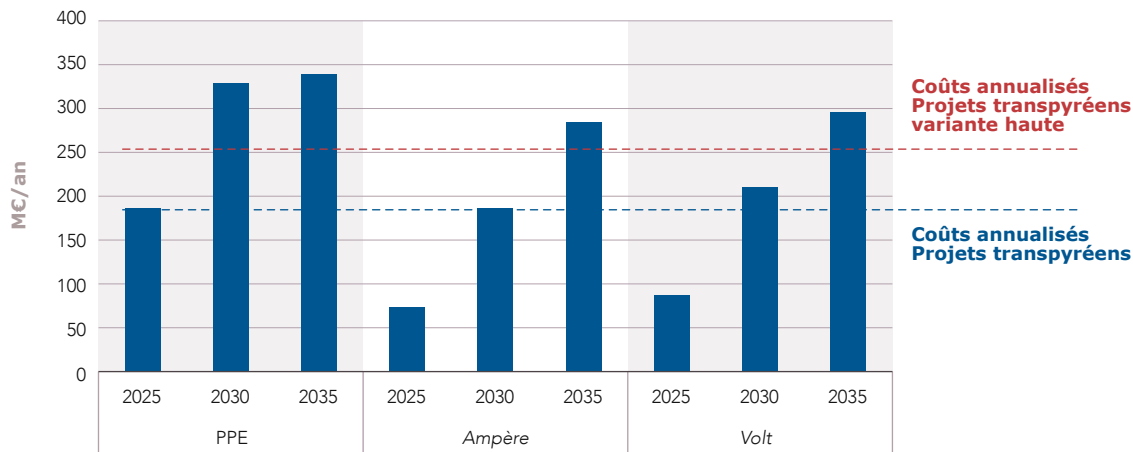
Tableau 5.5 Coûts d'investissement et de maintenance pour les projets transpyrénéens (source TYNDP)

	Coût d'investissement (M€)	Coût d'opération et de maintenance (M€/an)	Annuité (M€/an)	Annuité Variante haute (M€/an) ²⁹
Projets transpyrénéens ²⁸	2 600	15,5	185	254

28. Variante de coût haut arbitraire : +40 % sur le coût d'investissement et +10 % sur les coûts de maintenance

29. Coûts d'ordre *a minima*

Figure 5.19 SEW apportés par les projets transpyréniens



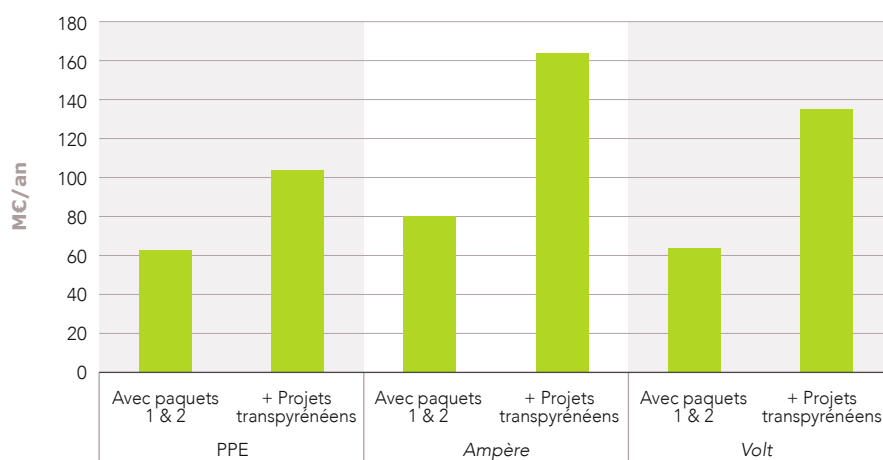
le réseau interne français, entre 50 et 150 M€/an selon le scénario et l'horizon étudiés, ce qui réduit leur rentabilité. Le supplément de coûts de congestion issu de ce seul projet est supérieur au supplément de coûts de congestion issu de l'ensemble des projets des paquets 1 et 2. Un examen approfondi de l'impact sur les réseaux internes français et espagnol des projets transpyréniens

est donc essentiel afin d'évaluer les adaptations préalables nécessaires en résultant.

Enfin, la prise en compte des pertes diminuerait également fortement la rentabilité.

Des compléments d'analyse sont donc nécessaires sur ces projets, en lien avec l'Espagne.

Figure 5.20 Évolution des coûts de congestion du réseau de grand transport liée à l'ajout des projets transpyréniens (vision 2035)



5.5 Le séquençage proposé se traduit par un lissage des investissements autour de 100 à 150 M€/an sur la période 2021-2035

Pour établir le nouveau SDDR, un travail important de réévaluation de l'intérêt des différents projets d'interconnexion a été réalisé. Les priorités et la séquence à privilégier ont été redéfinies. Ce travail permet désormais de disposer d'une trajectoire de référence.

