Schéma décennal de développement du réseau

Orientations pour l'évolution du réseau public de transport d'électricité à l'horizon 2040

Édition 2025

VERSION SOUMISE AUX AUTORITÉS COMPÉTENTES

Schéma décennal de développement du réseau

Orientations pour l'évolution du réseau public de transport d'électricité à l'horizon 2040

Édition 2025

SOMMAIRE

Introduction / 7

Fiche 1 : Processus de saisine des autorités — P.8
Soumettre les orientations du SDDR aux autorités compétentes

Effort industriel / 15

Fiche 2 : Programme industriel et retombées économiques (équipements et emplois) — P.16
Consolider une filière industrielle pour produire et installer des équipements « réseau » pour un volume comparable aux besoins liés à la mise en service du premier programme nucléaire

Renouvellement et adaptation au changement climatique / 25

Fiche 3 : Renouvellement et adaptation au changement climatique — P.26
Maintenir la qualité de service en renouvelant le réseau construit après la Seconde Guerre mondiale et en adaptant les équipements aux fortes chaleurs et aux inondations

Fiche 4 : Renouvellement et modernisation des réseaux de télécommunication et des moyens de pilotage du réseau en temps réel — P.36
Investir dans les moyens qui permettent de conserver une exploitation sure et efficace du système électrique en temps réel

Raccordement de l'industrie et de la production bas-carbone / 43

Fiche 5 : Raccordement de l'industrie — P.46
Réussir la course contre la montre engagée pour accompagner l'électrification de l'industrie et des carburants, la réindustrialisation et le renforcement de la souveraineté numérique

5A : Raccordement de l'industrie manufacturière (électrification des usages existants et réindustrialisation) — P.58

5B : Raccordement de la production d'hydrogène décarboné et d'e-carburants — P.62

5C : Raccordement des infrastructures numériques (*data centers*, intelligence artificielle) — P.66

Fiche 6 : Raccordement de la production éolienne en mer — P.70
Maîtriser les calendriers industriels et localiser une part croissante des investissements sur le territoire national

Fiche 7 : Raccordement des énergies renouvelables terrestres — P.84
Atteindre les objectifs de l'État et renforcer la planification des réseaux à haute tension

Fiche 8 : Raccordement des batteries stationnaires P.92
Optimiser le raccordement et le fonctionnement des batteries et minimiser les coûts de réseau

Fiche 9 : Raccordement des nouveaux réacteurs nucléaires P.98
Adapter progressivement le système électrique à la mise en service de quatorze réacteurs nucléaires supplémentaires (dont six à l'horizon 2040)

Renforcement de la structure du réseau à très haute tension et exploitation du système électrique / 107

Fiche 10 : Renforcement de la structure du réseau à très haute tension P.108
Adapter le réseau stratégique du pays pour permettre à l'électricité d'occuper une place plus grande dans le mix énergétique et utiliser en priorité les infrastructures existantes de ce réseau

Fiche 11 : Développement des interconnexions P.120
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

Fiche 12 : Exploitation du système électrique P.128
Assurer le bon fonctionnement du système électrique et adopter une stratégie d'exploitation qui minimise le besoin de nouvelles infrastructures

Analyses transverses / 135

Fiche 13 : Choix technologiques P.136
Orienter la stratégie d'évolution du réseau vers les solutions techniques les plus compétitives pour les consommateurs

Fiche 14 : Empreinte environnementale du réseau P.144
Intégrer dans la stratégie de référence des leviers d'évitement et de réduction de l'empreinte environnementale du réseau

Fiche 15 : Trajectoire d'investissement dans le réseau public de transport d'électricité P.154
Proposer une trajectoire d'investissement compatible avec les priorités définies par l'État, soutenable sur le plan industriel et financier, et adaptable dans la durée

Fiche 16 : Économie du système électrique P.166
Planifier des investissements qui participent de la compétitivité de la France



INTRODUCTION

FICHE 1

Processus de saisine des autorités

Soumettre les orientations du SDDR aux autorités compétentes

Le schéma décennal de développement du réseau est un plan – programme national.

Son élaboration fait partie des missions légales de RTE (article L. 321-6 du code de l'énergie et articles L. 121-8 et R. 122-17 du code de l'environnement).

Le SDDR s'inscrit dans le cycle d'analyses sur la neutralité carbone initié par RTE avec la publication en octobre 2021 de l'étude *Futurs énergétiques 2050* et complété par le Bilan prévisionnel 2023. Ce dernier précise les enjeux liés à la transformation du système électrique d'ici 2035 dans une optique de décarbonation et de réindustrialisation.

PHASE 1 : PUBLICATION DES ORIENTATIONS PROPOSÉES PAR RTE

Le SDDR repose sur un important programme d'analyses techniques, économiques et environnementales.

Les études du SDDR ont porté sur des scénarios d'atteinte des objectifs publics (tels que présentés dans le projet de troisième programmation pluriannuelle de l'énergie). Des analyses de risque ont été menées sur des scénarios de retard dans l'atteinte de ces objectifs.

Pour chaque scénario, l'équilibre offre-demande du système électrique ouest-européen et l'impact sur le réseau est simulé au pas horaire et sur plusieurs horizons de temps (2030, 2035, 2040).

Une analyse spécifique sur les chaînes d'approvisionnement a été menée relevant du cadre de mondialisation contrariée présenté dans les *Futurs énergétiques 2050* et le Bilan prévisionnel 2023.

Plusieurs scénarios climatiques ont été étudiés en s'appuyant sur les scénarios du GIEC : la trajectoire de référence pour l'adaptation au changement climatique définie par l'État et des analyses de sensibilité.

Les chroniques de production et de consommation ont été déclinées sur les différents niveaux de tension allant du 63 kV au 400 kV et ont toutes fait l'objet de variantes spécifiques.

Pour disposer d'un socle complet d'études, RTE a analysé cinq scénarios de renouvellement et quatre scénarios de numérisation du réseau.

En complément, un important travail d'analyse de variantes a été mené sur les stratégies relatives à l'adaptation du réseau (dimensionnement des infrastructures, impact de choix techniques différents, possibilités d'alternatives au développement du réseau, impact sur l'exploitation si le réseau n'évolue pas, *etc.*).

Les analyses technico-économiques sont par ailleurs complétées par des analyses environnementales (sur le modèle de celles réalisées dans les *Futurs énergétiques 2050).*

À l'image des documents de prospective publiés par RTE, le SDDR est préparé en concertation avec les pouvoirs publics et les différentes parties prenantes.

La concertation a été menée dans le cadre du comité rassemblant les utilisateurs et les parties prenantes du réseau de transport d'électricité (CURTE).

Cadrage général

- 2 scénarios d'équilibre offre-demande simulés au pas horaire, avec 1000 années climatiques
- 3 horizons de temps (2030, 2035 et 2040)
- 1 scénario de mondialisation contrariée utilisé pour identifier les enjeux d'approvisionnement dans un cadre macroéconomique défavorable
- 2 scénarios climatiques basés sur la trajectoire de référence de l'État et les référentiels du GIEC avec une descente d'échelle complète
- 5 scénarios de renouvellement du réseau
- 4 scénarios de numérisation des infrastructures

+

Hypothèses de référence

- Simulation des hypothèses dans chaque scénario

+

Variantes et analyses de sensibilités

- Variantes sur la consommation
- Variantes sur la production d'électricité
- Variantes sur le mix européen
- Variantes sur le développement des interconnexions
- Variantes sur l'horizon 2050
- Variantes sur les stratégies d'évolution du réseau français (aux différents niveaux de tension)

Environ 1000 variantes analysées en plus du cadre de référence

Analyses multicritères

(robustesse des besoins, contraintes de mises en œuvre, etc.)

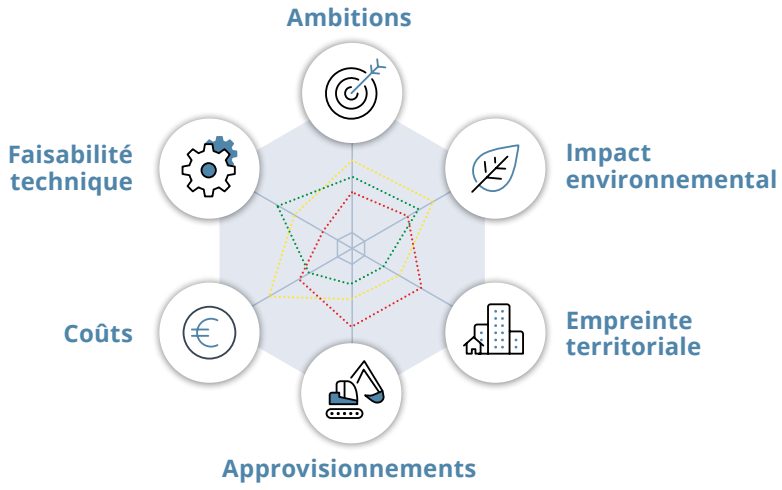


Figure 1.1 – Représentation schématique du programme d'études du SDDR 2025

Elle constitue une étape essentielle dans la préparation du SDDR car elle permet de renforcer le partage et la transparence sur les analyses et de recueillir l'avis des parties prenantes sur les paramètres dimensionnants de l'exercice.

Comme pour tous les rapports de RTE, la concertation est structurée autour de l'instance plénière du CURTE (Commission sur les perspectives du système et du réseau). Par ailleurs, plusieurs réunions techniques ont été menées à l'échelle nationale ou régionale et une consultation publique a été réalisée au printemps 2024.

Le processus de concertation a alimenté et complété le travail de simulations et d'analyse mené par RTE. Il participe donc pleinement à l'élaboration de la stratégie proposée par RTE dans le SDDR.

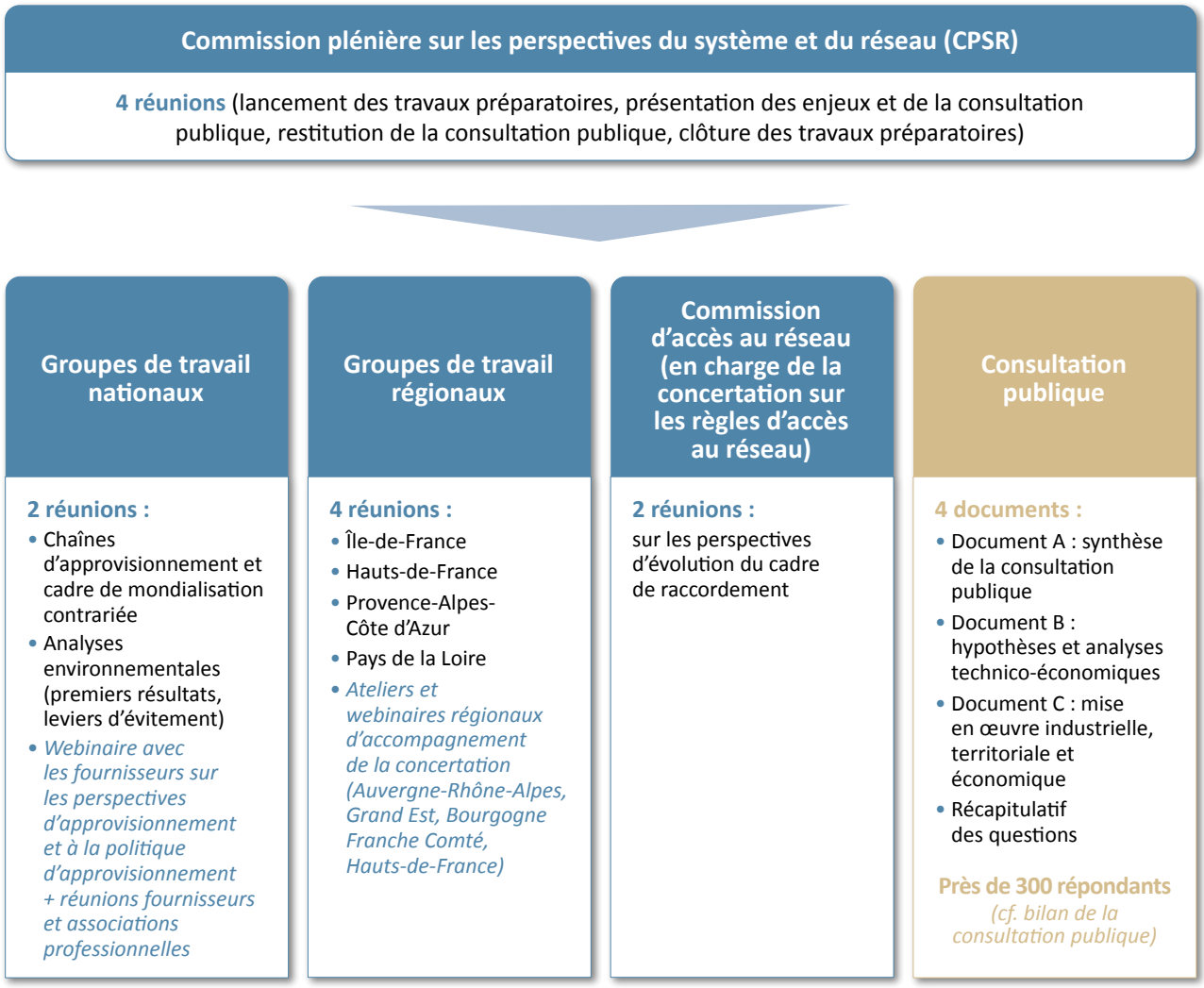


Figure 1.2 – Périmètre de la concertation du SDDR

Le SDDR présente les orientations proposées par RTE pour l'évolution du réseau public de transport d'électricité à l'horizon 2040.

Le SDDR est composé d'un ensemble de fiches thématiques : chaque fiche présente un enjeu lié au développement du réseau public de transport d'électricité.

La stratégie de référence proposée par RTE est présentée ainsi que les alternatives étudiées.

Par ailleurs, les fiches décrivent la temporalité de la stratégie : la dynamique des investissements dans le réseau public de transport d'électricité nécessite de différencier la période 2025-2030 et la période 2030-2040. La première période (2025-2030) nécessite surtout de réaliser les études, concertations et travaux pour des projets majoritairement déjà identifiés. À l'inverse les projets qui doivent être mis en service entre 2030 et 2040 sont pour la majorité non identifiés. Leur dimensionnement découlera directement des principes retenus dans le SDDR 2025 (version définitive – après avis des autorités compétentes et participation du public).

Conformément au cadre législatif et réglementaire en vigueur, ce document fait l'objet d'une saisine du Ministre en charge de l'énergie, de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), de la Commission nationale du débat public (CNDP). L'évaluation environnementale du SDDR sera soumise à l'avis de l'Autorité environnementale (Ae).

FICHE 1

PHASE 2 : AVIS DES AUTORITÉS COMPÉTENTES ET PARTICIPATION DU PUBLIC

Les retours et avis formulés par les autorités compétentes dans le cadre de leurs missions légales permettront de consolider la stratégie et le programme d'équipements associés et d'assurer le financement de la stratégie à l'horizon 2040.

En particulier, la délibération de la Commission de régulation de l'énergie fixera un cadre pour les programmes d'investissement présentés de manière annuelle par RTE.

Le Ministre en charge de l'énergie s'assure de la cohérence de la proposition avec les objectifs de politique énergétique fixés par l'État. Il analyse la stratégie en vue de son intégration dans le contrat de service public signé entre RTE et l'État et dans la perspective globale de réindustrialisation du pays.

La Commission de régulation de l'énergie est chargée d'examiner le SDDR et de consulter les utilisateurs du réseau de transport d'électricité.

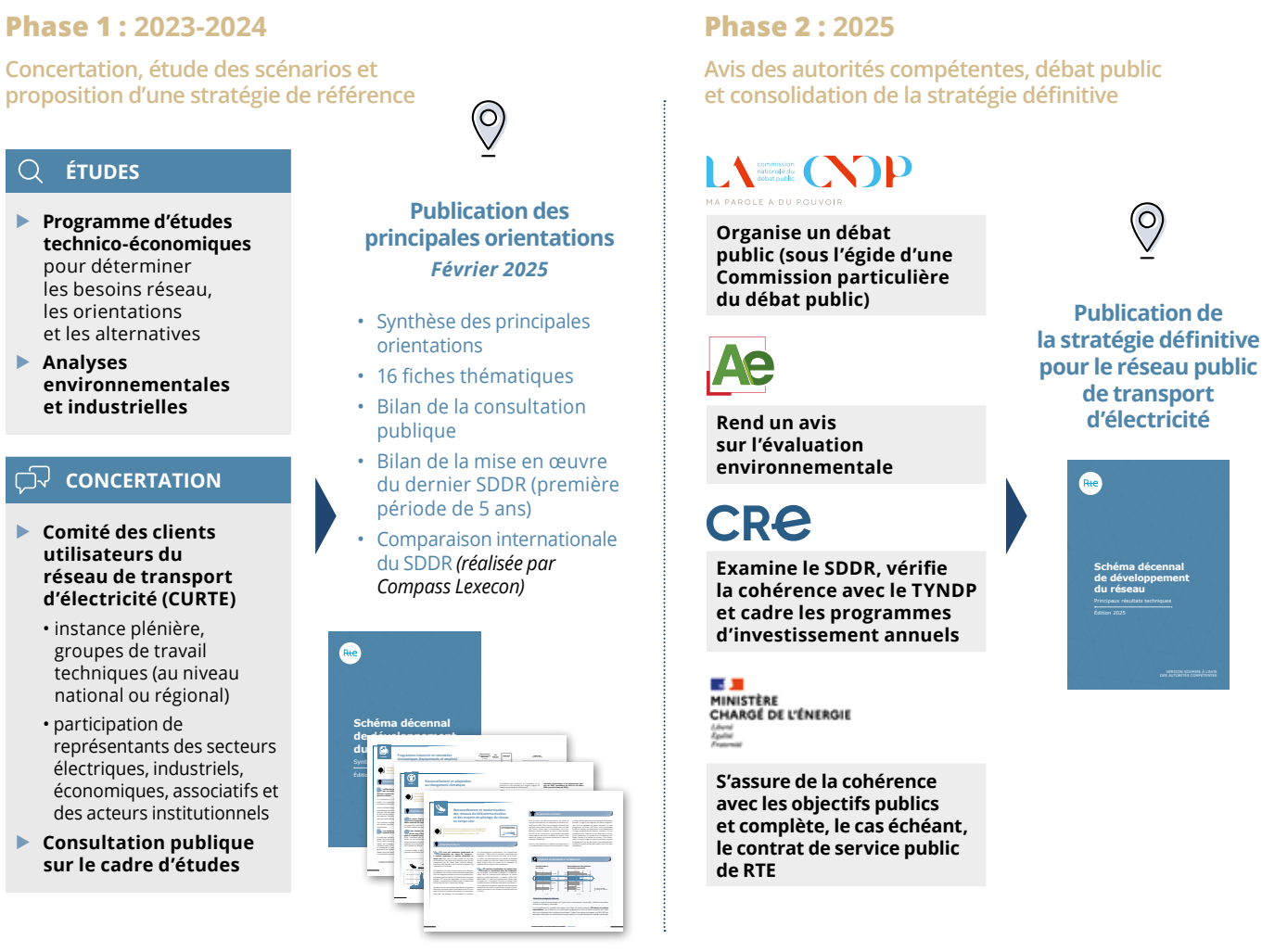


Figure 1.3 – Dispositif d'élaboration du SDDR, concertation et saisine des autorités compétentes

La CRE rendra un avis qui cadrera les futurs programmes d'investissements annuels dans le réseau public de transport d'électricité et vérifiera la cohérence entre le SDDR et le plan de développement du réseau européen (TYNDP).

L'élaboration du SDDR a également fait l'objet d'une saisine de la Commission nationale du débat public. Cette dernière a décidé d'organiser un débat public sous l'égide d'une Commission particulière du débat public.

Dans le cadre d'élaboration du SDDR, RTE réalise les analyses environnementales préalables nécessaires pour un plan-programme. Elles portent sur les pressions sur la biodiversité, les ressources minérales et les émissions de gaz à effet de serre et intègrent un état du réseau actuel.

Une partie de ces analyses est réalisée en lien avec les simulations technico-économiques. Elles visent à identifier des leviers d'évitement et de réduction de l'empreinte environnementale du réseau et proposer des politiques environnementales qui complètent la stratégie technique.

Le cadre législatif et réglementaire prévoit la réalisation d'une évaluation environnementale. À ce titre, RTE demandera à l'Autorité environnementale un avis de pré-cadrage.

À l'issue de la phase d'avis formels des autorités et de la participation du public, RTE publiera une version définitive du SDDR, qui constituera la stratégie de référence pour le développement du réseau jusqu'à la prochaine actualisation.

Les projets individuels suivront le processus d'approbation défini par le cadre législatif et réglementaire en vigueur.



EFFORT INDUSTRIEL

FICHE 2

Programme industriel et retombées économiques (équipements et emplois)

Consolider une filière industrielle pour produire et installer des équipements « réseau » pour un volume comparable aux besoins liés à la mise en service du premier programme nucléaire

SITUATION ACTUELLE ET ENJEUX POUR LE SDDR

La filière des constructeurs et équipementiers pour les matériels de réseau a vu sa charge diminuer à partir des années 1990 à l'issue du programme nucléaire.

En conséquence, à l'image d'autres filières industrielles, les constructeurs ont réduit leurs capacités humaines et matérielles.

Le tissu industriel français est toutefois encore présent, principalement pour les matériels de réseau terrestre (plus de 95% des prestations d'études et de travaux et 70% des fournitures achetées en 2024 par RTE pour ces matériels l'ont été sur des sites en France, le reste étant issu quasi exclusivement d'Europe).

Pour répondre aux besoins du SDDR, RTE et la filière des réseaux sont désormais confrontés au défi de la massification.

Il en résulte, pour l'écosystème industriel, un impératif de changement d'échelle.

La trajectoire industrielle du SDDR correspond à un besoin de l'ordre de 40000 km de lignes électriques d'ici à 2040 (à renouveler, déconstruire, renforcer ou créer)[1], soit un besoin comparable à celui des liaisons installées entre 1975 et 1990 pour électrifier le pays et développer le parc électronucléaire de seconde génération (les besoins de développement de réseau étaient alors plus élevés mais les besoins de renouvellement étaient quasi inexistants).

De l'ordre de 400 nouveaux postes électriques sont également envisagés dans la trajectoire de référence du SDDR.

Il s'agit pour l'industrie européenne en général, et française en particulier, d'un défi mais également d'une opportunité majeure de réinvestissement dans l'appareil de production.

Le défi s'inscrit dans un contexte difficile.

D'une part, les crises successives (sanitaire puis énergétique) et les tensions géopolitiques multiples ont bouleversé les chaînes d'approvisionnements.

D'autre part, face à la croissance des besoins d'équipements de réseau dans le monde, des goulets d'étranglement importants se sont formés sur plusieurs maillons-clés des chaînes de fabrication.

Ce constat se matérialise par un allongement des délais de livraison et une inflation des coûts sur la plupart des matériels de réseau (p.ex : passage d'un an et demi avant 2020 à près de quatre ans aujourd'hui sur les délais d'approvisionnement des transformateurs de puissance, pour un prix moyen doublé sur la même période).

Enfin, les fournisseurs d'équipements sont en attente de renforcement des engagements des gestionnaires de réseau : le tissu industriel toujours présent est celui qui a retenu une approche prudente par rapport aux anticipations des gestionnaires de réseau au cours des vingt dernières années.

1. Le besoin de km de lignes d'ici à 2040 ne doit pas être interprété comme une augmentation d'autant du réseau (notamment aérien). L'évolution du réseau aérien par rapport à la situation actuelle a été quantifié dans la fiche n°14.

L'enjeu pour RTE est de participer à une transformation de son écosystème industriel via son rôle de grand donneur d'ordre et la poursuite de la refonte de sa stratégie d'approvisionnement.

Il ne s'agit pas d'un principe « en l'air ». RTE a pu constater, notamment sur les composants liés au raccordement en mer, que le changement d'échelle pouvait entraîner un risque de « délocalisation » des investissements si un travail spécifique n'était pas engagé avec la filière (*cf*. fiche n° 6).

Dès lors, l'un des axes stratégiques du SDDR consiste à modifier la stratégie d'approvisionnement de l'entreprise dans le but de reconstituer les capacités de production de la filière, de permettre le passage à l'échelle, et d'assurer la maîtrise de composants clés de la chaîne de valeur en Europe en général et en France en particulier, tout en contenant les prix.

Les principes de cette nouvelle stratégie d'approvisionnement conduisent RTE à renforcer ses engagements pour crédibiliser le programme d'équipements associé au SDDR.

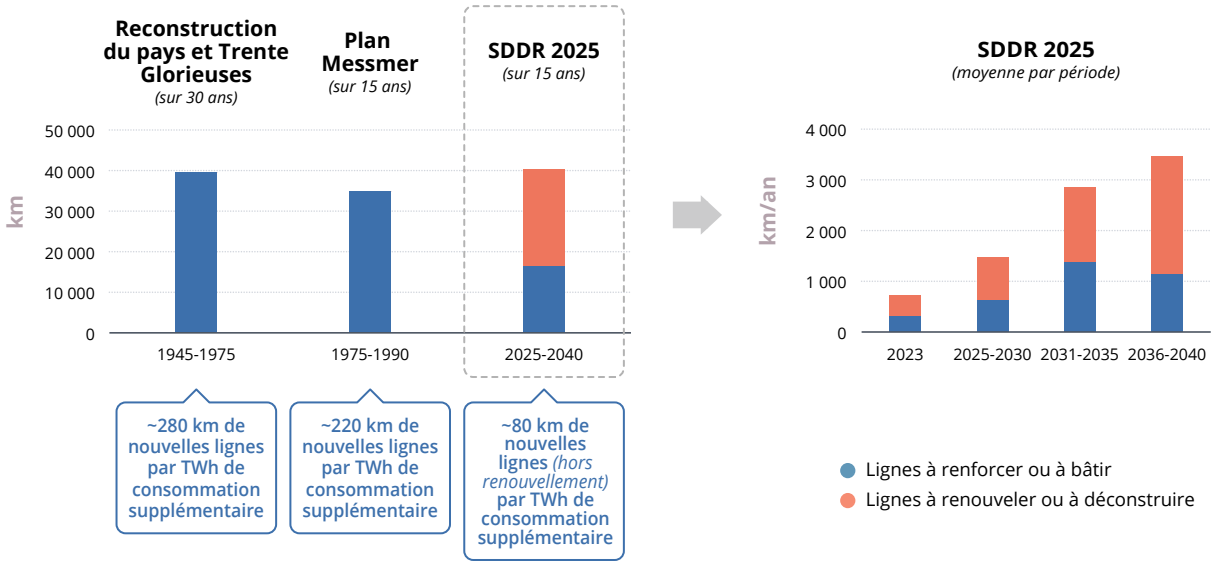


Figure 2.1 – Besoins industriels dans la stratégie de référence du SDDR

FICHE 2

STRATÉGIE DE RÉFÉRENCE ET CHOIX D'OPTIMISATION RETENUS

Assurer une cohérence d'ensemble dans les différents programmes d'ingénierie (renouvellement, raccordement, renforcement)

Les analyses du SDDR ont porté sur la vision complète du portefeuille d'ingénierie dans le but d'éviter qu'une priorité technique ne « cannibalise » les besoins industriels.

Par exemple, il est nécessaire d'identifier la compatibilité entre les besoins de renouvellement des postes électriques et les perspectives de construction de nouveaux postes car ils sollicitent les mêmes filières industrielles.

Sur les lignes électriques terrestres, la stratégie de référence conduit à une stabilisation des besoins de renouvellement sur la période 2025-2030 (800 km/an en moyenne, avant une augmentation importante sur la prochaine décennie).

Cette stabilisation permet une croissance dans le même temps des besoins pour les raccordements de l'industrie et le développement du réseau (près de 1000 km en 2030 contre moins de 200 km en 2025).

Dans le même temps, RTE travaillera avec les fournisseurs pour approfondir la standardisation des matériels et des études, ce qui permettra d'envisager une seconde vague d'accélération dans le renouvellement entre 2030 et 2040, et ce alors que les besoins de renforcement du réseau (notamment 400 kV) resteront importants.

Approfondir la refonte de la stratégie d'approvisionnement

Au cours des dernières années, RTE a déjà mis en place d'importantes évolutions de sa stratégie d'approvisionnement (standardisation, renforcement des engagements, *etc.*).

Sur la base des besoins exprimés par les fournisseurs dans la consultation publique, RTE poursuivra la refonte de ses approvisionnements :

- Sécuriser les approvisionnements en planifiant, massifiant et standardisant les besoins (réduction de 60 à 70% du nombre de référence sur les câbles et de 90% sur les pylônes, paliers à courant continu 320 kV et 525 kV sur les matériels maritimes, lissage des travaux, *etc.*).
- Donner de la visibilité aux fournisseurs avec des engagements plus importants (70% contre 30% aujourd'hui) et sur des durées de contrats plus longues (jusqu'à 8 à 10 ans, contre 3 à 5 ans généralement aujourd'hui).
- Réduire l'empreinte carbone en augmentant la prise en compte de considérations environnementales dans les achats (10% contre 3% aujourd'hui).

La mise en œuvre de ces actions a déjà été progressivement engagée par RTE pendant la phase de préparation du SDDR en anticipation des besoins d'investissements dans le réseau (nouveaux marchés pour la fourniture et assemblage de matériels des programmes éoliens en mer, augmentation des parts fermes et des durées de contrats pour des matériels terrestres : p. ex. passage à 7 ans de contrat et 70% d'engagement sur les postes sous-enveloppe métallique). Elles doivent se poursuivre suite à la publication du SDDR.

Contribuer activement à la souveraineté industrielle du pays en mobilisant le tissu industriel français pour répondre à l'effort de réinvestissement dans le réseau

Grâce à la visibilité apportée par la planification stratégique de RTE et à sa nouvelle stratégie d'approvisionnement, plusieurs fournisseurs ont d'ores et déjà déclenché des investissements importants dans leur appareil de production en France (p. ex. : ouverture d'une nouvelle ligne de production de câbles souterrains en Seine-et-Marne de l'industriel Prysmian).

En matière d'emplois, la croissance des investissements sur le réseau de transport et sur le réseau des gestionnaires de réseau de distribution doit se traduire par de nouveaux débouchés d'emploi significatifs en France : 58000 recrutements d'ici 2030 à l'échelle de la filière (gestionnaires de réseaux, fournisseurs, prestataires), soit un volume de recrutements comparable aux filières nucléaire et ferroviaire.

Viser 50 % de retombées économiques en France pour les raccordements maritimes

Tenir cet objectif implique de lier des partenariats stratégiques de long terme sur l'ensemble de la chaîne de valeur (plateformes, électronique de puissance, câbles). Ces partenariats seront conclus à l'issue de procédures concurrentielles.

Pour les premiers postes en mer à courant continu, les chantiers navals de Saint-Nazaire et RTE ont conclu un tel partenariat. La poursuite de ce partenariat, à travers des marchés publics, doit notamment porter sur la capacité des chantiers à construire les trois paliers technologiques nécessaires aux raccordements des futurs parcs éoliens en mer.

Pour les câbles sous-marins, RTE considère que le volume des investissements à réaliser est de nature à permettre l'implantation d'une usine de fabrication sur le territoire français. Identifier les conditions et leviers associés à la création d'une telle usine est une priorité de l'année 2025.

S'agissant des matériels de réseau terrestre, les retombées économiques en France sont déjà importantes aujourd'hui (plus de 95% pour les études et le génie civil, autour de 70% pour les fournitures). L'enjeu est de consolider voire augmenter cette proportion.

Engager une dynamique de renforcement de l'attractivité de la filière et de l'appareil de formation

De premières initiatives ont été menées en ce sens sous l'impulsion du partenariat lancé en mars 2023 avec Enedis et plusieurs acteurs des réseaux électriques (« Les Écoles des réseaux pour la transition énergétique ») : partenariat avec une dizaine de lycées, communications numériques, *etc*.

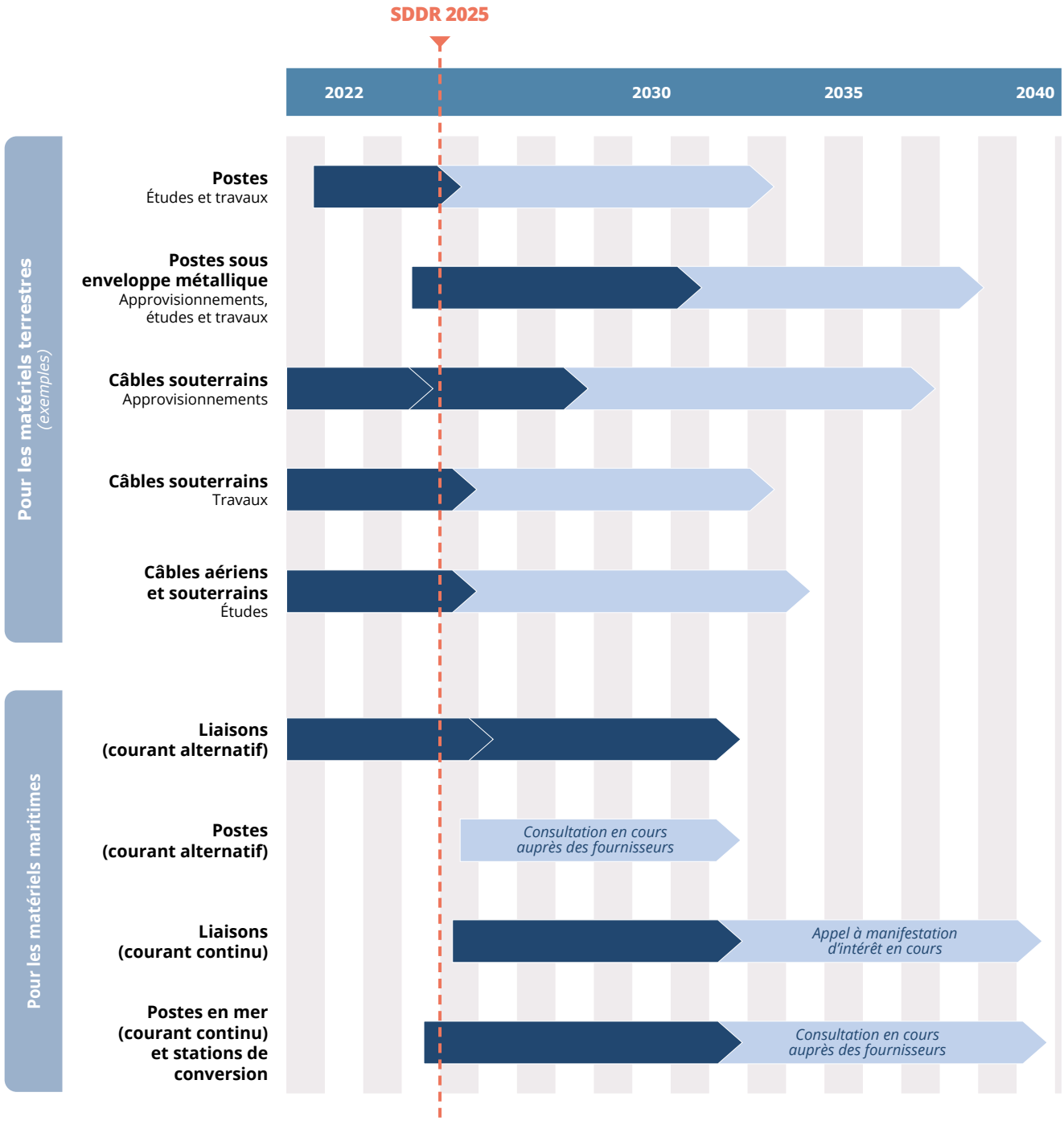
Il s'agit d'une première étape qui doit être largement renforcée. RTE étudie pour cela, conjointement avec Enedis et les associations professionnelles, la possibilité de mettre en place une structuration formelle de filière des réseaux, couvrant un spectre plus large.

Plusieurs axes de travail prioritaires sont identifiés : *(i)* faciliter les opportunités de reconversion professionnelle, *(ii)* enrichir l'appareil de formation initiale (le programme lancé en 2023 ne s'étend pas au-delà de BAC+2), et *(iii)* accroître l'attractivité des métiers du secteur (diversification des viviers de recrutement, campagnes de promotion, *etc*.).

FICHE 2

TEMPORALITÉ

Calendrier des principaux marchés d'approvisionnement



INDICATEURS

40 000 km de lignes nécessaires d'ici 2040 (circuits électriques) dont **60 % à renouveler (ou déconstruire)** et **40 % à renforcer ou mettre en service,** avec une montée en cadence progressive (x2 entre aujourd'hui et la moyenne 2025-2030 puis x2 sur la moyenne 2031-2035)

106 000 emplois en 2030 à l'échelle de la filière (gestionnaires de réseaux, fournisseurs, prestataires), soit **+40 000 emplois par rapport à 2023** (source : « Les Écoles des réseaux pour la transition énergétique »)

En comptant la croissance des effectifs et les départs à compenser, cela représente environ **58 000 recrutements d'ici 2030 pour la filière,** soit 8 000 à 12 000 recrutements par an

4 300 recrutements à l'échelle de RTE d'ici 2030 (dont 1 600 pour de nouveaux emplois, le reste en renouvellement des départs)

De l'ordre de **400 nouveaux postes électriques** d'ici 2040 (y compris les postes en co-exploitation avec les gestionnaires des réseaux de distribution)

Des retombées industrielles déjà prévues, avec la signature de plusieurs contrats d'envergure en 2024 :

- en mai, **4,5 Md€ avec les Chantiers de l'Atlantique et Hitachi Energy** pour la fabrication de premières plateformes en mer nouvelle génération et stations de conversion terrestre, dont une **grande partie sera produite en France** ;
- en octobre, près d'**1 Md€ avec cinq fournisseurs** (Nexans, Prysmian, Hellenic, NKT, Solidal) pour la fourniture de 5 200 km de câbles souterrains d'ici à 2028, dont **40 % seront produits en France** ;
- en décembre, **plus de 300 M€ avec les Chantiers de l'Atlantique** pour l'assemblage d'un autre poste en mer, dont une **majorité des composants seront fabriqués en France**

FICHE 2

AVANT/APRÈS

Principaux paramètres de la stratégie d'approvisionnement de RTE

		Avant le SDDR (contexte de faible croissance des investissements)	Sur la période du SDDR (contexte de forte croissance des investissements et de saturation des chaînes de production)
Matériels terrestres	Durées des contrats et niveau d'engagement	3 à 5 ans, pour environ 30 % d'engagement	7 à 8 ans pour la plupart (voire 10 ans pour certains matériels en tension), pour environ 70 % d'engagement
	Standardisation (nombre de références)	Câbles aériens : 45 Câbles souterrains : 24 Pylônes : 13 000	Câbles aériens : 14 Câbles souterrains : 10 Pylônes : 1 500
	Poids des critères environnementaux	2 à 5 % en moyenne	10 % minimum
Matériels maritimes	Appels d'offres	Projet par projet	3 appels d'offres multi-projets (pour 3 à 7 parcs en mer des AO 4 à 8) pour les postes en mer, stations de conversion et câbles 2 appels d'offres multi-projets (pour 7 parcs des AO 9 à 10) lancés entre fin 2024 et 2025
	Standardisation (nombre de paliers)	6 paliers (2 HVAC 225 kV, 1 HVDC 400 kV, 3 HVDC 320 kV)	3 paliers (1 HVAC 225 kV, 1 HVDC 320 kV, 1 HVDC 525 kV)

Localisation des principaux contrats actifs de RTE et projection des ambitions à 2040



Aujourd'hui
(~2,3 Md€/an d'investissements)

Études et génie civil terrestres	Fournitures terrestres	Fournitures maritimes* (câbles sous-marins)
>95% en France	~70% en France	0% en France

Ambitions pour 2040
(plus de x3 sur les investissements par rapport à aujourd'hui)

Études et génie civil terrestres	Fournitures terrestres	Fournitures maritimes (câbles sous-marins et postes en mer)
>95% en France	>75% en France	~50% en France

- Usines de production
- Entreprises d'études et de génie civil
- Sites ayant communiqué sur l'augmentation de leur capacité de production (ouverture ou extension d'usine, recrutements, etc.)

** Pour les raccordements en mer (sur l'ensemble de la PPE 1, hors interconnexions)*



EXEMPLE : RENOUVELLEMENT DU MARCHÉ D'APPROVISIONNEMENT EN CÂBLES SOUTERRAINS

État des lieux et objectifs

Le dernier marché d'approvisionnement en câbles souterrains a débuté en 2020. Dans le cadre de son renouvellement, RTE a proposé des conditions portant les contrats suivants jusqu'à 2028 avec un niveau d'engagement très élevé (supérieur à 80%). Ce niveau témoigne de la volonté de RTE de sécuriser les capacités d'approvisionnement nécessaires à la très forte croissance des besoins pour ces matériels (en particulier pour les raccordements), d'inciter les fournisseurs à investir pour couvrir les besoins, et de maîtriser les prix.

Résultats

Pour ce marché, RTE s'est engagé en octobre 2024 avec cinq fournisseurs (Nexans, Prysmian, Hellenic, NKT, Solidal), pour un montant global de près d'1 Md€. Cet engagement couvre la fourniture et le montage d'environ 5200 kilomètres de câbles souterrains pour les niveaux de tension allant de 90 kV à 400 kV. L'ensemble des câbles concernés sera exclusivement produit en Europe (France, Allemagne, Belgique, Grèce, Italie, Pays-Bas, et Portugal).

Un tiers des câbles sera produit en France, au sein de l'usine de Nexans à Bourg-en-Bresse (Ain) et de celles de Prysmian à Gron (Yonne) et à Montereau-Fault-Yonne (Seine-et-Marne). Pour cette dernière, l'engagement pris par RTE a permis au fournisseur de déclencher l'investissement pour l'ouverture d'une nouvelle ligne de production.

RTE réserve ainsi la quasi-totalité des capacités de production françaises encore disponibles jusqu'en 2028, soit la production de plus de 1700 km de câbles.



EXEMPLE : CONTRAT DE CONSTRUCTION DES PREMIÈRES PLATEFORMES EN MER NOUVELLE GÉNÉRATION

État des lieux et objectifs

Les parcs éoliens en mer de Normandie (Centre Manche 1 et 2) et d'Oléron, d'une capacité de production d'environ 1,2 GW chacun, sont les premiers parcs de ce niveau de puissance à devoir être raccordés par RTE. Ils marquent une évolution technologique avec le passage à des plateformes en mer fonctionnant en courant continu (en raison de l'augmentation des puissances et de la distance aux côtes), et un changement d'échelle significatif (ces plateformes sont de dimensions sensiblement plus grandes que celles utilisées pour les raccordements des premiers parcs éoliens en mer en courant alternatif : environ 12000 tonnes contre 4000 tonnes).

Pour pouvoir accueillir ces parcs entre 2030 et 2035, RTE a lancé en 2023 un marché multi-projets visant à massifier les achats correspondant en sécurisant en même temps la fourniture des trois postes en mer HVDC 320 kV et de trois stations de conversion.

Résultats

RTE a sélectionné en mai 2024 le consortium Chantiers de l'Atlantique et Hitachi Energy pour un contrat de 4,5 Md€. Un travail spécifique a été mené avec les Chantiers de l'Atlantique, qui doit adapter son process industriel à des plateformes électriques à courant continu.

La quasi-totalité des retombées économiques interviendra en Europe, dont près de la moitié en France, notamment au sein du site de production des Chantiers de l'Atlantique à Saint-Nazaire.

À ce titre, les Chantiers de l'Atlantique prévoient de réaliser 100 M€ d'investissements pour permettre d'étendre leur site industriel et doubler leur capacité de production de plateformes électriques.



RENOUVELLEMENT ET ADAPTATION AU CHANGEMENT CLIMATIQUE

FICHE 3

Renouvellement et adaptation au changement climatique

Maintenir la qualité de service en renouvelant le réseau construit après la Seconde Guerre mondiale et en adaptant les équipements aux fortes chaleurs et aux inondations

Intensité de l'effort proposé dans la stratégie de référence

10 Md€ — 30 Md€

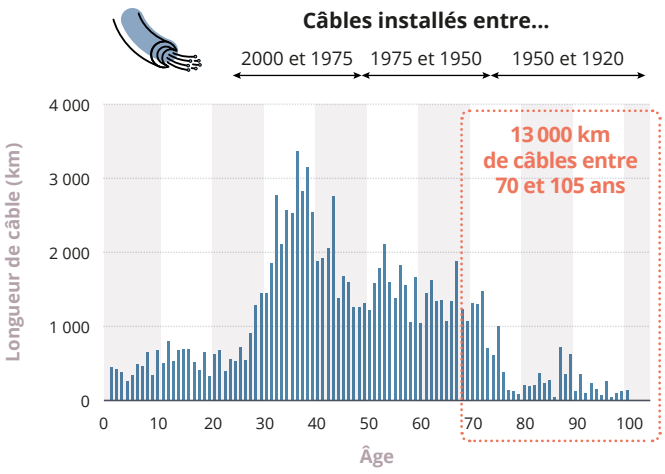
SITUATION ACTUELLE

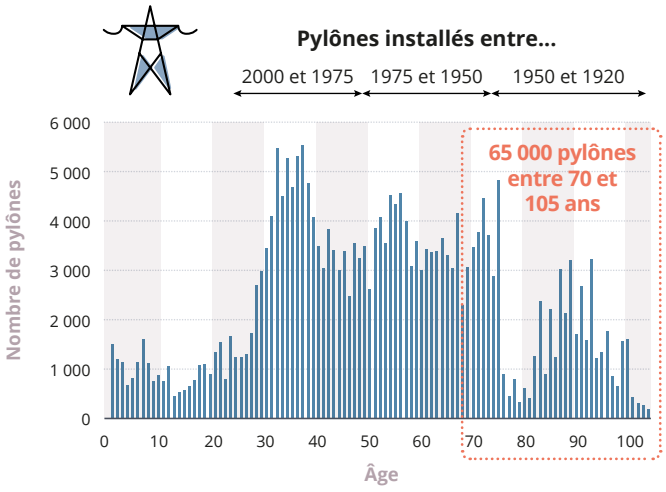
Le réseau électrique actuel a été construit dans sa grande majorité au cours de la deuxième moitié du 20e siècle. 20 % des lignes aériennes ont aujourd'hui plus de 70 ans : 13 000 km de câbles et 65 000 pylônes ont entre 70 et 105 ans.

Cette situation est moins marquée dans les autres pays d'Europe, où le réseau est en général renouvelé plus tôt. Par exemple, la limite d'âge considérée par RTE pour les câbles est de 85 ans, ce qui le place dans la fourchette haute parmi les gestionnaires de réseau européens. En Europe, la moyenne se situe autour de 60 à 65 ans (seul un autre gestionnaire de réseau de transport dépasse les 80 ans). Ceci est un choix d'optimisation réalisé par RTE : la maintenance et l'entretien du réseau ont été prolongés pour limiter les investissements sur la période 2000-2020.

Le réseau existant est nécessairement soumis aux aléas climatiques. Ces derniers posent des questions de différente nature : dimensionnement « mécanique » des ouvrages (hauteur, résistance mécanique, *etc.*), modes d'exploitation, maintenance préventive et maintenance en cas d'avaries sur le matériel.

Le changement climatique accentue l'exposition aux risques du réseau existant. En effet, les phénomènes climatiques seront plus fréquents (d'ici 2050, le nombre de jours de vagues de chaleur pourrait doubler en France métropolitaine), plus intenses (inondations plus violentes), et susceptibles de se produire sur des périodes plus longues (vagues de chaleur au printemps et à l'automne).





Le réseau de transport d'électricité est adapté aux grandes tempêtes : suite aux tempêtes de 1999, RTE a mis en place un important programme de renouvellement du réseau. Ce programme a duré 15 ans et a coûté 2,7 Md€. Il a notamment permis de sécuriser le réseau 400 kV grâce à l'installation de pylônes anti-cascade. Depuis 2017, le réseau de transport d'électricité est adapté à des vents de 180 km/h sur le littoral (à 150 km/h dans les terres) et a ainsi pu résister aux tempêtes Ciaran, Domingos, Darragh, Bert, *etc*.

Jusqu'à présent, les épisodes de canicules et d'inondations ont été gérés en adaptant les méthodes d'exploitation et de maintenance (canicule de 2003, inondations de 2010 ou de début 2024, crue de la Seine de 2016). Néanmoins, le contexte du changement climatique ne permet plus de se limiter à des adaptations de l'exploitation et de la maintenance. À l'image de ce qui a été réalisé pour les tempêtes, il est impératif d'adapter le dimensionnement des infrastructures du réseau aérien aux risques climatiques et d'éviter une « cascade » d'avaries sur les matériels en cas de phénomènes climatiques intenses.

ENJEUX POUR LE RÉSEAU

Pour le SDDR 2025, les enjeux sont les suivants : *(i)* définir un programme de renouvellement qui répond à la fois au besoin de renouvellement du réseau et à celui d'adaptation au changement climatique et *(ii)* le mettre en oeuvre dans des conditions de maitrise industrielle.

Pour cela, RTE peut capitaliser sur le retour d'expérience du dernier SDDR, qui donnait la priorité au renouvellement du réseau existant (en particulier pour le traitement de la corrosion dans les zones littorales et fortement urbanisées).

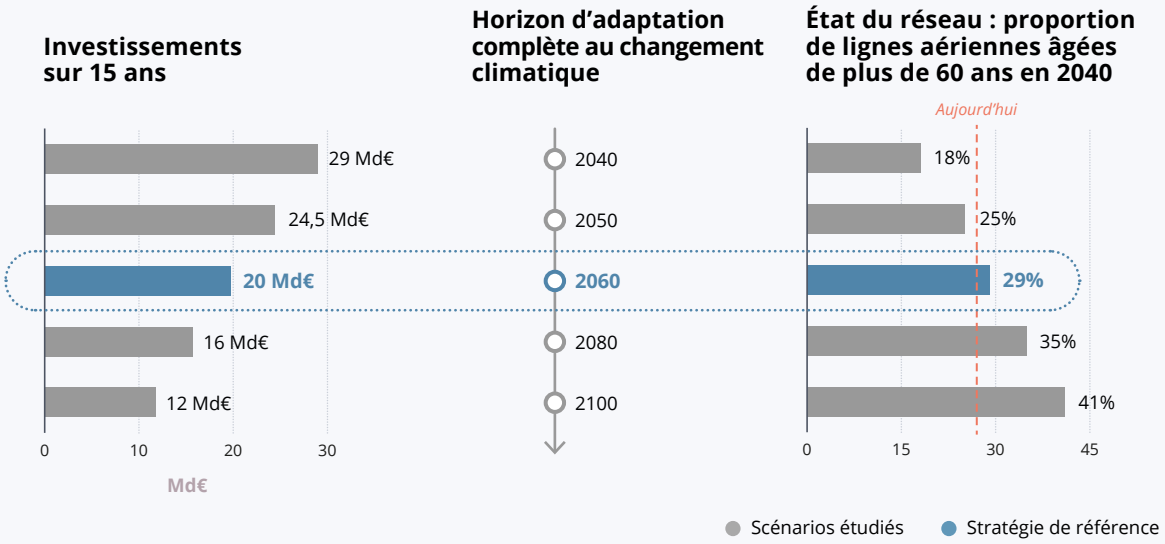
Sur le plan des investissements, l'accélération a été particulièrement marquée sur le traitement de la corrosion : 500 pylônes en acier noir en zone de forte corrosivité renouvelés en 2021 à 1600 en 2024 et augmentation des volumes de peinture (50000 t en 2023 contre 35000 t deux ans plus tôt). De manière générale, les investissements annuels dans le renouvellement du réseau sont passés d'environ 450 à 860 M€ de dépenses entre 2021 et 2024.

Sur le plan industriel, cette accélération a montré l'importance du programme de renouvellement pour les fournisseurs de matériels et les entreprises d'ingénierie : il s'agit du programme le « plus prévisible » parmi les programmes industriels de RTE.

Le renouvellement permet également d'homogénéiser les pratiques dans le domaine de l'ingénierie (standardisation, volume d'études, *etc*.). Cette industrialisation bénéficie ensuite aux autres programmes industriels de l'entreprise. Par exemple, la standardisation a été un des chantiers ouverts suite au dernier SDDR. Il a conduit à réduire significativement le nombre de références du catalogue de matériels : 24 à 10 références de câbles souterrains, 45 à 14 de câbles aériens et 13000 à 1500 pour les pylônes.

FICHE 3

STRATÉGIE DE RÉFÉRENCE ET ALTERNATIVES



Choix de la stratégie de référence

Plusieurs scénarios de renouvellement ont été étudiés allant d'un prolongement tendanciel – qui conduirait à une adaptation au changement climatique du réseau à la fin du 21e siècle – à un scénario de franche accélération – qui permet d'achever l'adaptation en 2040 pour un coût total de 29 Md€.

RTE propose de retenir le scénario intermédiaire : ce dernier conduit à maintenir la proportion d'infrastructures vieilles et vétustes encore en service par rapport à la situation actuelle, à l'adapter au changement climatique d'ici 2060 et à éviter que le réseau existant ne soit limitant pour les raccordements. Il s'agit déjà d'une feuille de route très ambitieuse sur le plan industriel.

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

Terminer le renouvellement des parties les plus anciennes du réseau (construites dans les années 1920 à 1940) et engager le renouvellement des lignes aériennes construites après la Seconde Guerre mondiale

La stratégie de référence permet de ne pas augmenter la proportion d'infrastructures vieilles et vétustes encore en service par rapport à la situation actuelle. L'effort est très important : il conduit à renouveler près d'un quart du réseau aérien en 15 ans. Cette accélération est néanmoins nécessaire pour éviter d'augmenter le volume d'infrastructures vétustes et donc d'avoir à gérer de manière simultanée entre 2040 et 2060 une part importante du renouvellement du réseau de l'après-guerre et de celui construit entre 1975 et 1995.

En effet, en 2040, après la mise en œuvre de la stratégie de référence proposée dans le SDDR, près de 30000 km de câbles aériens auront encore plus de 60 ans (soit autant qu'aujourd'hui) et plus de 7000 pylônes auront encore plus de 100 ans (soit 50% de plus qu'aujourd'hui).

Centrer les besoins d'adaptation du réseau au changement climatique (fortes chaleurs, submersion et crues centennales futures), qui sont les risques principaux auxquels l'infrastructure existante sera soumise

La stratégie de référence permet d'adapter le réseau au changement climatique en 35 ans (climat +4 °C en 2100).

Le programme de renouvellement est une opportunité pour assurer l'adaptation au changement climatique du réseau : il évite d'avoir à mener deux fois des opérations d'ingénierie sur une même infrastructure et réduit donc le risque de mal-adaptation des infrastructures. Ce point est d'autant plus important que le réseau aérien est constitué d'environ 100 000 km de lignes et que le coût associé à une mal-adaptation pourrait donc s'avérer significatif.

La réussite de la stratégie de référence nécessite également de continuer à adapter la maintenance du réseau et l'exploitation du système électrique pour tenir compte des perspectives sur l'âge du réseau et sur l'évolution des phénomènes climatiques. Au cours des prochaines années, les moyens associés à la maintenance du réseau seront augmentés en conséquence (+25 % sur la période couverte par le prochain tarif de réseau).

Standardiser l'adaptation au changement climatique des lignes électriques (risque fortes chaleurs)

Les fortes chaleurs dilatent les câbles et entraînent donc un risque pour l'environnement immédiat des lignes (notamment la végétation). C'est ce qui a conduit au déclenchement d'incendies, par exemple en Californie.

L'adaptation des lignes constitue l'effort d'adaptation le plus significatif à plusieurs titres : plus de 30 % du réseau aérien doit être adapté au changement climatique. Dans certaines régions, l'effort est particulièrement important. Par exemple, 55 % du réseau en Nouvelle-Aquitaine est concerné.

Les études menées dans le cadre du SDDR ont permis de commencer à identifier parmi les lignes à renouveler celles qui sont le plus exposées aux fortes chaleurs. Pour cartographier les lignes plus précisément et commencer par le renouvellement des lignes les plus à risque, RTE a prévu de réaliser des campagnes de détection par laser (technologie LIDAR, 40 M€ d'ici 2028).

Sur le plan de l'ingénierie, l'adaptation au changement climatique des lignes se prête bien à l'industrialisation. Dans tous les cas de figure, il s'agit d'avoir recours à des pylônes plus hauts et à des câbles d'un diamètre plus important.

Maintenir l'alimentation électrique en cas de submersion et crues centennales futures

2 800 sites électriques accueillent les postes exploités ou co-exploités par RTE. Pour l'ensemble des postes de transformation exploités par RTE, 24 % apparaissent inondables à horizon 2050. S'agissant plus particulièrement des postes 400 kV et des postes dont RTE est propriétaire (560 postes), ce chiffre s'élève à 18 %.

En volume, le nombre de travaux d'adaptations est donc moins important que sur les lignes aériennes. Néanmoins, il n'est pas possible d'adopter une approche aussi industrialisée et systématique.

D'une part, les choix techniques dépendent du bassin fluvial ou du littoral, du positionnement de l'infrastructure, *etc*. Certains matériels doivent être surélevés. Dans certains cas, des matériels étanches peuvent être installés.

D'autre part, du fait de la redondance, il est possible que le réseau soit résilient au risque inondations même si certains postes demeurent inondables et peuvent donc être amenés à perdre leur alimentation électrique. Pour les tempêtes, il n'est pas nécessaire de sécuriser tous les pylônes du réseau 400 kV : il en va de même pour les postes électriques et les inondations.

En tant que responsable de l'exploitation du système électrique, RTE doit donc définir une stratégie d'ingénierie et d'exploitation qui permette d'assurer que *(i)* le réseau à très haute tension soit robuste aux inondations futures (c'est-à-dire qu'en cas d'inondation dans un poste 400 kV, un autre poste 400 kV puisse reprendre la charge électrique) et que *(ii)* l'adaptation des autres niveaux de tension soit bien coordonnée avec les distributeurs d'électricité (Enedis et entreprises locales de distribution) et les autres gestionnaires d'infrastructures (notamment transports).

La stratégie de référence permet notamment d'adapter 93 % des postes au climat futur (postes 400 kV et dont RTE est propriétaire). Pour les 7 % restants, les solutions relèvent de l'exploitation ou de la maintenance car leur adaptation entraînerait des coûts disproportionnés.

FICHE 3

Organiser un programme industriel dédié au renouvellement du réseau aérien

Il s'agit du programme industriel le plus important en volume du SDDR. Il représente plus de la moitié de la longueur totale d'infrastructures du réseau concernée par des travaux sur la période du SDDR (le reste concerne des travaux de renforcement du réseau et dans une moindre mesure de renouvellement des liaisons souterraines).

Ce programme concerne majoritairement les zones rurales, et notamment certaines régions françaises (Centre-Val de Loire, Nouvelle-Aquitaine, Occitanie). Une attention spécifique réside dans les travaux à planifier dans la région francilienne en raison de l'architecture atypique du réseau en Île-de-France et de la densité de la métropole parisienne.

L'emplacement des lignes et des postes électriques ne sera en général pas modifié mais les équipements seront plus récents (pylônes plus hauts, câbles plus résistants aux fortes chaleurs, surélévation de certains matériels électriques dans les postes).

La réussite de ce programme industriel repose sur la standardisation des matériels et des opérations d'ingénierie. Il nécessite d'approfondir de manière très importante les mesures mises en œuvre au cours des cinq dernières années, et notamment d'assurer une plus forte synchronisation entre les travaux sur les pylônes et ceux sur les câbles aériens.

Pour tenir compte de ce fort besoin d'industrialisation, la stratégie de référence proposée par RTE est divisée en deux temps. Entre 2025 et 2030, les investissements sont globalement stables par rapport au niveau actuel, ce qui permet de consolider le travail réalisé au cours des cinq dernières années. Entre 2030 et 2040, une accélération très significative doit être réalisée. Par exemple, le renouvellement des lignes aériennes doit progressivement passer de 800 km par an (en moyenne sur 2025-2030) à 2500 km par an en 2040 et le renouvellement des disjoncteurs doit être multiplié par 2,5.

Cette accélération ne sera effectivement lancée par RTE que si les conditions industrielles ont été remplies au cours des trois prochaines années avec les fournisseurs concernés.

INDICATEURS

100 % des nouveaux investissements décidés en application du SDDR conformes à la trajectoire de référence pour l'adaptation au changement climatique définie par l'État (+4 °C en 2100 en France)

Environ un quart du réseau aérien renouvelé d'ici 2040 – y compris démontage de certaines lignes (**23 500 km** de lignes et **85 000 pylônes**)

Renouvellement des postes sous enveloppe métallique (fortement émetteurs de SF_6 et soumis progressivement à une obsolescence des matériels) : **près de 50** postes renouvelés d'ici 2040 (dont 25 % d'ici 2030 sur 200 au total)

Renouvellement de **100 %** des lignes souterraines de technologies obsolètes (arrêt de la maintenance des fabricants et fin des pièces de rechange). Il s'agit des technologies à pression d'huile et à papier imprégné, qui seront entièrement remplacées respectivement d'ici 2030 et 2040

Stabilisation de l'âge moyen du réseau sur la majorité des actifs (le nombre d'infrastructures vétustes n'augmente pas).

Par exemple :

	2024	2040
Câbles du réseau aérien	46 ans	44 ans
Postes sous enveloppe métallique	23 ans	26 ans
Disjoncteurs	29 ans	27 ans

Augmentation des moyens pour assurer le bon état et accroître la connaissance et la surveillance du patrimoine et préparer l'adaptation au changement climatique : **+25 %** des moyens associés à la maintenance du réseau d'ici 2028 (par rapport à 2024)

TEMPORALITÉ

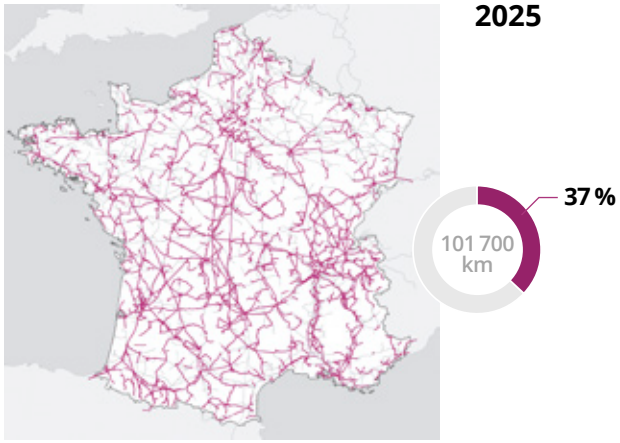
	Phase 1 2025-2030	Phase 2 2030-2040	Phase 3 2040-2060
	Stabilisation des investissements au niveau actuel (~900 M€/an) Augmentation des dépenses de maintenance de 380 M€ en 2024 à 480 M€ en 2028 (dont ~20 % en lien avec l'environnement)	Augmentation progressive jusqu'au doublement des investissements (passage de 1 à plus de 2 Md€/an) Évolution des dépenses de maintenance à étudier	Stabilisation des investissements Évolution des dépenses de maintenance à étudier
	Consolidation du rythme avec : ▸ **800 km/an de lignes aériennes (moyenne)** ▸ **180 disjoncteurs/an (moyenne)** ▸ **1 à 2 PSEM/an (moyenne)** ▸ **100 % des liaisons souterraines à pression d'huile renouvelées**	***Augmentation progressive pour atteindre :*** ▸ **2 500 km/an de lignes aériennes en 2040** ▸ **450 disjoncteurs/an en 2040** ▸ **4 PSEM/an en 2040** ▸ **100 % des liaisons souterraines à papier imprégné renouvelées**	***Stabilisation du rythme***
	Projets majoritairement déjà décidés ▸ 50 % liaisons aériennes renouvelées sont situées en Centre-Val de Loire, Nouvelle-Aquitaine et Occitanie (pour majorité dans des zones rurales) ▸ Traitement spécifique de l'Île-de-France avec des « têtes de série »	**Projets non décidés**	**Projets non décidés**
	Préparation des phases suivantes ▸ Accroissement du volume d'études ▸ Élargissement des panels fournisseurs ▸ Identification des ouvrages les plus à risques via l'utilisation du LIDAR ▸ Standardisation des opérations et mutualisation des travaux ▸ Adaptation des politiques de maintenance et d'exploitation (notamment au changement climatique)	**80 % du réseau résilient aux fortes chaleurs et aux inondations/submersions (climat +4 °C en 2100)**	**100 % du réseau résilient aux fortes chaleurs et aux inondations/submersions (climat +4 °C en 2100)**
	Renouvellement des liaisons aériennes construites majoritairement entre 1920 et 1960	Renouvellement des liaisons aériennes construites majoritairement entre 1940 et 1970	Renouvellement des liaisons aériennes construites majoritairement entre 1950 et 1975

FICHE 3

AVANT/APRÈS : EFFET DE LA STRATEGIE PROPOSEE DANS LE SDDR POUR L'ADAPTATION AU CHANGEMENT CLIMATIQUE (+4 °C EN 2100)

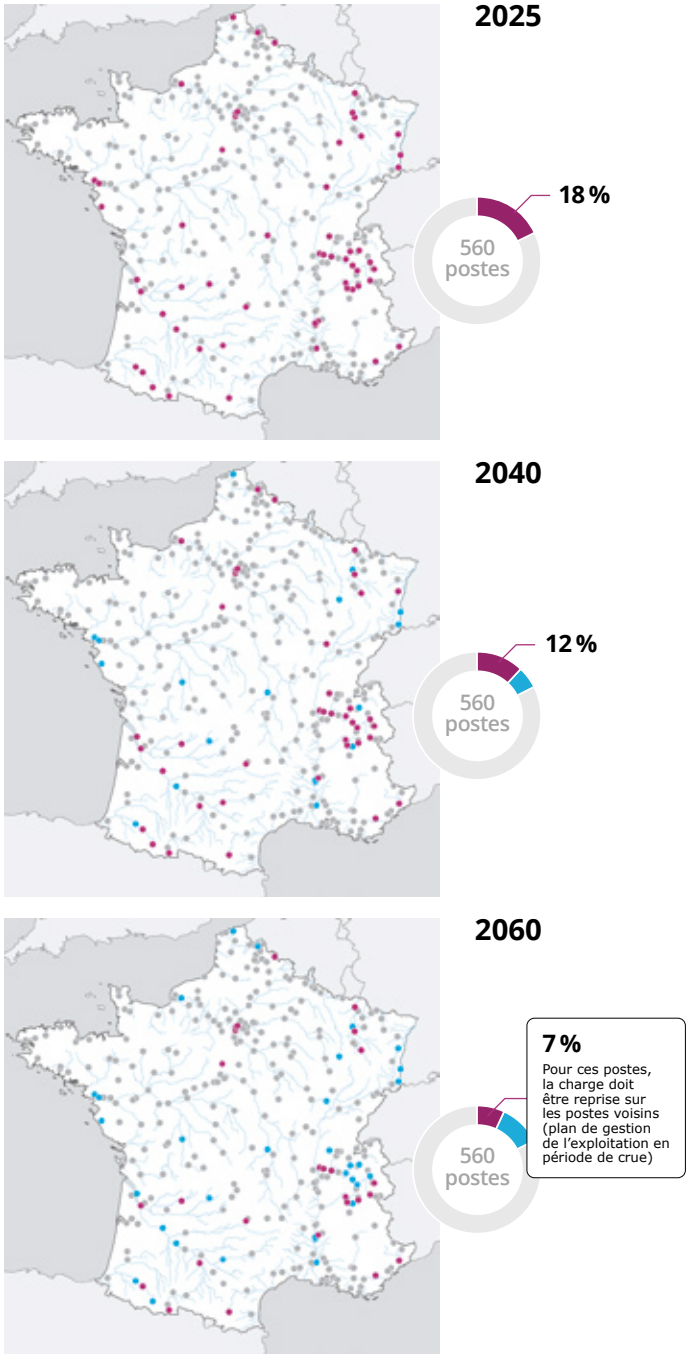
Lignes aériennes (fortes chaleurs)

- Exposées au risque chaleur
- Non exposées



Postes* (inondations centennales/submersion)

- Inondables avec risque sur l'alimentation électrique
- Inondables sans risque sur l'alimentation électrique
- Non inondables
- Cours d'eau



Sources : RTE, CCR - Fond de carte : IGN, Vigicrue RTE - 2024

* Postes 400 kV et postes dont RTE est propriétaire



EXEMPLE : PROJET DE RÉHABILITATION DU RÉSEAU DANS LES VALLÉES DES PYRÉNÉES

État des lieux

Le réseau des vallées pyrénéennes de la Neste, du Louron et d'Aure a été majoritairement construit au début des années 1920 pour collecter la production hydraulique des Pyrénées et l'acheminer vers le sud-ouest. Ces infrastructures font aujourd'hui partie des plus âgées du réseau français.

Objectifs

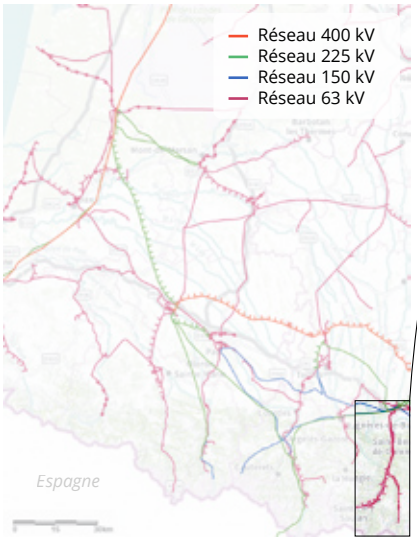
La rénovation de ce réseau est un impératif de court-terme et vise à écarter trois risques : une dégradation de la qualité de l'électricité par le réseau du fait de la vétusté des installations, une exposition croissante aux phénomènes de canicules, une incapacité à raccorder la production solaire ou à permettre la modernisation des installations hydrauliques.

Description du projet

D'ici 2030, pour renouveler et renforcer le réseau de ces vallées dans les Pyrénées, RTE mettra en service un nouveau poste électrique à Arreau (vallée de la Neste), installera 92 km de nouvelles lignes souterraines, déposera 136 kilomètres de lignes aériennes et renouvellera 42 km de lignes aériennes existantes (en optimisant le tracé actuel : par exemple, dans la vallée du Louron, passage de deux lignes aériennes simples soit deux rangées de pylônes en une ligne aérienne double soit une seule rangée de pylônes). Cette modernisation permet ainsi de réduire le linéaire aérien du réseau dans la zone.

Les reconstructions envisagées, qu'elles soient aériennes ou souterraines tiennent compte du climat futur (câbles aériens et souterrains supportant des températures plus importantes, positionnement des postes électriques par rapport aux risques de crues).

L'ensemble de ce programme de renouvellement et de restructuration du réseau des vallées de Pyrénées s'élève à environ 200 M€ sur la période 2025-2030.



Réseau RTE du sud-ouest de la France

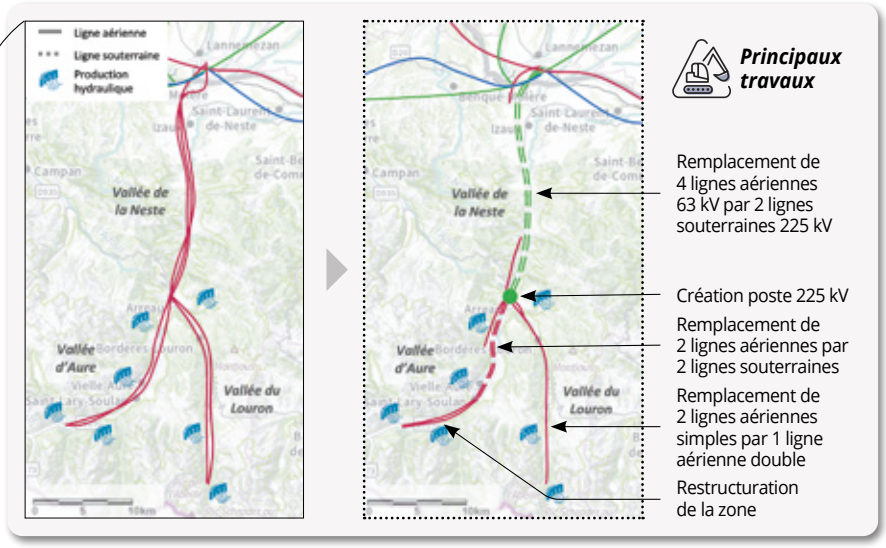


Schéma simplifié de l'évolution du réseau dans les vallées de la Neste, d'Aure et du Louron

Source : RTE, IGN

FICHE 3

EXEMPLE : PROJET DE RENOUVELLEMENT DU RÉSEAU AÉRIEN FRANCILIEN

État des lieux

Le réseau aérien francilien a majoritairement été construit sur la période 1940-1970. Une partie des lignes a déjà dépassé 80 ans en 2025. Il est composé de plus de 2050 km de lignes aériennes 225 et 400 kV (dont 25% exposées au risque de fortes chaleurs) et de 6000 pylônes (dont un tiers est constitué d'acier noir soumis à une forte corrosion).

Son architecture est atypique en France : deux couronnes concentriques à 400 kV et 225 kV forment le maillage du réseau pour répartir l'électricité acheminée vers la région parisienne. Ces deux couronnes sont reliées entre elles par cinq principaux couloirs de lignes aériennes («pénétrantes»). Depuis la construction de ce réseau, l'urbanisation s'est fortement densifiée en Île-de-France et l'environnement des ouvrages a donc beaucoup évolué.

Objectifs

Le renouvellement de ces infrastructures répond à quatre enjeux : vétusté, corrosion, fortes chaleurs, croissance de la consommation (mobilité électrique, *data centers*, gares, *etc.*). Ce programme de renouvellement s'étend sur 30 ans à compter d'aujourd'hui. La première étape vise à lancer deux «têtes de série» pour capitaliser sur l'expérience acquise pour mieux préparer les travaux suivants.

Horizon 2030

RTE prévoit deux projets tête de série, soit 200 km à renouveler pour un montant prévisionnel de 250 M€ : la pénétrante au départ de Plessis-Gassot (à l'est du Val-d'Oise) et celle au départ de Morbras (à l'ouest de la Seine-et-Marne). Les travaux doivent commencer en 2026 et s'achever d'ici 2030. Les projets seront aériens et s'insèreront dans les couloirs existants.

Le principal enjeu pour ces têtes de série est d'identifier les modes opératoires les plus pertinents et de sécuriser les coûts et les cadences des travaux pour des opérations d'ingénierie non-standards : les interventions en Île-de-France sont particulières du fait des multiples franchissements difficiles (Seine, autoroutes, voies SNCF) et de la densité urbaine (interventions plus complexes sur les lignes).

Horizon 2055

RTE modernisera et adaptera au changement climatique tous les couloirs aériens avec environ 1000 km de lignes et 2000 pylônes à remplacer. Le montant prévisionnel du programme devra tenir compte du retour d'expérience sur les têtes de série. À date, il est chiffré à 2 Md€ (en aérien).

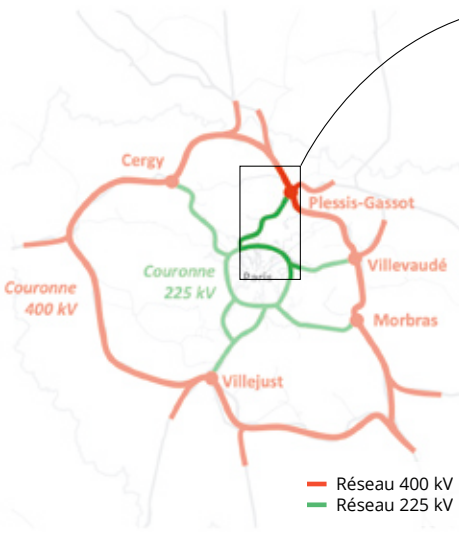
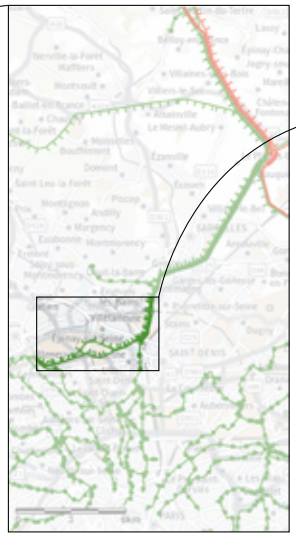
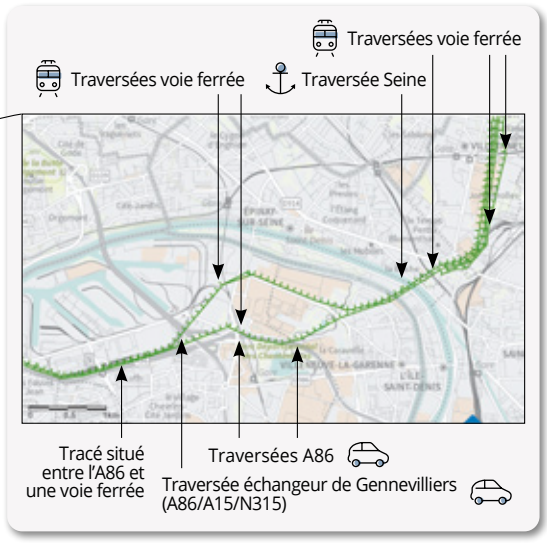


Schéma simplifié des deux couronnes concentriques autour de Paris et des 5 principaux couloirs qui les relient



Zoom sur le couloir au départ de Plessis-Gassot (Val-d'Oise)



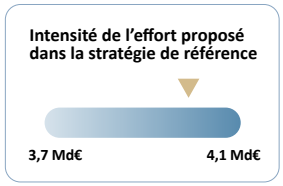
Zoom sur les 8 derniers kilomètres du couloir au départ de Plessis-Gassot (Val-d'Oise)

Source : RTE, IGN

FICHE 4

Renouvellement et modernisation des réseaux de télécommunication et des moyens de pilotage du réseau en temps réel

Investir dans les moyens qui permettent de conserver une exploitation sure et efficace du système électrique en temps réel



SITUATION ACTUELLE

RTE n'est pas seulement gestionnaire de l'infrastructure de réseau de transport : il exploite également le système électrique en temps réel. Pour cela, RTE peut piloter les centrales de production, les postes de distribution ainsi que les composants clés du réseau dans l'objectif d'assurer l'équilibre offre-demande à tout instant et de gérer les flux sur le réseau pour éviter l'apparition de congestions.

RTE exploite à cet effet un réseau physique de télécommunications. Celui-ci obéit à des exigences propres en termes de performance, notamment pour la reprise de l'alimentation en cas de *blackout*. RTE n'est pas propriétaire de tout le réseau télécom. Une partie des infrastructures qu'il pilote sont fournies par des tiers, notamment Orange.

Par ailleurs, pour assurer le pilotage efficace du système électrique, les postes électriques exploités par RTE sont dotés d'unités de contrôle commande, qui permettent d'observer, de protéger, de commander et d'assurer un fonctionnement automatique des équipements du réseau. 17000 unités de contrôle commande sont installées. Les plus anciennes ont entre 30 et 40 ans. Le rythme de renouvellement du contrôle-commande est plus rapide que celui des câbles ou des matériels haute tension dans les postes. En effet, il s'agit de matériels électroniques voire numériques qui peuvent donc être maintenus moins longtemps que des câbles en aluminium par exemple.

RTE optimise l'exploitation du système électrique en investissant dans des automates. Ces automates contribuent à modérer les investissements dans les infrastructures physiques du réseau (lignes et postes électriques). Le dernier SDDR 2019 avait chiffré à 7 Md€ les investissements évités dans le réseau sur 15 ans grâce à la mise en œuvre d'une nouvelle doctrine de dimensionnement des infrastructures physiques couplée au déploiement d'automates permettant de réduire, quelques heures dans l'année, la production d'origine renouvelable raccordée sur les réseaux de tension inférieurs à 225 kV, lorsque ces derniers sont saturés.

ENJEUX POUR LE RÉSEAU

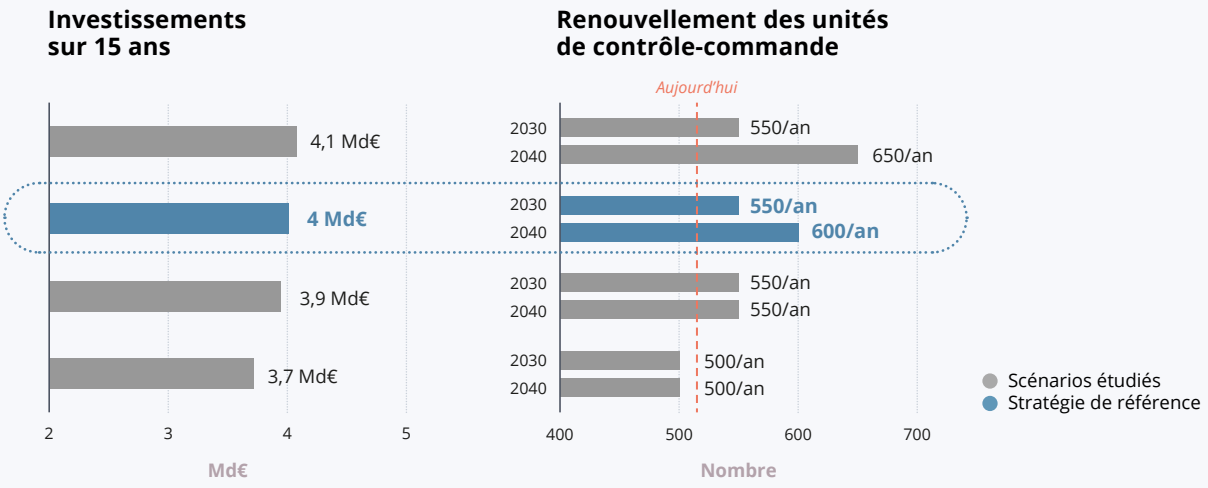
Pour le réseau de télécommunication, les unités de contrôle-commande et les automates, la période couverte par le SDDR 2025 s'inscrit dans la continuité des principes décrits dans le dernier SDDR. Dans les deux cas, l'enjeu réside dans la consolidation d'un programme industriel exigeant et « tenu » conjointement par RTE et ses fournisseurs.

La principale nouveauté réside dans la fermeture accélérée du réseau cuivre opéré par Orange, qui impacte fortement le réseau de transport d'électricité.

Pour les sites essentiels à la gestion du temps réel et à la réalimentation du pays en cas de *blackout*, l'enjeu est d'augmenter leur autonomie et de moderniser les systèmes de télécommunications. Il s'agit d'une exigence de nature réglementaire et d'un impératif de nature sociétale. La crise énergétique de l'hiver 2022-2023 a mis en évidence le rôle du système électrique dans le fonctionnement d'usages progressivement devenus essentiels à la vie quotidienne des Français (ce qui n'était pas le cas lors de la construction du réseau et de la définition des règles relatives à la reprise de service). C'est par exemple le cas des usages de nature numérique ou de la téléphonie, qui ont fait l'objet d'une attention particulière de la part des pouvoirs publics lors de la crise énergétique.

Enfin, en tant qu'infrastructure essentielle, le réseau (*hardware* et *software*) doit être protégé contre les agressions physiques et cyber.

STRATÉGIE DE RÉFÉRENCE ET ALTERNATIVES



Choix de la stratégie de référence

Il existe un socle d'investissements sur lequel aucun renoncement n'est possible : télécommunications, résilience au *blackout*, automates.

Le renouvellement du contrôle-commande a fait l'objet de quatre variantes. **RTE retient un scénario intermédiaire** qui se base sur une accélération progressive et évite de devoir maintenir en fonctionnement des matériels qui ne disposent plus de pièces de rechange. Il s'agit d'une rupture par rapport au SDDR 2019 qui prévoyait initialement une accélération bien plus rapide sur le renouvellement du contrôle-commande (SDDR 2019 : parc entièrement renouvelé en technologie numérique en 2035 ; SDDR 2025 : parc entièrement renouvelé en technologie numérique en 2045).

FICHE 4

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

Protéger les infrastructures numériques du réseau terrestre et maritime aux cyber-attaques ainsi qu'aux agressions physiques

Le réseau de transport d'électricité est une infrastructure essentielle à la vie économique. Une partie des investissements de RTE répondent aux exigences associées à ce type d'infrastructures. Les montants et la consistance de ces investissements sont confidentiels.

Renouveler le réseau de télécommunications pour répondre à la fermeture par Orange du réseau cuivre historique

D'ici 2030, 3400 installations reparties sur l'ensemble du territoire devront ainsi être équipées d'autres solutions de télécommunication (fibre optique ou faisceau hertzien) pour assurer leur pilotage à distance. Sur chaque installation, la technologie la moins coûteuse sera installée en fonction des caractéristiques (p. ex. : proximité d'une infrastructure optique tiers utilisable, site déjà équipé de solutions numériques, *etc.*). Le principal enjeu réside dans la bonne coordination entre le programme d'Orange et celui de RTE pour pour que les installations disposent toujours d'un lien de télécommunication (ou que la période sans lien de télécommunication soit la plus courte possible). C'est nécessaire pour permettre à RTE de piloter les sites électriques. Le programme d'orange est généralement connu 3 ans à l'avance.

Au-delà des enjeux liés au réseau cuivre historique d'ici 2030, le réseau télécom doit également faire l'objet d'opérations régulières de renouvellement sur certains de ses équipements (p. ex. les routeurs, dont la durée de vie estimée par les constructeurs est de 10 ans).

Renouveler les unités de contrôle-commande obsolètes, les numériser, et standardiser progressivement les équipements

Le volume à rénover devra progressivement augmenter entre 2030 et 2040 (renouvellement des unités les plus anciennes auquel s'ajoute celui des unités numériques installées au début des années 2010 et dont la durée de vie est plus faible). D'ici 2040, environ 50% des unités devront être renouvelées.

La réussite de cet objectif nécessite la mise en place d'une organisation plus robuste avec la filière et d'une bonne planification des travaux. En effet, ces travaux nécessitent de rendre indisponibles certains composants de pilotage du système. Il arrive que les travaux soient annulés pour des raisons d'exploitation (besoin de garder disponibles les composants concernés). Pour tenir le rythme de renouvellement annuel, il faut donc rapidement planifier des travaux dans un autre poste électrique qui peut être rendu indisponible.

Pour cela, RTE propose de consolider d'ici 2030 le rythme atteint en 2023, c'est-à-dire 550 unités renouvelées par an. L'objectif est de fiabiliser le processus d'ingénierie et le rythme avec les fournisseurs pour, ensuite, accélérer sur la période 2030-2040.

Sur le plan technique, le renouvellement conduit à un changement de technologie : les unités sont désormais dotées de technologies numériques standards. Parmi ces technologies numériques, RTE travaille depuis 2018 à une nouvelle solution interopérable (c'est à dire dont les composants peuvent être produits par différents fournisseurs et fonctionner ensemble). L'objectif est de réduire les coûts de déploiement et de maintenance. Cette solution doit passer au stade industriel début 2030. À date, le projet est en phase de développement. Il doit démontrer que son passage au stade industriel confirmera sa rentabilité dans la durée.

Avant 2030, renforcer le réseau de télécommunications pour les postes électriques essentiels à la gestion du temps réel et l'autonomie des postes nécessaires à la réalimentation du pays en cas de *blackout*

Suite au SDDR 2019, 650 postes électriques ont été identifiés comme essentiels à la conduite du système électrique en temps réel. 80% des sites sont aujourd'hui déjà connectés par un réseau télécom appartenant à RTE spécifique (sécurisé et résilient au *blackout)*. L'enjeu est d'installer d'ici 2028 un lien télécom exploité par RTE sur les 132 postes électriques restants.

Par ailleurs, l'autonomie du réseau doit être renforcée d'ici 2029 en renouvelant et/ou en augmentant les moyens d'ultime secours installés dans les postes électriques qui servent à la réalimentation du pays en cas de *blackout* (seuil d'autonomie pouvant atteindre 24 heures sur certains sites conformément au droit européen).

Déployer des dispositifs de pilotage (automates) ou d'acquisition de données dans le but de modérer les investissements dans le réseau

Les automates NAZA permettent de limiter localement en temps réel la production éolienne et solaire et d'éviter de renforcer ou construire des infrastructures dont l'utilité ne serait avérée que quelques heures par an. Le déploiement effectif de ces automates est une condition nécessaire pour capter les gains associés à la mise en place du principe du dimensionnement optimal prévu dans le SDDR 2019 (évalués à 7 Md€ sur 15 ans).

Après une phase de stabilisation de la solution technique et de négociation contractuelle, il est désormais possible de passer à un stade industriel. RTE prévoit donc de passer de 15 NAZA mis en service à fin 2024 à 10-15 NAZA mis en service par an. Ceci est conforme au cadre défini par la CRE pour TURPE 7.

Le LIDAR doit permettre de cibler les lignes les plus exposées au risque de changement climatique et à la vétusté (de manière conjointe) – *cf.* fiche n°3.

Le *dynamic line rating* (DLR) permet d'adapter l'exploitation du système électrique en temps réel aux conditions climatiques. Il a notamment démontré son efficacité sur les lignes situées dans des couloirs de vent (ce dernier conduit à limiter l'échauffement des câbles et peut donc améliorer les capacités de transit des lignes ou éviter de les réduire si les épisodes de vent sont combinés à des épisodes de fortes chaleurs). La stratégie de référence s'appuie donc sur une augmentation de l'utilisation des DLR (chaque installation devra être soumise à une justification technico-économique).

INDICATEURS

Installation d'ici 2029 de moyens d'ultime secours et de batteries afin de renforcer l'alimentation électrique des **860 sites nécessaires à la reprise du service en cas de *blackout***

Finalisation d'ici 2028 du programme de renforcement du réseau de télécommunication : **132 sites essentiels** au pilotage du système en temps réel doivent encore être renforcés sur les 650 identifiés dans le SDDR 2019

Remplacement par des solutions alternatives (fibre optique, faisceau hertzien) ou suppression d'ici 2030 de la totalité du réseau de télécom sur support cuivre présent dans **3 400 sites**

10 à 15 automates de zone déployés par an contre 15 en tout sur la période 2019-2024

Renouvellement d'environ **50 % des unités de contrôle commande d'ici 2040** (et atteinte d'un taux de numérisation d'environ 80 % en 2040)

Passage de **20 dispositifs de *dynamic line rating* installés au total en 2024 sur le réseau à un déploiement progressif et continu (jusqu'à 10 DLR par an** sous réserve de justification technico-économique)

FICHE 4

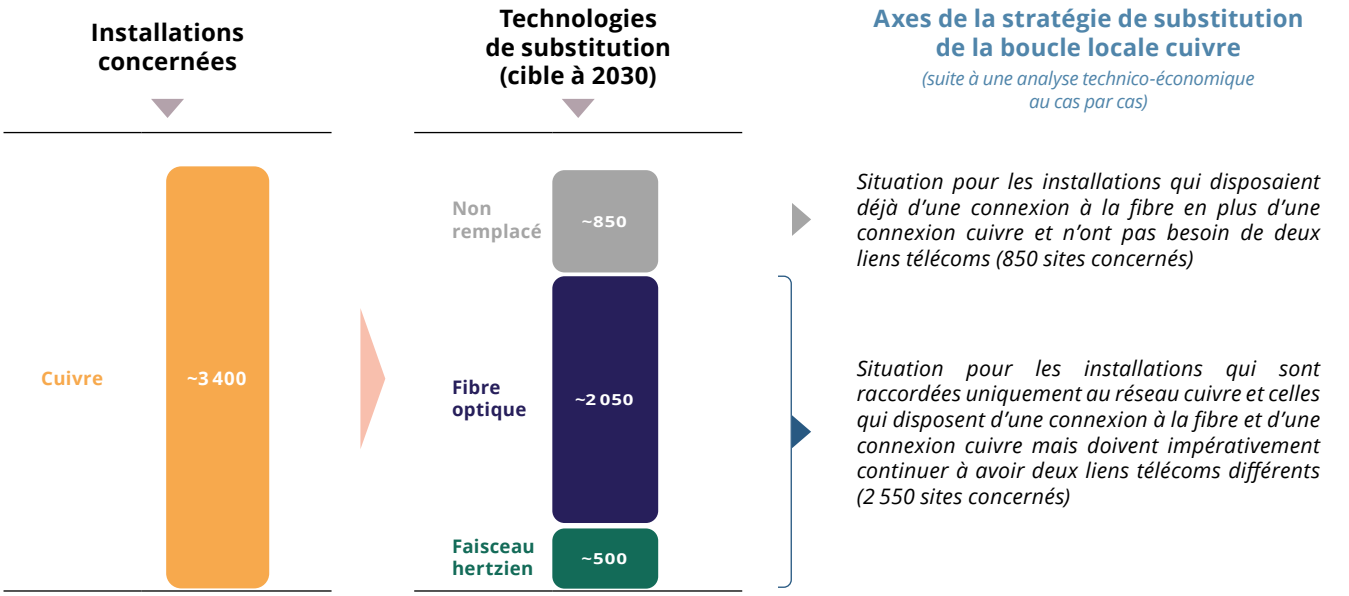
TEMPORALITÉ

	Phase 1 2025-2030	Phase 2 2030-2040
	Réalisation des grands projets télécom et stabilisation du renouvellement du contrôle commande (~350 M€/an)	Accélération du renouvellement du contrôle commande (~200 M€/an)
Télécom	**Projets majoritairement déjà décidés** ▸ Sécurisation de 650 sites critiques (132 restants) pour la conduite du réseau ▸ Renouvellement ou installation de moyens d'ultime secours pour renforcer l'autonomie des postes électriques utiles à la réalimentation du pays en cas de *blackout* ▸ Remplacement de la boucle locale cuivre sur 3 400 sites **100 % des postes électriques essentiels à la conduite du réseau équipes de deux lignes télécoms** **100 % du réseau avec une autonomie renforcée au *blackout*** **100 % des sites concernés par la boucle locale cuivre dotés d'une solution de remplacement**	**Projets non décidés** ▸ Poursuite du renouvellement du réseau de télécommunications
Contrôle commande	▸ Stabilisation du rythme de renouvellement à 550 unités par an	▸ Accélération progressive du rythme de renouvellement à 600 unités par an (stratégie de renouvellement sur obsolescence)
Automates et monitoring	▸ Déploiement de 10/15 automates NAZA par an ▸ Installation de capteurs pour surveiller l'état des actifs les plus coûteux	▸ Poursuite du déploiement des automates NAZA et des capteurs de surveillance **100 % du réseau 63 kV-90 kV couvert par des automates NAZA**

Préparation des phases suivantes

- Structurer un programme industriel partagé avec les équipementiers de contrôle commande
- Réaliser les études technico-économiques pour déterminer annuellement le plan de déploiement d'automates
- Sur le plan technologique, confirmer la rentabilité industrielle de la solution interopérable pour le contrôle commande

AVANT/APRÈS



EXEMPLE : PLAN DE RENFORCEMENT DE LA RÉSILIENCE DES SITES ESSENTIELS À LA CONDUITE DU RÉSEAU EN TEMPS RÉEL

État des lieux

Les postes électriques jouent un rôle fondamental pour assurer le pilotage du système électrique en temps réel à chaque instant et plus particulièrement pour assurer la réalimentation du pays en cas de *blackout*.

Il existe donc des exigences spécifiques pour la résilience des réseaux de télécommunication et/ou pour l'autonomie de fonctionnement de certains postes électriques.

Objectifs

Conformément à la stratégie définie dans le cadre du SDDR 2019, tous les sites prioritaires pour le pilotage du système électrique doivent être connectés à un réseau de télécommunication spécifique et exploité par RTE (650 sites concernés, 132 restants à connecter). Cela permet de renforcer la sécurité des télécommunications de ces sites et de réduire les délais de reconstitution du réseau en cas de *blackout*.

En complément, le renouvellement et le renforcement des moyens d'ultime secours permettant de garantir l'autonomie de certains postes électriques essentiels en cas de *blackout* est prévu. Au total, 1000 sites doivent disposer d'une autonomie de 24 heures (conformément au cadre défini au niveau européen et applicable sans transposition à tous les gestionnaires de réseau européens). Par ailleurs, 1800 autres sites doivent disposer d'une autonomie de 10 heures.

Horizon 2030

D'ici 2028, RTE finalisera le programme de renforcement du réseau de télécommunications pour les sites essentiels à la conduite du système électrique, pour un montant de l'ordre de 150 M€.

D'ici 2029, RTE finalisera également le renouvellement et le déploiement de moyens d'ultime secours pour renforcer son autonomie en cas de *blackout*, avec l'installation de groupes électrogènes (330 sites à équiper sur les 1000 nécessitant une autonomie de 24h) et de systèmes de batteries (530 sites à équiper sur les 1800 nécessitant une autonomie de 10h). Le budget correspondant est de 130 M€.



RACCORDEMENT DE L'INDUSTRIE ET DE LA PRODUCTION BAS-CARBONE

Le raccordement est un droit : il est consacré au niveau européen et français.

Depuis le début des années 2000, le droit du raccordement vise à éviter les barrières à l'entrée et à permettre une concurrence effective sur les marchés de l'électricité. Par définition, il conduit donc à faciliter la réservation de capacités sur le réseau et à consacrer la règle du « premier arrivé, premier servi ».

Cette logique a bien fonctionné : elle a permis le raccordement de différents utilisateurs dans un cadre transparent et non discriminatoire.

Néanmoins, la décarbonation et la réindustrialisation conduisent à augmenter les besoins de raccordement. Le droit du raccordement doit donc évoluer pour permettre aux projets matures d'être mis en service rapidement (et éviter un phénomène de files d'attente administratives) et garantir que le réseau 400 kV soit renforcé dans une logique d'ensemble (et non en réaction aux besoins successifs des projets individuels).

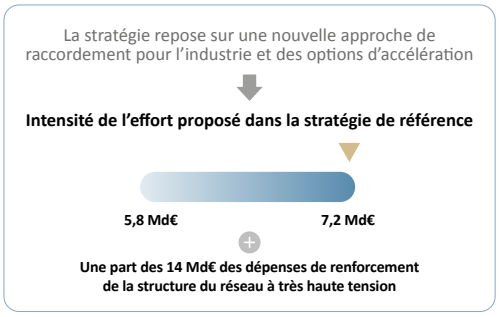
Dans le SDDR, RTE propose une stratégie de raccordement qui repose sur une planification renforcée : les infrastructures de réseau doivent répondre à plusieurs besoins, s'inscrire dans une logique d'aménagement du territoire à long-terme et être cohérentes avec les objectifs nationaux.

La mise en œuvre de ces principes nécessite de revoir le droit du raccordement – sans en changer la logique fondamentale (c'est-à-dire de ne pas créer de barrières à l'entrée).

FICHE 5

Raccordement de l'industrie

Réussir la course contre la montre engagée pour accompagner l'électrification de l'industrie et des carburants, la réindustrialisation et le renforcement de la souveraineté numérique



SITUATION ACTUELLE

La France s'est engagée dans une stratégie ambitieuse pour réindustrialiser le pays et sortir des énergies fossiles. Cette stratégie repose :

- sur la réduction rapide de l'usage des fossiles dans l'industrie existante, qui dépend encore à près de 50% des énergies fossiles et correspond à environ 18% des émissions de CO_2 nationales ;
- et sur l'accueil de nouvelles industries, en particulier celles qui répondent aux besoins d'une société bas-carbone et numérique *(gigafactories* de batteries, production d'e-carburants pour la mobilité lourde, centres de données permettant d'entraîner les modèles d'intelligence artificielle, *etc.*).

La mise en œuvre concrète de cette stratégie conduira à la croissance de la consommation d'électricité. Cette croissance constituera une rupture par rapport à l'évolution des vingt dernières années. Son ampleur et son rythme possible ou ses conditions de matérialisations ont été largement documentés dans les rapports prospectifs de RTE (*Futurs énergétiques 2050* et Bilan prévisionnel 2023).

Dans ses études, RTE a montré : (1) que le scénario de réindustrialisation profonde du pays était celui qui était le plus performant en matière d'empreinte carbone (*cf.* enseignement n°3 des *Futurs énergétiques 2050*) et (2) que le système électrique français avait les moyens d'accompagner cette croissance.

Le passage à un régime de croissance forte et rapide de la consommation d'électricité en substitution aux énergie fossiles est possible, mais contre-tendanciel. La stratégie présentée par RTE dans le SDDR vise à favoriser cette bascule.

ENJEUX POUR LE RÉSEAU

Le réseau public de transport d'électricité constitue un atout pour accompagner la réindustrialisation et l'électrification de l'industrie française : il fait transiter chaque jour d'importants volumes d'électricité, il est peu congestionné par rapport aux autres réseaux européens et il est financé à bas-coût.

Néanmoins, son architecture est adaptée à l'industrie des années 1980-1990, pas à l'industrie bas-carbone qui doit se développer entre 2025 et 2040.

Pour répondre efficacement à l'enjeu d'électrification du système énergétique français, RTE a déjà contractualisé avec plus de 140 projets

industriels et octroyé des droits d'accès au réseau pour un volume de 21 GW (dans l'industrie manufacturière, la production d'hydrogène, la production d'électro-carburants ou le développement des usages numériques). Une partie des besoins sur la capacité d'accueil du réseau de transport résultent aussi des demandes adressées aux distributeurs pour des projets de plus petites tailles mais qui, agrégés, peuvent représenter un volume important.

Ces projets ont tous demandé à être raccordés à pleine puissance entre 2025-2030 et sont le reflet d'une dynamique naissante pour concrétiser les objectifs impulsés par différents dispositifs (France Relance, France 2030, *Choose France, etc.*).

Néanmoins, la dynamique réelle de ces projets interroge à plusieurs titres :

1) La puissance « contractuelle » des projets est d'ores et déjà deux fois plus importante que la puissance électrique actuellement soutirée par l'industrie française sur le réseau de transport d'électricité français.

2) En pratique, si tous ces projets consommaient à pleine puissance en 2030, les ambitions nationales seraient largement dépassées.

3) Beaucoup de ces projets tardent en pratique à se concrétiser : à ce jour, l'avancement des projets demeure limité du fait de la dégradation des conditions économiques, de l'augmentation des prix de fourniture de l'électricité ou des incertitudes sur les régimes de soutien à l'hydrogène. Moins de 15% des projets disposant actuellement d'un droit d'accès au réseau ont atteint la deuxième étape du processus de raccordement matérialisé par la signature d'un contrat actant de la réalisation des travaux (appelé convention de raccordement).

En conséquence, cette situation engendre un double risque pour la capacité d'accueil du réseau de transport d'électricité et les futurs projets industriels :

- **Elle peut conduire à une saturation « contractuelle »,** donc factice, des capacités d'accueil du

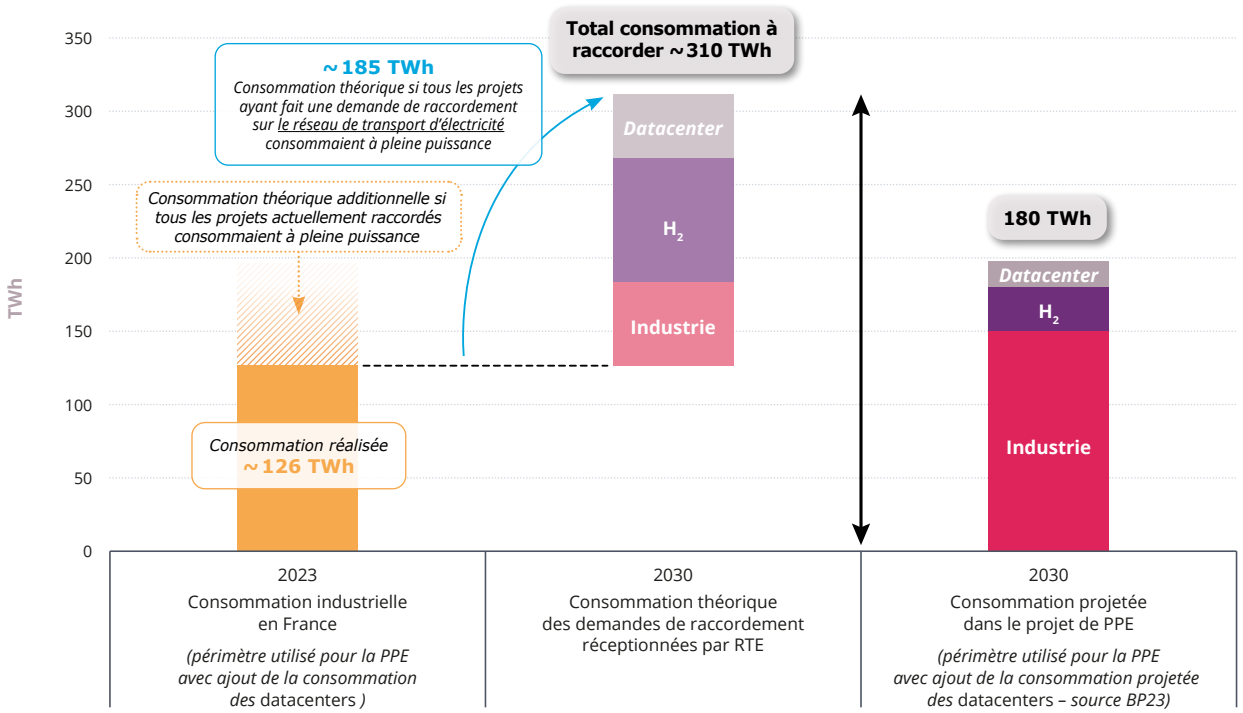


Figure 5.1 – Consommation industrielle actuelle et projetée sur la base des contrats de raccordement signés et comparaison avec les perspectives de la PPE, à l'horizon 2030

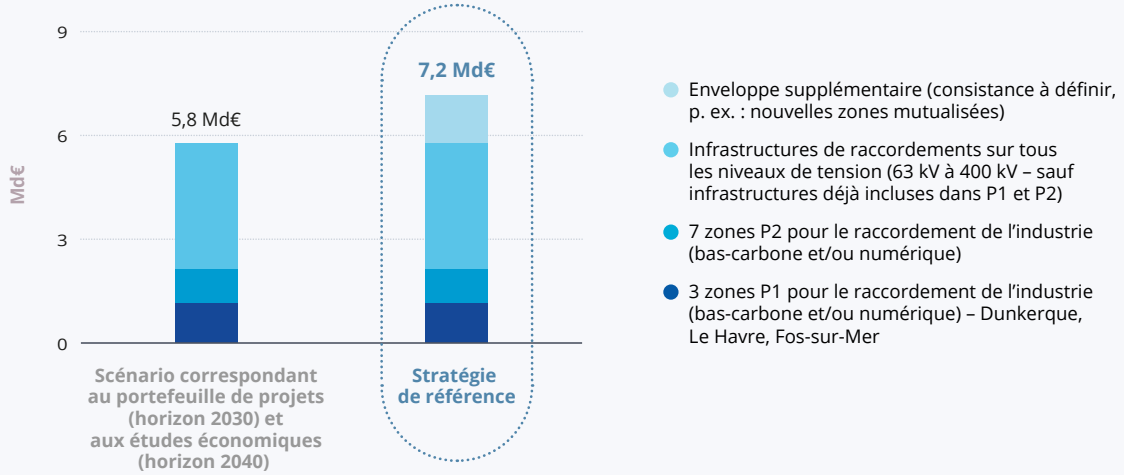
réseau si celles-ci sont réservées sur le plan juridique pour des projets qui ne se concrétisent pas (ou pas au rythme annoncé), au détriment d'autres plus matures : ce risque est d'ores et déjà avéré et concerne toutes les catégories d'utilisateur du réseau. En France, RTE a déjà raccordé huit *datacenters* depuis 2016 pour une capacité totale de 800 MW. Fin 2024, ces derniers consommaient 120 MW maximum (environ 15 % de la puissance contractualisée).

- **Elle peut conduire à une saturation « physique » du réseau,** donc réelle, si les investissements dans l'infrastructure de réseau ne sont pas déclenchés à temps, du fait de l'asymétrie d'informations sur la réalité des projets industriels justifiant la réalisation de ces nouvelles infrastructures.