Cette trajectoire permet d'augmenter graduellement le niveau d'interconnexion de la France avec ses voisins et de viser une capacité offerte au marché d'environ 20/25 GW (import/export) en 2025, 24/30 GW en 2030 et 25/31 GW en 2035. Dans cette trajectoire lissée, toutes les frontières avec la France sont concernées par des renforcements d'ici l'horizon 2035.

La trajectoire suppose que les interconnexions du paquet 1 soient mises en service en première moitié d'horizon : ceci nécessite notamment de

renforcer la priorité pour l'interconnexion de la zone France-Allemagne-Benelux et pour la mise en œuvre du projet Golfe de Gascogne. Les mises en service des interconnexions du paquet 2 devraient s'échelonner dans un second temps : cela nécessite de poursuivre les études et de resserrer progressivement le spectre des valorisations possibles.

La planification conjointe entre cette évolution des capacités d'interconnexions et les évolutions du réseau interne est techniquement nécessaire. Son importance est également renforcée par la nouvelle réglementation européenne (critère des 70%).

Cet accroissement de la capacité d'interconnexion nécessite un investissement supérieur à deux milliards d'euros pour la France sur 15 ans. Ce

Figure 5.21 Dépenses d'investissement en interconnexion, historiques et prévisionnelles

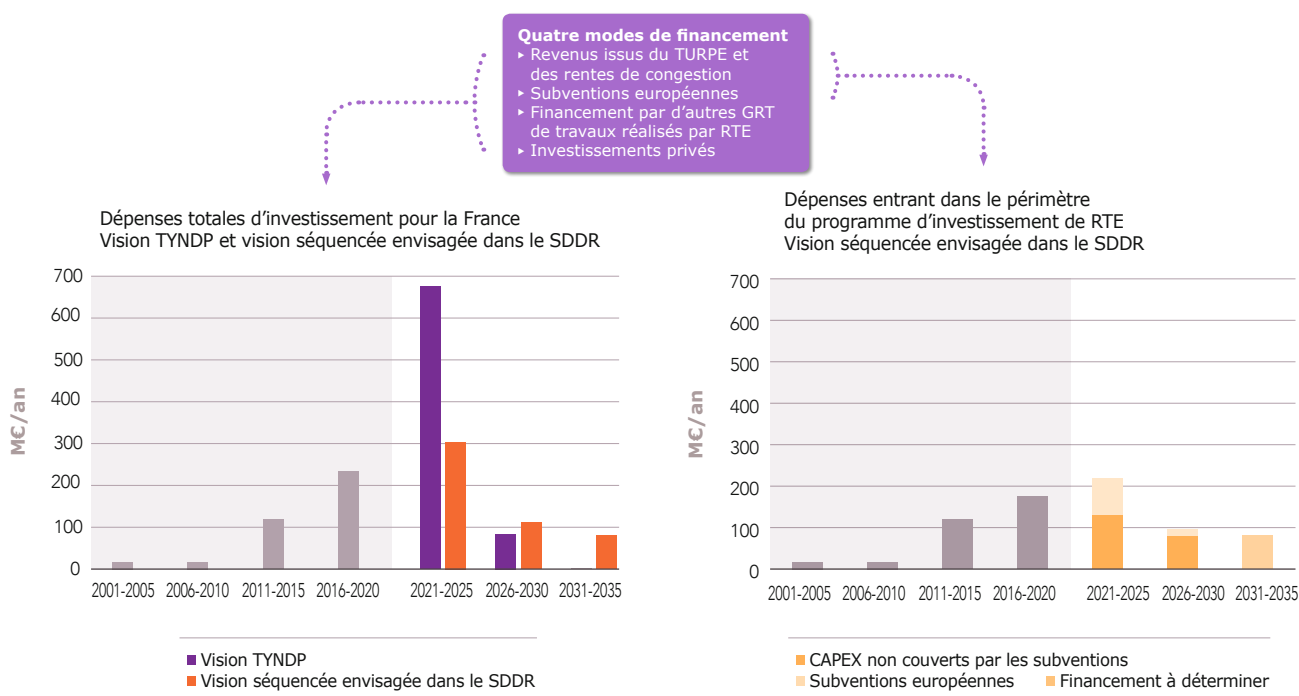
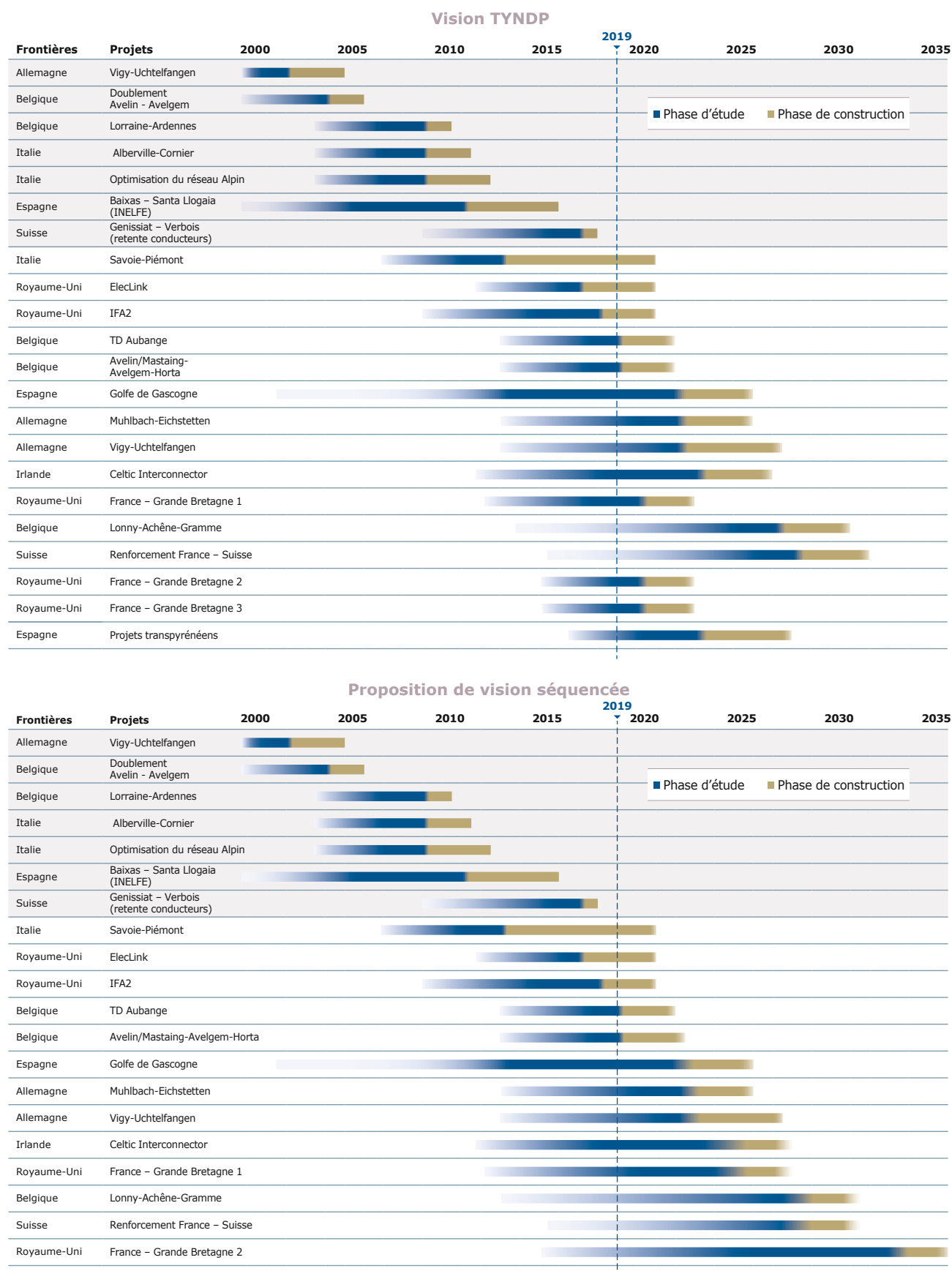