Face à cette situation, le SDDR définit une nouvelle approche dédiée au raccordement de l'industrie (bas-carbone ou numérique). Cette approche conduit à prioriser toutes les infrastructures du réseau qui permettent de déclencher une électrification de l'économie dans la mesure où les industriels confirment leur engagement sur les sites géographiques concernés.

STRATÉGIE DE RÉFÉRENCE ET ALTERNATIVES POSSIBLES

Investissements sur 15 ans



Une part des 14 Md€ des dépenses de renforcement de la structure du réseau à très haute tension

Choix de la stratégie de référence

RTE retient une stratégie volontariste pour le raccordement de l'industrie (bas-carbone et/ou numérique) : il s'agit d'une priorité assumée du SDDR.

La réussite de cette stratégie repose sur un principe fort de planification couplé à une évolution du cadre de raccordement.

Informer les porteurs de grands projets sur les zones du réseau 400 kV favorables à l'accueil de puissance de forte consommation (> 250 MW)

Ces zones sont caractérisées (1) par l'existence d'un poste électrique à très haute tension et (2) par la possibilité de consommer à pleine puissance sans besoin de renforcement du réseau 400 kV ou via des aménagements légers.

Dans ces zones, le développement du réseau se limitera aux seules infrastructures de raccordement et, éventuellement, à l'ajout de matériels dans les postes existants. Plus les sites industriels seront situés à proximité des postes électriques concernés, plus le raccordement sera rapide.

RTE mettra à disposition dans les prochaines semaines une cartographie des zones favorables pour des projets industriels d'une puissance de l'ordre de 250 MW et de l'ordre de 750 MW.

Ces cartes seront présentées avant et après la mise en œuvre de la stratégie de référence du SDDR sur le réseau 400 kV. Elles répondent à un besoin exprimé par certains porteurs de projets dans la consultation publique du SDDR.



Figure 5.2 – Information sur les capacités d'accueil du réseau

FICHE 5

Mettre en place une planification territoriale conduisant à une priorisation des investissements de RTE sur les zones du territoire attractives pour les porteurs de projets industriels (bas-carbone et/ou numérique)

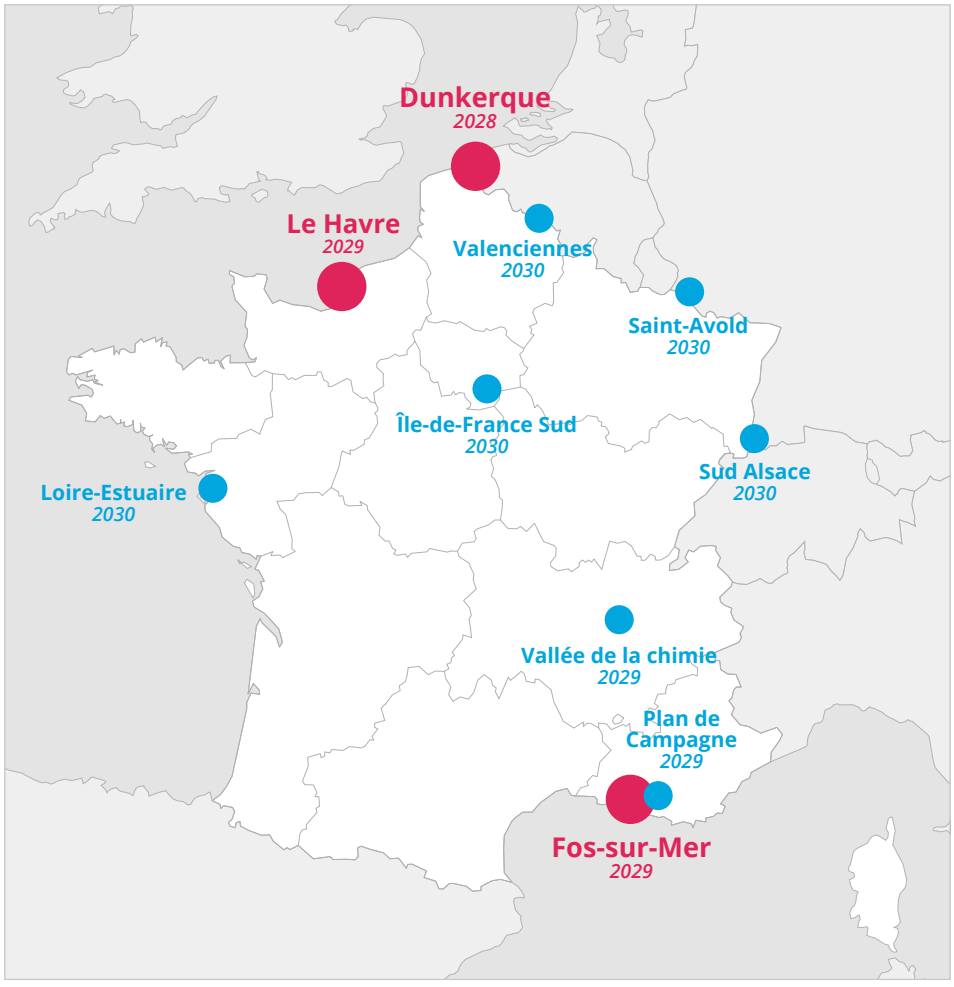
Pour renforcer l'attractivité du territoire, RTE a déjà défini un programme industriel de grande ampleur pour desservir en électricité différentes zones géographiques permettant l'électrification de l'industrie existante et le développement de l'industrie (bas-carbone et /ou numérique).

Des infrastructures mutualisées ont été définies au sein de dix zones. Cette approche revêt plusieurs bonnes propriétés :

- Dimensionnement en cohérence avec les besoins à moyen ou long-terme des territoires (et non au cas par cas) permettant d'anticiper l'accueil de l'industrie ;
- Visibilité sur le calendrier ;
- Partage des coûts des projets avec les industriels ;
- Simplification des procédures administratives ;
- Concentration des moyens d'ingénierie dans certaines zones du territoire.

Les travaux prévus dans ces zones industrielles constituent désormais un programme industriel homogène et prioritaire. Ce programme offre de la visibilité sur le développement du réseau. À cet égard, il contribue à définir un cadre stable pour les investisseurs concernés.

De manière générale, pour les nouveaux industriels souhaitant s'implanter sur le territoire français, s'inscrire dans ces zones permet de disposer d'un droit d'accès rapide et de s'adosser à un programme industriel prioritaire.



Les dates cibles s'entendent :

- *pour les zones P1/P2 : sous réserve d'obtention des autorisations administratives selon le calendrier le plus optimisé*
- *pour les zones P2 : sous réserve des prises de décision des industriels concernés d'ici à l'obtention des autorisations administratives de RTE.*

Figure 5.3 – Zones P1 et P2 (développement du réseau pour l'industrie bas-carbone et/ou numérique)

Pour les trois plus grandes zones industrialo-portuaires (Dunkerque, Le Havre, Fos-sur-Mer), mettre en service d'ici 2029 les infrastructures permettant d'augmenter durablement la capacité d'accueil.

À l'échelle internationale, les grands ports sont en concurrence pour accueillir l'industrie bas-carbone. Pour ces zones historiquement fortement consommatrices d'énergie fossile, les besoins en électricité sont conséquents, et RTE y déploie une démarche spécifique et prioritaire.

L'ampleur des besoins en électricité nécessite dans tous les cas d'y développer le réseau 400 kV. Les schémas de réseau et les conditions de financement sont identifiés pour ces trois zones. Les concertations ont démarré et l'approvisionnement en matériels est en cours. La tenue des délais dépend désormais essentiellement de la date d'obtention effective des autorisations administratives.

Au regard de l'urgence et de l'importance de ces bassins industrialo-portuaires pour l'industrie, RTE engagera les travaux dès l'obtention des autorisations.

C'est ce qui a été fait pour le poste électrique de Flandre-Maritime qui alimentera l'ensemble du Dunkerquois, dont la déclaration d'utilité publique vient d'être obtenue et pour lequel les travaux de terrassement ont commencé début 2025.

Pour sept autres zones, rendre possible la mise en service des infrastructures d'ici 2030 sous réserve de l'avancée concrète de certains projets d'industriels.

Les zones concernées répondent à l'électrification de l'industrie existante, au développement de l'hydrogène et de l'industrie numérique. Il s'agit des zones : Île-de-France sud, Loire-Estuaire, Valenciennes, Vallée de la chimie, Saint-Avold, Sud Alsace, Plan de Campagne.

Dans ces sept zones, le développement de l'industrie nécessite de développer principalement le réseau à 225 kV, en renforçant le cas échéant ses liens avec le réseau à 400 kV. L'ensemble des structures de réseau sont désormais définies et les concertations démarrent. Les premières mises en service sont possibles entre 2029 et 2030 selon les cas.

Dans ces zones, RTE mènera à son terme les phases de procédures administratives en amont de la concrétisation des projets de sorte à « gagner du temps ».

En revanche, à la différence des zones P1, le lancement effectif des travaux après obtention des autorisations administratives sera conditionné à la matérialisation concrète des projets industriels que ces infrastructures ont vocation à alimenter (sauf si l'État ou la CRE demandent formellement, dans leur avis sur le SDDR, de lever cette condition et de réaliser les travaux dès l'obtention des procédures administratives).

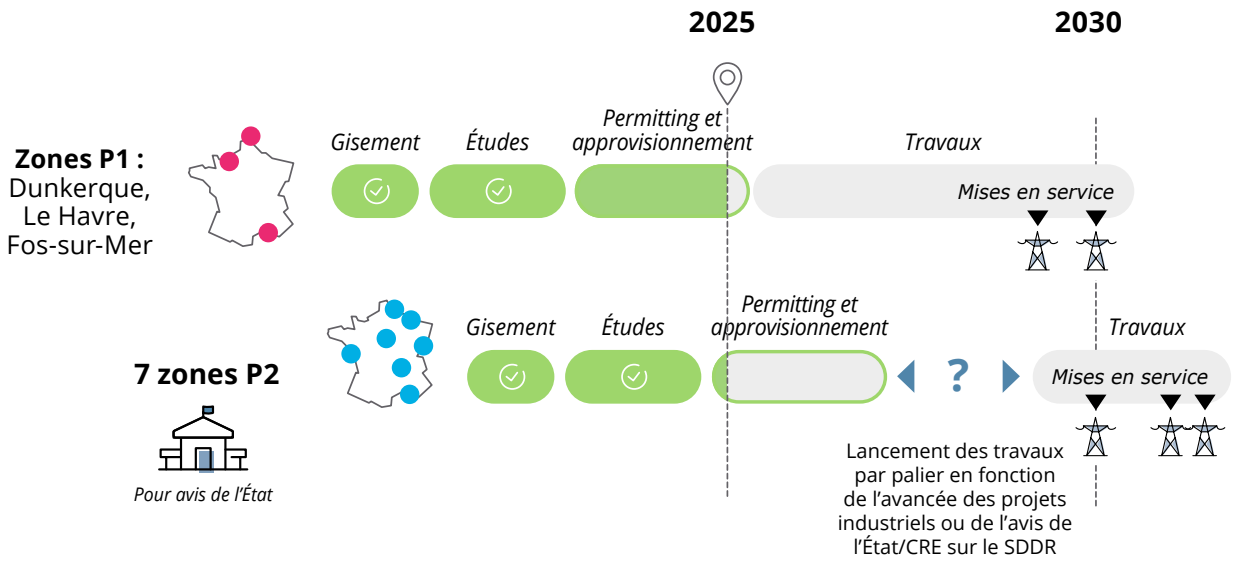


Figure 5.4 – Propositions retenues dans le SDDR pour les zones industrielles

FICHE 5

Identifier des zones P3 pour continuer à accompagner le développement des projets industriels et, le cas échéant, accélérer le développement du réseau 400 kV

La consultation publique sur le SDDR a permis d'identifier d'autres zones géographiques dans lesquelles une augmentation de la consommation d'électricité est susceptible d'intervenir à brève échéance.

Ces besoins émanent de la volonté des collectivités territoriales d'attirer de futures implantations industrielles en augmentant la capacité d'accueil du réseau de manière proactive et/ou de la volonté de porteurs de projets de disposer d'une garantie sur le fait qu'ils pourront utiliser leur raccordement à pleine puissance dans des délais compatibles avec leur modèle d'affaires.

RTE propose donc, dans le SDDR, la possibilité de créer des infrastructures dédiées à l'accueil de plusieurs industries dans ces zones géographiques (p. ex. : Port-La-Nouvelle) et la possibilité d'accélérer le programme de renforcement du réseau 400 kV pour garantir la pleine puissance dès 2030 (p. ex. : Lacq ou Châteauroux). Les zones concernées par cette proposition ne se limitent pas à celles issues de la consultation publique : d'autres peuvent émerger et seront étudiées par RTE.

Cette possibilité d'accélération et les zones retenues pour les accélérations sont conditionnées à un accord explicite de l'État dans son avis sur le SDDR et à l'obtention de simplifications des procédures administratives.

Pour assurer une équité de traitement avec les zones P1 et P2, un engagement financier sera demandé aux industriels concernés. Cet engagement est essentiel pour garantir que RTE n'engage pas de travaux sur la structure du réseau 400 kV sur des éléments uniquement déclaratifs, et permet donc de protéger la collectivité.

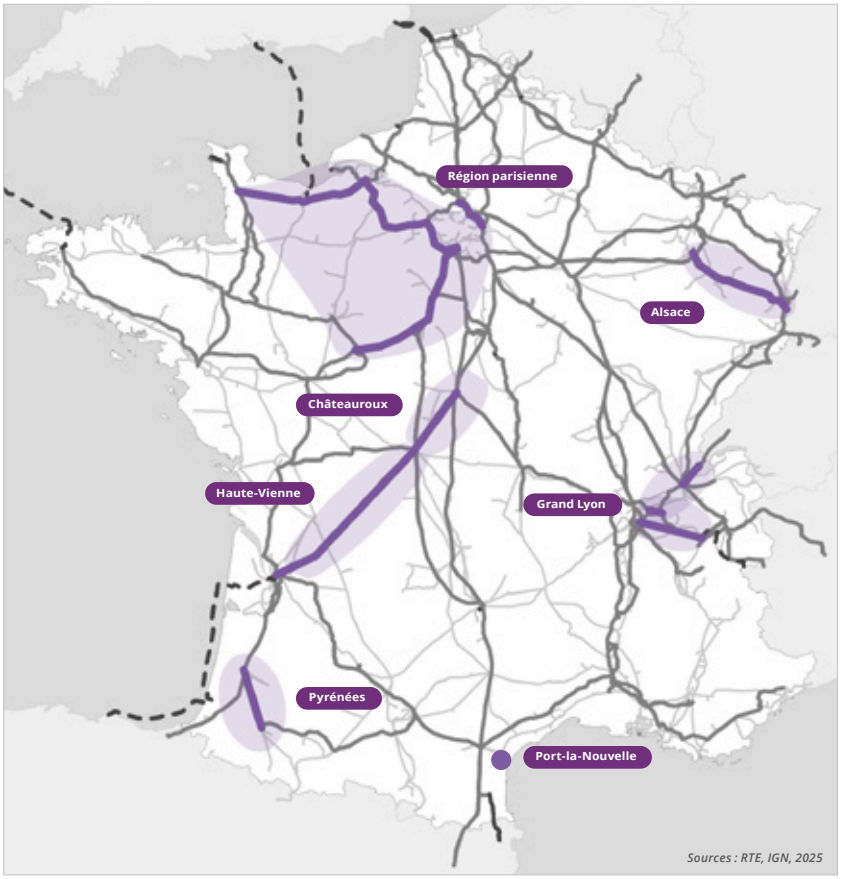


Figure 5.5 – Zones P3 et stratégies associées d'accélération du programme THT pour l'accueil de la consommation industrielle d'ici 2030 *(cf.* fiche n° 10 pour consulter la carte avec le détail des stratégies)

Mettre en place une procédure spécifique pour les raccordements très rapides d'industries nécessitant de forte puissance (de l'ordre de 1 GW)

À partir d'un recensement organisé par Business France de sites de grande taille ayant vocation à accueillir des activités économiques, RTE a identifié plusieurs sites sur lesquels il serait possible de raccorder rapidement des installations industrielles de très forte puissance.

Sur ces sites, il serait possible d'alimenter dès 2028 des puissances de l'ordre de 1 GW.

Compte tenu de la puissance concernée (la même que celle d'un réacteur nucléaire) et de la rapidité de mise à disposition de la pleine puissance, une telle opération de raccordement revient à attribuer un bien public rare : RTE propose donc de mettre en œuvre une procédure spécifique d'attribution de la capacité pour ces sites.

La capacité sera allouée en coordination avec le gestionnaire du foncier et elle sera associée (1) à des obligations de résultats des bénéficiaires (obtention des autorisations, construction, montée en charge conforme à la prévision), et (2) à un barème spécifique intégrant le dépôt de garanties financières afin de sécuriser le calendrier de réalisation du raccordement (commander le matériel, aménagement du réseau et préparation de son exploitation).

Pour ces sites et vu le niveau de puissance demandé, garantir un raccordement à pleine puissance dans la durée implique de mener à bien des travaux de renforcement du réseau. Tous ces travaux sont actuellement intégrés dans le SDDR. Dans certains cas, leur mise en service devra être accélérée par rapport à la stratégie de référence.

Dans l'attente de l'avis de l'État sur l'opportunité de mettre en place une telle procédure et de la Commission de régulation de l'énergie sur les modalités associées, la carte des sites concernés n'est pas présentée.



Modifier le droit du raccordement pour éviter les phénomènes de spéculation sur le réseau et favoriser les projets industriels réellement matures

Au cours des deux dernières années, RTE – en lien avec l'État et la Commission de régulation de l'énergie – a déjà engagé un travail important visant à éviter la saturation administrative du réseau.

Ce travail a conduit à amender les règles de raccordement. Parmi ces modifications, certaines ont été structurantes : il s'agit par exemple de la mise en place de l'obligation de détenir le foncier pour réserver la capacité, ou de celle de prouver que le projet industriel franchit effectivement des étapes administratives pour conserver son droit d'accès au réseau. Plus récemment, la possibilité de récupérer la puissance « contractualisée » mais « non utilisée » a également fait l'objet de nombreuses remarques des utilisateurs concernés.

Néanmoins, toutes ces actions ne sont pas suffisantes. En 2025, RTE propose une refonte des procédures de raccordement visant à passer de manière pérenne à une logique du « premier prêt, premier servi » et d'assurer que les droits d'accès sont bien octroyés à des projets effectivement en cours de réalisation. Cette refonte doit notamment faciliter l'électrification des process d'industriels déjà implantés sur le territoire. L'intérêt de dispositifs de type « appels à manifestation d'intérêt » doit être analysé dans le cadre de cette refonte.

Ce travail de refonte doit également permettre d'interroger les droits historiques (« droits du grand-père ») acquis, octroyés il y a plusieurs années mais dont les projets ne se matérialiseront pas, ce qui peut saturer de manière fictive la capacité du réseau.

En complément, dans le but d'assurer la bonne synchronisation des investissements entre le réseau et les industriels, RTE souhaite renforcer la mise à disposition d'informations sur le *ramp-up* des projets industriels pour proposer des développements de réseau compatibles avec les besoins effectifs de puissance.



Augmenter le taux de préfinancement par RTE des équipements et matériels électriques nécessaires au raccordement des projets industriels

En complément, RTE a pris la décision d'augmenter le taux de préfinancement direct des équipements et matériels nécessaires au raccordement des projets industriels, sous réserve qu'il s'agisse de matériels standards.

Ceci permet de diminuer les garanties financières demandées à certains projets en amont de leur propre décision d'investissement.

Ceci permet également à RTE de commander de manière anticipée des volumes importants de câbles ou d'autres matériels, et ainsi de ne pas mettre la fabrication de ces matériels sur le chemin critique du raccordement des projets industriels. L'utilisation de matériels standards permet d'éviter les coûts échoués en cas de non-concrétisation des projets industriels à raccorder, car ils peuvent être réutilisés sur d'autres volets du programme industriel de RTE.

FICHE 5

EXEMPLE : ÉVOLUTION DU PARCOURS CLIENTS (> 250 MW)

sous réserve de l'avis de l'État sur le SDDR et des modalités approuvées par la CRE

Le projet industriel se situe dans une zone favorable à l'accueil de la nouvelle consommation (cas des projets jusqu'à 750 MW)

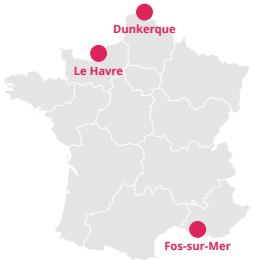
Zones dans lesquelles il est possible de se raccorder sans avoir besoin de renforcer le réseau 400 kV



→ **Capacité disponible**
Durée du raccordement en fonction des travaux à réaliser entre le poste 400 kV et le site industriel (fonction de la distance et des obstacles à franchir) et des matériels électriques dans le poste

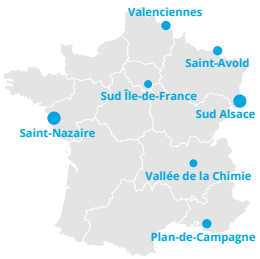
Le projet industriel se situe dans une zone <u>avec nécessité de réaliser des travaux pour renforcer le réseau à très haute tension</u> et permettre l'accueil des nouvelles consommations à pleine puissance

Le projet se situe dans une zone P1



→
- **Capacité mise à disposition à partir de fin 2028**
- **Lancement des travaux dès l'obtention des autorisations administratives**
- **Infrastructures qui garantissent le fonctionnement à pleine puissance**
- L'offre de raccordement prévoit le paiement d'une **quote-part si l'industriel bénéficie des infrastructures mutualisées**

Le projet se situe dans une zone P2



→
- **Capacité mise à disposition possible à partir de 2029**
- *Permitting* et approvisionnements sécurisés mais **lancement des travaux conditionnés à la concrétisation des projets industriels**
- **Infrastructures qui garantissent le fonctionnement à pleine puissance**
- L'offre de raccordement prévoit le paiement d'une **quote-part si l'industriel bénéficie des infrastructures mutualisées**

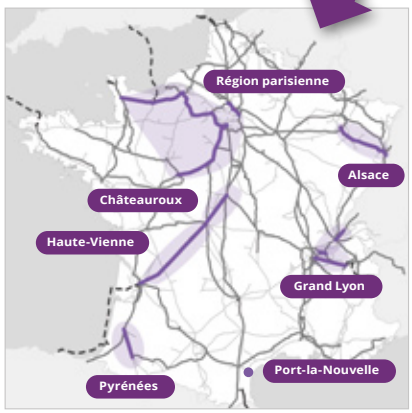
Le projet se situe en dehors des zones P1 et P2

1 Si durée des travaux de renforcement compatibles avec la montée en charge du projet →

Capacité mise à disposition au fur et à mesure de la montée en charge. RTE précisera le rythme des travaux

Si l'industriel ne propose pas de calendrier de montée en charge compatible avec les délais de raccordement, RTE appliquera des limitations calculées par rapport à la pleine puissance

2 Si durée des travaux non compatibles avec la montée en charge du projet →



RTE peut prioriser les renforcements du réseau 400 kV permettant d'accélérer le raccordement à pleine puissance des nouveaux projets (sous réserve de l'engagement des industriels)

L'horizon de mise à disposition de la capacité dépendra des évolutions du cadre de raccordement et des simplifications administratives (avis État/CRE sur le SDDR)

Permitting et approvisionnements sécurisés mais **lancement des travaux conditionnés à la concrétisation des projets industriels (*cf.* zone P2)**

Participation financière des porteurs de projets à cette priorisation (ou quote-part si ouvrage mutualisé nécessaire)

Les consommateurs ayant déjà sécurisé leur droit d'accès au réseau (PTF) mais avec des limitations sont éligibles à cette nouvelle approche s'ils en font la demande.

Options d'accélération pour l'accueil de la consommation industrielle d'ici 2030 (sous réserve d'engagement des industriels)

Procédure spécifique dans le cas d'un très grand projet industriel (> 750 MW)

Identification par RTE de plusieurs sites sur lesquels il serait possible de raccorder rapidement des installations de très forte puissance (< 3 ans)

RTE priorisera les renforcements du réseau 400 kV permettant de garantir dans la durée (sous réserve de simplifications administratives) la pleine puissance sur ces sites

Possibilité d'alimenter des fortes puissances (~1 GW) dès 2028

La capacité sera allouée en coordination avec le gestionnaire du foncier pour le site concerné et sera associée à des obligations de résultats des bénéficiaires (obtention des autorisations, construction, montée en charge conforme à la prévision)

Barème spécifique intégrant le dépôt de garanties financières dont certaines non-remboursables afin de sécuriser le calendrier (commandes de matériel, aménagement du réseau et préparation de son exploitation)

FICHE 5

ÉTAT DES LIEUX : PROJETS EN ZONES P1 ET P2

Zones concernées	Demande industrielle	Investissements à réaliser	État d'avancement
 **Dunkerque**	Décarbonation de la sidérurgie, à travers l'installation de fours électriques et le recours au DRI Gigafactories de batteries / filière industrielle du véhicule électrique Autres industries diverses Production d'hydrogène et de e-carburants – CCUS *Datacenters*	Création d'un nouveau poste 400 kV d'environ 20 Ha dans le secteur de Grande Synthe Création du poste de Flandre Maritime au sud de Gravelines Ces deux postes seront reliés par deux nouvelles lignes aériennes 2 x 400 kV d'environ 10 km	**Études initiales** **Concertation préalable** **Études environnementales** **Dépôt des dossiers administratifs** **Travaux engagés sur Flandre-Maritime** Mise en service
 **Le Havre**	Gigafactories de batteries / filière industrielle du véhicule électrique Autres industries diverses Production d'hydrogène et de e-carburants – CCUS Décarbonation du secteur de la pétrochimie	Création d'un nouveau poste 400 kV dans le secteur du Havre Création d'un nouveau poste dans le secteur de Port-Jérôme Doublement du réseau à 400 kV entre ces deux zones et le poste existant de Rougemontier, dans l'Eure	**Études initiales** **Concertation préalable** **Études environnementales** **Dépôt des dossiers administratifs** Travaux Mise en service
 **Fos-sur-Mer**	Décarbonation de la sidérurgie, à travers l'installation de fours électriques et le recours au DRI Gigafactories de panneaux solaires Autres industries diverses Décarbonation du secteur de la pétrochimie Production d'hydrogène et de e-carburants – CCUS	Création ou extension de trois postes 400 kV Création d'une nouvelle ligne aérienne 2 x 400 kV entre la Jonquières-Saint-Vincent et Fos-sur-Mer	**Études initiales** **Concertation préalable** **Études environnementales** Dépôt des dossiers administratifs Travaux Mise en service
 **Plan-de-Campagne**	*Datacenters*	Création d'un poste 225 kV dans le secteur de Plan-de-Campagne Raccordement de ce poste au réseau 400 kV par deux lignes souterraines d'environ	**Études initiales** **Concertation préalable** Études environnementales Dépôt des dossiers administratifs Travaux Mise en service
 **Loire Estuaire**	Autres industries diverses Production d'hydrogène et de e-carburants – CCUS Décarbonation du secteur de la pétrochimie	Création d'un poste 225 kV dans le secteur de Donges, Raccordement au réseau 400 kV par plusieurs lignes aériennes et souterraines	Études initiales Concertation préalable Études environnementales Dépôt des dossiers administratifs Travaux Mise en service

Zones concernées	Demande industrielle	Investissements à réaliser	État d'avancement
 **Vallée de la Chimie**	Décarbonation du secteur de la pétrochimie	Création du nouveau poste 225 kV « Rhôna » Raccordement au poste 400 kV de Mions par deux liaisons souterraines 225 kV	**Études initiales** **Concertation préalable** **Études environnementales** **Dépôt des dossiers administratifs** Travaux Mise en service
 **Sud-Alsace**	Gigafactories de batteries / filière industrielle du véhicule électrique Décarbonation du secteur de la pétrochimie *Datacenters*	Création d'un nouveau poste 400 kV dans le secteur d'Ottmarsheim Augmentation de la capacité du poste existant 400 kV de Sierentz	**Études initiales** Concertation préalable Études environnementales Dépôt des dossiers administratifs Travaux Mise en service
 **Saint-Avold**	Gigafactories de panneaux solaires Production d'hydrogène et de e-carburants – CCUS *Datacenters*	Augmentation de la capacité du poste existant 400 kV de Saint-Avold Restructuration du réseau 400 kV aux abords directs du poste	**Études initiales** **Concertation préalable** Études environnementales Dépôt des dossiers administratifs Travaux Mise en service
 **Sud Ile-de-France**	Autres industries diverses *Datacenters*	Créations et augmentation de capacité de plusieurs postes 225 kV en Essonne et Seine-et-Marne	**Études initiales** Concertation préalable Études environnementales Dépôt des dossiers administratifs Travaux Mise en service
 **Valenciennes**	Gigafactories de batteries / filière industrielle du véhicule électrique Production d'hydrogène et de e-carburants – CCUS *Datacenters*	Création d'un nouveau poste 400 kV au Sud de Valenciennes	**Études initiales** Concertation préalable Études environnementales Dépôt des dossiers administratifs Travaux Mise en service

FICHE 5 A

Raccordement de l'industrie manufacturière (électrification des usages existants et réindustrialisation)

SITUATION ACTUELLE

La décarbonation de la production industrielle revêt un double enjeu : réduire les émissions de gaz à effet de serre des sites industriels existants, et permettre la réindustrialisation effective du pays.

La décarbonation des sites industriels existants peut s'appuyer sur une électrification directe de certains procédés ou sur le recours à l'hydrogène bas-carbone (*cf.* fiche n° 5B).

La consommation industrielle raccordée sur le réseau public de transport d'électricité est aujourd'hui répartie sur 450 sites industriels. Ces sites consomment une puissance de l'ordre de 10 GW. En moyenne, ces sites ont une puissance de 20 MW.

ÉTAT DES LIEUX DES DEMANDES DE RACCORDEMENT DE PROJETS D'INDUSTRIE

Depuis deux ans, RTE a contractualisé 6,2 GW de droits d'accès au réseau d'ici à 2030 pour environ 60 projets.

Il s'agit de nouvelles industries ou d'une demande d'augmentation de puissance des industries présentes sur le territoire.

Les projets se répartissent principalement dans les zones industrialo-portuaires historiques ou dans les bassins industriels existants.

En moyenne, les puissances de raccordement sont de 110 MW, soit une forte augmentation par rapport à la situation actuelle. Les puissances demandées sont néanmoins plus faibles que dans le secteur de l'hydrogène ou du numérique.

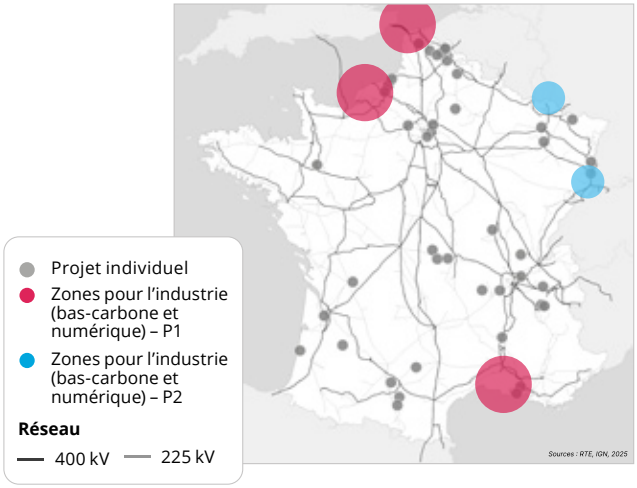


Figure 5.6 – Carte des demandes de raccordement pour l'industrie manufacturière (projets ayant *a minima* fait une demande de proposition technique et financière auprès de RTE)

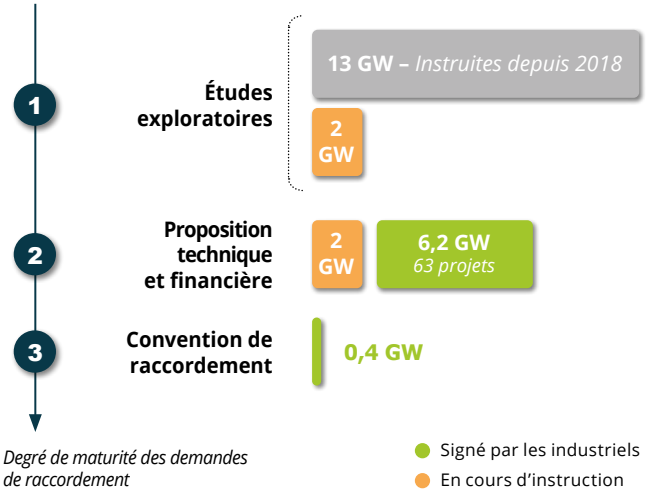


Figure 5.7 – État des lieux des demandes de raccordement pour l'industrie manufacturière

APPLICATION DE LA STRATÉGIE DE RÉFÉRENCE À L'INDUSTRIE MANUFACTURIÈRE *(sous réserve avis État/CRE)*

Les projets de l'industrie manufacturière sont majoritairement situés dans les zones industrielles existantes et concernent des puissances de l'ordre de 100 MW

L'usine est déjà implantée sur le territoire dans des zones industrielles avec des projets de réseau (P1 et P2)

- **Le projet se situe dans une zone P1** →
- **Le projet se situe dans une zone P2** →

→ **Le SDDR renforce la planification des travaux** dans ces zones pour le raccordement de l'industrie bas-carbone

L'usine est déjà implantée sur le territoire (hors des zones P1 et P2)

- **Le projet se situe hors des zones P1 et P2** →

→ **Le SDDR ouvre la possibilité d'accélérer le programme de renforcement du réseau 400 kV (zones P3)** sous réserve d'engagements des industriels

→ **Le SDDR ouvre la possibilité de créer une nouvelle zone mutualisée (zone P3),** sous réserve d'engagements des industriels, et définit le cadre applicable

Il s'agit d'un projet de nouvelle usine

- **Puissance < 1 GW** →

→ **Le projet peut aller dans une zone P1,P2 ou P3**

→ **Le SDDR donne de la visibilité sur les capacités d'accueil du réseau 400 kV** (pour des projets de 250 MW ou de 750 MW)

- **Puissance ≥ 1 GW** →

→ **8 sites identifiés pour 1 GW** (connexion à pleine puissance en trois ans)

Dans tous les cas de figure

le SDDR prévoit des évolutions du cadre de raccordement pour garantir que les projets matures – quels que soient leurs puissances de raccordement – puissent avancer rapidement.

RTE augmente le taux de préfinancement des matériels électriques liés au raccordement (s'il s'agit de matériels standards).

FICHE 5 A



EXEMPLE : ZONE DE FOS-SUR-MER

État des lieux

La zone de Fos-sur-Mer est identifiée comme une des zones P1 pour le raccordement de l'industrie bas-carbone/numérique.

Dans cette zone, les projets de décarbonation de l'industrie et de réindustrialisation sont nombreux.

Ce mouvement passe par l'électrification directe des processus industriels existants qui reposent actuellement sur l'utilisation d'énergies fossiles (pétrole, gaz, charbon), par l'implantation de nouveaux projets industriels (usines de composants entrant dans la fabrication des panneaux solaires, acier vert par exemple), par la production d'hydrogène décarboné en remplacement de l'hydrogène fossile utilisé dans les procédés industriels actuels et par l'électrification des procédés tertiaires.

Cela se traduit par une très forte croissance prévue de la consommation électrique (3500 MW de capacités déjà contractualisées et entre 600 et 700 MW de demandes en cours d'études dans la zone de Fos-sur-Mer), ce qui implique des besoins significatifs d'adaptation du réseau.

Objectifs

- Augmenter la capacité dans la zone de Fos-sur-Mer pour répondre aux besoins de décarbonation et de réindustrialisation de la zone qui est actuellement mal desservie par le réseau électrique.
- Sécuriser l'alimentation du territoire du sud de Jonquières et du littoral de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur jusqu'à la frontière Italienne.
- Contribuer à l'accueil de demandes supplémentaires au sein de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur (projets industriels liés à la transition énergétique,

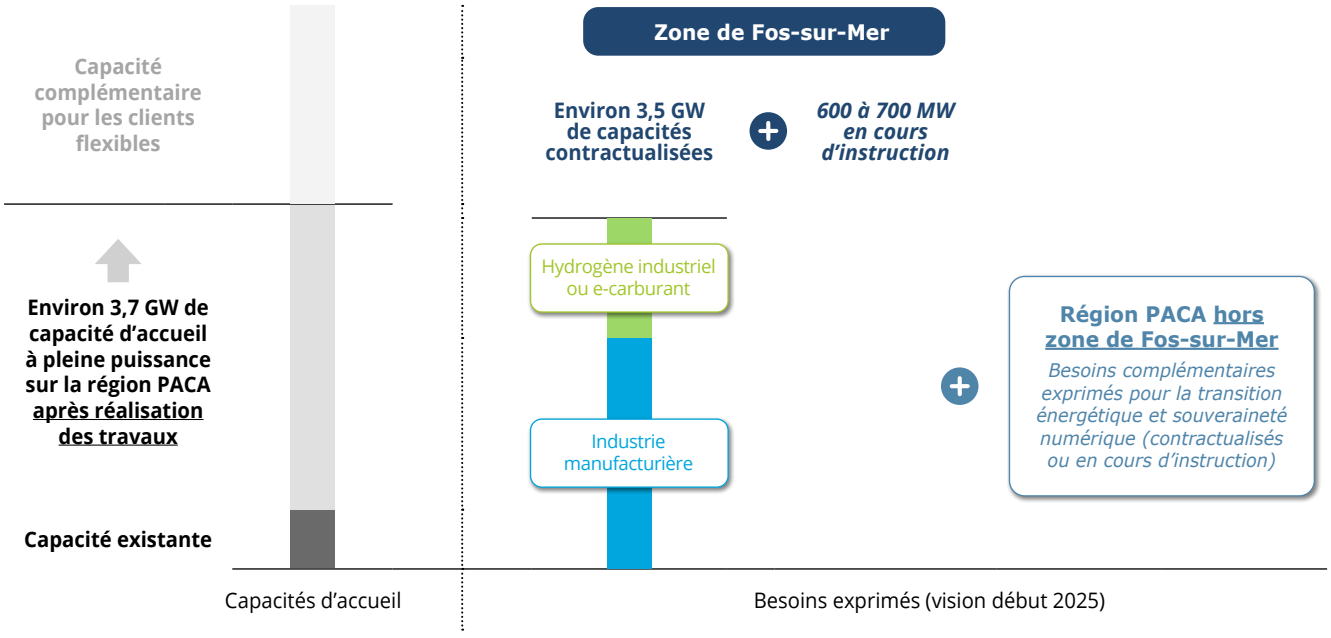


Figure 5.8 – Fos-sur-Mer : une stratégie par paliers permettant d'accompagner la décarbonation de la zone portuaire

décarbonation des usages particuliers, mobilité durable, souveraineté numérique, *etc*.). L'accueil de ces nouvelles demandes, qui émergent notamment à l'est de la région où le réseau électrique est peu maillé, dépendra d'un renforcement de la structure du réseau THT.

Description des évolutions du réseau dans la zone de Fos-sur-Mer

Des travaux seront réalisés pour optimiser les infrastructures existantes du réseau (extension du poste électrique de Roquerousse), changer les modes d'exploitation (augmentation de la tension d'exploitation de la ligne Ponteau-Réaltor-Feuillane existante de 225 kV à 400 kV), et remplacer certains câbles électriques pour augmenter leur puissance (entre Réaltor et Roquerousse par exemple).

Ces travaux permettront d'augmenter la capacité d'accueil du réseau dans la zone de Fos-sur-Mer ainsi que dans les territoires du Sud de Jonquières et du littoral de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur mais ne sont pas suffisants.

En complément, RTE prévoit la réalisation d'une ligne aérienne à 400 kV d'environ 65 km qui reliera les postes existants de Feuillane à Fos-sur-Mer, dans les Bouches-du-Rhône et de Jonquières, sur la commune de Jonquières-Saint-Vincent dans le Gard.

Elle comptera deux circuits installés sur une seule rangée de pylônes. Le préfet de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur, coordonnateur du projet, a validé en septembre 2024 le fuseau de moindre impact. Le fuseau suit dans la mesure du possible des lignes électriques aériennes ou des infrastructures linéaires (routes) existantes, tant dans la plaine du Rhône que sur le plateau des Costières. Lorsque cela n'est pas possible (car le maillage du réseau est inexistant), RTE prévoit des dispositifs spécifiques d'accompagnement

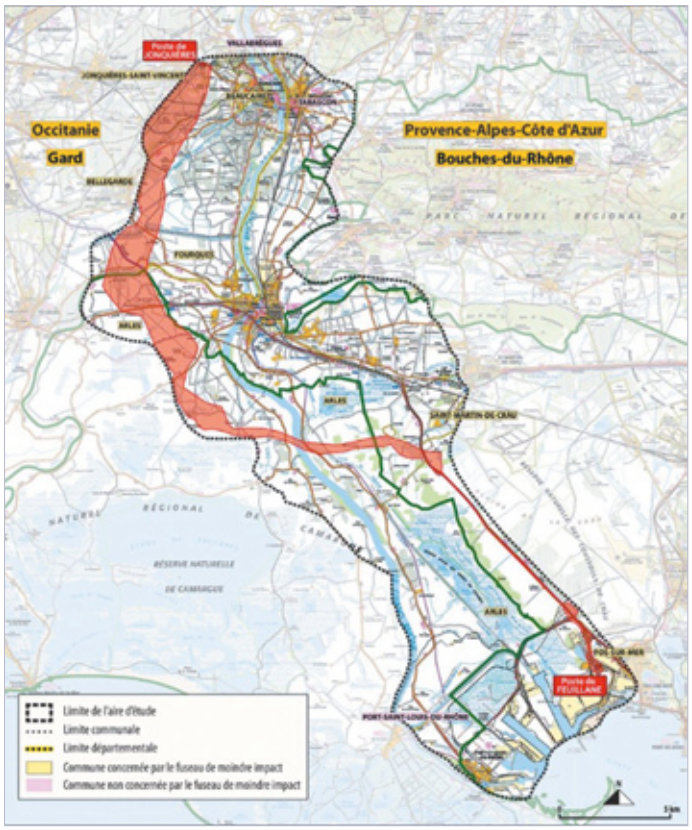


Figure 5.9 – Fuseau de moindre impact retenu pour la consultation préalable pour la création d'un axe électrique entre les postes électriques de Feuillane (13) et de Jonquières (30)

du territoire, et notamment la mise en souterrain de lignes existantes dans les départements concernés. RTE prévoit également la création d'un poste 400/225 kV dédié à l'accueil des nouveaux utilisateurs et son raccordement par une liaison aérienne double terne 400 kV au poste de Feuillane.

L'ensemble de ces évolutions permet d'atteindre une capacité d'accueil de 3,7 GW sur l'ensemble de la région PACA.

FICHE 5 B

Raccordement de la production d'hydrogène décarboné et d'e-carburants

SITUATION ACTUELLE

Pour atteindre les objectifs climatiques *Fit for 55*, l'Union européenne s'est dotée d'une stratégie qui prévoit un rôle important pour l'hydrogène bas-carbone. Le plan RePowerEU fixe un objectif d'utilisation de 20 millions de tonnes d'hydrogène renouvelable par an à l'horizon 2030. Ce plan intègre des objectifs spécifiques pour l'aviation avec un taux de carburant non-fossile à respecter (1,2% dès 2030, 5% en 2035, *etc.*).

En France, le développement d'un système hydrogène constitue désormais un des piliers de la stratégie énergie-climat. Celle-ci prévoit de développer la production électrolytique, avec un objectif de production de 600 kt/an à l'horizon 2030 et 1000 kt/an à l'horizon 2035. Le projet de troisième programmation pluriannuelle de l'énergie en consultation, fixe l'objectif d'installer une capacité d'électrolyse d'H_2 de 6,5 GW en 2030 et 10 GW en 2035. Même si les objectifs fixés étaient révisés à la baisse, il s'agirait toujours d'une très forte accélération.

Le développement *ex nihilo* d'un système hydrogène en France constitue l'un des principaux défis de la stratégie énergie-climat, dans la mesure où ce système n'existe pas aujourd'hui. Il s'agit à la fois de créer des capacités de production d'hydrogène par électrolyse, de les raccorder au réseau électrique, de basculer des usages vers l'hydrogène décarboné, voire de développer les infrastructures nécessaires à la flexibilité de l'électrolyse.

RTE a analysé en détail les potentiels de l'hydrogène décarboné, auquel il a consacré un rapport dédié en 2020, un chapitre des *Futurs énergétiques 2050* et une analyse approfondie dans le Bilan prévisionnel 2023.

Pour relever ce défi, la France dispose d'une électricité bas-carbone abondante et d'un réseau électrique capable d'accueillir d'ici 2030 les projets d'électrolyseurs dans des proportions industrielles compatibles avec les normes européennes et les besoins exprimés par les compagnies aériennes. Sur le plan électrique et vu le projet de PPE, le développement d'une capacité nationale de production d'électro-carburants ne soulève pas d'inquiétude quant au bouclage de la trajectoire aux horizons concernés (2030-2040).

ÉTAT DES LIEUX DES DEMANDES DE RACCORDEMENT DE PROJETS D'HYDROGÈNE

Environ 40 projets ont contractualisé 9,6 GW de droits d'accès au réseau d'ici à 2030. Une part importante des projets est concentrée chez trois acteurs.

La dynamique de raccordement des projets d'électrolyseurs excède la stratégie nationale (9,6 GW de droits d'accès au réseau signés pour 2030 *vs* 6,5 GW dans le projet de troisième programmation pluriannuelle de l'énergie).

Les projets sont de forte puissance (en moyenne 250 MW, soit dix fois plus que la puissance moyenne des industriels historiquement raccordés au réseau public de transport d'électricité). Certains projets unitaires dépassent 400 MW.

Les projets se répartissent dans deux zones géographiques : (1) les grands bassins industrialo-portuaires historiques ou (2) à proximité des petites industries difficiles à décarboner (par exemple : projets de captage de CO_2 situés à proximité des papeteries et cimenteries ou production de e-carburants).

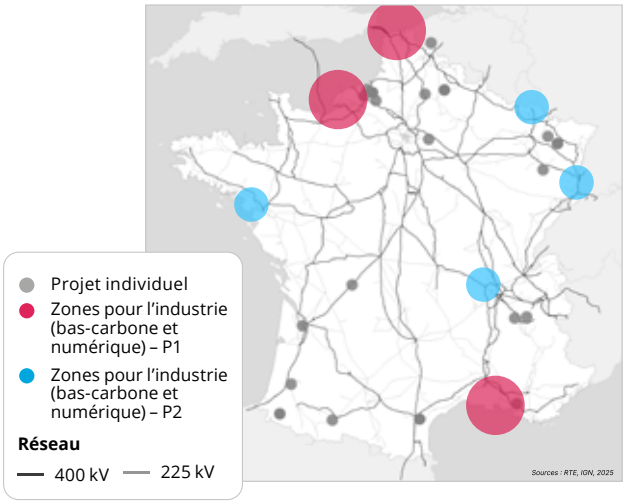


Figure 5.10 – Carte des demandes de raccordement pour la production d'hydrogène décarboné et d'e-carburants (projets ayant *a minima* fait une demande de proposition technique et financière auprès de RTE)

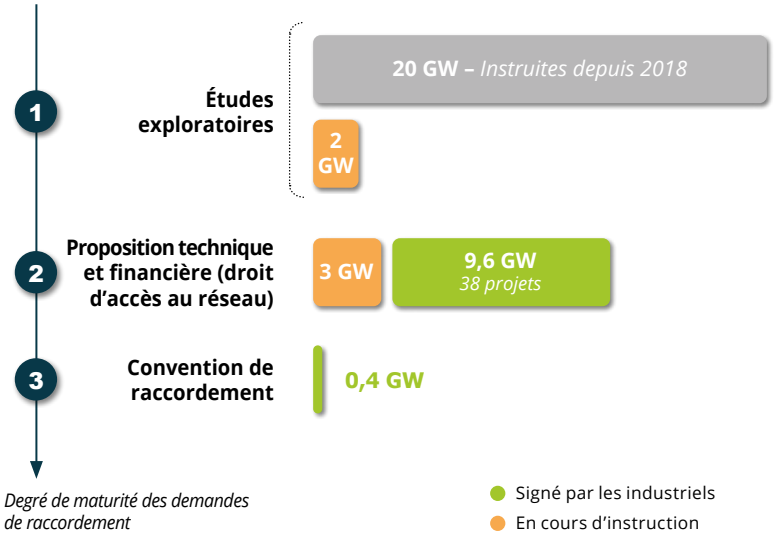


Figure 5.11 – État des lieux des demandes de raccordement pour la production d'hydrogène décarboné et d'e-carburants

FICHE 5 B

APPLICATION DE LA STRATÉGIE DE RÉFÉRENCE AUX PROJETS D'HYDROGÈNE
(sous réserve avis État/CRE)

Les projets liés à la production d'hydrogène sont des projets de forte puissance (en moyenne 250 MW)

Le projet doit s'implanter à proximité d'industries existantes pour décarboner leurs usages

Le projet se situe dans une zone P1 →

Le projet se situe dans une zone P2 →

Le SDDR renforce la planification dans les zones P1 et P2
Ces calendriers visent à donner de la stabilité aux investisseurs pour ces projets

Le projet se situe hors des zones P1 et P2 →

Le SDDR ouvre la possibilité de définir des zones P3 et définit le cadre applicable
- Ce dispositif peut s'appliquer aux projets d'hydrogène pour accélérer leur raccordement à pleine puissance par rapport au cadre actuellement en vigueur.
- Il nécessite un engagement des industriels concernés

Le projet n'a pas de contrainte d'implantation

Le SDDR présente les nœuds du réseau 400 kV en mesure d'accueillir sans renforcement des projets de 250 et 750 MW.
Ces puissances peuvent correspondre aux besoins des producteurs d'hydrogène.

Le SDDR identifie également une procédure spécifique pour les très gros projets de 1 GW (8 sites identifiés)
À date, les projets d'hydrogène de 1 GW sont concentrés dans les zones industrielles pour décarboner l'industrie. Cette option de raccordement ne semble donc pas correspondre à leur besoin.

Dans tous les cas de figure

Le SDDR prévoit des évolutions du cadre de raccordement pour garantir que les projets matures – quels que soient leurs puissances de raccordement – puissent avancer rapidement.

RTE augmente le taux de préfinancement des matériels électriques liés au raccordement (s'il s'agit de matériels standards).



EXEMPLE : DÉVELOPPEMENT DE L'HYDROGÈNE EN NOUVELLE-AQUITAINE ET EN OCCITANIE

État des lieux

Plusieurs projets d'hydrogène émergent en Nouvelle-Aquitaine et en Occitanie.

Ces projets répondent à différents besoins, notamment décarbonation d'industries existantes (p. ex. : bassin de Lacq) ou production de carburants de synthèse pour l'aviation. Certains projets sont de très forte puissance et les industriels concernés demandent la pleine puissance à horizon 2030.

Au total, près de 1 GW de puissance pourrait être nécessaire dès 2030. Ceci a une influence sur le réseau à très haute tension, en particulier entre Bordeaux et Tarbes (axe électrique entre les postes de Cantegrit et de Marsillon).

Enjeux pour le dimensionnement du réseau et proposition retenue dans le SDDR

Dans tous les scénarios étudiés, l'axe électrique entre Cantegrit et Marsillon est contraint. C'est pourquoi la zone Pyrénées-Ouest est identifiée comme une zone de renforcement du réseau (*cf.* fiche n°10). Le renforcement doit intervenir avant 2035. La consistance du projet doit être définie suite à la publication du SDDR.

Dans le SDDR, RTE ouvre la possibilité d'accélérer le renforcement du réseau dans la zone Pyrénées-Ouest pour garantir l'alimentation des industriels à pleine puissance dès 2030. Cette proposition est soumise à l'avis du Ministre en charge de l'énergie et les modalités devront être approuvées par la CRE.

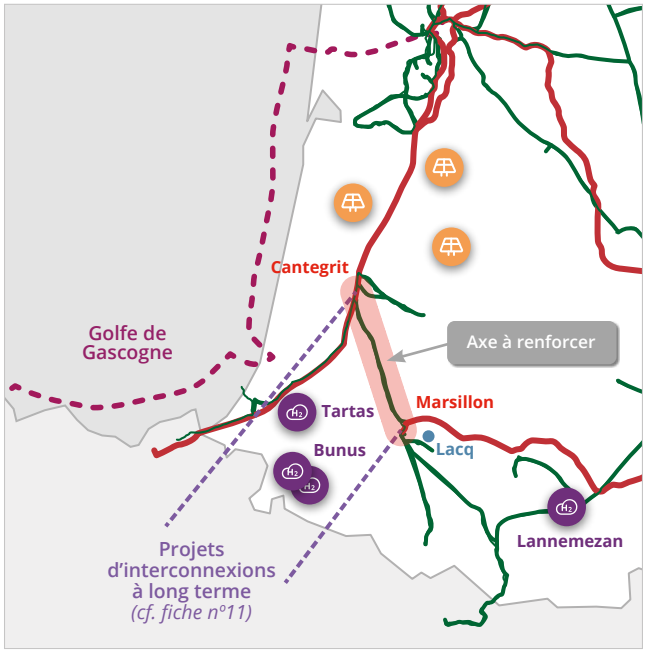


Figure 5.12 – Perspectives de développement de l'hydrogène en Nouvelle-Aquitaine et Occitanie et impact sur le réseau

Le renforcement du réseau serait alors anticipé par rapport à la stratégie de référence, sous réserve que les industriels s'engagent sur cette anticipation (via une participation financière). Des simplifications administratives devront être prévues pour tenir les délais.

FICHE 5 C

Raccordement des infrastructures numériques (*data centers*, intelligence artificielle)

SITUATION ACTUELLE

Les usages du numérique prennent une place croissante dans la société et dans l'économie avec le développement annoncé de l'intelligence artificielle. Or, « l'économie de l'immatériel » repose sur des infrastructures fortement consommatrices d'électricité, majoritairement localisées hors d'Europe et alimentées avec une électricité le plus fréquemment carbonée.

En février 2025, la France a organisé un sommet dédié à l'intelligence artificielle et le Président de la République a lancé une politique d'accueil volontariste des infrastructures numériques pour accroître la souveraineté numérique du pays et contribuer à la réduction de l'empreinte carbone de cette industrie.

Le réseau de transport d'électricité constitue l'un des atouts de la France pour atteindre cet objectif :

- Il permet d'alimenter les consommateurs en une électricité abondante (89 TWh d'exports en 2024, soit beaucoup plus qu'il n'en faudrait pour alimenter de grands *data centers*), presque en totalité décarbonée (95 % en 2024).
- Il est fortement maillé et a été construit pour accueillir des unités de grande taille tant au niveau de la production que de la consommation (projet ITER, LHC, *etc.*) ce qui n'est pas le cas des systèmes insulaires qui sont candidats à l'accueil des infrastructures numériques.
- La qualité de l'électricité est excellente : il s'agit d'un facteur central pour les acteurs du numérique.

ÉTAT DES LIEUX DES DEMANDES DE RACCORDEMENT DES INFRASTRUCTURES NUMÉRIQUES

40 nouveaux projets pour une puissance complémentaire de 5,3 GW disposent déjà de droits d'accès au réseau.

Ils sont principalement localisés en Île-de-France et dans le Nord de Marseille, en raison de leur proximité avec les centres décisionnels et les infrastructures numériques.

Les projets demandent une puissance de 100 à 200 MW et prévoient de réaliser leur montée en puissance sur une durée longue (7 à 10 ans). Néanmoins, depuis quelques mois, le développement de l'intelligence artificielle entraîne une évolution majeure des demandes avec des besoins en puissance très supérieurs (400 à 500 MW, voire 1 GW). Par ailleurs, 25 GW d'études supplémentaires pour des demandes de raccordement du secteur numérique sont en cours d'instruction par RTE.

Une partie importante de ces demandes se situe dans des zones urbaines denses, où le réseau est déjà proche de la saturation et où le raccordement peut être complexe (franchissement de voies routières et ferroviaires, habitat dense, sous-sol déjà très fortement utilisés).

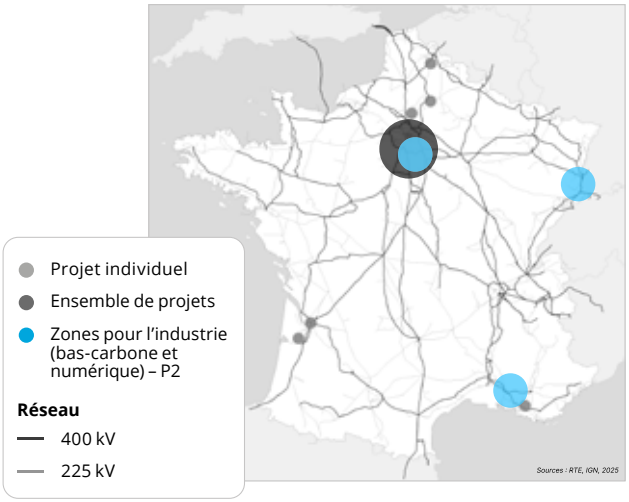


Figure 5.11 – Carte des demandes de raccordement pour les infrastructures numériques (projets ayant *a minima* fait une demande de proposition technique et financière auprès de RTE)

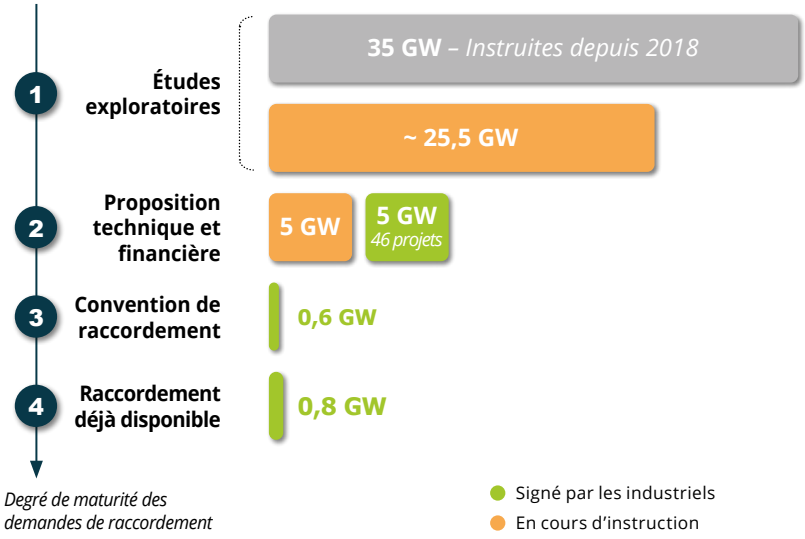


Figure 5.12 – État des lieux des demandes de raccordement pour les infrastructures numériques

FICHE 5 C

APPLICATION DE LA STRATÉGIE DE RÉFÉRENCE À L'INDUSTRIE NUMÉRIQUE
(sous réserve avis État/CRE)

Les projets liés à l'industrie numérique ont fortement évolué au cours des derniers mois.

Ils sont passés de besoins compris entre 100 et 200 MW par projet à des besoins pouvant atteindre 1 GW pour un projet. Les réponses en matière de raccordement sont donc par nature différentes dans les deux cas.

Le projet peut s'implanter à différents endroits du territoire

Le projet se situe ou peut s'implanter dans une zone P1 →

Le projet se situe ou peut s'implanter dans une zone P2 →

Le SDDR renforce la planification dans ces zones
Ces calendriers visent à donner de la stabilité aux investisseurs pour ces projets

Le projet se situe ou peut s'implanter hors des zones P1 et P2 →

Le SDDR ouvre la possibilité de définir des zones P3 et définit le cadre applicable

- Ce dispositif peut s'appliquer à l'industrie numérique pour accélérer leur raccordement à pleine puissance par rapport au cadre actuellement en vigueur.
- Il nécessite un engagement des industriels concernés

Le SDDR donne de la visibilité sur les capacités d'accueil du réseau 400 kV (pour des projets de 250 MW ou de 750 MW)

Le SDDR identifie également une procédure spécifique pour les projets de 1 GW (8 sites identifiés)
Cette procédure peut correspondre aux besoins de l'industrie numérique, notamment pour l'intelligence artificielle.

Dans tous les cas de figure

Le SDDR prévoit des évolutions du cadre de raccordement pour garantir que les projets matures – quels que soient leurs puissances de raccordement – puissent avancer rapidement.

RTE augmente le taux de préfinancement des matériels électriques liés au raccordement (s'il s'agit de matériels standards).



EXEMPLE : STRATÉGIE D'ACCUEIL DES *DATACENTERS* DANS L'AGGLOMÉRATION MARSEILLAISE

Point d'arrivée de 18 liaisons optiques sous-marines, la ville de Marseille est un carrefour stratégique des communications mondiales. Plusieurs *datacenters* souhaitent donc s'y installer.

Face à l'augmentation des demandes d'installation de *datacenters*, l'État a organisé des rencontres réunissant les principaux acteurs impliqués dans leur intégration : les opérateurs télécoms, les collectivités locales et les gestionnaires de réseaux électriques.

À l'issue de ces échanges, RTE et Enedis ont proposé une solution commune permettant l'implantation des nouveaux *datacenters* en périphérie de Marseille, tout en les maintenant à proximité des grands axes optiques.

Il s'agit de construire un nouveau poste électrique 225 kV situé dans la zone commerciale de Plan de Campagne. Ce dernier sera directement alimenté par le poste électrique 400 kV de Réaltor, point d'arrivée de l'électricité produite par les centrales de la vallée du Rhône.

Ce projet offrira une capacité d'accueil d'environ 550 MW (dont environ 320 MW en 2030).

Actuellement, quatre projets pour un volume de 300 MW ont déjà contractualisé leur accès dans cette zone sur la base de la solution proposée par RTE et Enedis et cinq projets supplémentaires sont en cours de contractualisation représentant 245 MW supplémentaires.

Cette solution permet d'éviter la saturation des capacités du réseau 225 kV au Nord de Marseille avec le raccordement des *datacenters*, et donc de ne pas occasionner de conflit d'usage avec les autres besoins de la métropole. Il sera ainsi possible d'accompagner rapidement les projets urbains et non délocalisables (besoins portuaires, électrification des transports collectifs, renouvellement urbain, *etc.*).

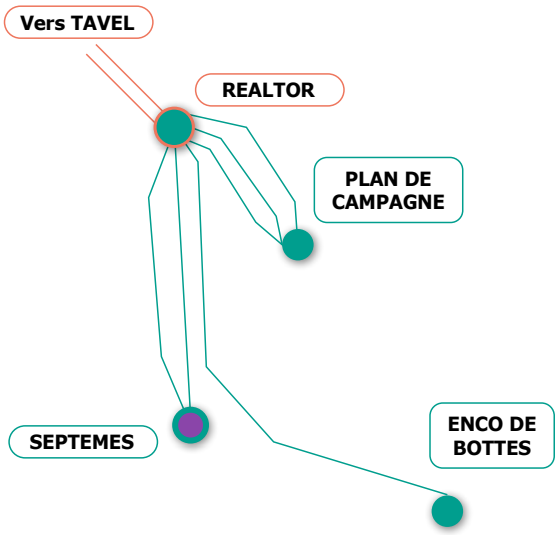


Figure 5.13 – Schéma électrique de la zone

FICHE 6

Raccordement de la production éolienne en mer

Maîtriser les calendriers industriels et localiser une part croissante des investissements sur le territoire national

Le niveau d'investissement dépend d'un arbitrage avec le rythme de déploiement de l'éolien en mer et le niveau de structuration d'une filière en France

Intensité de l'effort proposé dans la stratégie de référence

25 Md€ **45 Md€**

Une part des 14 Md€ des dépenses de renforcement de la structure du réseau à très haute tension

SITUATION ACTUELLE

Forte d'un espace maritime métropolitain de 375 000 km² et de régimes de vents favorables, la France a lancé à la fin des années 2000 un premier programme de développement de l'éolien en mer. Ce programme répondait à une volonté de diversifier le mix électrique : il reposait sur deux appels d'offres parcs éoliens en mer posés (Calvados, Fécamp, Saint-Brieuc et Saint-Nazaire, puis Dieppe-le-Tréport et Yeu-Noirmoutier) et sur un appel à projets pour quatre parcs pilotes flottants (Faraman, Gruissan, Leucate et Groix – ce dernier parc a depuis été annulé). Ces projets ont connu d'importants retards, notamment liés à la phase d'obtention des autorisations et aux recours juridiques associés. La première mise en service a eu lieu en 2022. Fin janvier 2025, trois parcs éoliens en mer posés et un parc pilote flottant sont en service pour une puissance installée de 1,5 GW.

Au cours des six dernières années, la stratégie française a évolué : elle prévoit d'accroître la part de l'électricité dans le mix énergétique et d'augmenter la production d'électricité bas-carbone sur le territoire pour des raisons de souveraineté énergétique. Dans cette perspective, les filières de production – nucléaire et renouvelables – sont appelées à croître dans les projets de stratégie nationale bas carbone et programmation pluriannuelle de l'énergie. L'éolien en mer n'échappe pas à cette logique : l'objectif est d'atteindre 45 GW de capacité installée d'ici 2050, avec un jalon intermédiaire de 18 GW en 2035.

L'éolien en mer est la filière pour laquelle la planification de l'État est la plus aboutie à date : le débat public « La mer en débat » s'est tenu en 2023 et 2024. Faisant suite à ce débat, la décision ministérielle du 17 octobre 2024 présente une cartographie identifiant des zones pour 15,5 GW de capacités de production (pour porter à 26 GW la capacité installée en France à l'horizon 2040). Cette planification se caractérise par des parcs de plus forte puissance (entre 1 et 2 GW) et situés plus au large que les premiers parcs éoliens français (raccordements de 45 km en moyenne pour les deux premiers appels d'offre contre 110 km pour les parcs cartographiés dans la décision ministérielle).

La place de l'éolien en mer dans le mix électrique n'est pas une singularité de la stratégie française en Europe : plusieurs pays d'Europe ont fait de l'éolien en mer un pilier de leurs politiques énergétiques. Le Royaume-Uni, l'Allemagne et les Pays-Bas figurent parmi les nations les plus en avance. Leurs ambitions sont plus importantes que celles de la France. Par exemple, l'Allemagne vise une capacité installée de 30 GW d'ici 2030 (9,2 GW en service fin 2024) et les Pays-Bas visent une capacité installée de 16 GW d'ici 2030 (4,5 GW en service fin 2024).

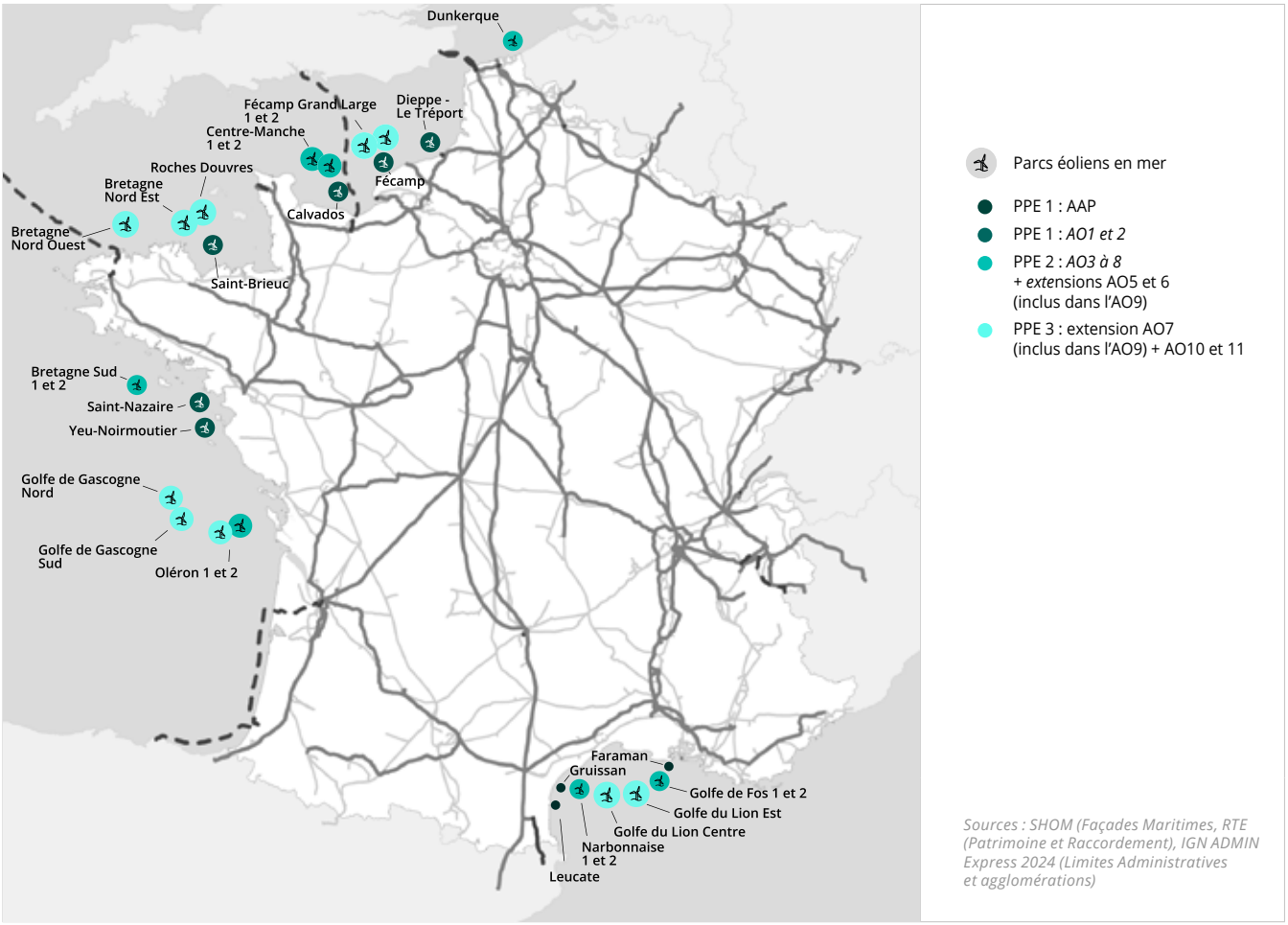


Figure 6.1 – Cartographie pour le développement des parcs éoliens en mer en France

Le développement de l'éolien en mer en Europe a été marqué par (1) une baisse des coûts de la technologie et (2) une structuration de la chaîne de valeur pour la production des éoliennes en mer. En 2025, de nombreuses usines dédiées à la fabrication de composants-clés des éoliennes en mer (pales, nacelles, fondations) existent en Europe : la plupart ont été construites au cours des vingt dernières années.

C'est notamment le cas en France. Par exemple, l'usine de Siemens au Havre a été construite suite aux premiers appels d'offres éoliens en mer et elle doit s'agrandir pour accompagner la suite du programme. Par ailleurs, en France, le tarif de rachat moyen pour les parcs du premier appel d'offres était de 143 €$_{2018}$/MWh. Il s'est établi à 45 €$_{2022}$/MWh pour le dernier appel d'offres pour l'éolien posé (il s'agissait de l'AO4 – parc Centre Manche 1 en 2023).

L'enjeu pour la France consiste désormais à passer de la phase de planification à la phase d'industrialisation d'un grand programme de développement de l'éolien en mer : plus de 20 GW de production doivent être mis en service d'ici 2040, ce qui représente une accélération considérable par rapport au rythme des dernières années. Les opérateurs vont devoir structurer les différents projets (y compris sur le plan environnemental – *cf.* fiche n° 14) et se préparer à assurer, dans la durée, les phases d'exploitation et de maintenance de plus de vingt parcs éoliens en mer situés sur l'ensemble des côtes métropolitaines.

FICHE 6

ENJEUX POUR LE RÉSEAU

Pour RTE, le programme éolien en mer constitue désormais un défi industriel de très grande envergure. Le réussir nécessite à la fois de piloter le rythme des raccordements afin de le rendre régulier (1) et de construire une chaîne de valeur industrielle performante en maximisant les retombées sur le territoire français et européen (2).

Cela ne va pas de soi.

D'une part, les perspectives de mises en service conduiraient, si elles se réalisaient sans prise en compte des enjeux industriels du réseau, à un rythme de raccordement qui est dépourvu de sens sur le plan industriel : après la finalisation du raccordement des derniers parcs de la PPE 1 (trois raccordements à mettre en service avant 2026), il n'y aura plus de parcs à raccorder jusqu'en 2030, puis sept raccordements devront mis en service entre 2030 et 2032 (dont deux têtes de série en parallèle) puis dix raccordements mis en service entre 2033 et 2039 avec un pic en 2033 et 2034 (8,5 GW à raccorder en deux ans, alors que la France a pour l'instant raccordé 2 GW).

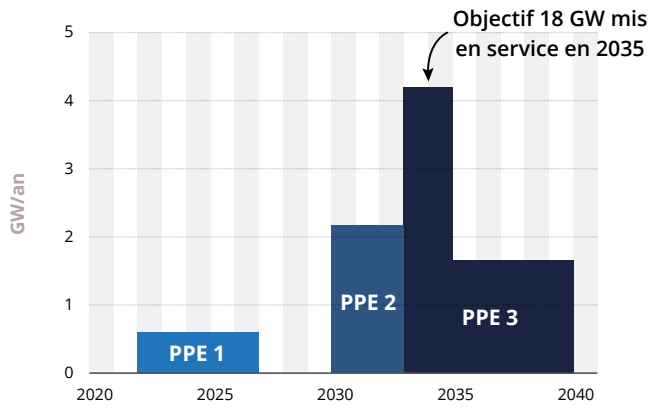


Figure 6.2 – Rythme industriel du raccordement pour l'éolien en mer en l'absence de démarche pour optimiser le rythme (moyenne par PPE)

D'autre part, le marché des matériels propres aux raccordements maritimes est très concentré et saturé par les commandes simultanées des différents pays européens pour l'atteinte d'objectifs emblématiques en 2030 et 2035.

Dans le SDDR, RTE prend le parti d'aborder le programme éolien en mer sous l'angle de la maîtrise industrielle (industrie manufacturière pour la fabrication des composants maritimes, travaux, maintenance et exploitation). C'est un impératif au regard de la surface financière du programme concentrée sur un nombre restreint de projets. Le raccordement de la production éolienne en mer est chiffré à 37 Md€$_{2024}$ pour 22 GW mis en service en 2040 (sur la base des derniers appels d'offres passés par RTE et par ses homologues en Europe). Ce coût intègre la partie terrestre des raccordements et les provisions pour risque usuelles pour la gestion de projets industriels de cette ampleur. Pour la PPE 3, le raccordement pourrait donc correspondre à 30 à 40% des coûts complets de l'éolien en mer.

Dès lors, maîtriser le calendrier industriel du raccordement est aussi essentiel que de maîtriser celui de la production (sujet qui a concentré jusqu'alors l'attention du débat public).

Pour cela, RTE peut s'appuyer sur plusieurs atouts. Ces derniers sont bien identifiés par les fournisseurs d'équipements, qui s'en font les relais.

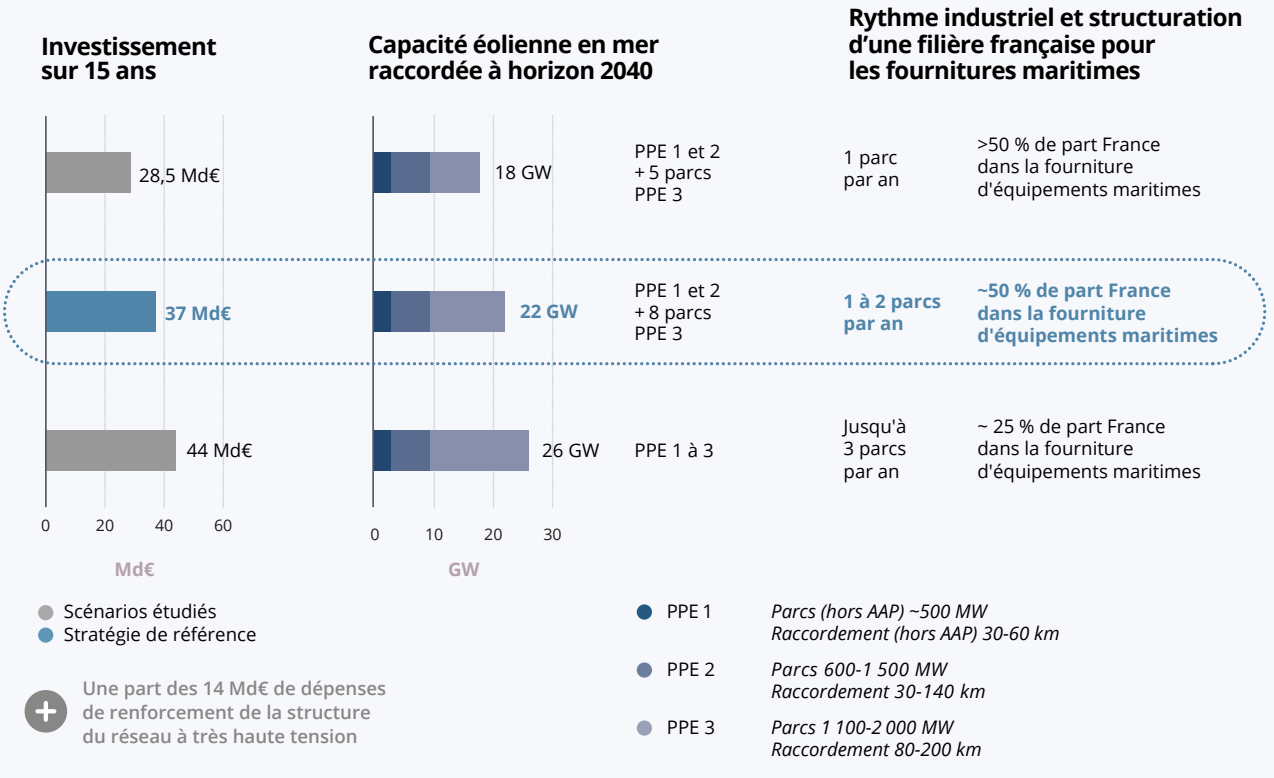
(1) RTE est en passe de réussir le premier programme de raccordement : tous les projets de raccordement issus de l'AO1 (Saint-Nazaire, Fécamp, Saint-Brieuc et Calvados) ont été mis à disposition des producteurs dans les délais et avec un coût à terminaison inférieur à la cible fixée dans le SDDR 2019 (630 k€/MW – hors poste en mer à la charge du producteur). Les deux projets issus de l'AO2 (Yeu-Noirmoutier et Dieppe-Le Tréport) sont en phase travaux à des stades avancés et avec des coûts maîtrisés. La stratégie exposée dans le SDDR 2019 est donc exécutée de manière exacte.

(2) Un important travail de spécifications techniques a été réalisé – y compris en lien avec d'autres gestionnaires de réseau européens – pour standardiser les technologies de raccordement. Les projets de RTE sont ainsi positionnés uniquement sur trois paliers technologiques : un palier en courant alternatif (225 kV – 750 MW) et deux paliers en courant continu (320 kV – 1,2 GW et 525 kV – 2 GW). Cette stratégie de standardisation permet de dégager des gains de répétitivité.

(3) En tant que maître d'ouvrage unique du raccordement en mer en France, RTE concentre un portefeuille de projets qui lui permet d'être attractif auprès des grands fournisseurs européens. Pour renforcer cette attractivité, la stratégie d'approvisionnement pour les achats maritimes a été intégralement revue. Elle repose désormais sur une massification des achats (achats multi-projets) et des phases de consultation préalable plus courtes (1 an). Cette nouvelle stratégie a permis de réussir l'approvisionnement du programme PPE 2 sans avoir à modifier les délais-cibles pour ces raccordements (parcs éoliens en mer prévus dans les appels d'offres n°3 à 8 – Dunkerque, Centre Manche 1, Bretagne Sud, Narbonnaise, Golfe de Fos, Oléron 1 et Centre Manche 2).

(4) L'approvisionnement de la PPE 2 sera en partie réalisé en France. À l'issue d'une procédure concurrentielle (appels d'offres prévus par le droit de la commande publique), RTE a récemment signé deux partenariats stratégiques avec les Chantiers de l'Atlantique. Le premier concerne l'assemblage à Saint-Nazaire des trois postes en mer en courant continu 320 kV pour les parcs éoliens en mer de Centre-Manche 1 et 2 et d'Oléron 1 (contrat de 4,5 Md€ avec un consortium formé des Chantiers de l'Atlantique et de Hitachi Energy). Le second concerne l'assemblage du poste en mer en courant alternatif pour le parc éolien en mer de Dunkerque (ce dernier sera assemblé à Saint-Nazaire par les Chantiers de l'Atlantique qui fera notamment appel à des sous-traitants situés à Fos-sur-Mer – pour les fondations – et à Aix-les-Bains – pour une partie du matériel électrique).

STRATÉGIE DE RÉFÉRENCE ET ALTERNATIVES POSSIBLES



STRATÉGIE DE RÉFÉRENCE ET ALTERNATIVES POSSIBLES *(SUITE)*

Choix de la stratégie de référence

RTE prend le parti de retenir une stratégie qui s'appuie sur une maîtrise industrielle et économique du programme et soumettra en conséquence une proposition de calendrier de raccordement à la validation de l'État.

Dans cette stratégie, le programme de raccordement peut entraîner de l'ordre de 50% de retombées sur le territoire pour les fournitures maritimes tout en respectant les principes de mise en concurrence prévus par le droit de la commande publique. Ce programme permet de maîtriser le rythme de mise en service des projets (pas plus de deux raccordements par an alors que chaque raccordement correspond à un montant compris en 1,5 et 4,5 Md€ pour les projets de la PPE 3).

Cette stratégie permet de ne pas considérer le réseau comme une intendance : les investissements de RTE dans le raccordement des parcs de la PPE 3 seront engagés en lien avec l'État et la CRE, après s'être assuré de leur cohérence avec cette stratégie et de leur compétitivité économique au regard du système électrique (raccordement + production).

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

Achever la mise à disposition des raccordements de la PPE 1 (Yeu-Noirmoutier, Leucate et Dieppe-Le Tréport)

Trois parcs posés sont en service. Pour le quatrième (Calvados), le raccordement est effectif depuis 2023 mais les éoliennes n'ont pas encore été installées. Pour RTE, il s'agit désormais de confirmer la maîtrise coûts/consistance/délais déjà atteinte pour les quatre premiers raccordements livrés (engagement SDDR 2019) en mettant à disposition les raccordements pour les parcs de Yeu-Noirmoutier et de Leucate (2025), et pour celui de Dieppe-Le Tréport (2026).

Engager la construction des sept projets de raccordement pour les parcs de la PPE 2 pour des mises à disposition prévisionnelles cohérentes avec le calendrier de l'État et concentrées entre 2030 et 2032 (Dunkerque, Centre Manche 1, Bretagne Sud, Narbonnaise, Golfe de Fos, Oléron 1 et Centre Manche 2)

Ces projets représentent une marche industrielle importante par rapport aux projets de la PPE 1 : ils sont plus longs (55 à 140 km pour la PPE 2 hors Dunkerque contre 20 à 60 km pour la PPE 1), plus complexes (deux têtes de série en parallèle avec le poste en mer HVAC et le poste en mer HVDC 320 kV) et suivent une cadence beaucoup plus rapide.

Ils s'inscrivent (à partir de l'AO 4 – Centre-Manche 1) dans un cadre contractuel différent, permettant à RTE de mener selon son propre calendrier les démarches d'obtention des autorisations nécessaires pour le raccordement et de commander les matériels. Cette désynchronisation avec les procédures des producteurs lauréats des appels d'offres de l'État est nécessaire pour ne pas mettre le raccordement sur le chemin critique.

Dans cette perspective, RTE devra dans les prochains mois achever la sécurisation des approvisionnements, finaliser les études détaillées avec les constructeurs et obtenir les autorisations. Les premières phases chantiers commenceront dès 2025 pour le raccordement du parc de Dunkerque et seront toutes engagées à l'horizon 2027.



Préparer le programme industriel pour les raccordements de la PPE 3 (Oléron 2, Fécamp Grand Large 1 et 2, Bretagne Nord Ouest, Golfe de Gascogne Sud, Golfe du Lion Centre, Roches Douvres, Bretagne Nord Est, Golfe de Gascogne Nord et Golfe du Lion Est) et vérifier l'équilibre global

Le programme de raccordement de la PPE 3 se prépare dans un contexte particulier de tension sur les approvisionnements, auquel RTE s'est préparé dans ses analyses prévisionnelles (cadre de « mondialisation contrariée » analysé par RTE dans le Bilan prévisionnel 2023).

En effet, la chaîne de valeur du raccordement en mer souffre d'un déficit de moyens de production et d'installation pour plusieurs raisons :

(1) Elle repose sur des infrastructures spécifiques (usines situées sur le littoral pour les câbles, chantiers navals pour les postes en mer, navires pour l'installation, moyens de fabrication d'équipements électriques de forte puissance à courant continu).

(2) Elle est très concentrée (au sens du droit de la concurrence). Par exemple, le marché des stations de conversion est dominé par deux acteurs principaux qui concentrent la grande majorité des projets en cours. Il n'existe que huit sites de production en Europe capables d'assembler des postes en mer de puissance 1,2 GW (technologie HVDC 320 kV, environ 12 000 tonnes). Parmi ces huit sites, seuls cinq sont aujourd'hui en mesure d'assembler des postes pour une puissance de 2 GW (technologie HVDC 525 kV, plus de 20 000 tonnes). De la même manière, deux bateaux sont capables de soulever les postes en mer HVDC 320 kV. Parmi ces bateaux, seul un peut soulever la technologie HVDC 525 kV. Du côté de la fabrication des câbles en mer, seuls six acteurs sont présents sur le marché européen avec une vingtaine de navires d'installation.

(3) Cette chaîne de valeur est mise sous tension sous l'effet des contrats passés par plusieurs gestionnaires de réseau. Depuis 2023, les gestionnaires de réseau européens ont par exemple réservé auprès des fournisseurs pour près de 40 GW de raccordement en technologie courant continu pour les dix prochaines années.

(4) Face à cette tension, les équipementiers et installateurs en mer ont démarré un nouveau cycle d'investissements. Par exemple, une usine de câbles sous-marins est en cours de construction en Écosse par le câblier japonais Sumitomo (mise en service prévue en 2026) et l'installateur néerlandais Jan de Nul a commandé un nouveau navire d'installation de câbles sous-marins (prévu pour 2026).

La tension sur les marchés, associée à l'éloignement croissant des parcs des côtes, entraîne une hausse significative du coût des raccordements en mer.

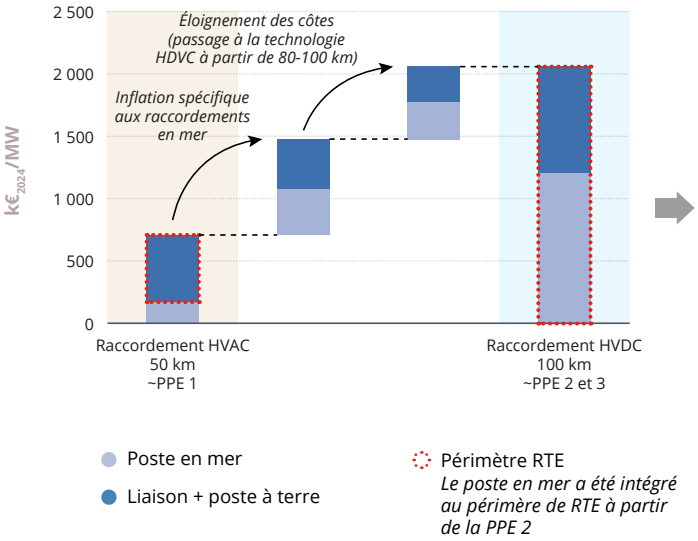
Conformément aux éléments présentés dans la consultation publique du printemps 2024, RTE a mené des analyses sur l'évolution des coûts du raccordement et des coûts complets de la filière (périmètre raccordement + production).

L'augmentation du coût des raccordements n'affecte pas la tendance générale à la baisse du coût « production + raccordement » de l'éolien en mer. Pour les parcs posés de la première PPE (AO1 et AO2), il s'élevait à près de 195 $€_{2024}$/MWh. RTE estime désormais ce coût complet à en moyenne 95 $€_{2024}$/MWh pour les parcs posés des PPE 2 et 3 et 125 $€_{2024}$/MWh pour les parcs flottants.

Toutefois, la compétitivité globale de la filière nécessite de contenir la hausse des coûts du raccordement et de confirmer la baisse des coûts de la production (en particulier dans un contexte de développement des parcs flottants).

FICHE 6

Évolution du coût du raccordement depuis la PPE 1



Impact sur l'évolution des coûts « production + raccordement » de l'éolien en mer (moyenne par PPE) – estimation RTE

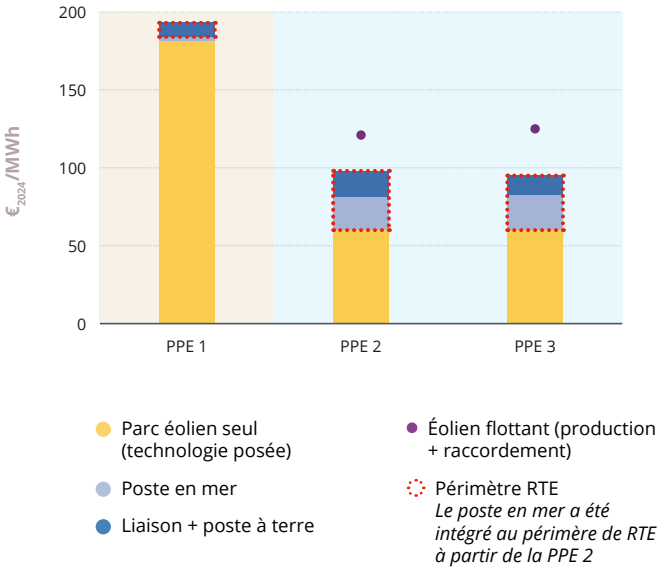


Figure 6.3 – Évolution du coût du raccordement et impact sur le coût « production + raccordement » de l'éolien en mer

La stratégie proposée par RTE dans le SDDR répond à cet impératif de compétitivité. Elle repose sur la structuration d'une filière française et sur un calendrier qui évite le « *stop and go* ».

Sur la filière, RTE vise 50% de retombées économiques des raccordements en France.

La France est encore peu présente sur la chaine de valeur du raccordement en mer. Elle dispose d'un site d'assemblage de postes électriques en mer à Saint-Nazaire avec les Chantiers de l'Atlantique mais ce site n'est actuellement pas adapté aux plateformes 2 GW. Deux usines de câbles souterrains sont implantées sur le territoire mais elles ne peuvent pas produire de câbles sous-marins.

Tenir cet objectif implique de nouer des partenariats stratégiques de long terme sur l'ensemble de la chaîne de valeur (plateformes, électronique de puissance, câbles). Ces partenariats seront conclus à l'issue de procédures concurrentielles. Ces partenariats porteront à chaque fois sur les quatre dimensions de la nouvelle politique d'approvisionnement de RTE (*cf.* fiche n°2) : (1) de meilleures conditions économiques grâce à la visibilité offerte par RTE, la fermeté et la massification des commandes, (2) le rythme de « passage à l'échelle », (3) la localisation de la production des matériels de sorte à maximiser les retombées sur le territoire européen et français et (4) la performance environnementale.

Pour les premiers postes en mer à courant continu, de tels partenariats ont par exemple été noués avec les chantiers navals de Saint-Nazaire. Les futurs appels d'offres de RTE porteront également sur des postes de grande taille que les lieux d'assemblage des postes en mer en France et Europe doivent désormais anticiper (trois paliers technologiques).

Sur le rythme industriel, à date, il doit être lissé pour ne pas consister en une simple juxtaposition de phases de ralentissement et d'accélération. Certaines périodes concentrent plusieurs têtes de série : par exemple, à la fin de la décennie, RTE mènera de front les chantiers pour ses trois têtes de série (poste en mer HVAC, HVDC 320 kV et HVDC 525 kV). La mise en œuvre de ce type de cycle est un défi en soi (sur le plan technique, économique et pour la gestion des compétences de l'ensemble de la filière du raccordement). Le lissage du

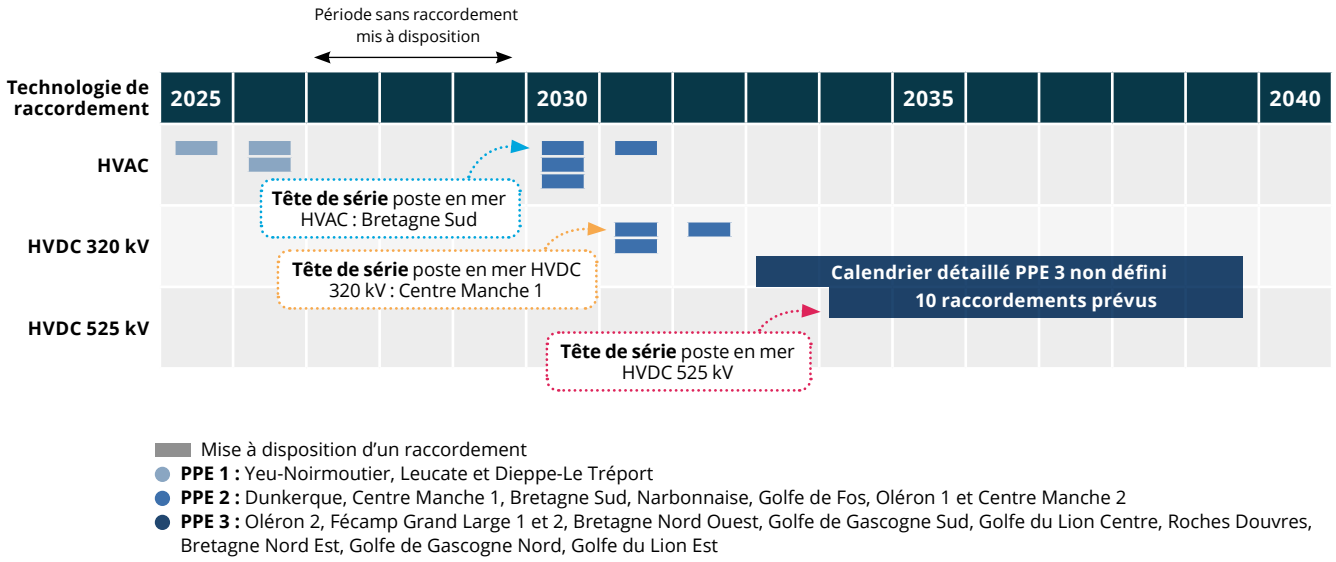


Figure 6.4 – Calendrier prévisionnel des mises à disposition aux producteurs des raccordements de parcs en mer (selon rythme industriel à date)

rythme industriel est également nécessaire au développement d'usines de production : le *stop and go* est un risque pour l'activité d'une usine.

Pour mener à bien cette stratégie, RTE engage une séquence d'approvisionnement dédiée au programme PPE 3

RTE a débuté en 2024 une phase de consultation auprès de ses fournisseurs. Une consultation est en cours pour l'approvisionnement de RTE en postes en mer et stations de conversion terrestres de technologie HVDC 525 kV (une autre sera lancée dans les prochains mois pour la technologie 320 kV) et un appel à manifestation d'intérêt a été lancé pour l'approvisionnement en câbles.

Cette phase d'approvisionnement permettra notamment de déterminer, d'ici mi-2026, les usines qui fabriqueront les câbles et les chantiers navals qui assembleront les postes en mer pour, au minimum, les raccordements des parcs de l'AO10.

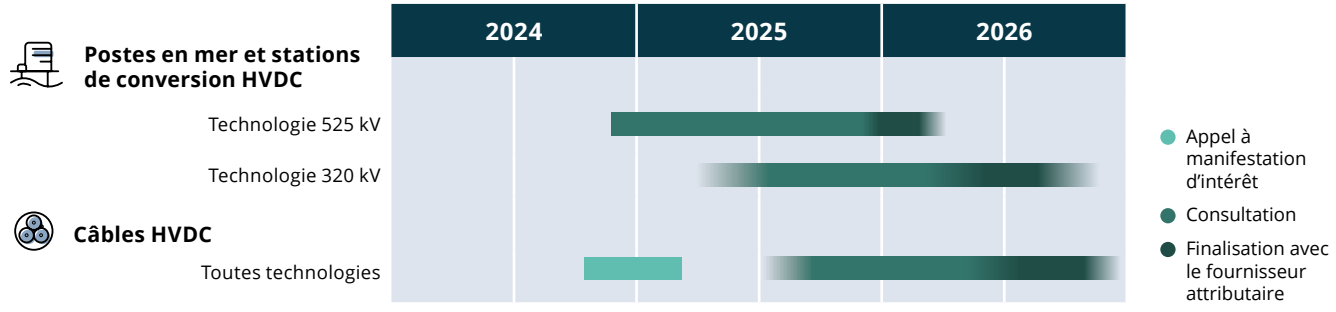


Figure 6.5 – Calendrier prévisionnel de l'approvisionnement pour les raccordements de l'AO10

Elle doit également conduire à affermir le chiffrage du programme et, dès lors, à actualiser les coûts complets de la filière éolienne en mer (périmètre raccordement + production). Les investissements de RTE dans le raccordement des parcs de la PPE 3 seront engagés en lien avec l'État et la CRE, après s'être assuré de leur compétitivité économique au regard du système électrique (raccordement + production).

Sur cette base, RTE soumettra à la validation de l'État une proposition de calendrier de raccordement et confirmera la part France associée à ce calendrier.

Préparer la maintenance des infrastructures en mer

RTE doit organiser d'ici 2030 la maintenance des infrastructures en mer (postes en mer et liaisons sous-marines) afin d'en assurer l'exploitation dans la durée et la surveillance (notamment vis-à-vis du risque cyber).

Compte tenu des contraintes spécifiques de l'environnement marin, une attention particulière sera portée à cet enjeu.

INDICATEURS

2,2 M€/MW :
cible de performance économique pour les raccordements de la PPE 2 (cette cible intègre le poste en mer, ce qui n'est pas le cas de la cible PPE 1).

6,5 GW de raccordement à mettre à disposition entre 2030 et 2032 pour les parcs des AO3 à 8 (Dunkerque, Centre Manche 1, Bretagne Sud, Narbonnaise, Golfe de Fos, Oléron 1 et Centre-Manche 2) et les extensions des AO5 et 6 (Bretagne Sud 2, Narbonnaise 2 et Golfe de Fos 2).

35 % des dépenses du programme de raccordement de la PPE 2 réalisées en France et 60 % en Europe (fournitures terrestres, fournitures maritimes, études, *etc.*).

10 % minimum :
poids des critères environnementaux dans les marchés RTE

TEMPORALITÉ

PPE 1

Enjeux 2025-2030

6 projets terminés, 3 en phase réalisation

AO1 + AO2 + appels à projets flottant

- Finaliser les travaux pour Yeu-Noirmoutier, Dieppe-Le Tréport et Leucate

Planning

Mise à disposition entre 2022 et 2026 pour 3 GW

Enseignements

- Raccordement compris entre 20 et 60 km
- Respect des délais de raccordement et de la cible de coût fixé dans le SDRR 2019
- Coût complet de l'éolien en mer estimé :
  - posé : ~195 €$_{2024}$/MWh dont ~5 % pour le raccordement (dont poste en mer sous la responsabilité du producteur)
- Producteur parfois en retard par rapport au calendrier contractuel

PPE 2

7 projets déjà planifiés

AO3 à 8 + extensions AO5 et 6 (inclus dans l'AO9)

- Finaliser l'approvisionnement
- Finir les études détaillées
- Obtenir les autorisations
- Lancer les travaux

Mise à disposition entre 2030 et 2032 pour 6,5 GW

- Raccordement compris entre 55 et 140 km (hors Dunkerque)
- Calendriers très serrés (7 projets en 3 ans)
- Deux têtes de série : poste en mer HVAC 225 kV et poste en mer HVDC 320 kV.
- Forte hausse du coût des raccordements due à la tension sur la chaine de valeur
- Coût complet de l'éolien en mer estimé :
  - posé : ~100 €$_{2024}$/MWh dont ~40 % pour le raccordement (dont poste en mer sous la responsabilité de RTE)
  - flottant : ~120 €$_{2024}$/MWh dont ~25 % pour le raccordement (dont poste en mer sous la responsabilité de RTE)

PPE 3

10 projets localisés

Extension AO7 (inclus dans l'AO9) + AO10 + AO11

- Préparer un programme industriel sans précédent depuis la création de RTE (risque concentré sur un faible nombre de projets)
- Structurer une filière française du raccordement en mer (liaison HVDC + poste en mer)
- S'appuyer sur cette filière pour construire un calendrier de raccordement (impact sur le calendrier de mises en service des parcs – possibilité de raccourcissement des délais entre le raccordement et la mise en service à travailler)
- Vérifier l'équilibre économique global du programme (raccordement + production)

CRE Faire valider le programme par l'État et la CRE

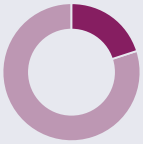
Calendrier à définir suite à la publication du SDDR

- Raccordement compris entre 80 et 200 km
- Une tête de série : poste en mer HVDC 525 kV
- Coût complet de l'éolien en mer estimé :
  - posé : ~95 €$_{2024}$/MWh dont ~35 % pour le raccordement (dont poste en mer sous la responsabilité de RTE)
  - flottant : ~125 €$_{2024}$ /MWh dont ~30 % pour le raccordement (dont poste en mer sous la responsabilité de RTE)
- **Opportunité de localiser environ 50 % des fournitures maritimes (priorité 2025)**

FICHE 6

AVANT/APRÈS

Part France des dépenses

	Raccordement complet	Dont fournitures maritimes
PPE 1	*Fourniture maritime et terrestre + transport et installation*	*Câbles sous-marins uniquement*
		
	~50 % en France	**0 % en France**
PPE 2	*Fourniture maritime et terrestre + transport et installation*	*Câbles sous-marins + poste en mer*
		
	~35 % en France	**~35 % en France**
PPE 3 (sans leviers)	*Fourniture maritime et terrestre + transport et installation*	*Câbles sous-marins + poste en mer*
		
	~20 % en France	**~20 % en France**
PPE 3 (avec leviers)	*Fourniture maritime et terrestre + transport et installation*	*Câbles sous-marins + poste en mer*
		
	40 à 50 % en France	**~50 % en France**

Enseignements

PPE 1

- Pour ces projets, les dépenses sont en **majorité déjà réalisées.**
- Les parcs sont proches des côtes, et ont ainsi une forte composante terrestre dans les raccordements (la part terrestre des raccordements des AO1 et 2 représente 47 % de la distance totale des raccordements).
- **Pour la partie terrestre, RTE peut s'appuyer sur sa base industrielle historique située en France :** études, génie civil, fabrication de câbles souterrains, génie électrique, etc.
- **Pour la partie maritime, RTE a dû faire appel à des entreprises situées ailleurs en Europe** car la France ne dispose pas de base industrielle adaptée (notamment pour la fabrication des câbles sous-marins).

PPE 2

- Pour ces projets, les contrats sont en **majorité déjà signés ou le seront dans les prochains mois.**
- **L'augmentation de la composante maritime des raccordements (éloignement des côtes + ajout du poste en mer) diminue la part France des raccordements.** Ceci est notamment dû aux câbles sous-marins qui ne sont pas produits en France car la filière n'existe pas et que le calendrier ne permet pas d'y remédier.
- RTE a conclu un partenariat stratégique avec les Chantiers de l'Atlantique à l'issue de procédures concurrentielles pour l'assemblage des trois postes en mer HVDC de la PPE 2 (contrat signé en consortium avec Hitachi Energy) et d'un poste en mer HVAC.

PPE 3 (sans leviers)

- **Pour ces projets, l'approvisionnement n'est pas sécurisé. Sans mise en place de leviers, la « part France » diminuerait encore du fait de l'éloignement des côtes et d'un nouveau palier technologique pour les postes en mer non couvert à ce stade en France.**

PPE 3 (avec leviers)

RTE étudie plusieurs leviers de territorialisation, qui seront toujours activés dans le respect du code de la commande publique :

- Identifier les conditions associées à la création d'une usine de câbles sous-marins en France et à l'assemblage de postes en mer 525 kV (en plus des deux autres paliers). Il s'agit d'une priorité 2025, nécessaire à l'établissement d'un calendrier pour le programme PPE 3.
- Identifier les conditions pour localiser en France des capacités de production ou d'assemblage de matériels électriques HVDC (valves, transistors) et de structures qui soutiennent les postes en mer *(jacket).*
- Inciter les assureurs français à intervenir sur les activités maritimes.



EXEMPLE : YEU-NOIRMOUTIER (PPE 1)

État des lieux

Le parc éolien en mer de Yeu-Noirmoutier est un parc posé issu du second appel d'offres lancé en 2013. D'une puissance de 488 MW, il est situé à 12 km de l'Île d'Yeu pour une distance de raccordement de 56 km. Pour ce projet, et comme pour les autres raccordements des AO1 et 2, RTE n'a pas la maîtrise d'ouvrage du poste en mer (à la charge du producteur). Le projet est donc composé de la liaison sous-marine et souterraine qui permet de relier le parc en mer au réseau terrestre.

Description du projet

Le parc est raccordé au poste de Gué au Roux (nouveau poste électrique 225 kV – situé à proximité de Soullans en Vendée) via une double liaison HVAC 225 kV de 27 km pour la partie sous-marine et de 29 km pour la partie souterraine. RTE a obtenu les autorisations pour réaliser les travaux en 2018 et 2019. Les travaux ont débuté en 2022 au moment où le producteur lauréat a confirmé son investissement, et sont désormais terminés pour la partie terrestre. Les travaux en mer sont en cours de finalisation. Le coût à terminaison estimé du projet est de 375 M€, dans la fourchette cible définie par la CRE. Comme prévu initialement, le coût de ce projet est plus élevé par rapport aux autres projets de l'AO1 et de l'AO2 en raison de conditions de sol plus difficiles sur ce littoral (fonds rocheux) qu'en Manche et Mer du Nord (fonds sableux) rendant complexe la protection de la liaison sous-marine. La cible de coût global du programme AO1 et 2 peut néanmoins être tenue car d'autres raccordements ont bénéficié de coûts à terminaison plus faibles que la cible (p. ex. : Saint-Nazaire et Calvados).

Enjeux court terme

Après la fin de la phase d'essais, la mise à disposition du raccordement est prévue au premier semestre 2025. Elle respecte le délai contractuel et permettra au producteur de réaliser les tests nécessaires à la mise en service.

Le poste en mer a été installé en 2024 par le producteur, et les fondations des éoliennes sont actuellement en cours d'installation. La mise en service du parc est prévue fin 2025.



EXEMPLE : OLÉRON 1 (PPE 2)

État des lieux

L'État a décidé le 27 juillet 2022 de retenir une zone de 180 km² à plus de 30 km au large de l'île d'Oléron pour développer un parc éolien en mer posé d'une puissance maximale de 1,2 GW.

Le raccordement doit être réalisé en technologie à courant continu (palier 320 kV). Le tracé – maritime et terrestre – a de forts enjeux environnementaux (enjeux ornithologiques en mer comme à terre, atterrage dans le port de La Pallice, traversée souterraine de La Rochelle, passage à travers le Marais Poitevin notamment).

L'installation du poste en mer nécessite une vigilance particulière, en raison des conditions météo-océaniques de la zone concernée. RTE cherchera à privilégier une installation du poste en mer au printemps ou en été pour limiter les risques. Les conditions météo-océaniques de la façade atlantique ont participé au choix de la technologie 320 kV pour le premier raccordement en courant continu de la façade atlantique. En effet, les postes 320 kV ont un plus faible tonnage que les postes 525 kV : dans une zone marquée par des conditions techniques difficiles, il est cohérent de commencer à maîtriser le risque industriel avec un palier technique de moindre envergure.