Figure 5.22 Planning de développement des interconnexions françaises, historique et prévisionnel selon la vision TYNDP (en haut) et selon une proposition de séquençage (en bas)



montant, élevé en valeur absolue, n'est pas de nature à modifier largement l'équation économique du SDDR. Il représente de l'ordre de 7 % des dépenses à engager sur la période couverte et comprend des investissements dont l'analyse coût-bénéfice est très favorable à l'échelle européenne et française.

L'effet du travail de repriorisation apparaît nettement sur la trajectoire financière : plutôt qu'un pic d'investissement au cours de la période 2021-2025, **les dépenses sont étalées et restent proches des dépenses historiques. Au-delà des subventions européennes et du financement par d'autres GRT de travaux réalisés pour leur compte par RTE, les dépenses restant à couvrir ne devraient pas dépasser 150 M€/an sur la première période quinquennale, pour ensuite évoluer aux alentours de 100 M€/an durant les années suivantes.**

La première période de cinq ans apparaît dans tous les cas de figure comme celle concentrant la plus grande partie des dépenses, du fait de l'engagement du projet le plus important du paquet 1 (Golfe de Gascogne) et du démarrage de certains projets du paquet 2 (possiblement Celtic). Pour autant, les montants d'investissements associés ne sont pas largement supérieurs à ceux qui sont consacrés en moyenne sur la période actuelle.

En évitant une concentration trop importante de projets sur une courte période temporelle, le travail de repriorisation facilite également la bonne gestion des ressources humaines et matérielles sur la période pour RTE et pour ses partenaires.

Dans le cas où certaines priorités politiques conduiraient à anticiper certains projets par rapport au séquençement proposé par RTE (par exemple Celtic), l'effet de lissage serait moins prononcé.