Description du projet

Le raccordement est attendu pour 2032 afin de sécuriser une mise en service du parc éolien en mer aux alentours de 2033. D'une longueur de 140 km, ce raccordement sera le plus long raccordement de parc éolien en mer mis en service par RTE. La part maritime

est composé de 75 km et la part terrestre de 65 km. Le coût du projet est estimé à 2,7 Md€.

Pour bien appréhender les secteurs les plus à enjeux et les mesures d'évitement, de réduction et de compensation les plus pertinentes, RTE a noué des partenariats avec des acteurs locaux dont le Parc naturel régional du Marais poitevin ou encore le laboratoire d'hydrographie de l'Université de La Rochelle.

Enjeux à court terme

Faisant suite à une concertation préalable qui a duré deux ans, l'État validé à l'été 2024 le fuseau de moindre impact du projet. RTE prépare désormais les dossiers de demandes d'autorisations, avec comme objectif une obtention de ces autorisations en 2027.

Dans le même temps, RTE prépare la phase chantier (démarrage des travaux en 2027). Cette dernière concentre un vrai défi industriel (aucun raccordement HVDC 320 kV déjà mis en service en France, environnement marin difficile dans l'océan Atlantique, longue distance, *etc.*).

Enfin, après avoir sécurisé en mai 2024 l'approvisionnement pour le poste en mer et la station de conversion terrestre dans la cadre d'un contrat-cadre signé avec un consortium composé de Hitachi Energy et des Chantiers de l'Atlantique, RTE finalise actuellement les termes du contrat pour les câbles sous-marins et souterrains avec Nexans.



EXEMPLE : GIRONDE LOIRE ATLANTIQUE – PROJET D'AMÉNAGEMENT MARITIME (MUTUALISATION RENFORCEMENT ET RACCORDEMENTS DE PARCS DE LA PPE 3)

État des lieux

La décision ministérielle du 27 juillet 2022 faisant suite au débat public relatif au développement de l'éolien en mer en Sud Atlantique identifie les parcs de Oléron 1 (AO7) et Oléron 2 (AO9) de puissance unitaire de 1,2 GW. Cette décision demande à RTE de rechercher des solutions favorisant la mutualisation des infrastructures de réseau sur la façade.

Faisant suite au débat public « La mer en débat », deux parcs éoliens en mer supplémentaires sont identifiés au large de la façade atlantique : Golfe de Gascogne Sud (AO 10) et Golfe de Gascogne Nord (AO 11). Ces parcs sont d'une puissance unitaire de 1,2 GW. Ils sont situés loin des côtes (jusqu'à près de 90 km pour Golfe de Gascogne Sud).

Le SDDR 2025 confirme la façade atlantique comme zone de renforcement du réseau à très haute tension entre 2030 et 2040. Ce diagnostic n'est pas nouveau : il était identifié dans le dernier SDDR mais est amplifié.

Description du projet

Dans le SDDR 2025, RTE indique que plusieurs renforcements de la façade atlantique doivent être étudiés (*cf.* fiche n°10). Chaque projet doit répondre à plusieurs besoins pour être conforme à la stratégie d'ensemble.

Pour la façade atlantique, il est possible d'utiliser les perspectives de raccordement pour les mutualiser avec le besoin de renforcement.

RTE a engagé des études approfondies à ce sujet depuis 2020. C'est ce qui a conduit au démarrage de la concertation autour d'une double ligne électrique sous-marine et souterraine entre la Loire-Atlantique et la Gironde, conformément au cadre défini par la Commission de régulation de l'énergie dans sa délibération n°2023-295.

Ce projet repose sur une technologie innovante : courant continu, 320 kV, avec fonctionnalité multi-terminale : c'est-à-dire qu'il est possible de raccorder des parcs éoliens en mer sur les câbles sous-marins (via un poste en mer).

Il s'agit d'un projet de 400 km pour une puissance de 2,4 GW et permettant le raccordement de deux parcs éoliens en mer *a minima* (Oléron 2 et Golfe de Gascogne Sud).

La réalisation des études approfondies et de la concertation sur ce projet répond à plusieurs exigences :

1) Il s'agit d'une demande formulée dans la décision ministérielle ;

2) La Commission de régulation de l'énergie a donné son accord pour poursuivre les études approfondies dans l'optique de valider l'équilibre technico-économique du projet et de vérifier sa rentabilité par rapport à d'autres solutions ;

3) Il s'agit d'une stratégie mutualisée, ce qui correspond à la logique d'ensemble définie dans le SDDR 2025 ;

4) La façade atlantique est une zone de renforcement importante : il y a donc un enjeu d'aménagement du territoire, de séquencement de projets et d'incidences environnementales à planifier. Ce projet s'inscrit dans cette logique territoriale ;

5) La temporalité des projets de raccordement de l'éolien en mer est longue (> 10 ans) : elle permet d'envisager une innovation technologique et de bien la préparer.

Enjeux à court terme

RTE mène les phases préparatoires au projet de double ligne électrique entre la Loire-Atlantique et la Gironde.

La concertation a démarré. La première étape de la concertation Fontaine s'est achevée le 31 janvier 2025, avec la validation par le préfet de la région Nouvelle-Aquitaine de l'aire d'étude dans laquelle s'inscrira le projet. La recherche du fuseau de moindre impact va désormais s'engager, en parallèle d'un certain nombre d'études techniques, permettant d'évaluer la faisabilité des différentes options discutées avec les territoires. La validation du fuseau de moindre impact pourrait intervenir début 2026.

La séquence d'approvisionnement est en cours : il s'agit d'une étape-clé car elle doit confirmer la faisabilité technique et la rentabilité économique de cette solution dans un contexte de forte tension sur les matériels électriques à courant continu.

Les études économiques se poursuivent afin de s'assurer de la valeur économique du projet par rapport à des solutions alternatives, notamment des solutions envisageant le renforcement du réseau terrestre ou un couplage avec des solutions de flexibilité de type batteries. Parmi les solutions à l'étude, RTE envisage également la possibilité de raccorder un troisième parc éolien en mer sur les lignes électriques du projet Gironde-Loire-Atlantique. Sur le plan économique, une telle innovation aurait de la valeur. Sur le plan industriel, sa faisabilité n'est pas acquise.

Conformément à la stratégie proposée pour le programme de raccordement PPE 3, la décision d'investir dans le projet est conditionnée à (1) une confirmation de son calendrier global (séquence d'approvisionnement), (2) un affermissement de ses coûts et de la solution technique (séquence d'approvisionnement) (3) une mise à jour de sa performance économique d'ensemble (études économiques), (4) son insertion globale dans le territoire dans une logique d'aménagement (concertation sur le projet + lien avec le renforcement du réseau 400 kV).

FICHE 7

Raccordement des énergies renouvelables terrestres

Atteindre les objectifs de l'État et renforcer la planification des réseaux à haute tension

La stratégie vise à définir un programme industriel priorisé et transparent qui conduit à atteindre, sans les dépasser, les objectifs de l'État

Intensité de l'effort proposé dans la stratégie de référence

8 Md€ — **50 Md€**

Une part des 14 Md€ des dépenses de renforcement de la structure du réseau à très haute tension

SITUATION ACTUELLE

Au cours des dernières années, la France a progressivement développé un parc éolien et solaire significatif : l'éolien est la troisième source de production d'électricité du pays, légèrement derrière l'hydraulique, et le solaire la quatrième. Leur production a dépassé, pour la première fois en 2024, celle du parc thermique.

Le parc éolien et solaire contribue à la performance de la production électrique française, qui était décarbonée à 95% en 2024.

Il n'y a aucun doute sur le fait que le développement des énergies renouvelables électriques nécessite une extension du réseau électrique, de transport comme de distribution.

Les enjeux économiques associés au développement des énergies renouvelables sont documentés dans plusieurs rapports de RTE (rapport conjoint RTE – Agence internationale de l'énergie, *Futurs énergétiques 2050*).

En particulier, le dernier SDDR présentait le lien entre le raccordement des énergies renouvelables terrestres et le dimensionnement du réseau public de transport d'électricité et proposait une stratégie de développement du réseau permettant de limiter la construction de nouvelles infrastructures et d'économiser 7 Md€ d'investissements sur la période 2020-2035.

Cette stratégie reposait sur :

- une phase d'optimisation du réseau existant, permettant le raccordement rapide d'énergies renouvelables terrestres ;
- une phase de développement du réseau, nécessaire à partir de 50 GW de production solaire et éolienne terrestre.

Début 2025, il est possible de dresser un bilan de la mise en œuvre de cette stratégie.

L'optimisation du réseau a été mise en place. Elle a permis d'éviter de l'ordre de 1,5 Md€ d'investissements sur la période 2019-2025.

Les congestions sur le réseau ont légèrement augmenté (ce qui est le corollaire de l'optimisation du réseau existant). Le déploiement industriel d'automates permettant de gérer de manière plus efficace ces congestions a démarré en 2024 (*cf.* bilan du SDDR 2019).

Fin 2024, 24 GW de solaire et 23 GW d'éolien terrestre sont en service : le seuil des 50 GW sera atteint en 2025.

Poursuivre le développement des énergies renouvelables terrestres, conformément aux orientations de l'État, nécessite donc d'investir dans le réseau.

Des infrastructures de réseau – transport et distribution d'électricité – ont été identifiées : la planification est réalisée au niveau territorial par l'intermédiaire des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR).

Ces schémas offrent de bonnes propriétés : les infrastructures sont mutualisées (ce qui évite des développements au cas par cas) et financées en partie par les producteurs renouvelables (dispositif de quote-part).

Depuis 2020, de nouvelles infrastructures ont été identifiées dans les différentes régions administratives pour un montant de 4,5 Md€, dont 120 postes électriques qui collectent la production pour la répartir sur le réseau à haute voire très haute tension (postes-sources).

Ces schémas comportent néanmoins deux limites : (1) la somme des capacités prévues dans les schémas régionaux dépasse les objectifs de l'État à horizon 2030 et (2) les schémas ne précisent pas de dates fermes de mise en service des infrastructures électriques (ils prévoient des seuils de déclenchement assortis à un volume de projets renouvelables matures). Les schémas n'indiquent donc pas clairement quand ces 4,5 Md€ doivent être investis.

Cet état de fait peut conduire soit à des risques de retard (si RTE attend les seuils de déclenchement pour lancer les projets de réseau), soit à un surinvestissement (si RTE démarre tous les travaux en parallèle). Dans tous les cas, cela est problématique pour préparer un programme de travaux.

Sur le plan législatif et réglementaire, un travail important a été réalisé au cours des trois dernières années pour répondre à cette problématique. En particulier, la loi APER a introduit la notion d'ouvrages prioritaires assortis à des dates-fermes. Les prochaines révisions de schémas conduiront donc à renforcer la planification.

ENJEUX POUR LE RÉSEAU

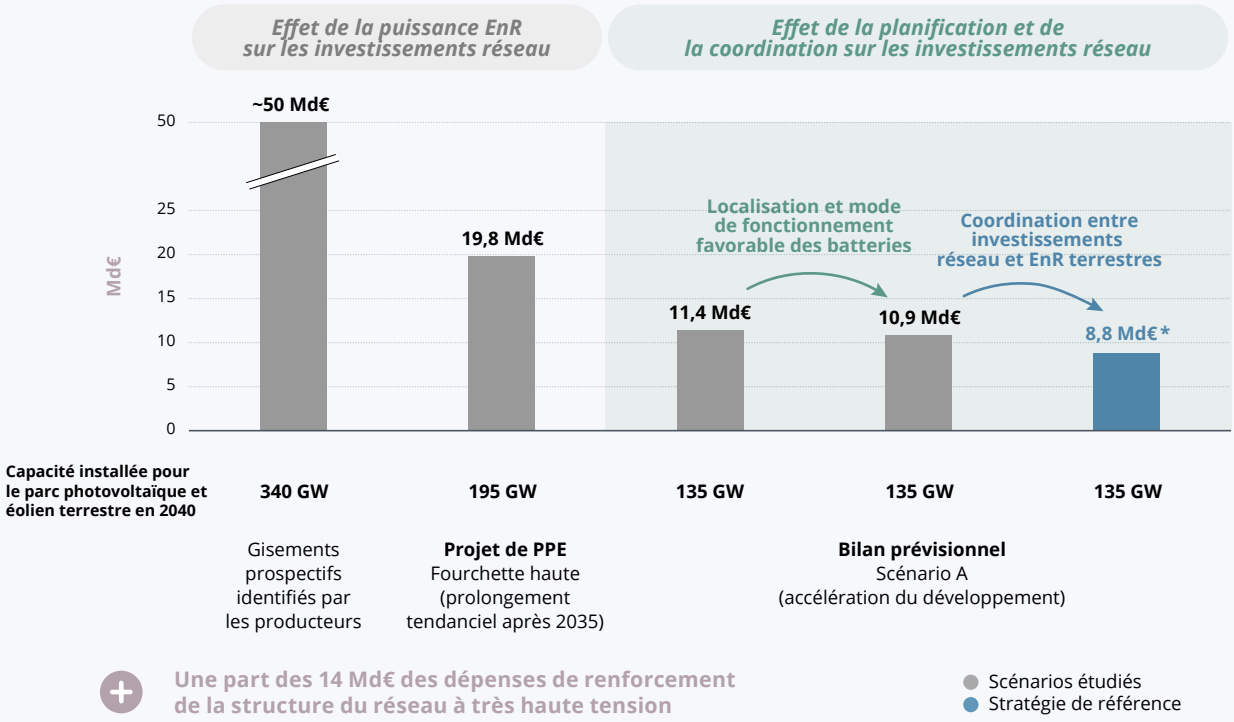
En premier lieu, le SDDR doit donner de la visibilité sur les infrastructures qui seront construites d'ici 2030 (sans attendre le processus de révision des schémas régionaux qui doit s'étaler entre 2025 et 2028). Il s'agit donc de « prioriser » les infrastructures identifiées au sein des dernières planifications régionales (c'est-à-dire au sein des S3REnR actuellement en vigueur dans chaque région) pour respecter les objectifs de l'État.

En second lieu, le SDDR doit décrire les principes qui seront retenus pour la préparation des prochains schémas, notamment pour assurer la construction d'un réseau optimisé et mutualisé et d'en minimiser les coûts.

Dans tous les cas de figure, l'objectif est de donner de la visibilité aux producteurs sur le programme de développement du réseau.

STRATÉGIE DE RÉFÉRENCE ET ALTERNATIVES POSSIBLES

Investissement sur 15 ans selon le scénario et les choix d'optimisation



* Ces investissements intègrent également les investissements pour l'accueil de consommateurs (p. ex. : mobilité longue distance). Ces derniers peuvent être optimisés avec les infrastructures construites pour les énergies renouvelables sous réserve d'un renforcement de la planification régionale

Choix de la stratégie de référence

RTE propose de mettre en place un programme industriel priorisé dans le but d'atteindre, sans les dépasser, les objectifs de l'État pour le parc solaire et éolien terrestre. Cette stratégie conduit à ne pas construire les infrastructures qui répondent à l'ensemble des remontées des producteurs (340 GW).

La réussite de cette stratégie passe par un renforcement de la planification des infrastructures. Elle implique *(i)* une meilleure coordination des investissements dans le réseau et ceux dans la production et *(ii)* une mutualisation, dès que cela est possible, des infrastructures construites pour la production avec d'autres usages.

Prioriser le développement des ouvrages identifiés dans les S3REnR actuels afin d'accueillir le volume d'énergies renouvelables terrestres prévu par l'État

A contrario, la mise en service de toutes les infrastructures prévues dans les S3REnR actuels d'ici 2030 permettrait d'atteindre les objectifs présentés dans le projet de PPE 3 pour l'éolien terrestre et le photovoltaïque avec plusieurs années d'avance (entre 2 et 5 ans en fonction de la cible retenue).

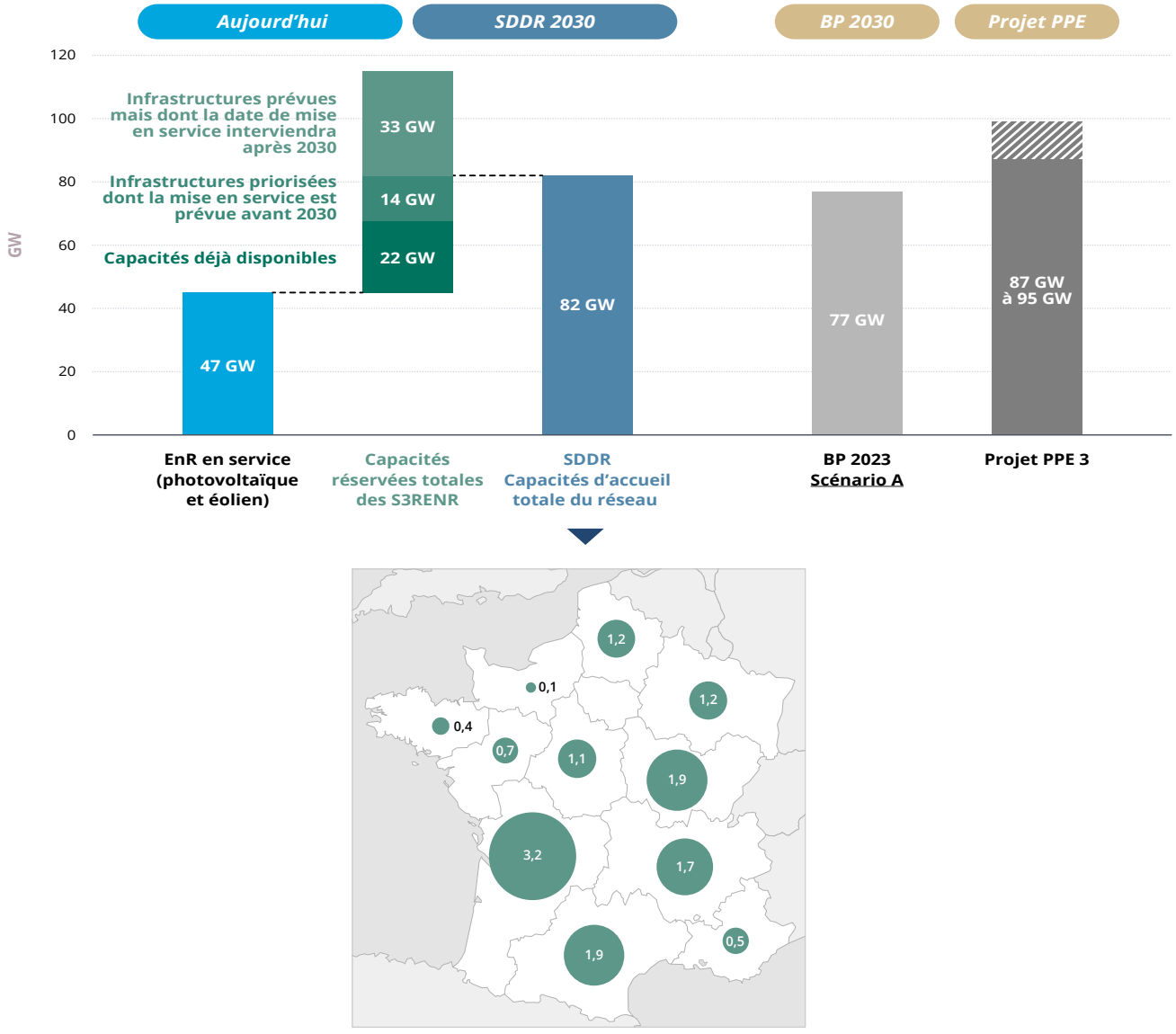


Figure 7.1 – Écart entre les S3REnR en vigueur, le projet de PPE et le dernier Bilan prévisionnel et proposition de priorisation dans le SDDR

L'attente des seuils de déclenchement conduirait à l'inverse à un retard dans l'atteinte de ces objectifs.

Face à cette situation et en partenariat avec Enedis, RTE a élaboré une liste d'infrastructures prioritaires au sein des derniers S3REnR. Cette priorisation permet de garantir des mises en service dans toutes les régions d'ici 2030 (à l'exception de l'Île-de-France).

Le volume d'infrastructures mises en service sera plus important dans certaines régions : 25% des capacités d'accueil supplémentaires sont situées en Nouvelle-Aquitaine, entre 15 et 20% en Bourgogne-France-Comté, Auvergne-Rhône-Alpes, Occitanie et Centre Val de Loire. Il s'agit de régions dans lesquelles les projets renouvelables sont aujourd'hui les plus nombreux.

Ces infrastructures priorisées peuvent porter la capacité d'accueil du réseau à 82 GW en 2030. Cette capacité correspond à une trajectoire d'accélération importante du développement des EnR, légèrement supérieure au scénario A du Bilan prévisionnel 2023.

Si la PPE 3 retenait un volume plus ambitieux d'énergies renouvelables terrestres, cette liste d'infrastructures prioritaires serait complétée pour assurer la cohérence avec les objectifs de l'État. Les efforts financiers et d'ingénierie seraient alors plus conséquents. Ils nécessiteraient une sécurisation rapide des équipements, en particulier des matériels constituant les postes électriques et câbles souterrains.

Préparer le prochain cycle de révision des S3REnR et renforcer la cohérence entre les cibles régionales de production à raccorder à l'horizon 2035 et les objectifs fixés au niveau national

Entre 2025 et 2028, RTE et les gestionnaires des réseaux de distribution doivent mettre à jour les S3REnR.

À date, il existe un écart très significatif entre les remontées des développeurs de projets et les objectifs présentés dans le projet de PPE (340 GW remontés *vs*. 145 GW pour la fourchette haute du projet de PPE à 2035).

Si les gisements à prendre en compte dans ces schémas ne convergent pas vers des cibles régionales cohérentes avec les objectifs nationaux, alors les investissements dans le réseau pour les accueillir pourraient atteindre 50 Md€ sur les quinze prochaines années. La réalisation d'un tel volume d'infrastructures n'est pas crédible (sur le plan financier et industriel).

Dans ce contexte, RTE engagera le cycle de révision des S3REnR avec l'objectif de garantir l'adéquation entre les besoins d'ouvrages prioritaires mis en service d'ici 2035 et les cibles qui seront définies dans la PPE.

Il est possible de prévoir une ambition plus importante : elle devra alors être précisée dans l'avis du Ministre sur le SDDR et être assortie d'une augmentation des investissements prévus actuellement dans le scénario de référence.

Optimiser les réseaux 63-90-225 kV en incitant les producteurs à se raccorder sur les infrastructures disponibles (« politique de l'offre ») et en mutualisant les infrastructures avec d'autres usages

Le développement des réseaux 63-90-225 kV répond actuellement à une logique de la demande, essentiellement tirée par les énergies renouvelables terrestres qui correspondent à la majorité des besoins de renforcement de ces réseaux sur la période 2025-2040 (environ 60% des besoins).

Or, les études du SDDR montrent qu'il existe un gain à renverser la logique et prévoir un développement des réseaux basée sur une politique de l'offre. Il s'agit de renforcer la coordination des investissements dans le réseau avec ceux dans la production et à orienter les raccordements vers les capacités disponibles du réseau. Cela revient à pousser plus loin la logique d'ouvrages prioritaires introduite par la loi APER.

Selon les modèles d'études, la mise en place de ce type de logique permettrait de réaliser des économies dans le réseau pouvant aller jusqu'à 2 Md€ entre 2030 et 2040. Les gains seraient plus importants dans les régions sujettes à un fort développement du photovoltaïque au sol.

Des leviers d'optimisation supplémentaires pourraient être envisagés et conduiraient à des gains pouvant atteindre 600 M€. Ces leviers d'optimisation reposent sur *(i)* une augmentation des services rendus par les batteries (incitation à la bonne localisation et au bon fonctionnement des batteries – *cf*. fiche n°8) et *(ii)* une mutualisation des infrastructures nécessaires

pour accueillir la production renouvelables et d'autres usages (p. ex. : besoins en électricité des métropoles ou des autoroutes – le développement de la mobilité longue distance peut conduire à des besoins de renforcement des réseaux 63-90-225 kV en fin d'horizon).

Des travaux complémentaires sont nécessaires en 2025 pour vérifier les conditions de matérialisation de ces gains. RTE s'appuiera notamment sur certains répondants à la consultation publique, qui ont indiqué être prêts à travailler sur ces aspects.

Sur cette base et si les gains sont confirmés, RTE proposera à l'État et à la Commission de régulation de l'énergie des modifications du cadre juridique actuellement en vigueur pour le développement des réseaux 63-90-225 kV.

TEMPORALITÉ

	Aujourd'hui	2025-2030	2030-2040
Volume d'EnR terrestres raccordés au réseau	**50 GW**	**Environ 80 GW (2030)** (à confirmer en fonction des arbitrages de la PPE 3)	**Environ 135 GW (2040)** (à confirmer en fonction des arbitrages de la PPE 3)
Infrastructures concernées	**Optimisation du réseau existant**	**Mise en service d'une partie des projets prévus dans les schémas régionaux** *Schémas en vigueur (2e génération)*	**Mise en service des projets prioritaires prévus dans les schémas régionaux** *Schémas actualisés (3e et 4e génération)*
Principes d'optimisation	**Dimensionnement optimal** Proposition de RTE dans le SDDR 2019 pour éviter la construction d'infrastructures utilisées quelques heures par an – approuvée par l'État et la CRE et décliné dans les projets *Gain estimé : 7 Md€ entre 2021 et 2035 dans le SDDR 2019*	**Dimensionnement optimal** + **Liste d'infrastructures priorisées** établies par RTE et Enedis sur la base de la dynamique des schémas en vigueur pour atteindre les objectifs nationaux (équilibre entre « tout lancer » et « attendre les seuils de déclenchement ») + **Publication en 2025 de cartes régionales** précisant les dates de mise en service prévisionnelles (fin des temps-repères)	**Dimensionnement optimal** + **Liste d'infrastructures prioritaires** établies dans le cadre des S3REnR (suite loi APER) + **Renforcement des principes de planification** (= la somme des S3REnR ne doit pas excéder la planification nationale) + **Proposition de principes supplémentaires d'optimisation** dont les conditions de matérialisation pratique doivent être vérifiées (politique de l'offre, mutualisation des besoins, etc.)

FICHE 7

INDICATEURS À SUIVRE

22 GW de capacité d'accueil déjà disponible

14 GW de capacité d'accueil supplémentaire d'ici 2030 dans la trajectoire priorisée avec publication du calendrier de mises en service

Une planification optimisée permettant de respecter les objectifs de l'État et de contenir les investissements : près de **9 Md€** dans le scénario priorisé *vs.* environ **50 Md€** dans un scénario sans priorisation



EXEMPLE : CRÉATION DU POSTE ELECTRIQUE DE FOULVENTOUR (HAUTE-VIENNE)

État des lieux

Le schéma de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) de la Nouvelle-Aquitaine est entré en vigueur en février 2021, à la suite de l'approbation de la quote-part par le préfet de région.

Lorsque toutes les infrastructures seront en service, le réseau électrique de la région pourra accueillir plus de 13 GW d'énergies renouvelables.

Le nord du département de la Haute-Vienne est une zone très dynamique pour le développement des énergies renouvelables. Le schéma prévoit donc la création d'un nouveau poste électrique permettant de mutualiser les besoins de développement de réseau pour les futurs parcs de production.

Description du projet

Le projet est composé d'un nouveau poste électrique aérien 400/225 kV (Foulventour) – qui doit être mis en service par RTE – et d'un poste 225/20 kV mitoyen (Saint-Hilaire-la-Treille) – qui doit être mis en service par Enedis. Ces postes permettront d'accroître la capacité d'accueil du réseau de 900 MW.

Dans cette zone géographique, plusieurs producteurs renouvelables ont annoncé leur souhait de développer la production. Environ 840 MW de capacités de production supplémentaires pourraient être développées d'ici 2030 (dont près de 90% de projets photovoltaïques, tous en haute tension ou très haute tension – il ne s'agit donc pas de projets raccordés en basse tension).

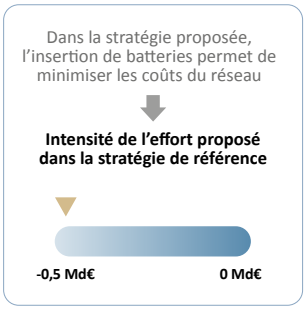
Ce projet a déjà fait l'objet d'une concertation au titre de la circulaire Fontaine ainsi qu'une concertation préalable du public, ayant notamment conduit à un consensus autour de la technologie aérienne retenue pour les nouveaux ouvrages.

Les travaux démarreront à l'été 2025 pour permettre le raccordement des premiers producteurs début 2028.

FICHE 8

Raccordement des batteries stationnaires

Optimiser le raccordement et le fonctionnement des batteries et minimiser les coûts de réseau



SITUATION ACTUELLE

Les batteries stationnaires sont aujourd'hui considérées comme une filière stratégique pour l'évolution du système électrique. RTE a largement documenté les enjeux associés au développement et à l'industrialisation de la filière de stockage d'électricité par batteries (*Futurs énergétiques 2050*, Bilan prévisionnel 2023) : structure de coûts, accès aux matières premières, valorisation sur les marchés de l'électricité, perspectives conjointes entre le développement des batteries, l'évolution du mix de production et la flexibilité de la demande.

En France, les batteries participent aujourd'hui majoritairement à la gestion de l'équilibre du système électrique en temps réel. Environ 1 GW de batteries stationnaires sont raccordées au réseau, dont un tiers directement sur le réseau de transport. Ces dernières ont, en moyenne, une puissance de 20 MW.

Actuellement, les batteries se rémunèrent essentiellement en offrant des services pour assurer l'équilibre du système électrique en temps réel (réserve primaire et, depuis peu, réserve secondaire). Concernant la réserve primaire, les batteries occupent aujourd'hui une place importante en fournissant 40 à 50% des besoins – ce qui est conforme aux analyses effectuées il y a quelques années.

Ce résultat fait suite à un travail approfondi mené par RTE pour faciliter l'accès de nouveaux acteurs à la gestion de l'équilibre du système électrique et, par la même occasion, permettre à la production de « base » – notamment nucléaire – de mieux valoriser le productible sur le marché de l'énergie (en réduisant leur participation à la réserve primaire).

Or, l'espace économique pour la gestion de l'équilibre du système en temps réel est restreint (les besoins pour les réserves primaire et secondaire sont de l'ordre du GW). Les porteurs de projets vont donc devoir se positionner sur d'autres services pour assurer la rentabilité économique de leurs installations. Cette situation a été correctement anticipée par RTE et est décrite dans le dernier Bilan prévisionnel publié en 2023.

Un récent rapport de l'Agence internationale de l'énergie confirme cette dynamique au niveau mondial : si les premiers développements historiques des batteries ont relevé de services d'équilibrage en temps réel (services système), c'est au travers des marchés de l'énergie que les batteries se développent désormais de manière majoritaire (elles déplacent de l'énergie en fonction des heures de la journée). Leur rôle pour la gestion des congestions sur le réseau est plus marginal.

La poursuite du développement des batteries stationnaires nécessite donc d'adapter le raccordement des batteries aux services qu'elles rendront effectivement au système électrique. Les besoins diffèrent si une batterie a vocation à participer à l'équilibrage en temps réel (elle doit alors pouvoir injecter ou soutirer à tout instant), si elle participe au marché de l'énergie (déplacement d'énergie au cours de la journée) ou si elle a vocation à participer à la gestion des congestions sur le réseau. Plusieurs dispositifs ont fait l'objet d'expérimentations pour diversifier les services rendus par les batteries pour le système électrique.

RTE a notamment lancé un démonstrateur intégrant des batteries à des postes électriques sur les niveaux

de tension 63-90 kV dans le but de réduire la charge sur les lignes électriques à proximité. La Commission de régulation de l'énergie a accepté la mise en place de ce démonstrateur et demandé de la compléter par d'autres dispositifs permettant d'assurer l'émergence de batteries dans le domaine concurrentiel.

Conformément à cette demande, RTE a publié entre 2020 et 2022 des cartes régionales, puis nationales, de contraintes résiduelles sur le réseau de transport d'électricité. Ces cartes permettent de donner de la visibilité aux développeurs de batteries sur les localisations « favorables » pour leur implantation sous réserve que leur modèle d'affaires repose sur la gestion des congestions sur le réseau.

RTE a également lancé un appel d'offres expérimental dans le but d'installer une batterie en lieu et place d'un projet de renforcement du réseau. Cet appel d'offres a conduit au choix d'un lauréat en 2024 pour la zone de Perquié dans les Landes.

ENJEUX POUR LE RÉSEAU

La dynamique de raccordement des batteries stationnaires s'amplifie (notamment grâce à la baisse des coûts permise par l'industrialisation de la fabrication de batteries pour les véhicules électriques). Le nombre de demandes de raccordement a été multiplié par deux depuis 2022 et plus de 7 GW de projets ont réservé leurs droits d'accès au réseau de transport d'électricité.

La localisation des batteries ayant contractualisé un droit d'accès au réseau peut sembler contre-intuitive : les batteries ne se raccordent pas dans les régions qui comportent le plus grand nombre de projets photovoltaïques et présentent des contraintes d'évacuation de cette production. Pourtant, associée à un fonctionnement adéquat des batteries, l'utilisation de la production photovoltaïque peut être optimisée.

Ceci est dû au fait qu'il n'existe aujourd'hui aucune incitation à se raccorder aux endroits qui permettent de soulager les congestions sur le réseau et à adopter un fonctionnement adapté à la gestion de ces congestions. Le SDDR vise à apporter une réponse à cette situation.

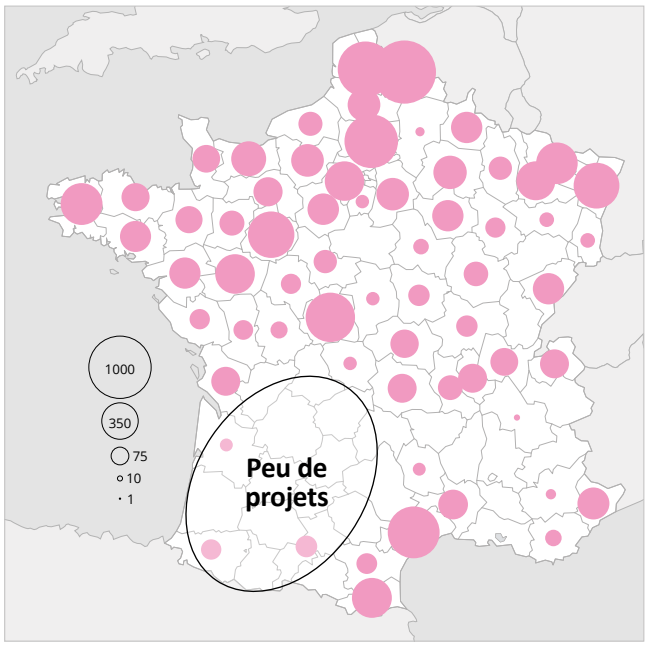
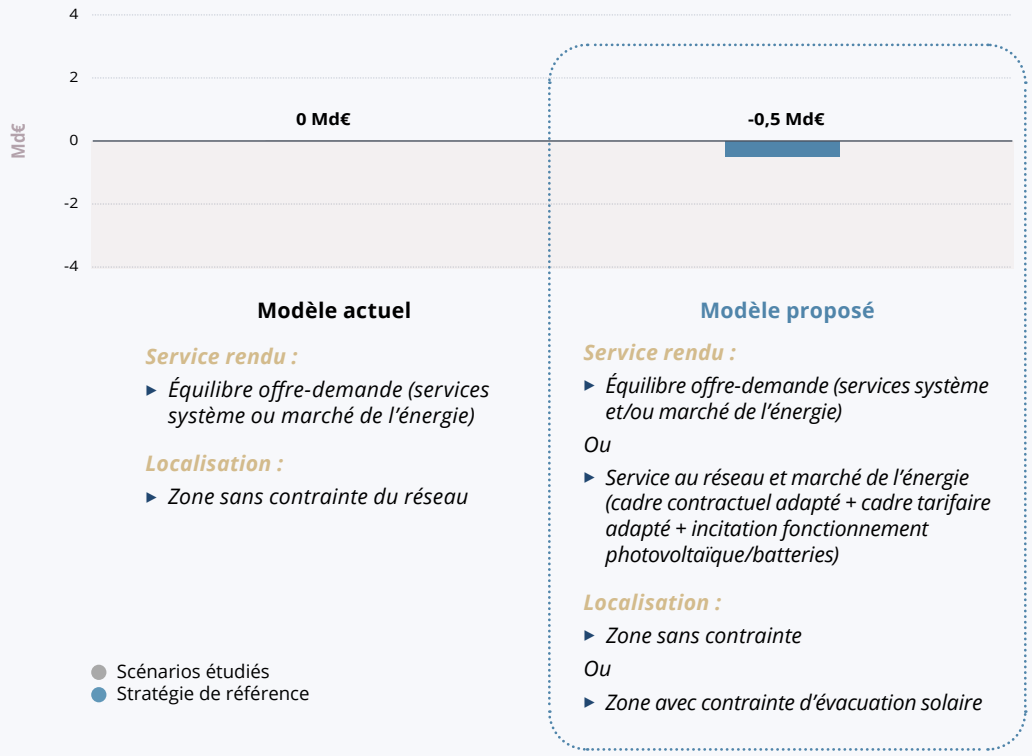


Figure 8.1 – Localisation des batteries stationnaires ayant fait une demande de raccordement au réseau public de transport d'électricité (puissance cumulée des demandes de raccordement en MW) – état des lieux à fin 2024

FICHE 8

STRATÉGIE DE RÉFÉRENCE ET ALTERNATIVES POSSIBLES

Impact du mode d'insertion des batteries sur les investissements réseau sur 15 ans
Modélisation de 6 GW de batteries supplémentaires rapport à celles qui participent déjà aux services système (bouquet de flexibilité de référence du Bilan prévisionnel 2023)



Choix de la stratégie de référence

RTE retient un scénario d'incitation à la bonne localisation et au fonctionnement contracyclique des batteries (c'est-à-dire que ces batteries soutirent pendant le pic de production photovoltaïque) : il permet d'accélérer le raccordement des batteries voire de minimiser les investissements dans le réseau.

Ce scénario est cohérent avec l'introduction d'une tarification réseau spécifique pour le stockage, prévue par la Commission de régulation de l'énergie pour le TURPE 7.

Accélérer les raccordements grâce à la mise en place d'un cadre spécifique pour les batteries, basé sur la définition d'un gabarit fixé *ex ante*

Les gabarits de fonctionnement consistent à définir *ex ante* des plages horaires dans lesquelles la batterie peut fonctionner « librement » et d'autres plages horaires dans lesquelles le fonctionnement est encadré pour ne pas surcharger le réseau.

Grâce aux gabarits, il n'est pas nécessaire de dimensionner le réseau pour permettre à la fois l'injection de la production et celle des batteries sur le réseau. Sans ce système, RTE est obligé de proposer aux batteries un schéma de raccordement qui rend possible les configurations les plus défavorables pour le réseau : celles où la production renouvelable et les batteries injectent simultanément sur le réseau. Il en résulte (1) des propositions de raccordement peu attractives (imposition de limitations, coûts), et (2) un potentiel surinvestissement dans le réseau (chiffré à 2,5 Md€).

Les gabarits permettent donc d'accélérer le raccordement des batteries (car ils permettent d'éviter de prévoir des renforcements du réseau pour mettre à disposition le raccordement à pleine puissance de la batterie) et de réduire l'investissement dans l'infrastructure qui résulterait d'un système devant prévoir le cas le plus défavorable.

Dans un premier temps, deux types de gabarits sont envisagés :

- Un gabarit applicable dans les zones géographiques qui ont une forte production photovoltaïque (si cette production conditionne le dimensionnement du réseau) ;
- Un gabarit applicable dans les zones géographiques qui ont de fortes consommations hivernales (si ces consommations dimensionnent le réseau dans ces zones).

Le cadre contractuel sera concerté au sein du Comité des utilisateurs du réseau public de transport d'électricité et soumis à l'approbation de la Commission de régulation de l'énergie en 2025.

Inciter les batteries (1) à s'implanter dans les zones dans lesquelles il existe un fort développement du photovoltaïque, (2) si ces zones font l'objet de contraintes d'évacuation de cette production et (3) à soutirer pendant les heures méridiennes (conditions cumulatives)

Actuellement, il n'existe aucun cadre permettant d'inciter les batteries à s'implanter dans ces zones et à soutirer pendant les heures méridiennes. Les batteries ont donc plutôt intérêt à se positionner dans les zones sans contrainte d'évacuation et à ne pas fournir de service au réseau. Les demandes de raccordement reflètent cette situation.

Or, les études du SDDR montrent qu'il existe un intérêt économique pour installer des batteries (1) dans les zones présentant des fortes dynamiques de développement du photovoltaïque et des contraintes d'évacuation de cette production, (2) si ces batteries ont un fonctionnement contracyclique (c'est-à-dire si ces batteries soutirent pendant le pic de production photovoltaïque). Ces conditions sont cumulatives. Les études ne préjugent pas de l'intérêt économique pour un développeur de batterie de s'installer dans ces zones et de fonctionner pendant les heures méridiennes.

Selon les modèles d'études, les gains seraient de l'ordre de 500 M€ d'investissement sur 15 ans sur le réseau (pour 6 GW de batteries installées). Ils pourraient monter jusqu'à 700 M€ pour 12 GW de batteries installées.

Dans les études, les batteries permettent d'éviter des écrêtements de production renouvelable. Cela conduit à repousser voire limiter les investissements de réseau nécessaires à la gestion des contraintes d'évacuation qu'auraient engendré cette production. Ce sont ces gains qui sont restitués dans le SDDR.

Les gains porteraient essentiellement sur les réseaux 63-90-225 kV et seraient plus importants dans certaines régions (p. ex. : Nouvelle-Aquitaine et Occitanie). Le niveau des congestions sur le réseau 400 kV pourrait également être réduit de 5 à 10% mais cette baisse resterait insuffisante pour annuler ou remplacer des besoins de renforcement sur ce niveau de tension.

La matérialisation de ces gains nécessite de disposer d'un cadre pour que les batteries soient incitées à se localiser dans les zones concernées et qu'elles fonctionnent effectivement sur les heures concernées.

RTE prévoit donc d'articuler l'introduction des gabarits de fonctionnement (*cf*. paragraphe précédent) avec la mise en œuvre de mécanismes d'incitation permettant d'assurer un fonctionnement optimisé des batteries pendant les heures méridiennes dans les zones avec un fort développement solaire et les contraintes d'évacuation de la production sur le réseau.

Dans un souci de simplicité et de lisibilité pour les développeurs de projets, il s'agit notamment de commencer par assurer une cohérence avec le mécanisme prévu par le TURPE 7 (p. ex. : garantir que l'existence d'un gabarit ouvre droit au bénéfice de l'incitation tarifaire).

Mettre à disposition des porteurs de projets des outils cartographiques leur permettant d'anticiper le fonctionnement possible de leurs batteries en fonction des zones du réseau

Actuellement, les porteurs de projets de batteries n'ont à leur disposition qu'un seul outil sur les capacités d'accueil du réseau : la carte des contraintes résiduelles. cet outil permet de donner de la visibilité aux investisseurs dont le modèle d'affaire repose essentiellement sur la gestion des congestions sur le réseau.

Néanmoins, certains porteurs de projets souhaitent valoriser leurs projets sur les marchés de l'énergie sans nécessairement participer à la gestion des congestions.

Dès lors, et conformément aux propositions formulées lors de la consultation publique du SDDR et à la délibération de la Commission de régulation de l'énergie sur le TURPE 7, RTE mettra à disposition des outils cartographiques complémentaires dès 2025 : *(i)* sur les zones d'accueil du réseau pouvant accueillir les batteries sans aucune contrainte de fonctionnement *(ii)* sur les zones d'application des différents gabarits de fonctionnement proposées contractuellement et enfin *(iii)* sur les zones de mise en œuvre du tarif spécifique d'utilisation du réseau pour les dispositifs de stockage.

Sur cette base, les développeurs auront de la visibilité sur les zones du réseau les plus favorables en fonction du modèle d'affaires qu'ils souhaitent retenir.



EXTRAIT DES RETOURS DE LA CONSULTATION PUBLIQUE SUR LE CADRE DE RACCORDEMENT DES BATTERIES

Dans la consultation publique, la majorité des porteurs de projets ayant répondu sur la partie relative aux batteries considère que le cadre réglementaire actuel pourrait être amélioré pour simplifier le raccordement des actifs de stockage.

Les acteurs précisent toutefois que les batteries installées sont aujourd'hui principalement destinées à fournir des services système et que cela constitue la source première de revenus des stockeurs. Les fédérations de producteurs d'énergies renouvelables soulignent l'intérêt du stockage pour accompagner l'intégration au réseau des moyens de production d'énergies renouvelables. Le SER a notamment indiqué que : *«le cadre actuel tend à décourager l'installation de batteries dans les zones où elles pourraient justement apporter de la valeur (limitations de puissance injectée, contraintes en puissance installée et non raccordée, etc.). Afin que le stockage tienne pleinement son rôle dans la transition, il est essentiel de définir un cadre qui considère la valeur de tous les services apportés, tant pour l'équilibre du système électrique que pour le dimensionnement et la conduite du réseau.»*

La proposition de RTE de développer un cadre accéléré et simplifié pour le raccordement des batteries, notamment par l'introduction de gabarits de fonctionnement journaliers, est accueillie favorablement par 75% des répondants. Par exemple, Valorem s'est dit *«favorable et prêt à contribuer à l'étude de cas-types pour simplifier le raccordement de centrales de stockage. Ces gabarits devront être en adéquation avec les services rendus par le stockage, qui sont pour la plupart du temps imprévisible (services système). Il serait par exemple possible d'étudier la mise en place de gabarit horo-saisonnier (i.e. en fonction des heures et des saisons) en fonction des contraintes locales.»*

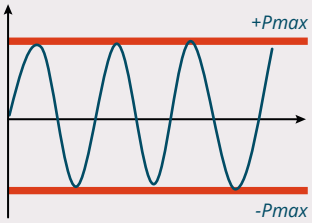
Certains acteurs soulignent également le besoin de cohérence de ce cadre avec la nouvelle structure tarifaire prévue par le TURPE 7.

AVANT/APRÈS

Avant le SDDR : un mode d'accueil adapté aux batteries qui fournissent des services système et participent aux marchés de l'énergie

Fonctionnement libre des batteries qui peuvent alterner sans contrainte entre -Pmax et +Pmax

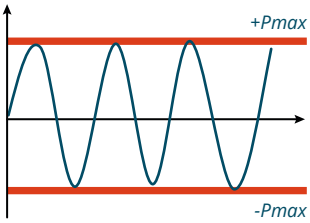
Prérequis pour pouvoir participer aux services système



Ce mode de fonctionnement peut être complété par d'autres modèles pour offrir d'autres services

Après le SDDR : un mode d'accueil adapté aux batteries qui fournissent des services système + un mode d'accueil adapté aux batteries qui fournissent des services au réseau

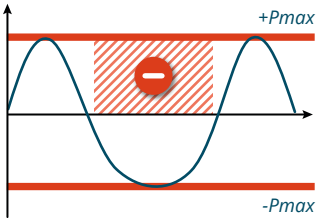
Fonctionnement libre des batteries qui peuvent alterner sans contrainte entre -Pmax et +Pmax



- *Fourniture de service au système (temps réel ou marchés de l'énergie)*
- *Durée de raccordement dépendante des besoins de renforcement du réseau : publication de cartes pour bien informer les développeurs*

+

Fonctionnement encadré par un gabarit et incitation au soutirage pendant les heures méridiennes dans les zones avec du solaire et des contraintes d'évacuation

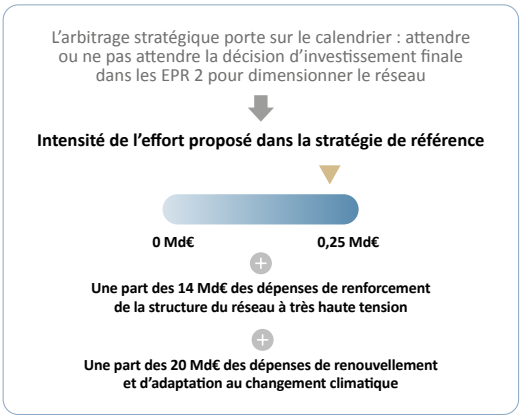


- *Fourniture de service au réseau (compatible avec une participation aux marchés de l'énergie mais pas aux services système)*
- *Durée de raccordement accélérée (pas de renforcement du réseau nécessaire)*

FICHE 9

Raccordement des nouveaux réacteurs nucléaires

Adapter progressivement le système électrique à la mise en service de quatorze réacteurs nucléaires supplémentaires (dont six à l'horizon 2040)



SITUATION ACTUELLE

Au cours des années 1970, le réseau a été conçu et construit pour permettre l'extension progressive du parc nucléaire.

De fait, la géographie du réseau à très haute tension épouse encore étroitement celle du parc nucléaire.

Disposer d'un réseau bien dimensionné a été un atout pour permettre la croissance de certains sites nucléaires (les centrales de Gravelines et de Paluel sont parmi les plus grandes d'Europe) et pour assurer l'exploitation en temps réel d'un système électrique doté d'un parc de production électrique atypique.

La France s'est récemment engagée dans une politique de relance du nucléaire, à la suite de l'impulsion donnée dans le discours de Belfort en février 2022.

Cette politique repose sur la prolongation des réacteurs existants, la construction de nouvelles centrales nucléaires de type EPR 2 et la diversification des technologies (en visant le soutien à l'innovation dans de nouveaux réacteurs de type SMR dont le niveau de puissance fait qu'elles sont moins dimensionnantes pour le réseau de transport).

Ces orientations ont trouvé de premières traductions concrètes : la loi d'accélération sur le nucléaire, l'avis générique de l'ASN relatif à la prolongation des réacteurs jusqu'à 50 ans, l'instruction d'une poursuite d'activité au-delà de 60 ans et les débats publics sur les premières paires d'EPR 2. Elles sont décrites dans le projet de troisième programmation pluriannuelle de l'énergie.

Or, le réseau actuel n'est pas dimensionné pour cette nouvelle étape dans la construction du parc nucléaire (quatorze réacteurs nucléaires de type EPR 2 sur l'ensemble du territoire en plus du parc nucléaire existant).

Il ne s'agit pas d'une découverte : par exemple, la décision de 2007 de construire l'EPR de Flamanville s'est accompagnée de la construction d'une ligne à très haute tension « Cotentin-Maine » de 260 km, mise en service en 2013.

Il ne s'agit pas d'une spécificité : de tels niveaux de puissance auraient un impact sur tous les réseaux à très haute tension dans le monde.

ENJEUX POUR LE RÉSEAU

De fait, le nucléaire tient une place « à part » dans le programme de raccordement au réseau.

La majorité des investissements liés au nucléaire ne correspond pas à proprement parler à des besoins de nouveaux raccordements mais à des besoins de renouvellement du réseau et de renforcement de la structure dès lors qu'il a été choisi d'installer les nouveaux EPR2 sur des sites nucléaires existants, donc déjà raccordés.

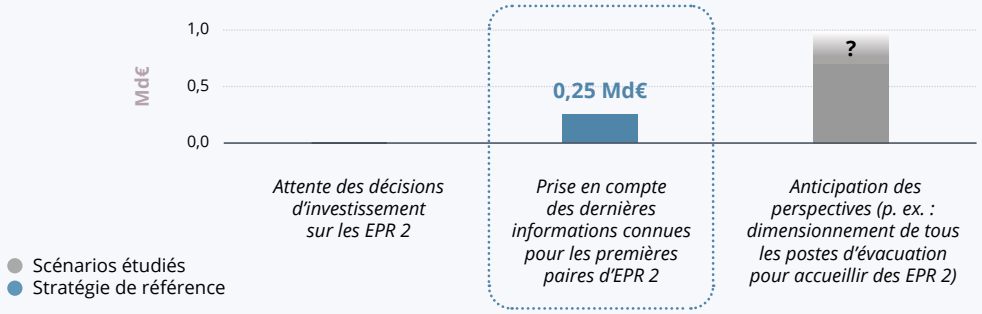
D'une part, des travaux de renouvellement sont prévus dans les postes électriques qui permettent l'évacuation des centrales nucléaires (tous les postes sont concernés d'ici 2050). Il existe donc des opportunités de mutualisation entre le renouvellement du réseau et le développement du parc nucléaire.

Pour assurer cette mutualisation, RTE a déjà revu en profondeur la stratégie définie dans le dernier SDDR. Le renouvellement des postes électriques assurant l'évacuation des centrales nucléaires de Gravelines et de Penly ne se fait pas à l'identique comme cela était initialement prévu mais intègre d'emblée les perspectives de mises en service de réacteurs supplémentaires.

D'autre part, les perspectives sur le parc nucléaire (actuel et futur) sont intégrées au programme de renforcement de la structure du réseau à très haute tension décrit dans la fiche n° 10. Chaque projet de renforcement du réseau devant être mis en service entre 2030 et 2040 peut donc répondre à plusieurs besoins, dont celui lié au dimensionnement du réseau nécessaire à la croissance progressive du parc nucléaire.

STRATÉGIE DE RÉFÉRENCE ET ALTERNATIVES POSSIBLES

Investissement sur 15 ans (selon le niveau d'anticipation de la stratégie nucléaire)



Une part des 14 Md€ des dépenses de renforcement de la structure du réseau à très haute tension
(p. ex. : projets qui contribuent à l'évacuation du nucléaire parmi d'autres besoins : Amiens-Petit-Caux, Dunkerquois, zone Lyonnais)

Une part des 20 Md€ des dépenses de renouvellement et d'adaptation au changement climatique
(p. ex : renouvellement des postes électriques des centrales nucléaires dont redimensionnement des postes pour les centrales de Penly et de Gravelines)

FICHE 9

STRATÉGIE DE RÉFÉRENCE ET ALTERNATIVES POSSIBLES (SUITE)

Choix de la stratégie de référence

RTE retient une stratégie de mutualisation entre le raccordement de futurs réacteurs nucléaires, le renouvellement du réseau et le renforcement de la structure de réseau 400 kV due à l'électrification du pays.

Les investissements proposés dans le SDDR tiennent compte des informations connues sur les réacteurs nucléaires (EPR 2 sur les sites nucléaires de Penly, de Gravelines et du Bugey). Les infrastructures sont dimensionnées pour permettre l'accueil de nouveaux réacteurs nucléaires et les calendriers de travaux sont préparés sans attendre la décision formelle d'investissement dans les réacteurs nucléaires.

Pour les quatre paires suivantes, la même stratégie de mutualisation pourra être réalisée (mutualisation du renouvellement des postes et du dimensionnement de la structure).

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

Mettre en service les projets qui permettront le raccordement et l'évacuation de la production des EPR 2 situés sur le site de Penly

La mise en service des EPR 2 sur le site de Penly nécessite notamment la mise en service d'une ligne aérienne de 80 km entre Amiens (Somme) et Petit-Caux (Seine-Maritime) pour évacuer la production vers la région parisienne (zone multifactorielle de renforcement Normandie-Manche-Paris identifiée dans le dernier SDDR). Le coût du projet est estimé à 390 M€. Le tracé de la ligne a été précisé en 2023 suite à la concertation préalable qui s'est tenue sur le projet. La phase de *permitting* se poursuit. La mise en service est prévue en 2034 (cohérent avec le calendrier prévisionnel de mise en service des EPR 2).

Le poste électrique de la centrale nucléaire de Penly doit également être renouvelé car il est situé dans une zone de forte corrosivité et présente des fuites de SF_6. Le poste sera reconstruit sur une autre parcelle en technologie aérienne, ce qui permet de limiter les coûts d'investissements.

Poursuivre la refonte de la structure du réseau associée au raccordement des réacteurs de la centrale de Gravelines

Le renouvellement et le redimensionnement du poste d'évacuation de la centrale constituent le principal poste de coûts. Le projet de reconstruction du poste s'élève à environ 300 M€, soit environ 30% de l'ensemble des dépenses d'investissement prévues par RTE pour renouveler les postes sous enveloppe métallique en France d'ici 2035.

Le nouveau poste (Flandre-Maritime) doit être mis en service par étapes entre 2026 et 2030. L'investissement permettra d'accompagner également la restructuration du réseau à Dunkerque dans une perspective de croissance de la consommation d'électricité de l'industrie et du parc de production d'électricité bas-carbone.

Au-delà des enjeux financiers, ce chantier revêt des caractéristiques spécifiques en matière de planification des travaux (coordination des travaux sur les centrales nucléaires et sur le réseau).

Préciser la stratégie de développement du réseau dans la vallée du Rhône

La structure du réseau dans la vallée du Rhône doit évoluer pour assurer la mise en service de la paire d'EPR 2 de Bugey mais aussi contribuer à l'évolution des échanges transfrontaliers et des transits vers l'est de l'Europe et le sud de la France.

RTE propose une stratégie d'investissement en deux temps centrée sur le territoire autour du Grand Lyon :

- une stratégie de court-terme (horizon 2030) qui vise à renforcer les capacités de transit entre la zone lyonnaise et les frontières de l'est de la France ;
- une stratégie de long-terme (horizon 2040) liée, en partie, à l'évolution du parc de production d'électricité sur le site du Bugey. Le dimensionnement du réseau dépendra d'autres facteurs (notamment l'évolution du parc nucléaire dans la vallée du Rhône entre 2040 et 2050, les perspectives sur la consommation d'électricité autour de Lyon et la poursuite du développement des échanges aux frontières).

Renouveler les postes d'évacuation des centrales nucléaires en tenant compte des perspectives sur le parc nucléaire

Des travaux doivent être réalisés dans l'ensemble des postes d'évacuation des centrales nucléaires d'ici 2050.

Pour chaque investissement, à l'image de ce qui a été réalisé pour les sites de Penly et de Gravelines, RTE identifiera des stratégies de mutualisation entre le renouvellement dû à l'obsolescence et les besoins associés au développement du parc nucléaire.

La réussite de cette stratégie passe par une information sur l'évolution des sites nucléaires dans les prochaines années (et, en tout état de cause, avant que RTE n'ait pris des décisions d'investissement structurantes sur le renouvellement des postes).

À défaut, RTE priorisera des actions de maintenance et non de renouvellement complet des postes (pour éviter de faire supporter des coûts à la collectivité pour renouveler des postes qui devraient être redimensionnés quelques années après).

Poste d'évacuation de la centrale	Début du projet (études)	Année du renouvellement	Type de renouvellement
Belleville	2032	2036	*Partiel*
Blayais	2043	2047	*Partiel*
Bugey	2036	2040	*Partiel*
Cattenom	2031	2035	*Partiel*
Chinon	2029	2039	*Complet*
Chooz	2037	2041	*Partiel*
Civaux	2039	2043	*Partiel*
Cruas	2029	2039	*Complet*
Dampierre	2030	2034	*Partiel*
Flamanville	2031	2035	*Partiel*
Golfech	2031	2035	*Partiel*
Nogent	2033	2037	*Partiel*
Paluel	2031	2035	*Partiel*
Saint Alban	2032	2036	*Partiel*
Saint Laurent	2031	2035	*Partiel*
Tricastin	2036	2040	*Partiel*

Figure 9.1 – Dates de renouvellement des postes d'évacuation des centrales nucléaires (date de la première opération quand le renouvellement est partiel)

Intégrer les informations relatives à l'évolution du parc nucléaire dans les projets de renforcement de la structure 400 kV (*cf.* fiche n° 10)

L'ajout d'une paire d'EPR 2, où qu'elle se situe, engendre un impact significatif sur les flux transitant sur le réseau électrique. Cela peut conduire à congestionner le réseau s'il n'est pas renforcé ou à modifier les grands équilibres physiques (stabilité, tension).

Dans le cadre du SDDR, RTE a ainsi mené des analyses de sensibilité sur le lien entre l'évolution du parc nucléaire et la structure du réseau.

Plusieurs conclusions s'en dégagent :

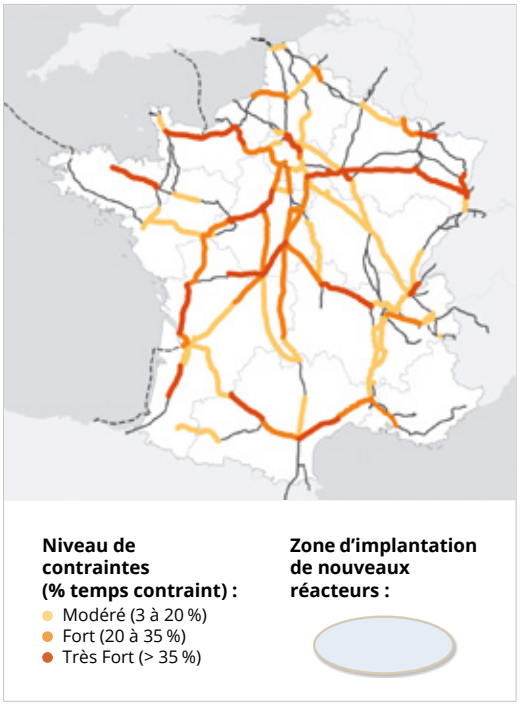
- Plus le futur programme nucléaire (EPR 2) sera localisé à l'ouest du territoire, plus il aura tendance à augmenter les congestions identifiées et à augmenter les besoins d'investissement dans le réseau.
- Dans tous les scénarios étudiés, l'évolution du parc nucléaire ne remet pas en cause le diagnostic sur l'apparition de congestions dans les zones identifiées pour le renforcement du réseau à l'horizon 2040. Après 2040, l'évolution du parc nucléaire augmente toujours les coûts de congestion dans ces zones si le réseau n'est pas renforcé (entre +10 % et +60 % d'augmentation).
- En fonction des zones, le dimensionnement du réseau proposé dans le SDDR peut être insuffisant à l'horizon 2050. C'est, en particulier le cas, pour les zones situées à l'ouest du territoire : façade atlantique, Normandie – Val de Loire – Paris, Occitanie.

La stratégie de référence du SDDR pour la structure à très haute tension est compatible avec la mise en service de trois paires d'EPR 2 supplémentaires et assure que les projets de réseau ne sont pas développés pour les seuls besoins du parc nucléaire (stratégie optimisée et mutualisée).

En complément, une nouvelle étape de renforcement sera nécessaire entre 2040 et 2050 pour permettre la mise en service de quatre paires d'EPR 2 supplémentaires.

IMPACT D'UNE PAIRE SUPPLÉMENTAIRE D'EPR 2 SUR LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE EN FONCTION DE SA LOCALISATION

Congestions sur le réseau actuel à l'horizon 2040 (scénario de mix compatible avec le projet de PPE 3)



Impact sur le réseau actuel de l'implantation d'une paire d'EPR 2 supplémentaire en fonction de la zone étudiée

Vallée du Rhône



Vallée de la Loire



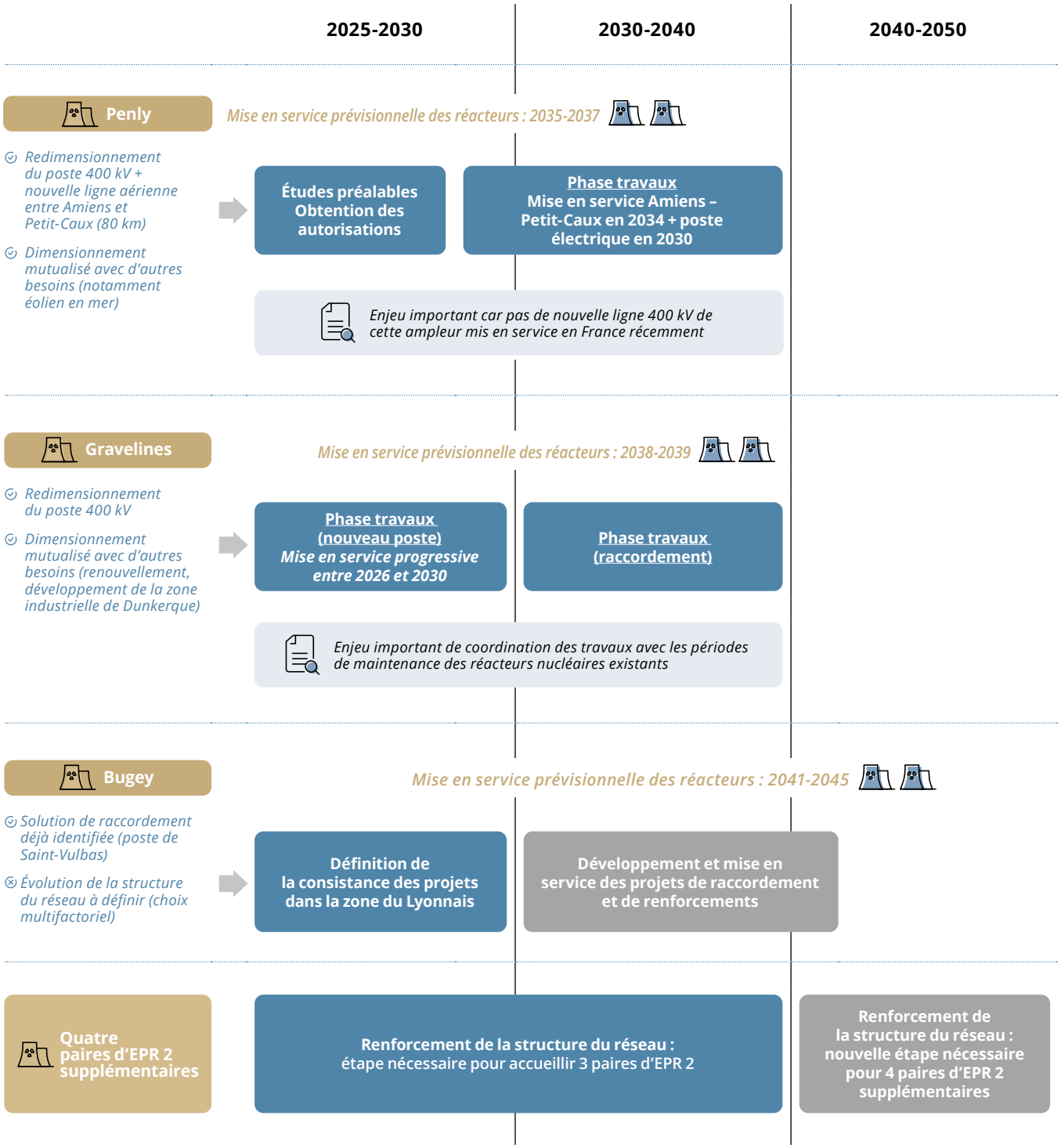
Zone nord-est



Zone sud-ouest



TEMPORALITÉ



FICHE 9



EXEMPLE : RENOUVELLEMENT DU POSTE D'ÉVACUATION DE LA CENTRALE DE GRAVELINES

État des lieux

Le poste de Warande est le poste d'évacuation de la centrale nucléaire de Gravelines.

Le renouvellement de ce poste répond à plusieurs impératifs qui le rendent nécessaire à court terme : *(i)* la dégradation des protections du poste (liée à la corrosivité de la zone de Dunkerque située en bord de mer) entraîne des fuites de SF_6, *(ii)* sa situation géographique en zone inondable et *(iii)* les évolutions du mix électrique dans la zone de Dunkerque qui nécessitent de revoir la structure d'alimentation du réseau à très haute tension (y compris pour l'évacuation de la paire d'EPR 2 sur le site de Gravelines).

Le projet engagé par RTE permet de répondre à l'ensemble de ces besoins en une seule fois.

Description du projet

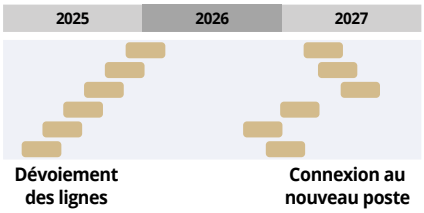
Le nouveau poste (Flandre-Maritime) sera situé sur un nouveau site et sera agrandi par rapport au poste actuel. Il sera surélevé de 60 cm pour tenir compte du caractère inondable de la zone (investissement compatible avec la TRACC de l'État et le scénario d'une France où la température augmente de +4 °C en 2100). Les lignes électriques aujourd'hui connectées au poste de Warande devront être connectées au nouveau poste. La mise en service sera progressive. Le budget du projet de renouvellement s'élève à environ 300 M€.

Afin de réduire les coûts pour la collectivité, RTE a proposé un calendrier particulièrement optimisé où l'organisation des travaux doit respecter un ordonnancement très exigeant en termes de planning et de durée. Chaque ligne d'évacuation des réacteurs de Gravelines devra être déplacée vers l'ouest pour être connectée au nouveau poste. Ces opérations sont prévues pour être synchronisées avec les périodes de maintenance des réacteurs nucléaires, telles qu'elles sont aujourd'hui rendues publiques par EDF, afin de ne pas affecter la production nucléaire. Il ne sera en revanche pas possible d'en modifier l'ordonnancement au cours des prochaines années (ce type de modification entraînerait des coûts supplémentaires sur le projet).

Gravelines **Renouvellement et reconstruction du poste de Warande (projet Flandre maritime)**
Exemple sur la période 2025-2027

Options pour le planning de travaux de RTE sur les liaisons 400 kV d'évacuation de la centrale de Gravelines

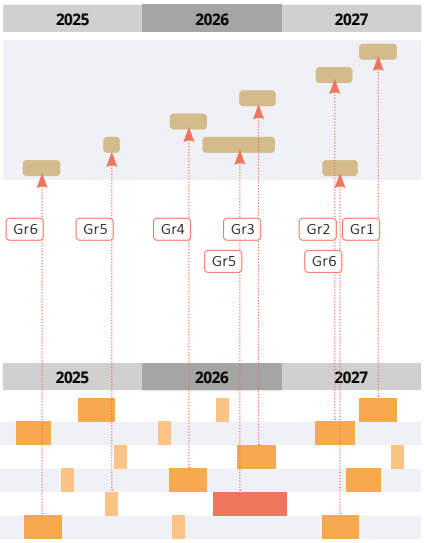
OPTION 1 :
sans coordination avec la centrale



Impact sur la production nucléaire : besoin d'arrêts des réacteurs de Gravelines en dehors des arrêts programmés par la centrale

Travaux sur les liaisons aériennes 400 kV

OPTION 2 :
avec coordination avec la centrale



Peu d'impact sur la production nucléaire : travaux synchronisés avec les arrêts de la centrale de Gravelines

Travaux sur les liaisons aériennes 400 kV

Planning prévisionnel d'arrêt de la centrale de Gravelines

Arrêts programmés :
- Arrêt pour simple recharge (ASR) ~40 jours
- Visite partielle (VP) ~85 jours
- Visites décennales (VD) ~180 jours

▶ **Choix retenu par RTE : OPTION 2**
(stratégie de moindre coût pour la collectivité, mais le planning des travaux de RTE ne pourra pas être modifié si le planning de maintenance des réacteurs évolue)

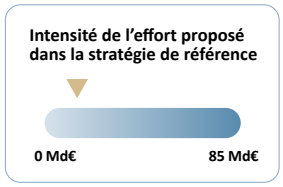


RENFORCEMENT DE LA STRUCTURE DU RÉSEAU À TRÈS HAUTE TENSION ET EXPLOITATION DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

FICHE 10

Renforcement de la structure du réseau à très haute tension

Adapter le réseau stratégique du pays pour permettre à l'électricité d'occuper une place plus grande dans le mix énergétique et utiliser en priorité les infrastructures existantes de ce réseau



SITUATION ACTUELLE

La structure du réseau à très haute tension est constituée de toutes les lignes et des postes électriques à 400 kV et d'une partie du réseau 225 kV. Ce réseau a été initialement conçu pour assurer le maillage du territoire national en évacuant l'électricité depuis les principaux sites de production (centrales nucléaires, hydrauliques et thermiques) vers les centres de consommation et pour permettre l'interconnexion avec les pays voisins.

En France, la structure du réseau n'a pas été modifiée de manière importante depuis les années 1990 et le développement du programme nucléaire. De fait, l'axe Cotentin-Maine est la seule ligne électrique à très haute tension construite au cours des dernières années dont la majorité du tracé ne suit pas des infrastructures de réseau existantes. Elle a été mise en service en 2013 pour permettre le raccordement de l'EPR de Flamanville.

Le réseau existant a donc été optimisé pour accompagner la majorité des évolutions du système électrique : développement des énergies renouvelables terrestres et de l'éolien en mer, nouvelles interconnexions avec les pays voisins, augmentation puis stagnation à compter des années 2010 de la consommation. Les principaux projets d'infrastructures sur la structure du réseau à très haute tension ont consisté en une augmentation de la capacité des axes existants du réseau (p. ex. : Avelin-Gavrelle, 2Loires, *etc.*).

La structure du réseau actuel va devenir de plus en plus limitante : (1) de plus grands volumes d'électricité devront transiter sur le réseau et (2) la géographie des grands déterminants électriques (production et consommation) évoluera significativement.

En particulier, la consommation d'électricité augmentera dans les grands bassins industriels et dans les métropoles et les nouveaux moyens de production d'électricité se concentreront majoritairement dans l'ouest du territoire et sur les littoraux (nouveau nucléaire d'abord à Penly et Gravelines, éolien en mer essentiellement au large des littoraux normand, breton et charentais, photovoltaïque qui se développe *déjà* de manière rapide en Nouvelle-Aquitaine et Occitanie).

De nouveaux régimes de flux s'ajouteront donc à ceux d'aujourd'hui pour accompagner cette nouvelle géographie et évacuer la production supplémentaire vers les grands centres de consommation en France et à l'est de l'Europe.

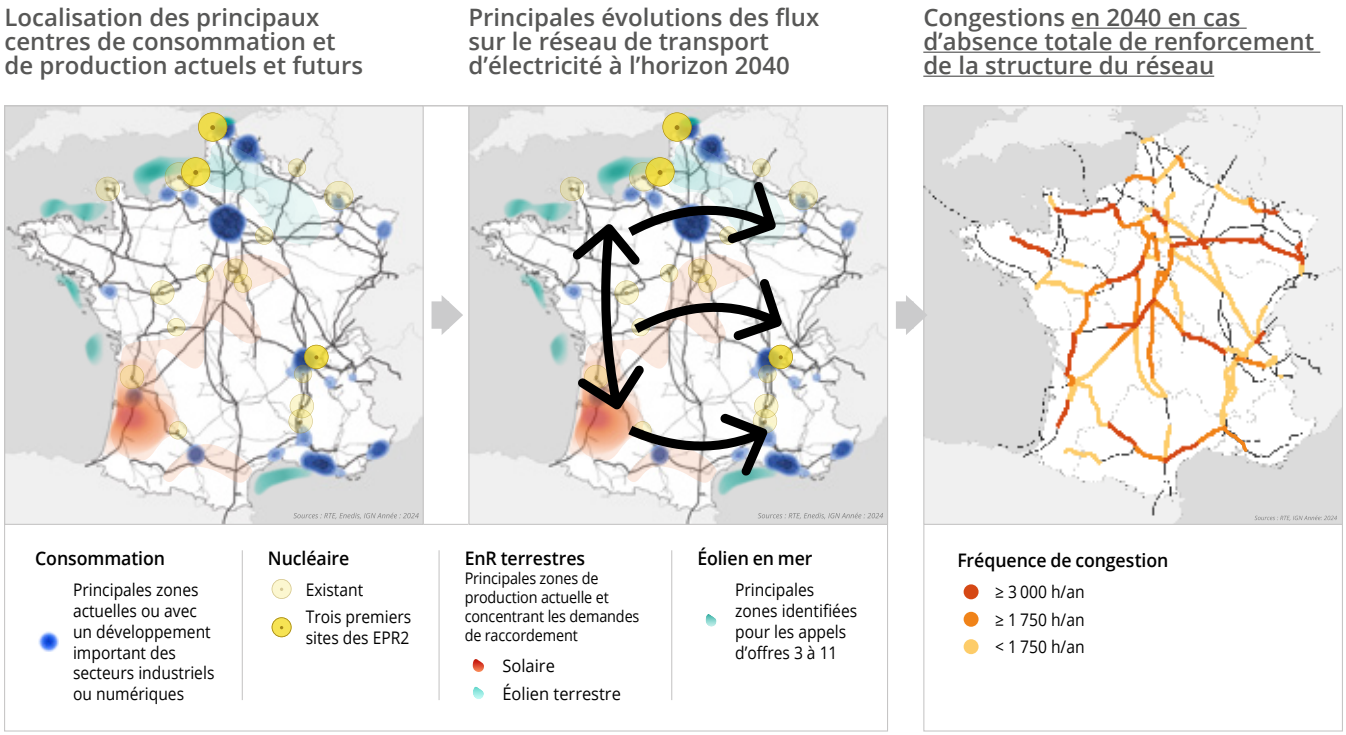


Figure 10.1 – Carte des moyens de production issus du projet de PPE 3, des flux sur le réseau et des congestions qu'ils engendrent

ENJEUX POUR LE RÉSEAU

Sans augmentation de la capacité de transport, plusieurs axes du réseau pourraient être régulièrement saturés en 2030 et la majorité du réseau pourrait être saturée d'ici à 2040 dans un scénario cohérent avec le projet de troisième programmation pluriannuelle de l'énergie.

Or, la saturation du réseau entraîne des coûts d'exploitation. En effet, à la différence d'une autoroute ou d'un réseau ferroviaire, un réseau électrique ne peut tolérer de surcharges pérennes : quand cela se produit, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité doit ordonner instantanément une diminution de la production dans un point du territoire et la compenser par une augmentation équivalente ailleurs pour rétablir l'équilibre des flux (*redispatching*). Les producteurs sont rémunérés par RTE lorsque ces actions sont mises en œuvre. Ces coûts sont répercutés dans le tarif de réseau.

Un réseau dont la structure devient inadaptée engendre des coûts importants pour la collectivité. Par exemple, la saturation du réseau allemand a coûté entre 1 et 4 Md€ annuels aux gestionnaires de réseau au cours des trois dernières années.

En France, sans renforcement du réseau, les volumes annuels de *redispatching* pourraient se situer dans le même ordre de grandeur et atteindre 3 Md€ d'ici 2035 (contre environ 150 M€ en 2024 sur le réseau haute et très haute tension).

Au-delà des enjeux financiers, les volumes d'électricité associés sont significatifs (entre 35 et 40 TWh en 2035 dont plus de 20 TWh pour le réseau à très haute tension) et posent des questions de faisabilité technique. En effet, le mix de production français composé de manière quasi-exclusive d'unités nucléaires et

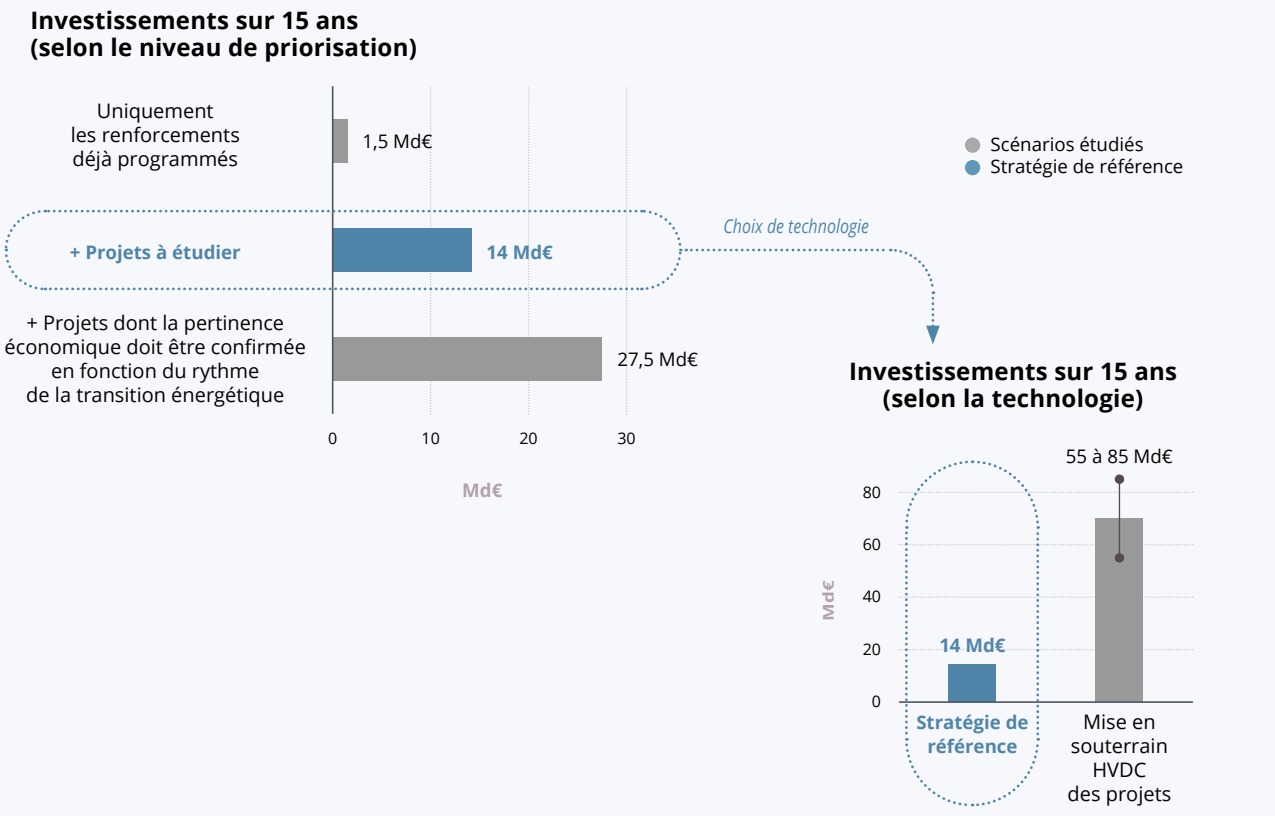
renouvelables est moins facilement *dispatchable* que le mix de production allemand composé d'installations thermiques et renouvelables.

Il existe donc un risque que le parc de production français ne soit pas en mesure de réaliser de tels volumes de *redispatching* et que la sûreté d'exploitation du système ne puisse pas être assurée si le réseau à très haute tension n'évolue pas.

Dans le SDDR 2025, l'enjeu réside donc dans la définition d'une stratégie nationale qui permet de faire évoluer progressivement la structure du réseau à très haute tension et d'éviter ainsi l'apparition de phénomènes de saturation sur le réseau français. Le SDDR permet *(i)* d'identifier les zones du réseau qui doivent faire l'objet d'un renforcement (« où le réseau doit-il être renforcé ? »), *(ii)* de préciser la temporalité de ces renforcements (« quand le réseau doit-il être renforcé ? ») et *(iii)* de proposer des choix techniques de référence pour définir la consistance des futurs projets (« comment le réseau doit-il être renforcé ? »).

À l'exception des projets dont le tracé est déjà connu, le SDDR n'intègre pas de nouveaux projets avec des tracés précis : cette étape viendra dans un second temps et sera réalisée en s'appuyant sur la stratégie retenue à l'issue des phases d'avis et de participation du public sur le SDDR. Les projets feront l'objet de concertations, conformément au cadre législatif et réglementaire en vigueur.

STRATÉGIE DE RÉFÉRENCE ET ALTERNATIVES POSSIBLES



Choix de la stratégie de référence

La stratégie de référence prévoit deux phases de renforcement – phase n° 1 (les tracés des projets sont déjà identifiés) et phase n° 2 (seules les zones géographiques sont identifiées). Elle repose sur des projets exclusivement multifactoriels (c'est-à-dire qui répondent à plusieurs besoins) et justifiés sur le plan économique dans tous les scénarios étudiés.

La stratégie de référence n'est pas une stratégie de type « plaque de cuivre » : dans tous les scénarios étudiés, cette stratégie conduit à une augmentation des congestions à l'horizon 2035.

Sur le plan technologique, la stratégie de référence repose en majorité sur le renforcement du réseau existant (changement des câbles sur les lignes existantes) ou la construction de nouvelles lignes à proximité des couloirs de ligne existants (lorsque le maillage du réseau le permet).

Cette stratégie – combinée à celle décrite dans la fiche n°13 – permet de ne pas augmenter les rangées de pylônes du réseau public de transport d'électricité présentes sur le territoire français par rapport à la situation actuelle (environ 80000 km de rangées de pylônes).

Dans le cas d'un scénario d'atteinte rapide des objectifs publics, cette stratégie pourrait être insuffisante sur la période 2035-2040.

DESCRIPTION DE LA STRATÉGIE DE RÉFÉRENCE : ZONES DE RENFORCEMENT

Réaliser les projets dont les tracés sont identifiés (phase n° 1)

Cette phase fait en grande partie suite au dernier SDDR et priorise par ailleurs les renforcements du réseau dans les grandes zones industrialo-portuaires.

Le SDDR de 2019 soulignait le besoin de renforcer les axes les plus anciens du réseau, notamment dans la zone Massif central-Centre. Ces axes ont été construits pour évacuer la production hydraulique du Massif central et de l'ouest des Pyrénées. Leur capacité de transit est donc plus faible que les autres axes du réseau 400 kV et RTE y rencontre déjà des situations tendues d'exploitation. Leur renouvellement permettra d'utiliser des matériels plus performants et d'éviter l'apparition de congestions.

Dans la région Centre-Val de Loire, il est nécessaire de créer une ligne 400 kV de 30 km autour d'Orléans (Chaingy-Dambron). Cette nouvelle ligne sera construite en parallèle d'une ligne 225 kV déjà existante. Elle permettra par ailleurs de supprimer deux lignes aériennes 225 kV actuellement en service. Le nombre de kilomètres de lignes sera donc stable et le nombre de rangées de pylônes n'augmentera pas.

La mise en service de la ligne 400 kV permettra notamment d'accompagner l'augmentation de la consommation électrique en région parisienne en ramenant de la puissance électrique produite par les énergies renouvelables et le nucléaire.

Tous ces projets sont des maillons prioritaires pour permettre l'augmentation de la consommation industrielle dans le centre de la France (demande des collectivités dans la consultation publique du SDDR). Ils contribuent par ailleurs à permettre au réseau français de faciliter les échanges européens.

FICHE 10

Dunkerque

Besoin : décarbonation de l'industrie, nouvelles usines
Consistance : 2 postes 400 kV, 2 lignes aériennes 400 kV
Mise en service : 2028 (prioritaire)
État d'avancement : plusieurs étapes réalisées sur les procédures administratives, début des travaux sur le poste de Flandre-Maritime

Le Havre

Besoin : décarbonation de l'industrie, nouvelles usines
Consistance : 2 postes 400 kV, doublement du réseau 400 kV et renforcement du réseau 225 kV entre Port-Jérôme et Le Havre
Mise en service : 2029 (prioritaire)
État d'avancement : plusieurs étapes réalisées sur les procédures administratives, préparation des travaux

Amiens – Petit-Caux

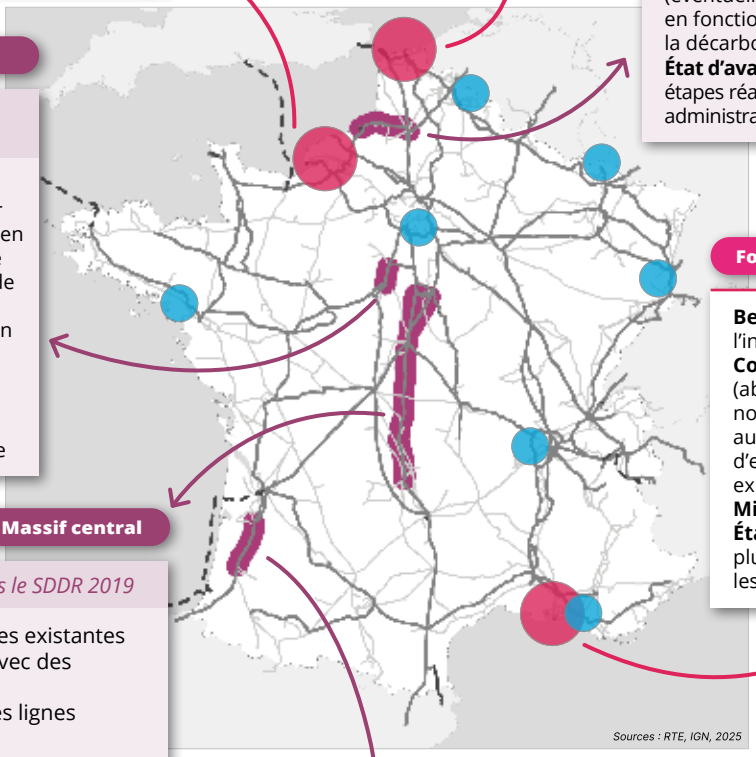
Zone de fragilité identifiée dans le SDDR 2019

Besoin : évacuation de la production décarbonée du littoral (EPR2 de Penly, éolien en mer) et développement de la consommation
Consistance : nouvelle ligne aérienne en parallèle de l'existante (sur 1/3 du tracé) et poste de Penly
Mise en service : 2034 (éventuellement à accélérer en fonction du rythme de la décarbonation)
État d'avancement : plusieurs étapes réalisées sur les procédures administratives, préparation des travaux

Chaingy-Dambron

Zone de fragilité identifiée dans le SDDR 2019

Besoin : augmentation de la capacité THT notamment pour le développement numérique en Île-de-France et dans le Centre et le développement du parc de production
Consistance : nouvelle ligne en parallèle des existantes
Mise en service : avant 2030 (prioritaire)
État d'avancement : concertation préalable réalisée



Fos-sur-Mer

Besoin : décarbonation de l'industrie, nouvelles usines
Consistance : 3 postes 400 kV (absence de maillage THT existant), nouvelle ligne aérienne 400 kV, augmentation de la tension d'exploitation d'une ligne aérienne existante (de 225 à 400 kV)
Mise en service : 2028 (prioritaire)
État d'avancement : plusieurs étapes réalisées sur les procédures administratives

Modernisation du réseau du Massif central

Zone de fragilité identifiée dans le SDDR 2019

Besoin : rénovation des lignes existantes (les plus vieilles de France) avec des matériels plus performants
Consistance : rénovation des lignes existantes (Breuil-Marmagne et Marmagne-Tabarderie)
Mise en service : avant 2030 (prioritaire)
État d'avancement : planification des travaux en cours

Cantegrit - Saucats

Zone de fragilité identifiée dans le SDDR 2019

Besoin : rénovation avec des matériels plus performants (et renforcement des capacités d'accueil du réseau pour le solaire)
Consistance : rénovation des lignes existantes
Mise en service : avant 2030
État d'avancement : planification des travaux en cours

Figure 10.2 – Phase n°1 : projets 225-kV-400 kV consistance connue, concertation ou planification des travaux en cours – mises en service avant 2030 (à l'exception du projet Amiens-Petit-Caux).

La majorité des projets de la phase n°1 sera mise en service d'ici 2030 (à l'exception du projet Amiens-Petit-Caux).

Pour tous ces projets, le principal enjeu est de finaliser les procédures administratives et de planifier les chantiers pour qu'ils soient réalisés le plus rapidement possible.

Dans les zones qui font déjà l'objet de situations tendues d'exploitation (p. ex. : Massif central), les travaux conduiront à rendre indisponibles certains axes du réseau. Il y aura donc un impact sur certains producteurs en France comme en Europe : néanmoins, ces travaux sont nécessaires pour éviter des impacts plus forts sur ces mêmes utilisateurs dans le futur.

Ceci n'est pas propre au réseau électrique : tous les travaux sur les infrastructures linéaires ont un impact sur les utilisateurs (réseau routier, réseau ferroviaire, *etc*.).



Identifier et concerter les projets dans sept zones géographiques pour des mises en service échelonnées entre 2030 et 2040 (phase n° 2)

La phase n°2 ne prévoit pas de tracés précis : elle identifie les zones dans lesquelles il est justifié sur le plan technico-économique de renforcer le réseau dans tous les scénarios étudiés. Les mises en service doivent s'échelonner entre 2030 et 2040.

Pour ces zones, le principal enjeu réside dans la définition de la consistance des futurs projets.

Dans certains cas, des consistances ont été proposées : les projets sont alors en cours de concertations et les études économiques se poursuivent (p. ex. : projet Gironde-Loire Atlantique sur la façade atlantique).

Dans la majorité des cas, la consistance des projets reste donc à définir et devra être conforme avec la stratégie retenue pour le développement du réseau 400 kV suite aux avis et à la participation du public sur le SDDR.



Accélérer la réalisation du programme 400 kV pour permettre à certains territoires d'accueillir des projets d'industries

Dans la consultation publique sur le SDDR, plusieurs collectivités territoriales et industriels ont indiqué qu'ils souhaitaient que le réseau se développe dans certains territoires pour permettre l'implantation rapide de nouvelles industries (usines pour l'industrie manufacturière, production d'hydrogène décarboné ou centres de données).

RTE a analysé la compatibilité du réseau-cible issu du SDDR (phases n°1 et n°2) avec ces retours et identifié les projets ou les zones de renforcement susceptibles d'être accélérés ou redimensionnés pour accueillir rapidement de la consommation d'électricité dans certains territoires.

Ces accélérations conduiraient nécessairement à modifier la trajectoire de référence présentée dans le SDDR (certains projets seront mis en service plus tôt, ce qui conduit donc à modifier leurs chroniques d'investissements ; d'autres devront être redimensionnés et pourront donc être plus chers).

La mise en œuvre de ces accélérations est conditionnée à l'avis de l'État sur le SDDR. Elle nécessitera un engagement financier des industriels ou des collectivités territoriales concernées (ce qui s'inscrit dans le programme d'évolution du droit du raccordement présenté dans la fiche n°5).

FICHE 10

Normandie – Val de Loire - Paris

Zone de fragilité identifiée dans le SDDR 2025

Besoin : évacuation de la production nucléaire et des parcs éoliens en mer, renouvellement du réseau THT parisien
Consistance à l'étude : renforcement des lignes existantes (400 kV et 225 kV) et renouvellement de la structure THT du réseau Île-de-France
Mise en service : autour de 2035 (à anticiper si confirmation de projets industriels/numériques en Île-de-France et Normandie)

Est

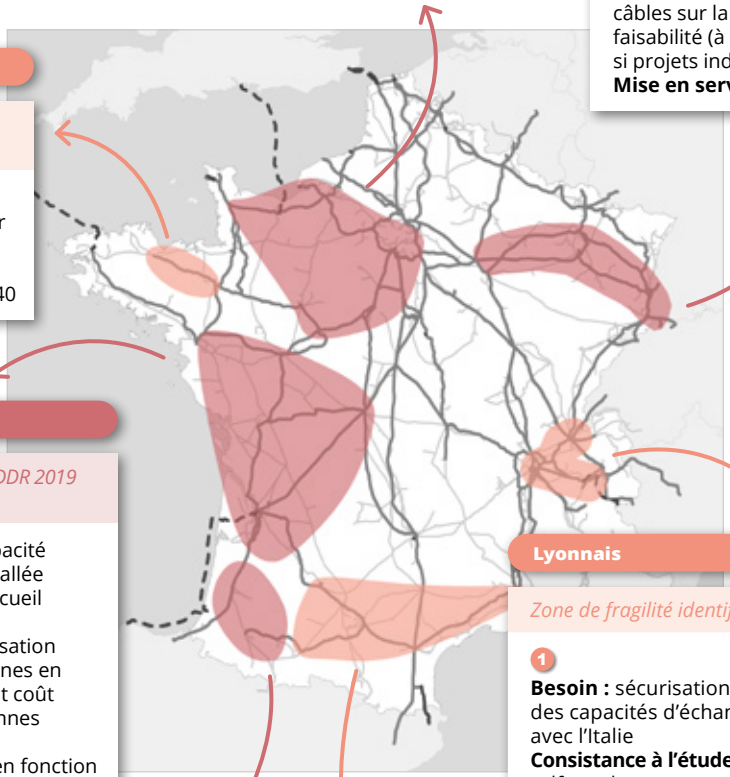
Zone de fragilité identifiée dans le SDDR 2025

Besoin : augmentation du transit vers l'est de l'Europe et alimentation de l'industrie
Consistance à l'étude : changement de câbles sur la ligne existante sous réserve de faisabilité (à anticiper ou redimensionner si projets industriels)
Mise en service : entre 2030 et 2035

Bretagne

Zone de fragilité identifiée dans le SDDR 2025

Besoin : renforcements liés aux futurs parcs éoliens en mer
Consistance à l'étude : stratégie à définir
Mise en service : autour de 2040



Façade atlantique

Zone de fragilité identifiée dans le SDDR 2019 et amplifiée dans le SDDR 2025

Besoin : augmentation de la capacité de transit entre Bordeaux et la vallée de la Loire (transits nord-sud, accueil des renouvelables)
Consistance à l'étude : mutualisation avec le raccordement des éoliennes en mer sous réserve de faisabilité et coût + renforcement des lignes aériennes existantes
Mise en service : échelonnées en fonction des besoins ; premiers besoins avant 2035 (renforcements terrestres à anticiper si confirmation de projets industriels)

Lyonnais

Zone de fragilité identifiée dans le SDDR 2025

1
Besoin : sécurisation des capacités d'échange avec l'Italie
Consistance à l'étude : selfs et changement de câbles (à anticiper voire redimensionner si projets industriels)
Mise en service : entre 2030 et 2035

2
Besoin : préparation de l'accueil d'EPR2 et liens avec d'autres besoins (zones industrielles Rhône et plaine de l'Ain, échanges aux frontières)
Consistance : stratégie à définir
Mise en service : autour de 2040

Ouest Pyrénées

Zone de fragilité identifiée dans le SDDR 2025

Besoin : nombreux projets industriels (Lacq, Lannemezan, etc.), production solaire et augmentation du transit depuis l'Espagne vers le reste de l'Europe
Consistance à l'étude : renforcement des lignes aériennes existantes
Mise en service : autour de 2035 (à anticiper si confirmation de projets industriels)

Occitanie

Zone de fragilité identifiée dans le SDDR 2025

Besoin : projets industriels, production solaire et parcs éoliens en mer, augmentation du transit depuis l'Espagne et renforcement des capacités du réseau
Consistance à l'étude : stratégie à définir
Mise en service : autour de 2035 en fonction du degré de concrétisation des besoins (activité industrielle, développement éolien en mer, solaire, augmentation du transit depuis l'Espagne vers le reste de l'Europe)

Figure 10.3 – Phase n° 2 – zones géographiques dans lesquelles le réseau doit être renforcé et où les solutions techniques sont à l'étude – mises en service entre 2030 et 2040

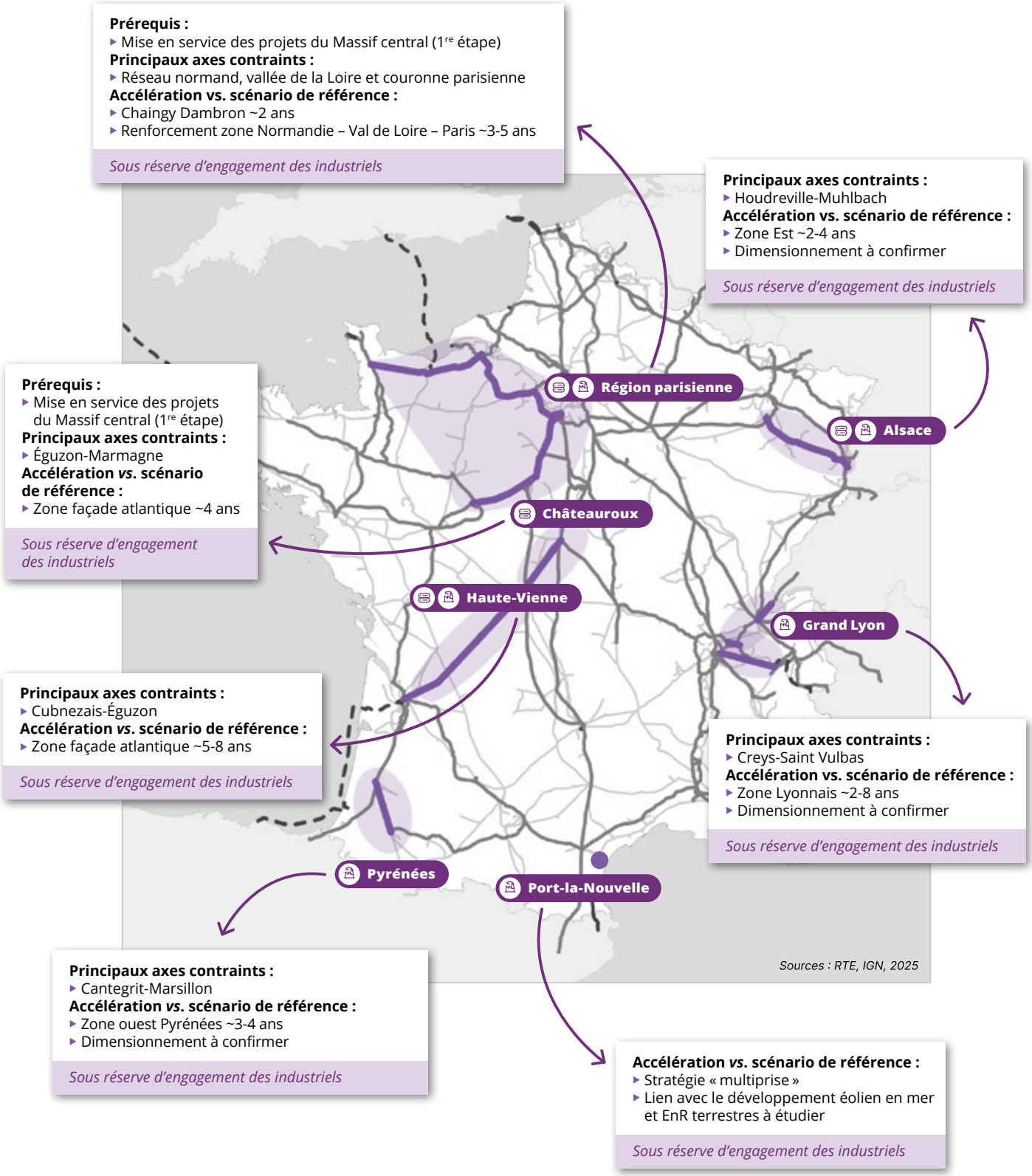


Figure 10.4 – Options d'accélération de la stratégie réseau THT pour l'accueil de la consommation industrielle

FICHE 10

DESCRIPTION DE LA STRATÉGIE DE RÉFÉRENCE : CHOIX TECHNIQUES POUR LE RÉSEAU À TRÈS HAUTE TENSION ET PROPOSITIONS D'OPTIMISATION

Concentrer la construction de nouvelles infrastructures à très haute tension dans les zones où les besoins sont les plus urgents

Les études du SDDR mettent en évidence qu'un volume important de nouvelles infrastructures pourrait être justifié sur le plan technico-économique dans un scénario cohérent avec les objectifs du projet de troisième programmation pluriannuelle de l'énergie.

Néanmoins, (1) la soutenabilité économique, industrielle et territoriale d'un tel programme n'est pas acquise et (2) la mise en service de certaines infrastructures peut être repoussée dans des scénarios qui intègrent trois à cinq ans de retard par rapport au projet de PPE 3.

Dès lors, RTE propose de concentrer la construction de nouvelles infrastructures dans les zones où les besoins sont les plus urgents et où les infrastructures sont justifiées sur le plan économique dans tous les scénarios étudiés (stratégie de minimisation des regrets).

À l'horizon 2035, les délais de récupération des investissements associés à la stratégie de référence sont ainsi toujours inférieurs à 10 ans, même dans un scénario avec un retard de cinq ans sur l'atteinte des objectifs publics (pour des infrastructures dont la durée de vie dépasse 60 ans). Ceci montre qu'il s'agit d'investissements dont la justification technico-économique, pour la collectivité, ne fait aucun doute et qu'ils doivent être engagés sans tarder.

D'autres projets, avec des délais de récupération plus importants et pouvant atteindre 20 ans, étaient également justifiés sur le plan technico-économique. Dans un scénario cohérent avec le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie, il était possible de justifier sur le plan technico-économique près de 28 Md€ d'investissement dans la structure du réseau à très haute tension. La trajectoire priorisée en retient la moitié (14 Md€).

En cas d'accélération forte de la transition énergétique en France, cette stratégie pourrait être insuffisante sur la période 2035-2040. Dans ce cas de figure et si les conditions technico-économiques sont réunies, il sera toujours possible de décider ces projets ultérieurement.

Préparer une augmentation contrôlée du recours au *redispatching* (*cf*. fiche n° 12)

La mise en œuvre de cette stratégie nécessite de réaliser un volume plus important de *redispatching* entre 2030 et 2035. En 2035, le montant annuel pourrait s'établir entre 300 et 500 millions d'euros par an pour la gestion des congestions sur le réseau à haute et très haute tension selon les scénarios étudiés. En 2024, le montant annuel était de l'ordre de 150 millions d'euros, majoritairement liés aux bons fonctionnements des échanges européens et non à la gestion des congestions en France.

RTE, en tant que responsable de développer le réseau et d'exploiter le système électrique, propose une stratégie qui combine les deux en réduisant le volume d'infrastructures à construire.

Il sera néanmoins nécessaire que les acteurs se préparent rapidement à ces évolutions de la gestion du système électrique (gestion prévisionnelle, mécanismes d'équilibrage, *etc*. – *cf*. fiche n°12).

Changer en priorité les câbles sur le réseau existant, sous réserve d'être en mesure de rendre indisponibles les lignes concernées pendant la durée des travaux

Quand cela est possible, RTE proposera de remplacer des câbles pour éviter de construire de nouvelles lignes et favoriser l'adhésion des territoires (ou de réhabiliter/reconstruire des lignes existantes).

Pour les projets de la phase n°1, c'est le choix qui a été retenu pour les axes du Massif central (projets Marmagne-Tabarderie et Breuil-Marmagne). Pour les projets de la phase n°2, les études technico-économiques menées dans le cadre du SDDR indiquent que cette solution pourrait être proposée pour plus de 700 km de rangées de pylônes. Lorsque les projets identifiés correspondront effectivement à cette solution technique, RTE cherchera à les réaliser rapidement (c'est-à-dire avant 2035).

Ce choix implique de mener un grand programme de travaux sur le réseau existant, ce qui nécessite de le rendre indisponible de manière temporaire. Cette indisponibilité peut conduire à réduire les échanges aux frontières ou limiter temporairement la possibilité d'injecter ou de soutirer sur le réseau, limiter la capacité des producteurs ou des consommateurs (*cf.* fiche n°12). Elle rend par ailleurs le réseau moins robuste à une avarie.

Si la collectivité n'est pas prête à accepter cette situation et qu'il est nécessaire de maintenir tous les axes du réseau en service pendant les phases de travaux, il faudra alors systématiquement construire de nouvelles lignes. Le coût de renforcement augmenterait alors significativement (+70% sur les lignes concernées).



Lorsque cela est nécessaire et qu'un maillage à très haute tension existe, utiliser en priorité les tracés existants pour construire de nouvelles lignes et dégager à cette occasion de la capacité d'accueil pour les projets des collectivités

Lorsque le changement de conducteur ne suffit pas à augmenter la capacité d'une ligne, il est nécessaire de construire une nouvelle ligne (pylônes et câbles).

RTE propose de réduire l'impact de ces nouvelles lignes en s'appuyant au maximum sur les couloirs de lignes existants et en construisant des lignes à double circuit. Concrètement, cela revient à suivre le plus possible les tracés déjà existants du réseau – à environ 50 mètres des lignes existantes – et à construire des pylônes qui sont en mesure d'accueillir au moins deux lignes électriques pour éviter d'avoir à construire deux rangées de pylônes en parallèle.

Pour les projets de la phase n°1, ce choix a été retenu pour le projet Chaingy-Dambron et, sur la majorité du tracé, pour le projet Amiens-Petit-Caux. Pour les projets de la phase n°2, les études technico-économiques menées dans le cadre du SDDR indiquent que cette solution pourrait être proposée pour environ 1100 km de rangées de pylônes.

Chaque projet devra faire l'objet d'une réflexion sur le bon dimensionnement, en lien avec les besoins identifiés dans les territoires concernés :

- Dans tous les cas de figure, RTE étudiera les opportunités de mutualisation entre le renforcement du réseau et les projets de raccordement pour éviter la multiplication des infrastructures (logique d'aménagement du territoire).
- Il est aussi possible dans une perspective de réindustrialisation de faire évoluer le dimensionnement des projets de réseau par rapport au besoin identifié dans le SDDR pour apporter de la capacité d'accueil dans certains territoires. Cette logique de développement économique avait été appliquée dans les années 1970 et ce point a été remonté par les collectivités dans la consultation publique du SDDR. C'est dans cet esprit que RTE a proposé les possibilités d'accélération ou de redimensionnement de la trajectoire (*cf.* paragraphe précédent et fiche n°5).

Le choix de la technologie aérienne résulte d'un motif économique (une stratégie exclusivement souterraine nécessiterait un changement de technologie pour passer en courant continu et conduirait à des investissements pour 40 à 70 Md€ supplémentaires), associé à un souci de rapidité (les délais pour fabriquer des câbles à courant continu et des stations de conversion entre courant continu et courant alternatif sont largement supérieurs aux délais constatés pour des technologies à courant alternatif du fait de la saturation des usines européennes).

Par ailleurs, la technologie aérienne offre une maîtrise plus importante en exploitation (insérer des lignes à courant continu au sein d'un réseau alternatif demeure complexe malgré les travaux de recherche : à date, les projets de réseau HVDC sont plutôt situés aux « bornes » du réseau en courant alternatif) et un taux de disponibilité des infrastructures plus important (en moyenne les taux d'indisponibilité constatés sur des lignes aériennes à courant alternatif sont de 3 heures par an contre 5 jours par an au minimum en courant continu – ceci est notamment dû à des besoins de maintenance différents).

Enfin, pour les fortes puissances, les technologies à courant continu nécessitent à date un recours important à des ressources minérales (la technologie du courant continu de forte puissance nécessitant l'emploi d'un volume significatif de cuivre pour les câbles et de matériaux rares pour l'électronique de puissance).

Il s'agit du choix opposé à celui de l'Allemagne, qui construit actuellement de grands corridors nord-sud souterrains sans éviter les oppositions envers les projets concernés et pour un coût très important : de l'ordre de 150 Md€ pour le réseau à très haute tension allemand sur quinze ans (structure et raccordements sans précision sur la part attribuée à chaque catégorie) contre 20 Md€ pour le réseau à très haute tension français (dont 14 Md€ sur la structure du réseau à très haute tension et 6 Md€ pour les raccordements à très haute tension).

Dans les rares zones où le maillage du réseau est inexistant, combiner la construction de nouvelles lignes avec la mise en souterrain des réseaux de moindre tension aux alentours

C'est notamment la solution retenue pour alimenter la zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer, aujourd'hui essentiellement dépendante des énergies fossiles et dont le développement dépend d'un accès renforcé et rapide à l'électricité, ce que seule une nouvelle ligne permet d'assurer. Cette ligne peut s'appuyer sur une partie du tracé sur le réseau existant (au nord) mais ce n'est pas le cas sur tout le tracé.

Dans ce cas précis, RTE a proposé de mettre en souterrain un linéaire au moins équivalent de lignes aériennes dans le Gard et les Bouches-du-Rhône.

Dans le SDDR, ces cas de figure relèvent de l'exception et sont strictement circonscrits aux lieux où le maillage du réseau est notablement en inadéquation avec les besoins électriques de la zone.

EXEMPLE : PROJETS DE LA PHASE N° 1 DANS LE MASSIF CENTRAL ET LE CENTRE-VAL DE LOIRE

État des lieux

La zone Massif central-Centre est une zone de renforcement du réseau 400 kV identifiée dans le dernier SDDR.

En effet, l'axe électrique 400 kV du Massif central fait partie des premiers construits en France avec des mises en service au début des années 1960. Les lignes ont très peu évolué depuis leur construction et leur renouvellement est un enjeu important pour le réseau électrique notamment car la zone peut être confrontée à des flux importants provenant du sud-ouest et de l'Espagne.

Le réseau de la région Centre-Val de Loire se situe au croisement des zones de production de la vallée de la Loire et de la façade atlantique d'une part, et des zones de consommation de l'Île-de-France et du nord du pays d'autre part. Elle est particulièrement touchée par la croissance structurelle des flux nord-sud (en France et en Europe). En effet, ceux-ci se trouvent accentués par le dynamisme des zones industrialo-portuaires du Havre et de Dunkerque ainsi que par la croissance des productions d'énergies renouvelables, à l'ouest et au sud de la France.

Les collectivités territoriales et les industriels ont par ailleurs indiqué dans la consultation publique du SDDR leur volonté de développer des projets industriels (usines ou centres de données) dans le centre de la France, notamment autour de Châteauroux. Pour cela, il sera nécessaire d'augmenter la capacité d'accueil dans ces zones : les projets du Massif central et du Centre-Val de Loire sont les premiers maillons prioritaires pour permettre l'accueil de consommation dans cette zone géographique.

Suite à la publication du dernier SDDR, RTE a engagé un cycle d'études approfondies et des concertations avec les territoires concernés sur plusieurs projets. Même s'ils répondent à des besoins identifiés en 2019, tous ces projets sont cohérents avec la stratégie de référence proposée dans le SDDR 2025 :

- ils sont multifactoriels (c'est-à-dire qu'ils répondent à plusieurs besoins),
- ils contribuent aux évolutions du système électrique français et à l'évolution des transits en Europe (*cf.* fiche n° 11),
- ils sont en technologie aérienne et s'appuient sur le réseau existant,
- ils ne conduisent pas à augmenter le nombre de rangées de pylônes sur les territoires concernés.

Description des projets

Dans le Massif central, la stratégie retenue est celle du changement des câbles de deux lignes aériennes 400 kV situées entre Bourges et Tulle (ligne Breuil-Marmagne) et entre Bourges et Montargis (ligne Marmagne-Tabarderie).

Ces travaux permettront de renouveler le réseau et d'utiliser des câbles plus performants sur les deux axes. Les projets conduisent à devoir changer 180 et 210 km sur des lignes sujettes à d'importants flux.

Les mises en service doivent intervenir avant 2030.

Pour ces projets, l'enjeu est donc la planification de travaux sur des axes stratégiques du réseau. En 2025, RTE identifiera des calendriers précis pour ces projets, ce qui permettra d'assurer une bonne coordination prévisionnelle avec les acteurs du système électrique et d'informer les parties prenantes (y compris collectivités) sur les indisponibilités programmées du réseau à très haute tension.

Dans le Centre-Val de Loire, la stratégie retenue est celle de la création d'une ligne aérienne 400 kV de 26 km autour d'Orléans (entre les postes électriques existants de Chaingy et Dambron). La ligne utilisera un couloir existant du réseau à très haute tension. Actuellement, trois lignes aériennes 225 kV sont en service entre ces postes électriques. La création de la ligne 400 kV conduit à une restructuration du réseau plus globale. En effet, deux lignes aériennes existantes seront supprimées. À terme, le couloir actuel n'accueillera plus trois lignes 225 kV mais deux lignes (une 400 kV et une 225 kV). Le nombre de kilomètres de lignes aériennes et de rangées de pylônes n'augmentera donc pas dans la zone géographique concernée avec ce projet.

La concertation préalable du public s'est tenue de septembre à octobre 2024 et a permis de valider le fuseau de moindre impact, qui longe le réseau existant. Elle sera suivie de la phase de concertation continue, sous l'égide de garants nommés par la CNDP. La demande de déclaration d'utilité publique doit intervenir au cours du second semestre 2025.

La mise en service doit intervenir en 2030 au plus tard. En effet, ce projet est essentiel à l'augmentation de la capacité de transit, notamment en cas d'électrification rapide dans plusieurs régions (p. ex. : zone de Châteauroux ou région parisienne – *cf.* fiche n° 5).

Pour ce projet, l'enjeu est donc l'obtention des autorisations et la planification des travaux. Ce projet fait partie des projets qui pourraient être soumis à une accélération pour permettre l'augmentation de la consommation électrique du secteur industriel (*cf.* paragraphe précédent et fiche n° 5). RTE étudiera alors les possibilités d'accélération des campagnes de travaux sur ce projet.

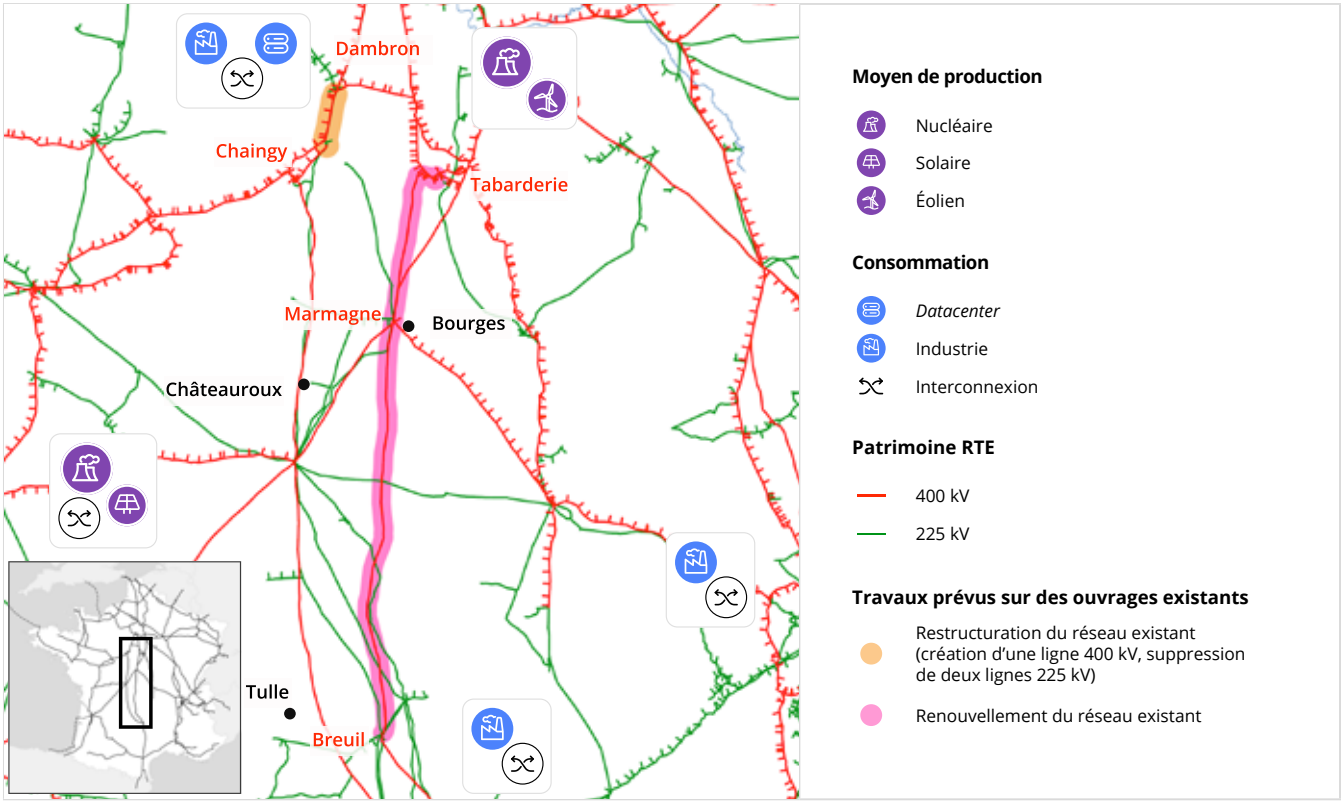
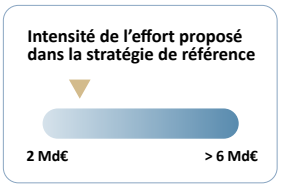


Figure 10.5 – Localisation de la phase n° 1 situés dans le Massif central et le Centre-Val de Loire

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.

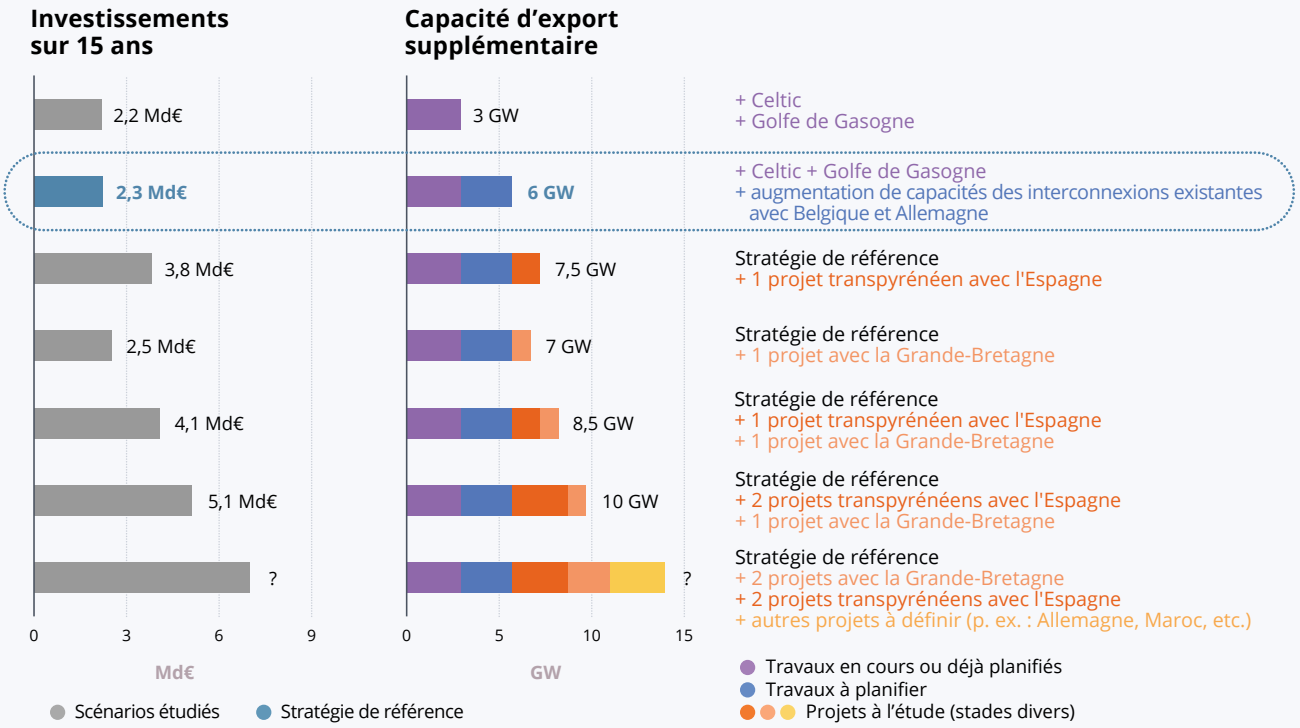
Dans la majorité des situations observées sur le système électrique, lorsque la France importe sur une frontière, elle exporte de manière simultanée sur une autre frontière. Ce phénomène est particulièrement important avec l'Espagne. À titre d'illustration, 98% du temps où la France était importatrice 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.

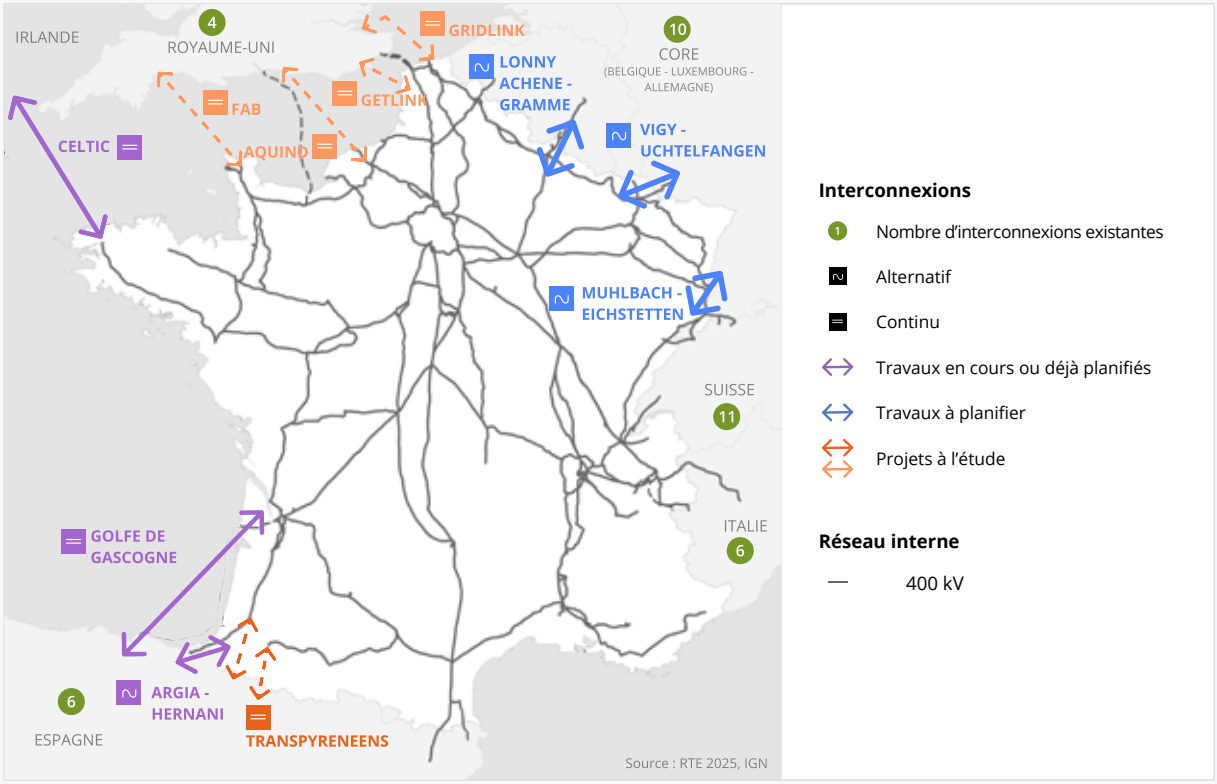
Dans le SDDR, l'enjeu est donc d'identifier les interactions entre le renforcement du réseau interne et le développement des interconnexions et de définir un programme industriel qui permette à la France de continuer à jouer son rôle de carrefour électrique européen sans que cela ne conduise à des difficultés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

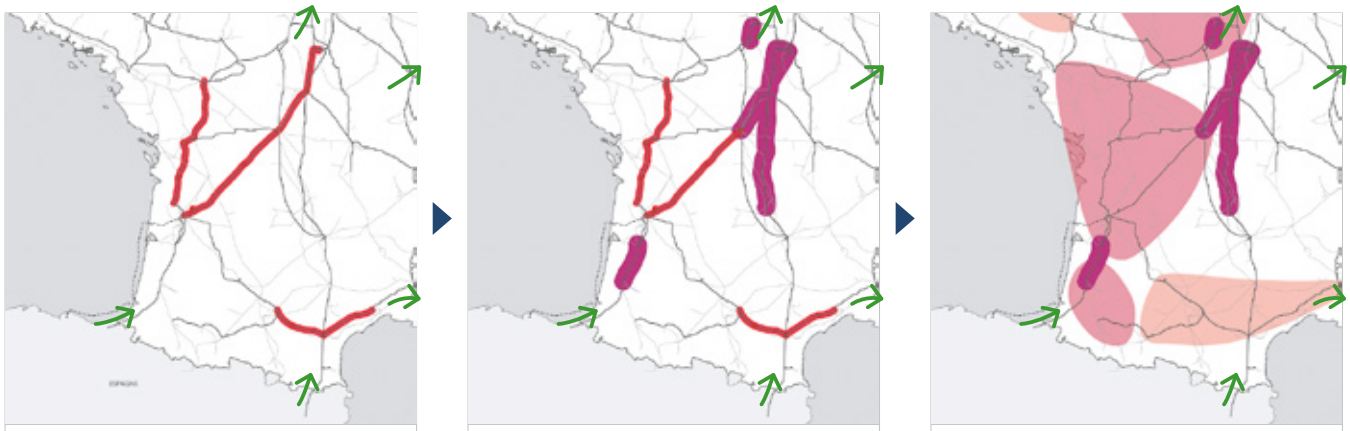
Ces projets ne sont pas chiffrés dans le SDDR et relèvent d'une réflexion géopolitique plus globale. À date, ils font l'objet d'analyses permettant de quantifier les enjeux économiques et industriels associés à ce type de projets.

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.

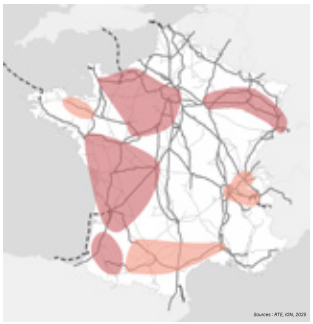
65 à 70 %

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%).

FICHE 12

Exploitation du système électrique

Assurer le bon fonctionnement du système électrique et adopter une stratégie d'exploitation qui minimise le besoin de nouvelles infrastructures

SITUATION ACTUELLE

La spécificité de l'électricité réside dans la contrainte d'équilibre : contrairement au réseau routier, le réseau électrique ne supporte pas la surcharge.

Cette spécificité se traduit dans les missions de RTE, opérateur public chargé de garantir la sécurité d'alimentation en France et à ce titre seul acteur compétent pour rétablir à tout instant l'équilibre national en ajustant la production des centrales, des installations de stockage ou les offres d'effacement en temps réel voire en actionnant les leviers de sauvegarde.

L'équilibre du système électrique est à la fois un enjeu européen – tous les États du système interconnecté en Europe continentale partagent la même fréquence – et un enjeu local – tous les appareils électriques (les grandes centrales de production comme les appareils électroménagers chez les particuliers) doivent fonctionner à l'intérieur d'une plage définie de tension et d'intensité.

Il existe un lien indissociable entre les modalités de fonctionnement du système électrique et le développement du réseau public de transport d'électricité. En effet, le développement du réseau est un moyen pour assurer le bon fonctionnement du système électrique en temps réel.

Dans les années 1980, la France a développé un grand réseau interconnecté et un parc nucléaire de très grande taille, dans le même temps que se développaient de nouveaux usages de l'électricité (notamment pour le chauffage des habitations).

La combinaison entre la part prépondérante du nucléaire dans la production – unique au monde – et une consommation thermosensible a conduit, dès les années 1980, à développer des modalités spécifiques d'exploitation de la production, avec la modulation des centrales nucléaires et le démarrage des chauffe-eaux la nuit lors des périodes de faible consommation. Il s'agit d'une spécificité française qui représente aujourd'hui encore la principale source de flexibilité du pays.

Ces modalités propres au nucléaire et au pilotage de la recharge des chauffe-eaux s'accompagnent d'un pilotage spécifique du système électrique, articulé autour d'un mécanisme d'ajustement centralisé par lequel le gestionnaire du réseau de transport assure l'équilibrage et le respect des marges requises pour bien exploiter le système. Ce mode de pilotage a permis et permet toujours à la France de bénéficier de coûts d'équilibrage en temps réel compétitifs.

Depuis le début des années 2000, le système électrique a évolué : la France a fermé la majorité de ses centrales au charbon et développé un parc de 47 GW d'éolien et de solaire.

L'exploitation du système électrique n'a pas fait exception et a également évolué : les batteries, les consommateurs et, de manière plus récente, les énergies renouvelables commencent à prendre part à la gestion de l'équilibre du système électrique en temps réel.

À titre d'exemple, les batteries couvrent aujourd'hui 40 à 50% des besoins du système électrique français en réserve primaire – puissance dégagée en moins de 30 secondes pour assurer l'équilibre du système électrique. Il y a dix ans, les centrales de production « historiques » (centrales nucléaires, centrales

thermiques, centrales hydroélectriques) étaient encore obligées de « réserver » une partie de leur puissance pour fournir ce service.

À cet égard, l'optimisation de l'exploitation du système électrique à proximité du temps réel fait partie des conditions qui ont rendu possible la fermeture de presque toutes les centrales à charbon françaises sans conséquence sur la sûreté d'exploitation du système électrique.

Néanmoins, la France n'a pas eu à faire évoluer de manière fondamentale ses modalités d'exploitation du système électrique au cours des vingt dernières années. Contrairement à d'autres États, comme l'Allemagne, l'Italie, la Suède ou la Grande-Bretagne, la France n'a eu besoin ni de développer des systèmes de *redispatching* à grande échelle, c'est-à-dire de modifier de manière significative le plan de production pour éviter l'apparition de congestions sur le réseau (l'Allemagne réalise du *redispatching* tous les ans pour des volumes compris entre 24 TWh et 32 TWh entre 2020 et 2023 contre environ 2 TWh en France en 2024), ni de différencier ses zones de prix (sur les marchés de gros de l'électricité, les prix sont les mêmes dans toute la France : ce n'est par exemple pas le cas en Italie ou en Suède).

De plus, la réglementation européenne concernant l'équilibrage évolue afin de standardiser les modalités d'exploitation pour les rendre davantage interopérables entre pays. RTE a déjà indiqué que, s'agissant de la France, ces nouvelles modalités se traduiraient par une désoptimisation dans la gestion des déséquilibres à court terme et vraisemblablement par une augmentation du coût de contractualisation des réserves. Dans tous les cas, il s'agit d'un facteur qui conduira les modalités historiques d'exploitation du système à évoluer dès les prochaines années.

ENJEUX POUR LE RÉSEAU

Depuis cinq ans, RTE a mis en place le dimensionnement optimal pour accompagner le développement de l'éolien et du solaire. Ce principe conduit à moins dimensionner ou à reporter la construction de certaines infrastructures de réseau, quitte à « arrêter temporairement » les installations de production renouvelable en cas de surcharge du réseau (écrêtement). Les producteurs sont rémunérés pour la perte de valeur.

De fait, un moindre niveau d'investissement a pour conséquence une augmentation des coûts d'exploitation du système électrique.

Ce mode de dimensionnement des réseaux à haute tension représente une transformation significative dans la gestion du système électrique en temps réel : dans tous les cas de figure, l'augmentation du volume d'écrêtements nécessite d'adapter les modes d'exploitation et emporte un besoin de coordination important avec les distributeurs dont le réseau accueille la majorité des parcs de production renouvelable terrestre. La gestion de ces écrêtements de production renouvelable constitue donc l'un des défis de la période 2025-2030, déjà bien identifié dans le précédent SDDR. La solution technique en cours de déploiement repose sur l'installation d'automates permettant de réaliser des écrêtements sur une zone entière du réseau (*cf*. fiche n°4).

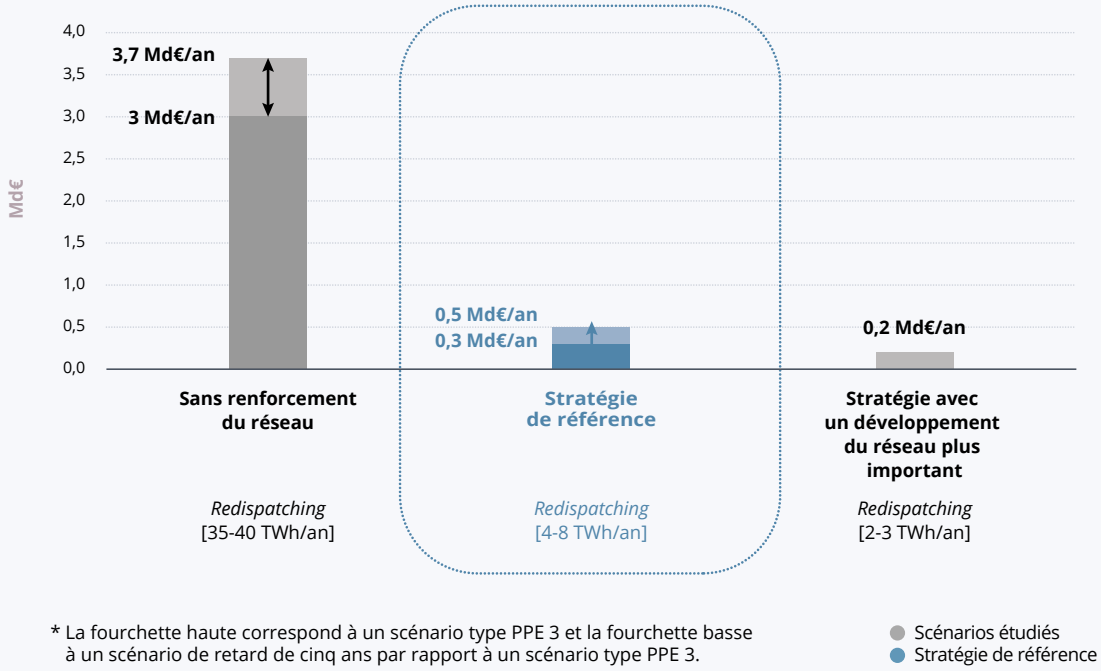
Dans le SDDR 2025, les études ont porté :

- *D'une part,* sur les évolutions de dimensionnement du réseau 400 kV pour choisir un couple performant entre développement de l'infrastructure et la gestion de l'exploitation. Ce choix constitue un paramètre de premier ordre pour tout le système électrique. En effet, décider de ne pas construire une infrastructure 400 kV et d'exploiter un réseau congestionné impose de s'assurer que le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité dispose effectivement des moyens permettant de garantir l'équilibre des flux sur le réseau et la tenue dans une plage de tension acceptable.

- *D'autre part,* sur les enjeux associés à la réalisation des chantiers sur le réseau et à leur impact sur l'exploitation du système électrique. Pour réaliser certains chantiers, il est nécessaire de rendre indisponible certains éléments du réseau électrique, ce qui a nécessairement un impact sur la préparation de l'exploitation.

STRATÉGIE DE RÉFÉRENCE ET ALTERNATIVES POSSIBLES

Charges annuelles d'exploitation et volumes de *redispatching* à horizon 2035



* La fourchette haute correspond à un scénario type PPE 3 et la fourchette basse à un scénario de retard de cinq ans par rapport à un scénario type PPE 3.

Scénarios étudiés
Stratégie de référence

Choix de la stratégie de référence

Dans le SDDR, RTE propose une stratégie de renforcement de la structure du réseau à très haute tension présentée dans la fiche n°10. Cette stratégie vise à tenir compte de la réalité industrielle (nécessité d'un phasage des différents projets), sociétale (construction de nouvelles infrastructures de réseau alors qu'aucun chantier de cette ampleur n'a été réalisé depuis les années 1990) et des incertitudes sur le rythme effectif de transformation du système électrique. Elle repose donc sur la définition de zones de renforcement prioritaires (qui correspondent aux besoins les plus urgents et aux projets dont le délai de récupération en matière d'investissements est rapide dans tous les scénarios étudiés).

La stratégie pour les réseaux à haute tension a été présentée dans la fiche n°7 : elle correspond au dimensionnement optimal prévu dans le SDDR 2019.

Sur l'ensemble du réseau public de transport d'électricité, la stratégie de référence pour le développement du réseau a pour pendant une augmentation des coûts d'exploitation du système électrique et des volumes de *redispatching* dès 2030.

La réussite de cette stratégie nécessite de garantir que RTE dispose effectivement des leviers techniques pour assurer l'équilibre des flux sur le réseau, qui s'ajoutent à ceux nécessaires au maintien de l'équilibre à tout instant entre le niveau de consommation et le niveau de production. Elle implique donc de revoir les règles qui encadrent la mise à disposition de ces leviers. Préparer cette évolution constitue donc une priorité. Elle impliquera des concertations dans le cadre du Comité des utilisateurs du réseau de transport d'électricité et des évolutions de règles soumises à l'approbation de la Commission de régulation de l'énergie.

Être en mesure de réaliser de grands volumes de *redispatching* à des coûts plus « performants » que de nouvelles infrastructures de réseau

Sur le plan économique, les analyses du SDDR mettent en évidence qu'il est théoriquement possible de prévoir d'équilibrer le système électrique à un coût compétitif en ayant recours de manière plus importante au *redispatching* (c'est-à-dire à la modification du plan de production pour prévenir les congestions sur le réseau). En 2035, la stratégie de référence conduit à un coût de *redispatching* au périmètre de la collectivité de l'ordre de 500 M€/an dans un scénario cohérent avec le projet de PPE 3, soit des montants bien supérieurs aux coûts actuellement portés par RTE (de l'ordre de 150 M€ en 2024). Ces montants sont importants mais bien inférieurs à ceux observés dans d'autres États comme l'Allemagne (entre 1,4 Md€ et 4,3 Md€/an entre 2020 et 2023).

Sur le plan technique, la mise en œuvre de cette stratégie n'a rien d'évident.

D'une part, elle implique d'accroître les volumes de *redispatching* pour la gestion des flux sur le réseau. Le volume annuel de *redispatching* pourrait être porté à 8 TWh dans un scénario cohérent avec les objectifs prévus dans le projet de PPE 3. À titre de comparaison, RTE a réalisé près de 2 TWh de *redispatching* en 2024 pour la gestion des flux sur le réseau. Au cours des dernières années, le *redispatching* a été majoritairement réalisé pour permettre

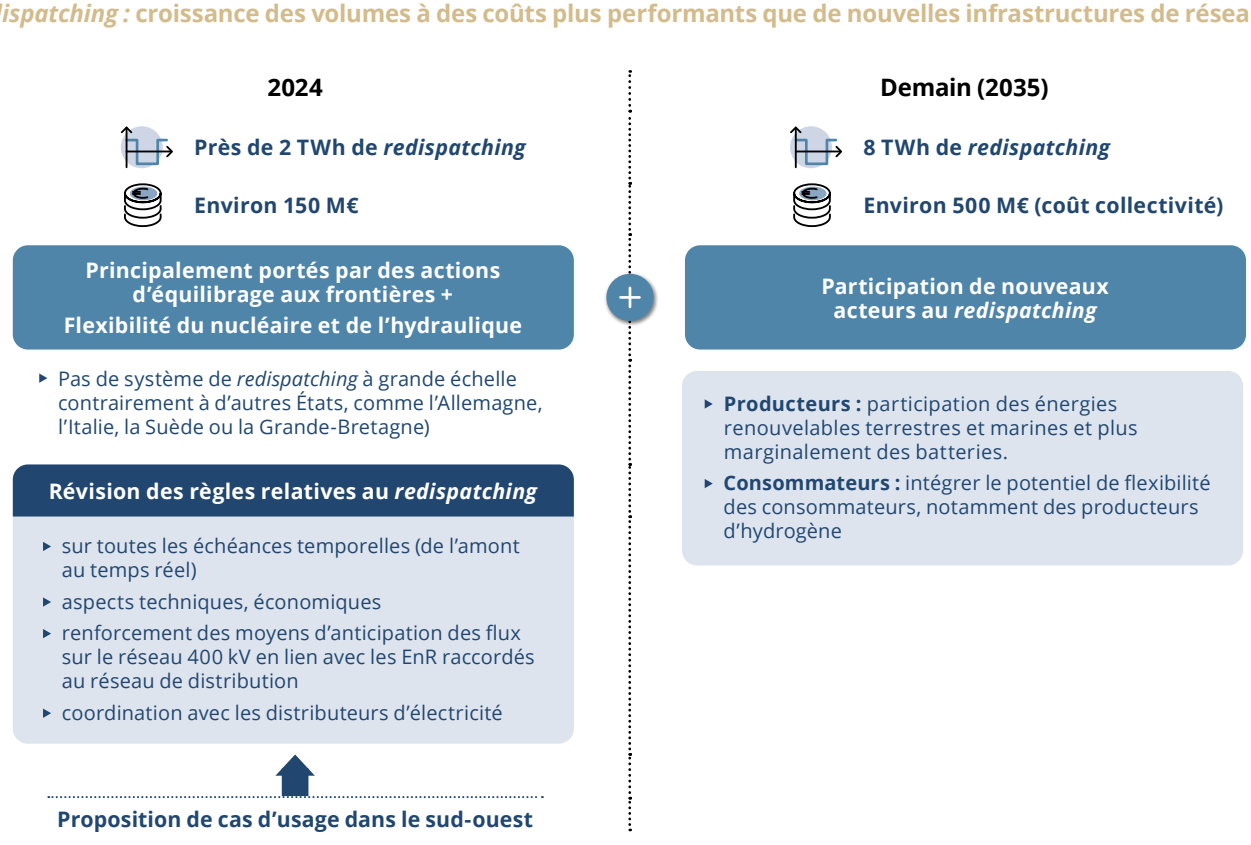


Figure 12.1 – Enjeux relatifs à l'évolution du *redispatching* pour les besoins de gestion des flux (et sans intégrer les besoins d'équilibre offre-demande)

le bon fonctionnement des échanges européens et de manière minoritaire pour la gestion des congestions en France. Les études menées dans le cadre du SDDR portent principalement sur la gestion des congestions en France. Au-delà des volumes, les besoins et les moyens mis en œuvre pour gérer ce *redispatching* sont donc d'une nature différente par rapport à ceux actuellement mis en œuvre.

D'autre part, ces besoins s'ajoutent à ceux propres à la gestion de l'équilibre en temps réel entre le niveau de production et de consommation. Sur le plan technique, RTE doit être en mesure de mener l'ensemble des actions nécessaires à la gestion globale du système électrique.

Dans les pays européens qui ont le plus recours au *redispatching*, les moyens thermiques (gaz, charbon) sont sollicités de manière prioritaire pour cela. Or, la France dispose de peu de ce type de moyens thermiques fossiles et ne prévoit pas d'en développer. Augmenter le volume de *redispatching* nécessite donc de solliciter le nucléaire, l'hydraulique et les autres filières renouvelables. Le potentiel de flexibilité des parcs nucléaire et hydraulique étant déjà exploité, l'enjeu réside particulièrement dans la participation des énergies renouvelables terrestres et marines au *redispatching* et plus marginalement de nouveaux acteurs (notamment les batteries). Ces éléments étaient déjà mis en évidence dans le rapport publié en 2021 par RTE et l'Agence internationale de l'énergie.

Au-delà des principes qui sont clairement établis, il s'agit désormais de passer à leur mise en œuvre opérationnelle.

La bonne atteinte de cette stratégie dépend aussi de la manœuvrabilité du parc nucléaire en exploitation. Dans le cas où son exploitant déciderait à l'avenir de moins faire moduler les réacteurs, d'autres filières devraient être sollicitées et/ou plus de réseau devrait être construit.

Pour cela, RTE fera évoluer les règles relatives à la gestion du temps réel (programmation, mécanisme d'équilibrage, gestion des flux, *etc.*). Ces évolutions seront concertées dans le cadre du Comité des

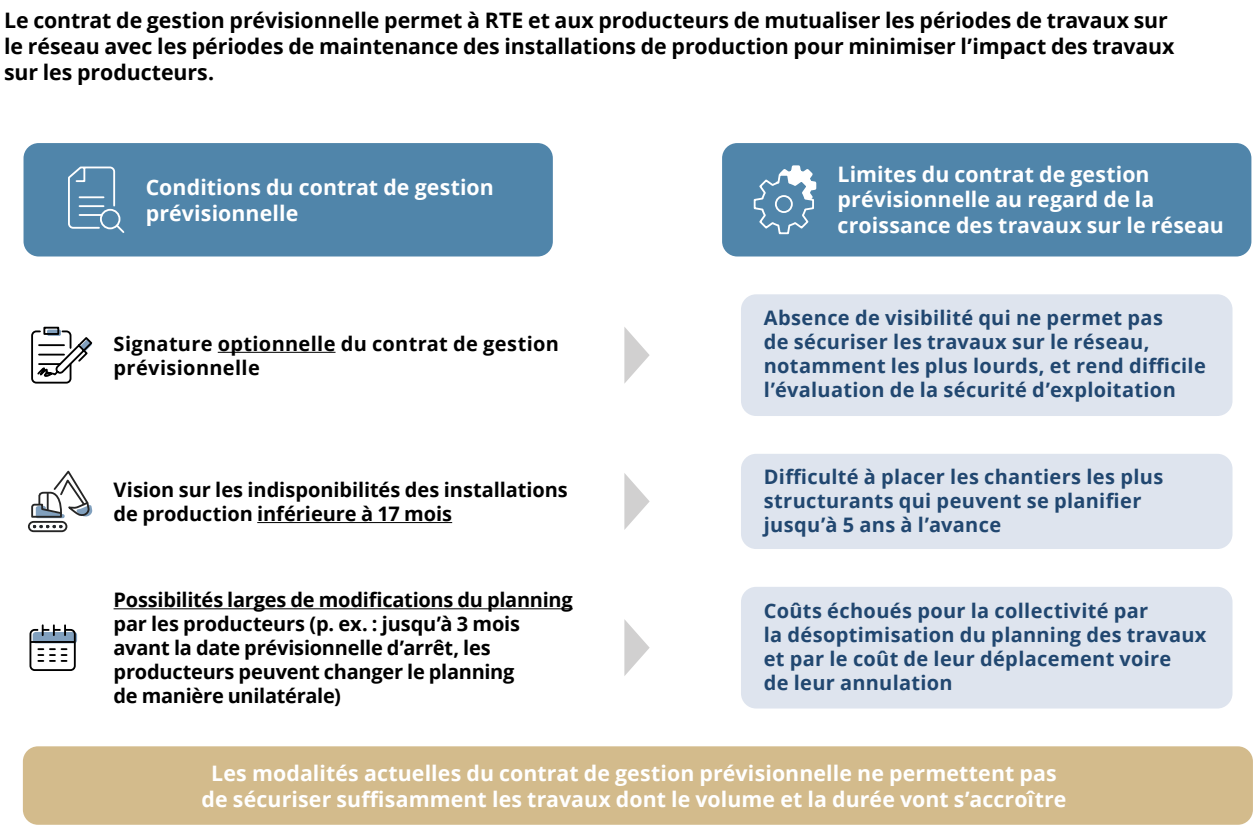


Figure 12.2 – Enjeux autour du contrat de gestion prévisionnelle

utilisateurs du réseau de transport d'électricité en 2025. Elles seront soumises à l'approbation de la Commission de régulation de l'énergie. Cette révision des règles devra intégrer les aspects techniques, économiques ainsi que la question de la coordination avec les distributeurs d'électricité, notamment Enedis.

En complément, RTE souhaite engager une démarche spécifique sur la gestion des flux dans le sud-ouest. Dans cette zone du réseau, de nombreux projets renouvelables sont en cours de développement. Ils ont déjà un impact sur le réseau 400 kV et interagissent avec les flux de transit européens. Il s'agit donc d'un bon cas d'usage pour envisager une évolution de l'exploitation en mobilisant de nouvelles filières pour la gestion des flux.



Réaliser les chantiers sur le réseau en même temps que ceux réalisés par les producteurs sur leurs centrales et renforcer la fermeté des plannings de travaux plusieurs années en avance

Pour maîtriser les coûts de *redispatching*, RTE est prêt à programmer les travaux sur le réseau à très haute tension très en amont, en fonction des arrêts pour maintenance des groupes de production lorsqu'ils sont déjà connus. Ceci permettrait d'éviter ainsi des coûts supplémentaires dans les projets réalisés par RTE et liés uniquement aux coûts des arrêts de groupes de production (qui ne sont pas intégrés dans la trajectoire de référence).

Cette coordination existe déjà sur certains chantiers et peut être efficace. À titre d'exemple, les travaux de changement des câbles de la ligne entre Eguzon et Marmagne, synchronisés avec les arrêts longs de réacteurs de la centrale nucléaire de Civaux pour visite décennale, ont pu être réalisés sans coûts supplémentaires.

Néanmoins, ce processus relève encore du cas par cas. RTE propose de rendre ce processus systématique et de renforcer les engagements pris de part et d'autre pour assurer la fermeté plusieurs années en avance des programmes de travaux respectifs.

Dès lors, RTE engagera en 2025 une révision du contrat d'accès au réseau (producteur, stockeur et consommateur) sur la planification des travaux et du contrat de gestion prévisionnelle, qui fixe les modalités de coordination des travaux sur le réseau et des arrêts des installations de production. Une première étape a déjà été réalisée en 2024 et porte spécifiquement sur la planification des travaux de renouvellement sur les infrastructures de raccordement des consommateurs (ouvrages propres). Elle doit faire l'objet d'une saisine de la Commission de régulation de l'énergie. Elle doit être complétée par d'autres étapes plus structurantes, notamment concernant le contrat de gestion prévisionnelle et le contrat d'accès au réseau pour les producteurs.



Financer les équipements nécessaires au maintien de la tension et de la stabilité du réseau installés dans les postes électriques exploités par RTE ou dans les infrastructures des utilisateurs du réseau

Les besoins de nouveaux dispositifs sont croissants, notamment pour éviter des tensions trop hautes sur le réseau (déploiement de bobines d'inductance shunt à un rythme moyen de 1 GVAr/an d'ici 2030) ou pour assurer la stabilité du réseau sur lequel de plus en plus de machines sont connectées via de l'électronique de puissance. Cette situation n'est pas spécifique au réseau français et est observée dans toute l'Europe. Elle est par ailleurs documentée dans plusieurs rapports techniques (par ex : étude RTE-AIE).

La stratégie de référence prévoit 1,9 Md€ d'investissement sous réserve d'une participation plus forte au réglage de tension des producteurs d'énergie renouvelable terrestre (les parcs photovoltaïque et éolien pourraient effectuer de la compensation statique, ce qui permettrait de bénéficier d'un réglage de la tension même en l'absence de production de puissance active), des stockeurs, des industriels et de l'installation de moyens de compensation sur les réseaux de distribution.

Une concertation a été lancée à ce sujet en 2024. Elle doit se poursuivre, en coordination avec les gestionnaires des réseaux de distribution. Les nouvelles règles feront l'objet d'une approbation de la Commission de régulation de l'énergie.



Approfondir les travaux de recherche sur les phénomènes de stabilité des convertisseurs d'électronique de puissance

Ces travaux permettront de statuer sur le risque d'interactions entre installations à l'horizon 2030-2035 selon les zones du réseau français et sur le nombre de matériels stabilisants à mettre en service dans les postes électriques (compensateurs synchrones ou STATCOM *Grid Forming*). À titre d'exemple, les gestionnaires de réseau allemand prévoient l'installation de 50 matériels de ce type d'ici 2030. Les coûts de ces dispositifs ne sont pas précisés dans le plan de développement allemand.

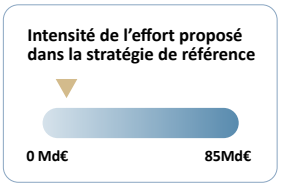


ANALYSES TRANSVERSES

FICHE 13

Choix technologiques

Orienter la stratégie d'évolution du réseau vers les solutions techniques les plus compétitives pour les consommateurs



SITUATION ACTUELLE

Le réseau public de transport d'électricité en France est composé des lignes (souterraines et aériennes) et des postes électriques allant de 63 kV à 400 kV. Il est organisé selon plusieurs niveaux de tension :

- la structure à très haute tension (réseau 400 kV et une partie du réseau 225 kV) assure le maillage du territoire national en évacuant l'électricité depuis les principaux sites de production (centrales nucléaires, hydrauliques et thermiques) vers les centres de consommation et permet l'interconnexion avec les pays voisins ;
- les réseaux 63-90 kV et la majorité du réseau 225 kV permettent de répartir l'énergie entre les régions et d'assurer l'alimentation des distributeurs d'électricité.

Toutes ces infrastructures sont exploitées par RTE de manière coordonnée.

Le besoin de renforcer ce réseau n'est pas une nouveauté du SDDR 2025. Dans les *Futurs énergétiques 2050*, RTE avait indiqué qu'un système énergétique neutre en carbone avait pour pendant une plus grande visibilité des infrastructures nécessaires pour produire et acheminer l'énergie. L'Agence internationale de l'énergie parvient à la même conclusion dans son rapport d'octobre 2023 sur les réseaux électriques. C'est également le cas du rapport Draghi dans le rapport sur la compétitivité européenne, qui mentionne expressément les infrastructures de réseau.

En effet, l'électricité doit se substituer à des énergies fossiles – extraites hors de France et essentiellement transportées par pipelines ou bateaux. Produire sur le territoire une part croissante de l'énergie consommée par les Français conduit donc, invariablement, à davantage d'infrastructures de production et de réseau sur le territoire national.

ENJEUX POUR LE RÉSEAU

Pour réaliser ces renforcements, une partie des choix qui relèvent de RTE en tant que maître d'ouvrage et qui sont proposés dans la SDDR est de nature technique. Ces choix portent sur la part respective des lignes aériennes et souterraines, l'utilisation du maillage existant du réseau ou de la construction des nouvelles infrastructures loin du réseau existant pour accroître son maillage, les possibilités de mutualiser les infrastructures pour limiter les interventions sur un même territoire, le rythme de renouvellement des infrastructures.

Les transformations décrites dans les différentes fiches concernent différents types de territoires. Par exemple :

- Le renouvellement et l'adaptation au changement climatique portent sur un grand nombre de lignes partout en France, majoritairement sur les niveaux de tension 63, 90 kV voire 225 kV (un quart du réseau aérien dans les quinze prochaines années) ;
- Le renforcement de la structure du réseau à très haute tension concerne un petit nombre de projets et quelques lignes électriques à 400 kV (et plus rarement 225 kV) ;
- Le renforcement du réseau pour alimenter les zones industrielles est un élément-clé d'attractivité des territoires concernés et répond à la demande des collectivités : il concerne des zones géographiques spécifiques, à commencer par les principaux bassins industrialo-portuaires ;
- Le raccordement de l'éolien en mer s'intègre à la planification maritime : il concerne un faible nombre de projets mais dont le coût unitaire est important.

Le SDDR décrit la stratégie d'ensemble pour réaliser ces infrastructures dans une optique d'aménagement du territoire et tient compte des enjeux propres à chaque niveau de tension. Les projets qui découleront de la stratégie retenue suite aux phases d'avis et de participation du public seront discutés au niveau local conformément au cadre législatif et réglementaire en vigueur.

Cette stratégie repose sur trois principes fondamentaux : (1) la mutualisation (les projets doivent répondre à plusieurs besoins), (2) la priorisation (les projets doivent être justifiés dans plusieurs scénarios et le niveau de priorité dans le programme industriel de RTE doit être transparent) et (3) la compétitivité des solutions techniques (le réseau public doit rester un élément de compétitivité pour la France).

Pour respecter ces principes, un équilibre a été recherché entre plusieurs dimensions sur chaque niveau de tension : le coût, la maîtrise industrielle, l'incidence sur l'environnement, les attentes du public, la compatibilité avec les projets du territoire et la rapidité de déploiement.

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

Mutualiser au maximum les différents facteurs d'évolution du réseau dans une infrastructure unique permettant de traiter plusieurs besoins

RTE met déjà en œuvre ce principe dans plusieurs projets :

- La ligne Amiens – Petit-Caux répond à la fois aux besoins d'évacuer la production future des EPR de Penly et de celle des éoliennes en mer de Seine-Maritime.
- La reconstruction du poste d'évacuation de la centrale de Gravelines répond à un enjeu de vétusté et est dimensionnée en intégrant les besoins du Dunkerquois.
- Les solutions de raccordement des éoliennes en mer du Golfe de Gascogne sont étudiées en intégrant la possibilité qu'elles permettent également de faire transiter de l'électricité de la Gironde à la Loire-Atlantique pour remédier aux congestions projetées sur le réseau de la façade atlantique.
- La planification des infrastructures au niveau régional, avec les S3REnR, permet d'éviter des raccordements au cas par cas.

Le SDDR propose de pousser plus loin cette logique de mutualisation :

Pour le raccordement des consommateurs, la nouvelle approche proposée par RTE vise à favoriser le développement de zones d'attractivité pour la consommation industrielle et à donner de la visibilité sur le développement de la capacité d'accueil du réseau pour favoriser la mutualisation des besoins (*cf.* fiche n°5).

Pour le renouvellement des infrastructures existantes, RTE a défini un programme qui répond également aux enjeux d'adaptation au changement climatique. Ce programme évite de réaliser plusieurs opérations d'ingénierie sur une même infrastructure. Il conduit par ailleurs à augmenter la capacité de transit du réseau grâce à l'utilisation de câbles plus performants sur

le plan technique, ce qui facilite les raccordements (+50% de capacité de transit suite au renouvellement de lignes dont les câbles ne peuvent supporter une chaleur supérieure à 45°C).

Pour les réseaux 63 kV à 225 kV, il est également possible d'accroître l'optimisation par rapport aux schémas de planification actuels (S3REnR), notamment en retenant une meilleure coordination entre les infrastructures de réseau et le développement des énergies renouvelables terrestres (politique de l'offre), en incitant à la bonne localisation et au fonctionnement optimisé des batteries et en mutualisant les infrastructures pour plusieurs usages (p. ex. : besoins des métropoles, autoroutes).



Privilégier l'optimisation du réseau existant

Concrètement, cela se traduit par la proposition de prioriser le remplacement des câbles sur les lignes existantes ou la réhabilitation de certaines lignes avec des câbles plus performants (par rapport à la création de nouvelles infrastructures). Sur le réseau 400 kV, cette solution pourrait être proposée sur plus de 700 km de rangées de pylônes (phase 2).

Cette stratégie nécessite néanmoins de pouvoir rendre indisponibles les infrastructures, ce qui peut avoir un impact sur les utilisateurs du réseau électrique et accroît l'exposition au risque d'avaries pendant les périodes de travaux sur le réseau (*cf*. fiche n°12).

RTE proposera donc de revoir les règles de gestion prévisionnelle et les contrats d'accès au réseau pour permettre la réalisation de ces travaux et assurer une plus forte coordination entre les plannings de maintenance des utilisateurs du réseau et ceux de RTE (*cf*. fiche n°12).

Cette situation n'est pas propre au réseau électrique : d'autres gestionnaires d'infrastructures linéaires doivent mettre en place des dispositifs spécifiques pour faire évoluer leurs infrastructures (p. ex. : réseau ferroviaire sur les lignes régionales comme sur les lignes à grande vitesse).



Définir des critères de choix entre technologies aérienne et souterraine en fonction des différents niveaux de tension

Pour les réseaux de tension inférieure ou égale à 225 kV

Faisant suite à l'avis de la Commission de régulation de l'énergie sur le précédent SDDR qui avait refusé le passage en souterrain de manière systématique en cas de création ou reconstruction d'ouvrages sur les réseaux de tension inférieure à 225 kV, RTE propose de définir des critères de choix entre technologies aérienne et souterraine en fonction des différents niveaux de tension.

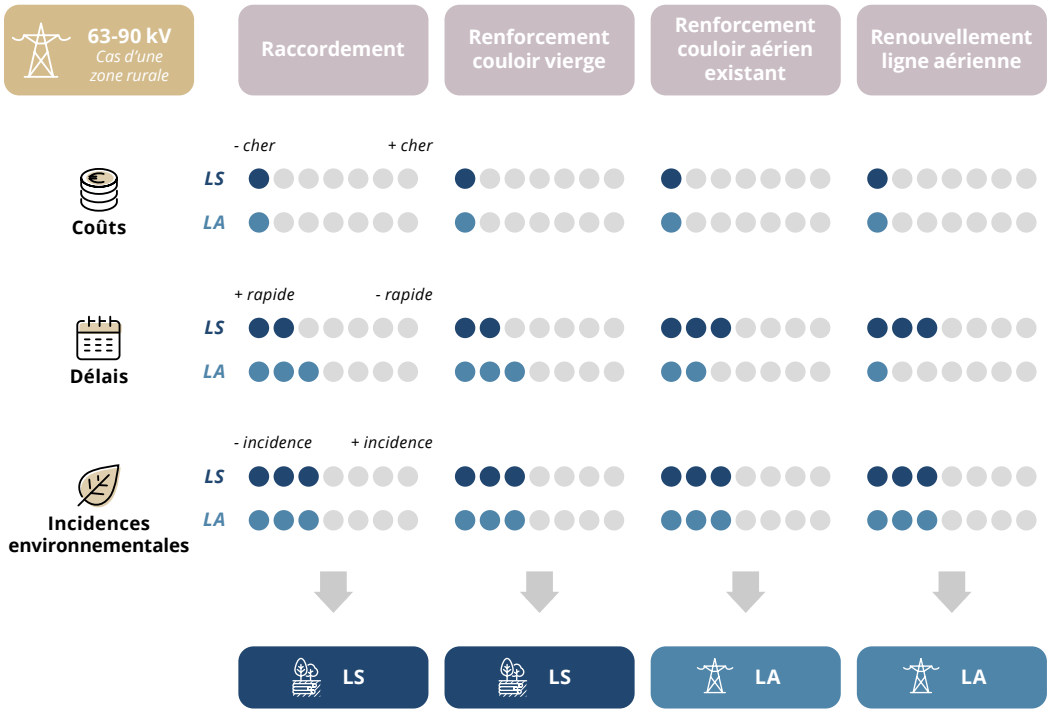
Sur le plan économique, les lignes souterraines 225 kV sont plus onéreuses que les lignes aériennes de capacité comparable (d'en moyenne 65%). Les lignes souterraines 63 et 90 kV ont toutefois un coût équivalent en zone rurale (moins de 5% d'écart) voire plus faible dans les zones plus urbanisées (si l'on intègre la valeur du foncier mobilisé par les lignes).

Sur le plan environnemental, si les lignes aériennes présentent des incidences sur le cadre de vie et sur l'avifaune (bien que RTE ait prévu d'augmenter de manière importante le linéaire de réseau équipé de balises prévues à cet effet – *cf*. fiche n°14), les lignes souterraines présentent un bilan matière plus défavorables, qui l'est encore plus lorsqu'elles nécessitent la mise en place d'équipements spécifiques additionnels et consommateurs de ressources minérales (selfs de compensation) pour les besoins de stabilité du réseau.

La stratégie proposée par RTE prévoit donc que le recours à la technologie aérienne soit la référence en dehors de quatre cas :

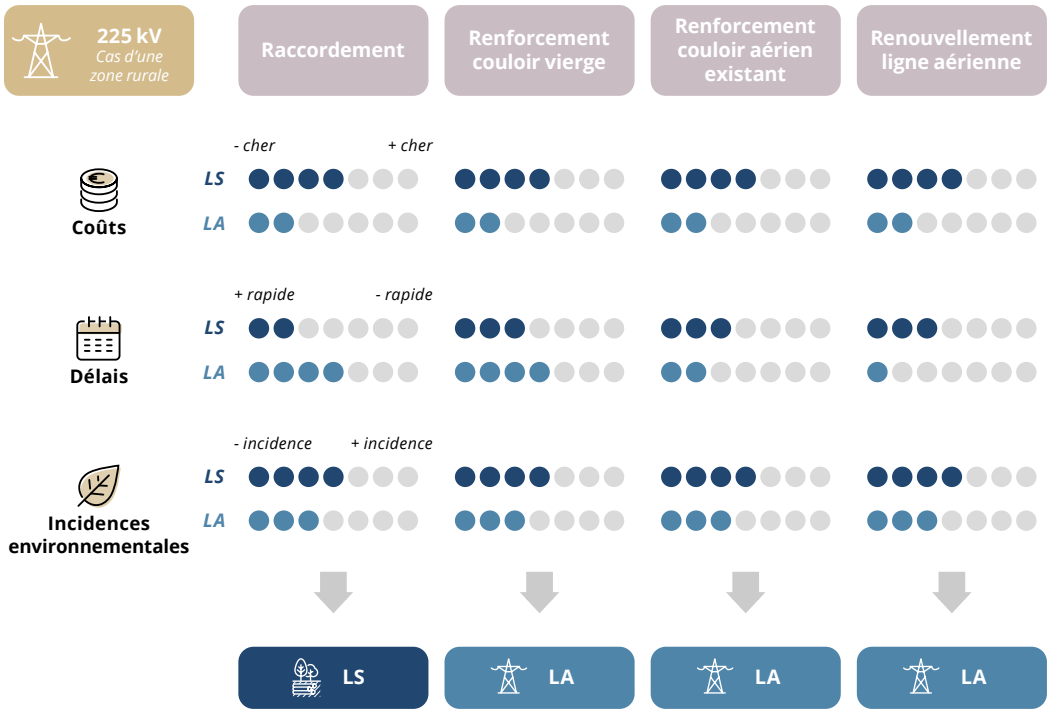
- Les raccordements de nouveaux usagers (pour accélérer les raccordements et sauf demande des utilisateurs concernés de passer en technologie aérienne) ;
- Les renforcements en site vierge de lignes de réseau de tension 63-90 kV (moins de 5% d'écart entre un renforcement aérien et un renforcement souterrain en zone rurale) ;
- Les zones urbaines (pour des contraintes de foncier) ;
- Les zones où il existe des enjeux écologiques très forts et où le passage en souterrain constitue une alternative pertinente et démontrée.

La stratégie prévoit également une information des collectivités concernées par la construction d'une nouvelle infrastructure aérienne pour leur permettre, le cas échéant, de financer la mise en souterrain de ces infrastructures. La loi prévoit déjà cette possibilité pour les ouvrages existants (dispositif MESIL). Il s'agit de l'élargir : lorsque la stratégie prévoit l'utilisation de la technologie aérienne, RTE pourra proposer aux collectivités territoriales qui le souhaitent de prendre à leur charge le surcoût pour financer la mise en souterrain.



- *Sur le 63-90 kV, le coût des deux technologies est comparable*
- *Sur le 63-90 kV, les incidences environnementales des technologies sont de nature différente mais comparable en intensité (avifaune, consommation de matières, etc.)*

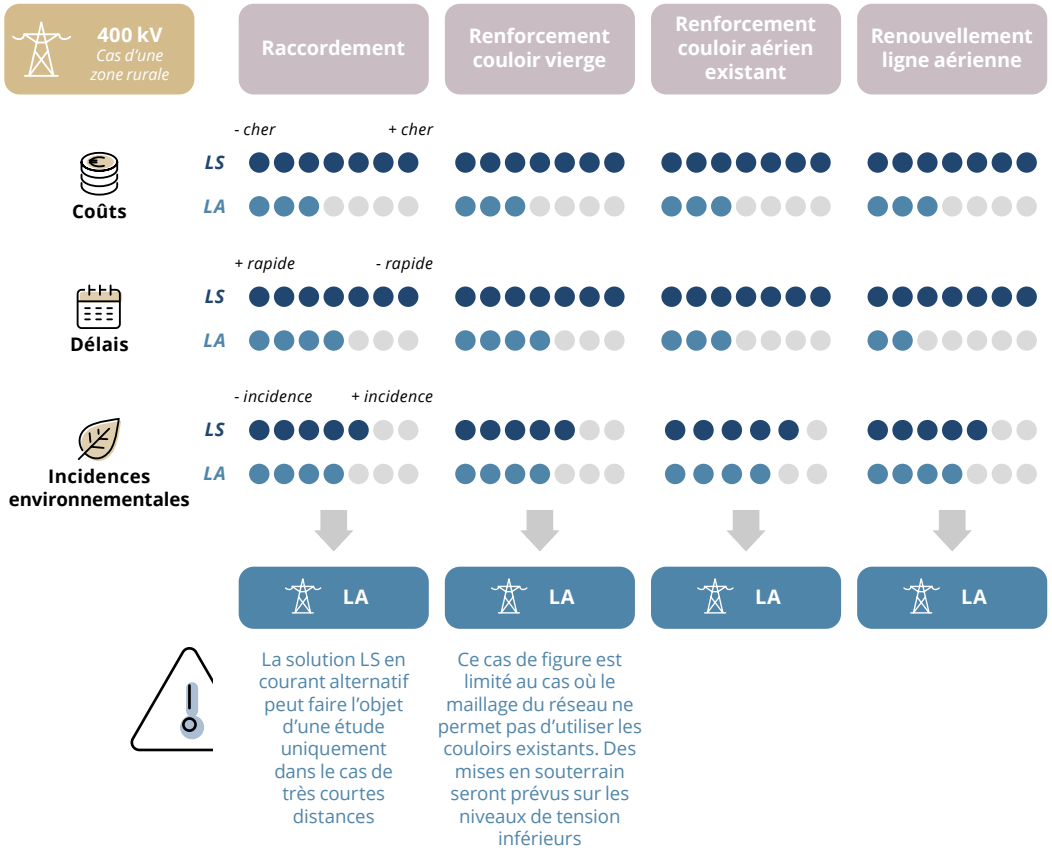
Figure 13.1 – Choix techniques 63-90 kV privilégiés – proposition de RTE



- *Les lignes de forte capacité sont en moyenne 65 % plus onéreuses en technologie souterraine*
- *Du point de vue de la consommation des ressources, les lignes souterraines 225 kV présentent des câbles plus gros et peuvent nécessiter l'installation d'équipements spécifiques pour la stabilité du réseau*

Figure 13.2 – Choix techniques 225 kV privilégiés – proposition de RTE

FICHE 13



- *Les LS HVDC sont nettement plus onéreuses et nécessitent la mise en place de stations de conversion*
- *Les LS HVDC sont soumises à des contraintes très fortes d'approvisionnement*
- *Présence importante de cuivre dans les câbles souterrains et de métaux rares pour l'électronique de puissance nécessaire à la technologie HVDC, associés à davantage de surfaces artificialisées au niveau des stations de conversion*

Figure 13.3 – Choix techniques 400 kV privilégiés – proposition de RTE

Pour le réseau 400 kV

Le choix de la technologie aérienne résulte d'un motif économique (une stratégie exclusivement souterraine nécessiterait un changement de technologie pour passer en courant continu et conduirait à des investissements pour 40 à 70 Md€ supplémentaires), associé à un souci de rapidité (les délais pour fabriquer des câbles à courant continu et des stations de conversion entre courant continu et courant alternatif sont largement supérieurs aux délais constatés pour des technologies à courant alternatif du fait de la saturation des usines européennes).

Les éléments sont présentés en détails dans la fiche n°10 et schématisés dans l'encadré détaillant la stratégie de référence.

Pour les nouvelles lignes aériennes, privilégier la construction dans les couloirs existants dès que cela est possible

RTE propose de minimiser l'impact des nouvelles infrastructures électriques en s'appuyant sur le réseau existant. Cette approche permet de limiter l'extension territoriale du réseau et de ne pas multiplier les rangées de pylônes.

Pour la création de nouvelles lignes, la stratégie prévoit que les nouveaux tracés aériens suivent dès que cela est possible les lignes existantes, à environ 50 mètres, et privilégient la construction de pylônes capables d'accueillir plusieurs circuits électriques (c'est-à-dire qu'une seule rangée de pylône doit pouvoir accueillir deux lignes électriques pour éviter d'avoir à construire deux rangées de pylônes). Pour les projets de la phase 2 sur le réseau 400 kV, les études technico-économiques menées dans le cadre du SDDR indiquent que cette solution pourrait être proposée pour environ 1100 km de rangées de pylônes.

Dans les zones géographiques où le maillage du réseau ne permet pas de suivre les infrastructures existantes, RTE combinera la construction de nouvelles lignes avec la mise en souterrain des réseaux de moindre tension aux alentours et cherchera à mutualiser avec les infrastructures déjà présentes sur le territoire (par exemple, en suivant les infrastructures autoroutières).

EXEMPLE : AMIENS PETIT-CAUX (400 KV)

État des lieux

Le principal lien électrique qui relie les régions de la Normandie et des Hauts-de-France est constitué par une double ligne aérienne 400 kV entre les communes de Petit-Caux (76) et d'Argœuves (80). Cet axe électrique actuel supporte des flux de l'ouest vers l'est depuis la Normandie vers les Hauts-de-France.

À l'horizon 2035, le développement attendu des moyens de production d'électricité décarbonés sur la façade normande, en particulier les nouveaux réacteurs nucléaires EPR2 sur le site de Penly et les futurs parcs éoliens en mer (AO 10 et suivants), accompagné de l'évolution prévisible de la consommation d'électricité liée à la décarbonation et la réindustrialisation, notamment de la Vallée de Seine et de la zone de Dunkerque, accentuent l'intensité de ces flux. Le réseau doit donc être adapté afin d'être en mesure d'accompagner ces évolutions.

Options

Pour répondre au besoin de renforcement de cet axe électrique existant entre les deux régions, la création d'un nouvel ouvrage 400 kV est nécessaire.

Compte-tenue de longueur du nouvel axe et de la puissance qu'il doit transiter, la stratégie de référence repose sur la création d'une ligne aérienne 400 kV. Les stratégies en techniques souterraines, en courant alternatif ou continu, ont été écartées pour des raisons de coûts.

Description du projet

Le tracé de la nouvelle ligne aérienne a été adopté à l'issue de la concertation avec les parties prenantes du territoire. Il s'inscrit dans la stratégie d'optimisation consistant à s'appuyer autant que possible sur le tracé des lignes existantes en empruntant le couloir de la ligne 400 kV existante (sur environ un tiers du linéaire), ou en substitution d'une ligne aérienne 225 kV (sur environ un tiers du linéaire), associé à la création d'un nouveau poste intermédiaire venant créer de la capacité d'accueil électrique pour les projets des collectivités. Enfin, la création de la nouvelle ligne aérienne de 80 km s'accompagne également de la mise en souterrain de réseaux aériens à proximité.

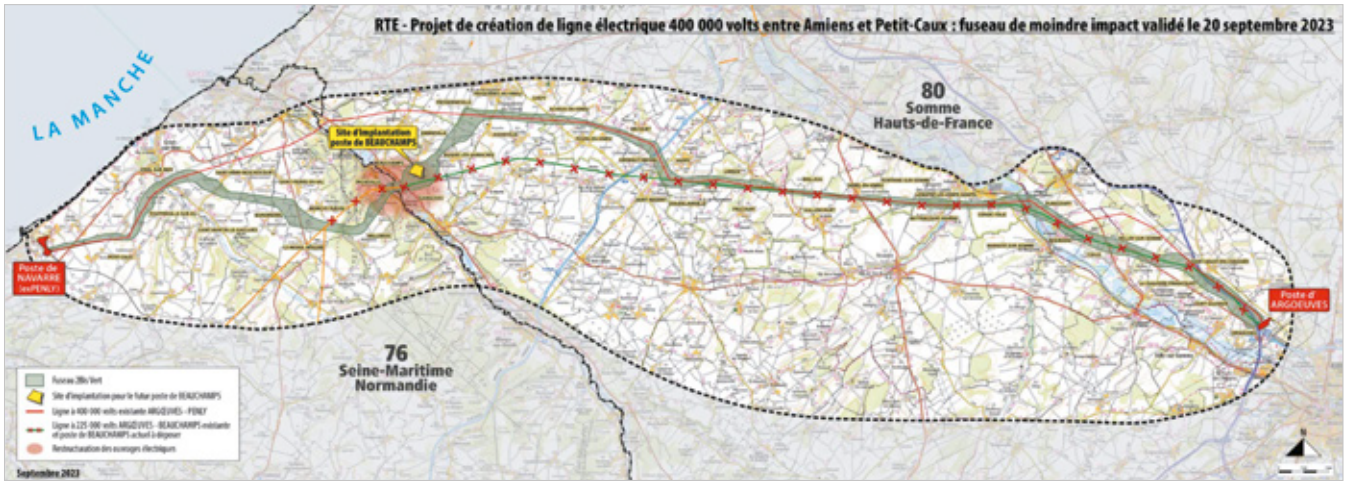


Figure 13.4 – Représentation du projet Amiens Petit-Caux – 400 kV

FICHE 13

EXEMPLE : SARRY-VIELMOULIN (225 KV)

État des lieux

La ligne 225 kV Sarry-Vielmoulin est une ligne aérienne de 64 km située dans le département de l'Yonne et de la Côte d'Or.

Composée de 122 pylônes, elle traverse vingt-trois communes, croise trois voies ferrées électrifiées, vingt routes départementales, des voies fluviales (canal, et ruisseau) et seize lignes électriques de distribution de tension HTA. La ligne actuelle s'insère dans un milieu majoritairement agricole (75%) et forestier (25%) contenant une zone Natura 2000 et croisant des zones nationales d'intérêt écologique, faunistique et floristique (ZNIEFF) de type 1 et 2.

Le tronçon de ligne compris entre le pylône 112 (repéré sur la figure 13.5) et le poste de Vielmoulin est équipé de 107 pylônes en acier noir et de câbles datant de 1948.

Objectifs

Les travaux de réhabilitation consistent à remplacer les 60 km de câbles ainsi que les pylônes en acier noir (les pylônes les plus récents – datant de 1981 et galvanisés – sont conservés).

Description du projet

Les nouveaux pylônes seront implantés dans l'axe de la ligne à moins de 20 mètres des emplacements actuels, leur hauteur sera équivalente et leur silhouette semblable aux pylônes remplacés.

Un suivi écologique sera assuré tout au long du chantier et des aménagements durables de la végétation seront mis en place aux abords de la ligne.

Les travaux sont en cours et la nouvelle ligne sera mise en service fin 2025. Ces opérations de renouvellement du réseau des vallées s'élèvent à environ 30 M€.

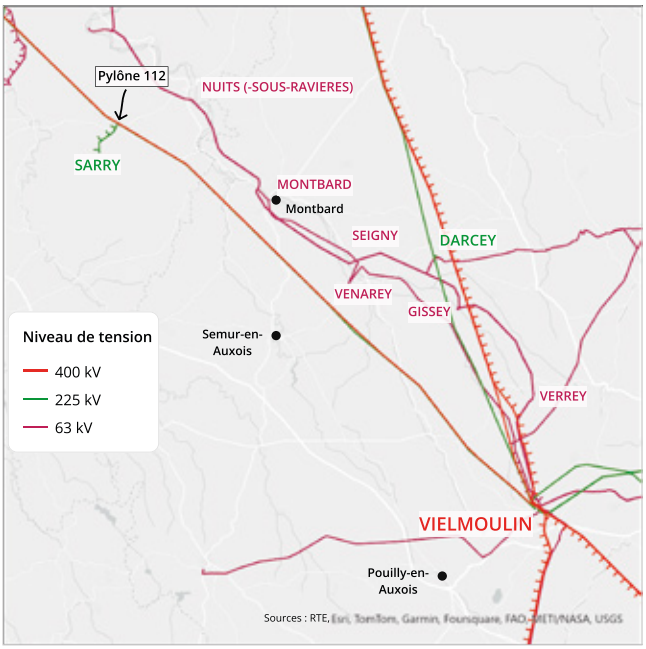


Figure 13.5 – Représentation du projet Sarry – Vielmoulin 225 kV

EXEMPLE :
PROJET DE RACCORDEMENT D'UN PARC DE PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUE AU SUD DE TOURS (90 KV)

État des lieux

RTE doit réaliser un raccordement pour un parc photovoltaïque implanté sur la commune d'Auzouer-en-Touraine, située à environ 25 km au nord-est de Tours. Il s'agit d'un projet d'agrivoltaïsme qui a pour objectif de conjuguer production d'énergie solaire et élevage ovin. La puissance du parc photovoltaïque est de 100 MW.

Pour répondre au besoin, la solution retenue consiste à créer une ligne souterraine 90 kV de 6,1 km pour raccorder le futur poste électrique de l'utilisateur concerné au poste électrique public (existant) de Château-Renault. Ce poste est situé sur la commune de Neuville-sur-Brenne.

Cette solution de raccordement en souterrain, à ce niveau de tension, a été retenue conformément à la stratégie de RTE. Elle répond notamment aux délais souhaités par le producteur.

Description du projet

Le tracé de la nouvelle ligne souterraine a été retenu en concertation avec les acteurs du territoire. Il évite ou limite autant que possible les impacts sur les enjeux identifiés : il évite notamment le passage en zone urbaine (centre-ville de Château-Renault), limite les franchissements de cours d'eau, évite les traversées de voies ferrées et les secteurs à sensibilité environnementale élevée. Pour cela, il s'appuie sur des infrastructures existantes (longeant la RN 10). Cette solution facilite la maîtrise du foncier et ne conduit donc pas à une hausse des coûts du projet dans la mesure où cela ne conduit pas à des sur-longueurs importantes. Le projet traverse par ailleurs des parcelles agricoles (en plein champ ou en bordure de champ).

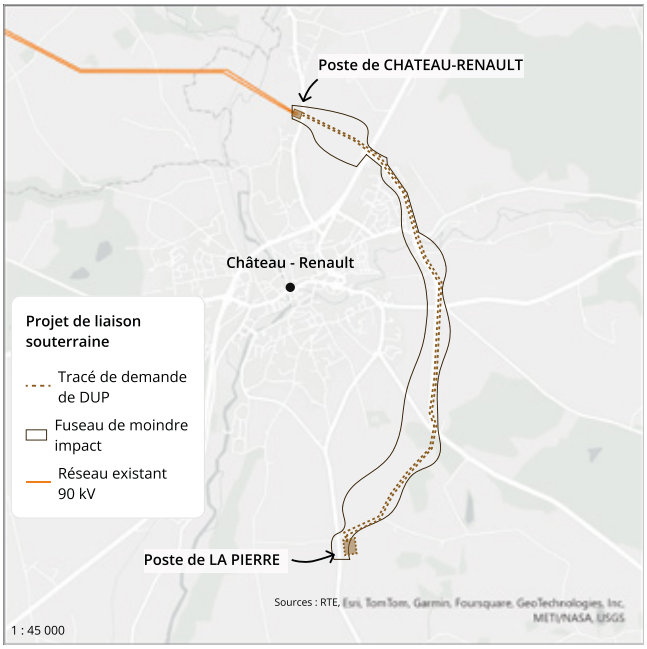


Figure 13.6 – Fuseau de moindre impact proposé pour le projet de raccordement

Les travaux devraient démarrer début 2026 à l'issue des procédures administratives, pour une mise en service en mars 2027. Le coût du projet évalué à environ 7 M€.

FICHE 14

Empreinte environnementale du réseau

Intégrer dans la stratégie de référence des leviers d'évitement et de réduction de l'empreinte environnementale du réseau

SITUATION ACTUELLE

Développer le réseau de transport d'électricité est indispensable pour accroître la part de l'électricité dans la consommation énergétique nationale en substitution aux énergies fossiles. Il s'agit d'une opération qui présente un bilan très positif sur le plan climatique, le « coût carbone » de la construction du réseau étant très largement inférieur aux bénéfices que retire la collectivité d'un recul des énergies fossiles. Le SDDR articule une stratégie qui répond à l'ambition de décarbonation de l'économie et conduit donc à faire croître le réseau.

À ce titre la stratégie se doit d'intégrer des leviers d'évitement et de réduction à la maille du plan-programme pour minimiser l'empreinte environnementale du réseau. Actuellement, le réseau est visible sur 15% du territoire. Son emprise est d'environ 335000 ha (soit 0,6% du territoire traversé). Moins de 1% des zones protégées et/ou inventoriées sont traversées par le réseau de transport d'électricité, et celui-ci permet par ailleurs de nombreux co-usages dans 99% des cas. 4100 ha correspondent à des sols artificialisés (principalement pour les postes électriques). Les lignes sous-marines représentent une proportion très faible des pertes ou changements d'habitats du milieu marin (moins de 0,05%).

Au cours des dix dernières années, la longueur du réseau aérien a diminué (-1400 km), grâce à la mise en souterrain (~30%) ou au démontage de certaines lignes aériennes (~70%).

Les infrastructures existantes font l'objet de travaux d'entretien dont l'impact environnemental se réduit progressivement (p. ex. : réduction de l'utilisation des produits phytosanitaires pour l'entretien des postes existants mise en œuvre suite au dernier SDDR).

Les nouvelles infrastructures seront développées en concertation avec les parties prenantes pour réduire voire éviter les pressions sur la biodiversité et les activités humaines. Les projets devront respecter la stratégie retenue dans le SDDR suite à la phase d'avis et de participation du public. Les tracés précis et les mesures territoriales et environnementales seront définis au cas par cas, comme c'est le cas actuellement (p. ex. : la restauration ou la création de prairies, de zones humides ou d'habitats à chauves-souris, la préservation d'îlots forestiers, *etc.*).

La consommation de ressources liées aux infrastructures du réseau public de transport d'électricité correspond actuellement à environ 1,5% de la consommation française de cuivre, moins de 0,5% pour l'aluminium et 0,1% pour les aciers et le béton.

L'empreinte carbone du réseau est aujourd'hui inférieure à 1 $MtCO_2eq$/an, soit moins de 0,2% de l'empreinte carbone de la France.

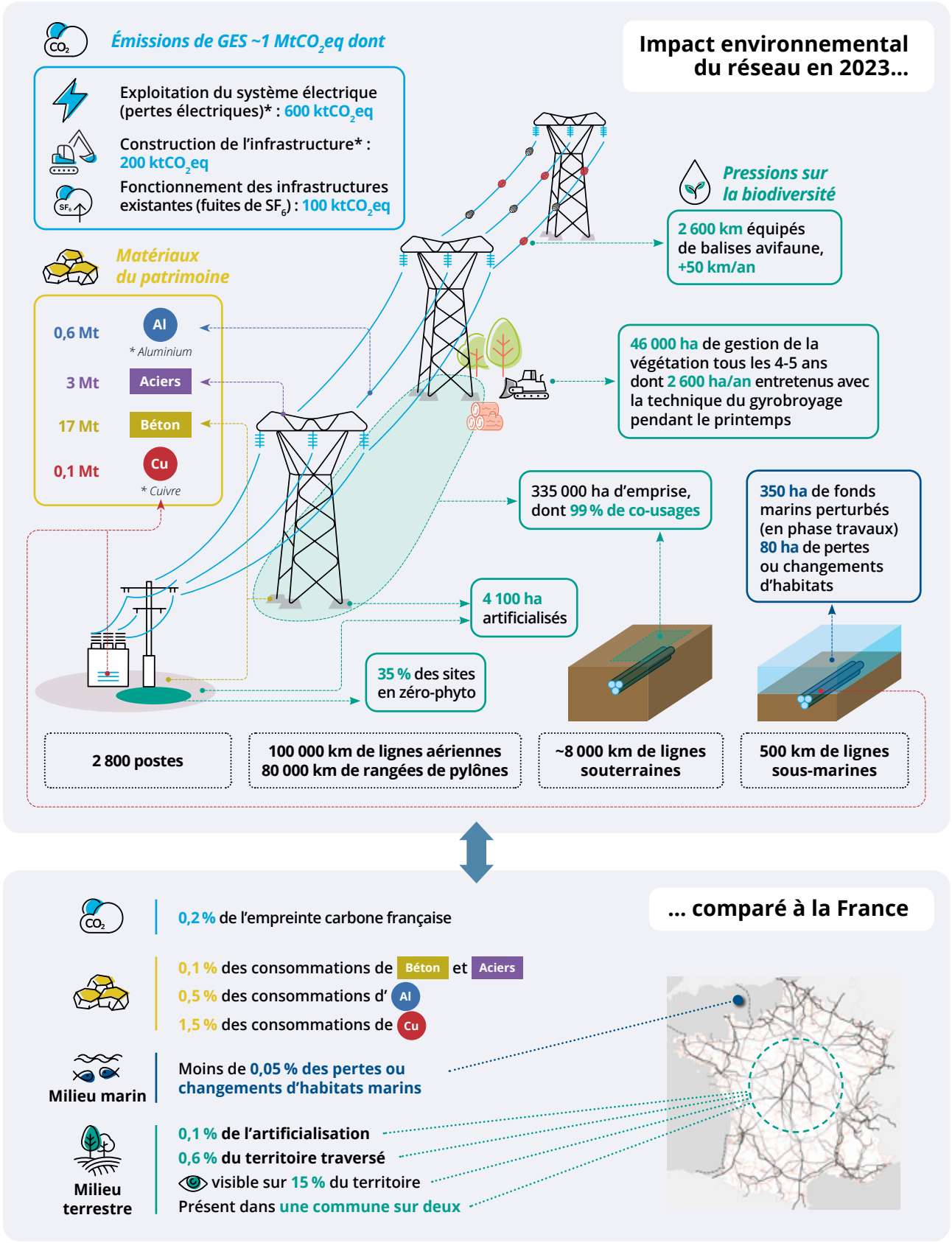


Figure 14.1 – Impact du réseau actuel sur l'environnement (et comparaison au reste de la France) – chiffres 2023

* Pour les pertes électriques et la construction des infrastructures, une moyenne a été réalisée sur la période 2018-2023 car les émissions peuvent fortement varier d'une année sur l'autre.

FICHE 14

ENJEUX POUR LE RÉSEAU

La mise en œuvre du SDDR augmentera l'empreinte environnementale et territoriale du réseau par rapport à la situation actuelle. Dans le SDDR, RTE a mené à bien un important programme de simulations visant à maîtriser cette évolution.

Il s'agissait d'identifier au niveau du plan-programme des leviers d'évitement et de réduction stratégiques pour (1) proposer une stratégie de développement du réseau qui tienne compte des enjeux techniques, économiques et environnementaux et (2) faire évoluer la politique environnementale de l'entreprise (notamment à l'égard des fournisseurs d'équipements).

Pour cela, à l'image de ce qui a été effectué dans les *Futurs énergétiques 2050,* RTE a mené un programme d'études conjoint entre les simulations de réseau et les simulations environnementales. Ces simulations ont porté sur les pressions sur la biodiversité, l'impact visuel, les besoins en ressources minérales et l'empreinte carbone du réseau. Conformément à la réglementation, ces analyses seront complétées par des analyses sur les impacts sur le milieu humain ou les risques industriels et technologiques dans le rapport environnemental.

Au niveau de chaque projet, la séquence éviter-réduire-compenser et suivre sera mise en œuvre selon des principes qui seront décrits dans le rapport environnemental du SDDR.

DESCRIPTION DE LA STRATÉGIE DE RÉFÉRENCE ET DES CHOIX D'OPTIMISATION – VOLET BIODIVERSITÉ ET IMPACT VISUEL

Identifier d'emblée des leviers d'évitement et de réduction des pressions sur la biodiversité et les activités humaines

Tous niveaux de tension confondus, la stratégie de référence du SDDR conduit au renforcement ou à la construction d'environ 16000 km de lignes d'ici 2040. Parmi ce volume, 2500 km correspondent notamment à de nouvelles lignes en mer HVDC, 1000 km à de nouvelles lignes en mer en courant alternatif, 7500 km à des nouvelles lignes souterraines terrestres, et 3500 km à des nouvelles lignes aériennes (le reste concernant des renforcements du réseau existant).

Par rapport à une trajectoire non priorisée, la stratégie de priorisation des investissements et d'optimisation du réseau existant permet d'éviter la construction d'un volume important de lignes électriques :-30% de nouvelles lignes aériennes et souterraines.

Maîtriser l'emprise territoriale des renforcements de la structure à très haute tension et ne pas augmenter la longueur totale des rangées de pylônes par rapport à la situation actuelle

La stratégie décrite dans les fiches n°10 et 13 repose sur le renforcement du réseau aérien existant pour adapter la structure du réseau aux flux engendrés par la croissance du parc de production et de la consommation d'électricité.

La stratégie nécessite de changer des câbles sur des lignes existantes et de réhabiliter certaines lignes. Les nouvelles lignes doivent être construites en priorité dans les couloirs existants. Pour les nouvelles lignes, les pylônes doivent permettre d'accueillir deux lignes pour éviter de construire deux rangées de pylônes.

Cette stratégie évite des impacts environnementaux par rapport à l'enfouissement des lignes à très haute tension en courant continu. En effet, l'utilisation de cette technologie nécessiterait l'artificialisation de 250 à 400 hectares pour les stations de conversion courant alternatif – courant continu et près de 4000 à 6000 hectares de tranchées à creuser pour les travaux de création de lignes souterraines HVDC.

La stratégie définie dans le SDDR permet par ailleurs de ne pas augmenter la longueur totale des rangées de pylônes par rapport à 2025 (tous niveaux de tension

confondus – environ 80000 km de rangées de pylônes en France) et de limiter les cas de création de « nouveaux » couloirs de lignes aux rares zones du réseau où le maillage du réseau actuel est insuffisant et où la couverture des besoins en électricité nécessitent la construction d'infrastructures permettant le transit de très forte puissance (*cf*. fiches n°10 et 12).

Enfin, la stratégie conduit à limiter le passage des nouveaux projets dans des zones protégées et/ou inventoriées. La part du réseau qui traverse des zones protégées et/ou inventoriées devrait rester de l'ordre de 1%.

Limiter l'artificialisation des sols liée à la construction de nouveaux postes électriques

Dans la stratégie de référence, environ 400 postes électriques doivent être construits. La stratégie prévoit que les nouveaux postes électriques seront construits sur des surfaces déjà artificialisées dès que cela est possible et que les postes électriques (nouveaux et existants) seront végétalisés. La part du réseau dans l'artificialisation des sols doit ainsi rester très faible (de l'ordre de 0,2%) même si l'emprise totale associée aux postes augmente (jusqu'à 30%).

Le choix d'une stratégie souterraine en courant continu pour le réseau à très haute tension conduirait à augmenter cet impact, pour permettre l'installation des stations de conversion (de l'ordre de +10%).

Maintenir une emprise limitée du réseau sur les fonds marins et marginale par rapport aux autres activités

En proportion, la part des zones marines protégées et/ou inventoriées traversées par les lignes sous-marines devrait rester stable par rapport à la situation actuelle. Concrètement, l'emprise du réseau sur les fonds marins demeurera très réduite (de l'ordre de quelques millièmes).

Poursuivre les mesures mises en œuvre suite au dernier SDDR, par exemple sur les balises avifaune et l'entretien des postes

Afin de limiter et, à terme, supprimer l'utilisation de produits phytosanitaires dans les postes, tous les nouveaux postes sont systématiquement conçus pour intégrer une gestion sans produit phytosanitaire. La gestion des postes existants évolue progressivement pour ne plus avoir recours aux produits phytosanitaires. Le rythme et les coûts de cette évolution sont cadrés par la délibération de la Commission de régulation de l'énergie sur le programme d'investissement 2022. La cible de plus long terme pour l'entretien des postes existants doit faire l'objet d'un examen par la CRE dans son avis sur le SDDR.

Pour éviter les collisions avec les lignes aériennes, la stratégie proposée dans le SDDR prévoit une augmentation de 60% du linéaire de lignes équipées de balises avifaune.

Supprimer progressivement d'ici 2029 le gyrobroyage lors du printemps pour le réseau existant et réduire la volumétrie d'entretien avec des aménagements durables de la végétation

Le gyrobroyage, consistant à broyer les végétaux en morceaux laissés sur site, est historiquement la principale technique utilisée pour entretenir la végétation dans les couloirs de lignes aériennes. Elle est utilisée sur 6300 ha par an dont 2600 ha au printemps (sur les 11000 ha entretenus chaque année).

Cette technique, également utilisée par différents gestionnaires d'infrastructures linéaires, perturbe toutefois la biodiversité, en particulier au printemps.

RTE fait de la réforme de sa politique d'entretien de la végétation une priorité des cinq prochaines années. Elle doit conduire à supprimer la pratique du gyrobroyage au printemps d'ici 2029 et impose une révision complète de la manière de travailler avec les fournisseurs (alors que ces emplois sont en forte tension). Le travail a été engagé pour accompagner cette évolution.

Poursuivre les travaux de recherche pour documenter de manière plus fine l'incidence du réseau actuel sur l'environnement et identifier les axes de progrès en matière de stratégie environnementale

Il s'agit d'une demande de l'Autorité environnementale dans son avis sur le dernier SDDR.

RTE mène actuellement un programme de recherche important visant à la fois à mieux comprendre les impacts des infrastructures de réseau, notamment sur l'environnement marin durant tout leur cycle de vie (travaux, exploitation, fin de vie) et à adapter les mesures de prévention mises en œuvre.

Par exemple, le projet Searenité, qui vise à réduire le bruit de battage des pieux en mer, monté en partenariat avec les entreprises Greenov, Chantiers de l'Atlantique, Heerema, a fait l'objet d'un soutien de l'ADEME en février 2025.

FICHE 14

AVANT/APRÈS

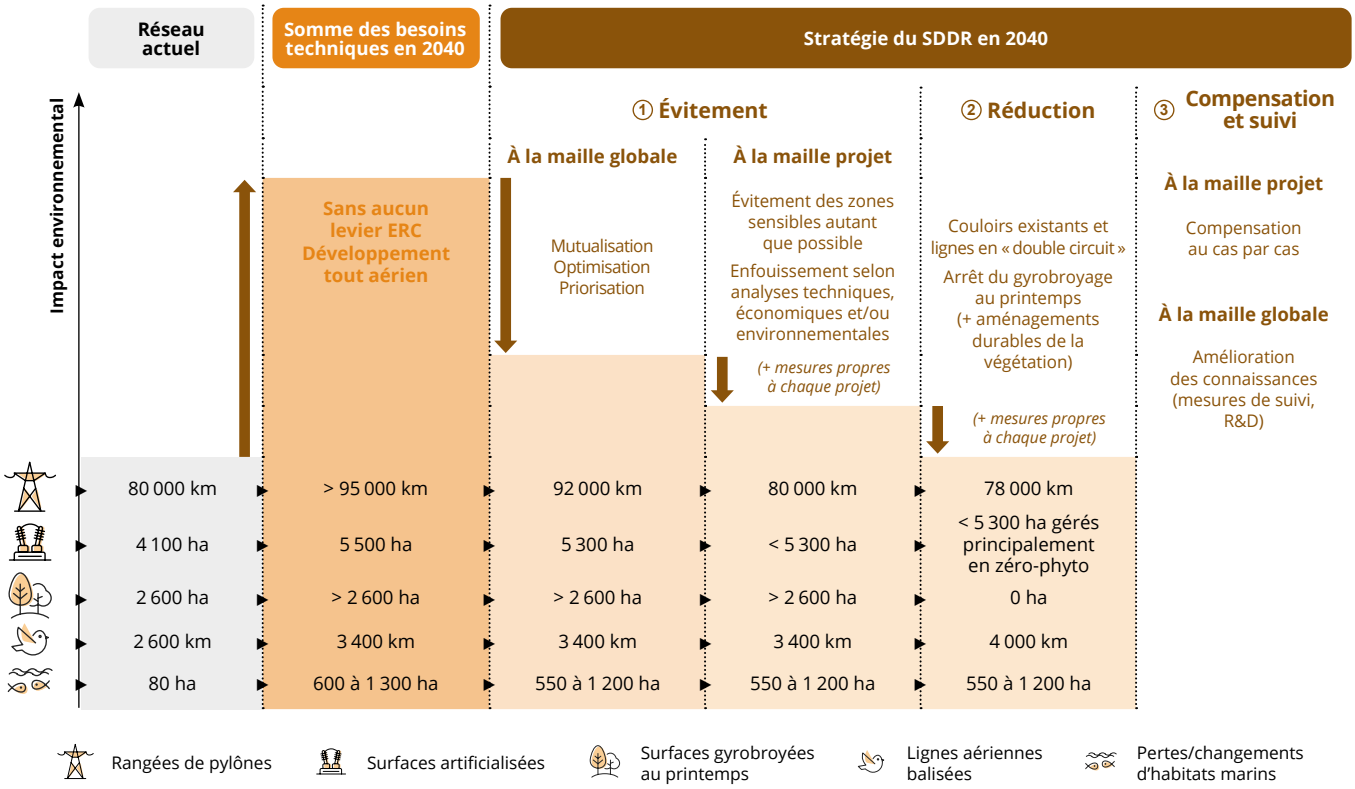


Figure 14.2 – Effets de la stratégie proposée dans le SDDR sur la biodiversité et l'impact paysager

DESCRIPTION DE LA STRATÉGIE DE RÉFÉRENCE ET DES CHOIX D'OPTIMISATION – VOLET RESSOURCES MINÉRALES ET EMPREINTE CARBONE

Proposer une stratégie qui contribue à réduire les émissions du système électrique français

La stratégie de référence du SDDR contribue à la réduction des émissions nationales et européennes.

Par exemple, dès 2030 et dans un scénario cohérent avec le projet de PPE 3 :

- Le raccordement des nouvelles unités de production permet de baisser les émissions annuelles du parc de production de 10 $MtCO_2$éq par rapport à 2019 ;
- Le raccordement des nouvelles unités de consommation permet de baisser les émissions annuelles de -50 $MtCO_2$éq par rapport à 2019 ;
- Le renforcement du réseau à très haute tension permet d'éviter une hausse des émissions du système électrique européen par rapport à une situation sans renforcement du réseau (3,7 $MtCO_2$éq).

Les exports de production bas-carbone française permis par les interconnexions avec le reste de l'Europe contribuent par ailleurs à réduire les émissions

annuelles du système électrique européen (de l'ordre de 20 $MtCO_2$éq en 2024).

Les émissions associées à la construction des infrastructures de réseau prévues dans le SDDR ne sont pas du tout du même ordre de grandeur (de l'ordre de 500 $ktCO_2$éq en 2030 pour des infrastructures qui fonctionneront 40 à 90 ans).

Maîtriser les besoins en ressources minérales et l'empreinte carbone du réseau public de transport d'électricité

La mise en œuvre de la stratégie proposée dans le SDDR entraîne une hausse de la consommation de ressources minérales (3 à 5 fois plus élevée qu'aujourd'hui en fonction des ressources considérées).

D'ici l'horizon 2040, l'empreinte carbone du réseau pourrait doubler par rapport à la situation actuelle. Cette hausse est principalement due aux phases d'extraction des ressources minérales et de fabrication des équipements (80 % de la hausse).

Par rapport à une trajectoire correspondant à la somme des besoins techniques, la stratégie de priorisation des investissements et d'optimisation du réseau existant permet de réduire de 30% les émissions de gaz à effet de serre liées au réseau (incluant pertes électriques, fuites de SF_6, construction des infrastructures de réseau), et de 40% les consommations d'aluminium.

Réduire encore davantage les fuites de SF_6 (gaz à haut pouvoir de réchauffement climatique, utilisé en petites quantités comme isolant dans les postes « compacts » sous enveloppe métallique) grâce à des actions de maintenance du réseau (colmatage des fuites) et au renouvellement progressif des postes historiquement construits avec des technologies polluantes

Depuis le dernier SDDR, RTE a accentué ses efforts de limitation des rejets SF_6 et a atteint de très bons résultats grâce à ses actions de maintenance pour colmater les fuites sur les postes existants. Ainsi, les émissions liées aux rejets de SF_6 sont en baisse et ont atteint 3,8 tonnes de SF_6 en 2022 (contre environ 6 tonnes en 2018).

Dans le même temps, RTE a lancé un grand programme de remplacement des postes électriques les plus concernés par les fuites de SF_6 (« plan PSEM ») défini dans le dernier SDDR. Ce plan, désormais mieux articulé autour de têtes de série par niveaux de tension, doit produire des résultats à moyen terme en complément des actions de colmatage à court terme.

Enfin, RTE étudie des solutions qui permettent de ne plus utiliser le SF_6 dans les nouveaux postes et se conformer à la réglementation en la matière.

Ces différentes actions conduisent à projeter une baisse des émissions liées à ce gaz de l'ordre de 55% d'ici à 2040.

Augmenter les exigences environnementales dans les achats de matériels de RTE

Pour être significatifs, les leviers de réduction de l'empreinte carbone nécessitent une forte mobilisation de l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement aux côtés de RTE.

RTE a déjà fait évoluer sa politique d'approvisionnement. Désormais, le poids des critères environnementaux est de minimum 10% dans les achats (auparavant ils étaient en moyenne compris entre 2 et 5%). L'objectif de cette réforme est de favoriser l'utilisation de matériaux « bas-carbone » (béton, aluminium, acier, *etc.*). Une attention particulière sera portée à la tenue des engagements pris par les fournisseurs avec la mise en œuvre des contrôles appropriés.

Cette évolution des critères de « mieux-disance » constitue une première étape pour engager résolument une transformation de la filière corollaire de la visibilité et des engagements à long-terme proposés par RTE dans le cadre de la mise en œuvre du SDDR (*cf.* fiche n°2).

Passer d'une logique d'expérimentation au passage à l'échelle pour l'utilisation de matériaux recyclés dans les différents matériels utilisés pour le réseau électrique

Les études technico-économiques ont permis de chiffrer les gains associés à l'utilisation d'aluminium, d'aciers et de cuivre recyclés.

Par exemple, en portant le taux d'aluminium recyclé dans les câbles à 30%, il serait possible de réduire de 15 à 25% les besoins d'aluminium primaire dans la trajectoire priorisée. Néanmoins, sur le plan technique, ce niveau de recyclage constitue un défi pour la filière car l'aluminium requis est d'une haute pureté métallurgique.

Sur le cuivre, les opportunités offertes par le démontage et le renouvellement des matériels peuvent contribuer à la construction d'une filière française sur l'économie circulaire du cuivre. Néanmoins, le recyclage de ces déchets en boucle fermée ne permettra pas de réduire drastiquement les futurs besoins en cuivre primaire.

RTE mène actuellement six expérimentations en matière d'économie circulaire portant sur différentes ressources minérales (aluminium et cuivre, notamment). Ces expérimentations sont menées en boucle ouverte ou en boucle fermée (recyclage des matériaux provenant du réseau actuel pour les réutiliser dans les projets de renouvellement ou de nouvelles infrastructures).

L'objectif est de poursuivre ces expérimentations et de préparer le passage à l'échelle avec les fournisseurs. Il s'agit d'un des chantiers prioritaires dans la mise en œuvre du SDDR.

Approfondir les possibilités de substitution du cuivre par de l'aluminium dans les nouveaux câbles sous-marins de très forte puissance (portant la hausse du besoin de cuivre)

Une telle évolution serait performante sur le plan économique et environnemental mais n'est pas possible sur les très fortes puissances (320 kV et 525 kV) car elle relève encore de la R&D. Pour la période 2035-2040, il est néanmoins possible d'envisager une telle évolution.

RTE considère que le programme éolien en mer est un levier pour accélérer ces travaux de recherche et l'utilisera comme tel dans ses échanges avec les fournisseurs (*cf.* fiche n°6).

AVANT/APRÈS

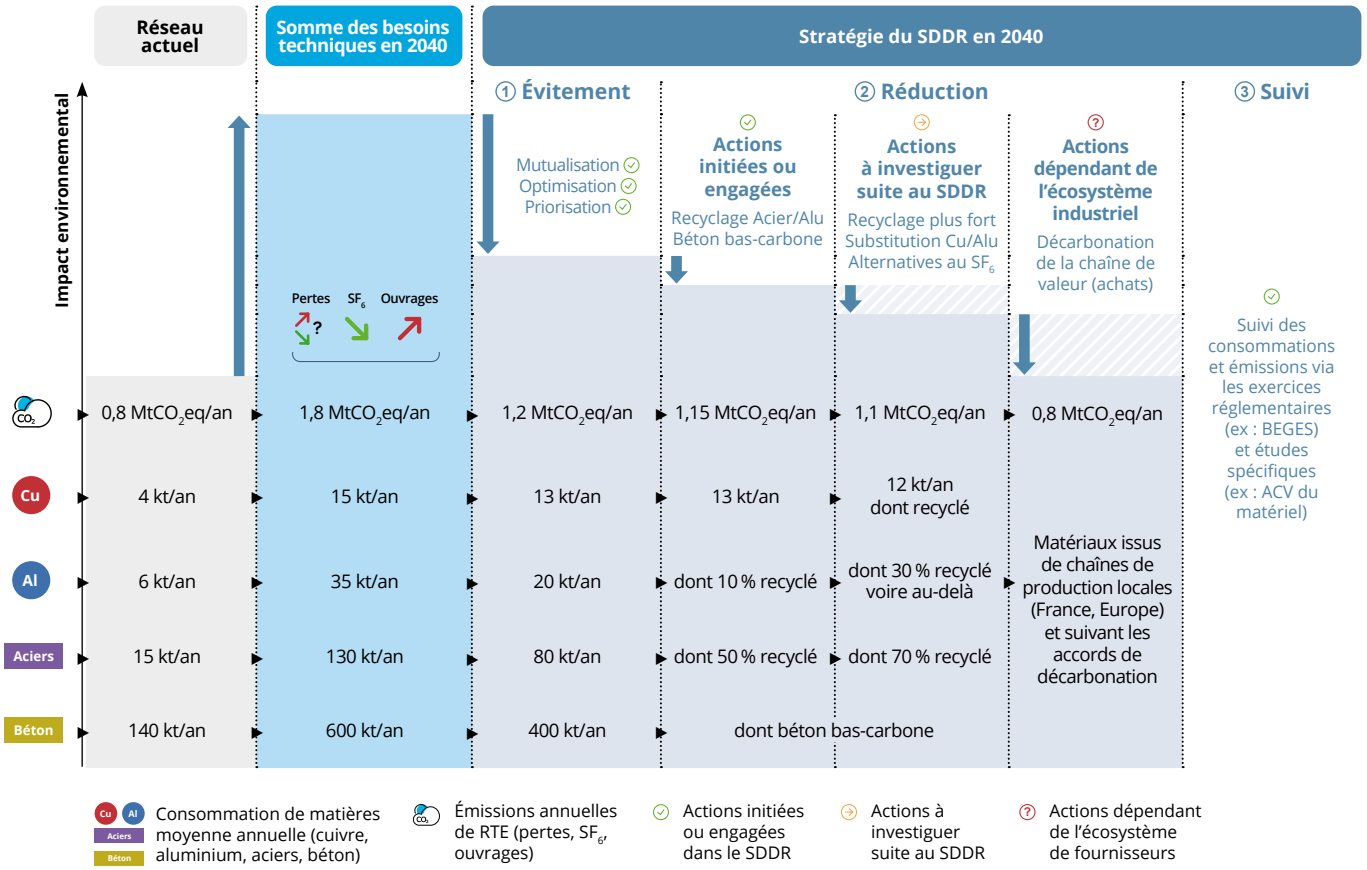


Figure 14.3 – Effets de la stratégie proposée dans le SDDR sur les ressources minérales et l'empreinte carbone du réseau

INDICATEURS

30 %
Le volume de lignes terrestres évitées d'ici 2040 dans le SDDR (par rapport à une stratégie non priorisée et non mutualisée)

Une évolution relative stable des rangées de pylônes aériens

0 gyrobroyage au printemps en 2029 (contre 2 600 ha aujourd'hui)

+ 60 % du linéaire de lignes équipées de **balises avifaune** par rapport à aujourd'hui

- 55 % des émissions de SF_6 d'ici 2040 par rapport à aujourd'hui grâce à la politique de renouvellement et de maintenance des postes électriques

10 % minimum pour les critères environnementaux dans les marchés de RTE (contre 2 à 5 % aujourd'hui)

Jusqu'à 30 % d'aluminium recyclé dans les nouveaux câbles (faisabilité technique confirmée sur certaines technologies, passage à l'échelle qui dépend de l'engagement des fournisseurs)

6 expérimentations en cours ou à venir sur le recyclage de l'aluminium, du cuivre et de l'acier (en boucle ouverte et/ ou fermée)

EXEMPLE : ÉVOLUTION DE LA GESTION DE LA VÉGÉTATION (VOLET BIODIVERSITÉ)

État des lieux

La gestion de la végétation aux abords des lignes est un enjeu de sécurité, pour les hommes et l'environnement (risque incendie). RTE utilise différentes techniques et intervient à différents moments dans l'année pour contrôler la pousse des végétaux à côté et en dessous des lignes, et réaliser des entretiens pour garantir une distance minimale entre les lignes et la végétation. Le gyrobroyage, consistant à broyer les végétaux en morceaux laissés sur site, est historiquement la principale technique utilisée (6300 ha sont traités par gyrobroyage sur les 11000 ha entretenus chaque année). Les coûts associés à l'entretien de la végétation ont représenté de l'ordre de 60 M€ en 2023.

Objectifs

Afin de préserver la biodiversité et *a fortiori* dans la perspective d'une croissance des investissements dans le réseau aérien, RTE fait de la réforme de sa politique d'entretien de la végétation une priorité des cinq prochaines années. L'objectif est d'arrêter les travaux de gyrobroyage au printemps sur tout le territoire (actuellement, 2600 ha par an) et tous les types de travaux de végétation dans les zones environnementales protégées au printemps.

Les nouvelles infrastructures aériennes devront par ailleurs être construites pour permettre dès le départ un entretien sans gyrobroyage.

Description

Il s'agit d'une ambition exigeante, qui implique une conduite du changement avec les acteurs de la filière alors que les emplois sont en tension dans ce domaine et que la réalisation des travaux en période hivernale est difficile. Elle nécessite des évolutions dans les pratiques d'entretien voire dans les matériels utilisés.

Une refonte importante des relations entre RTE et les professions d'élagage et de bûcheronnage a été engagée au cours des deux dernières années pour préparer cette transformation.

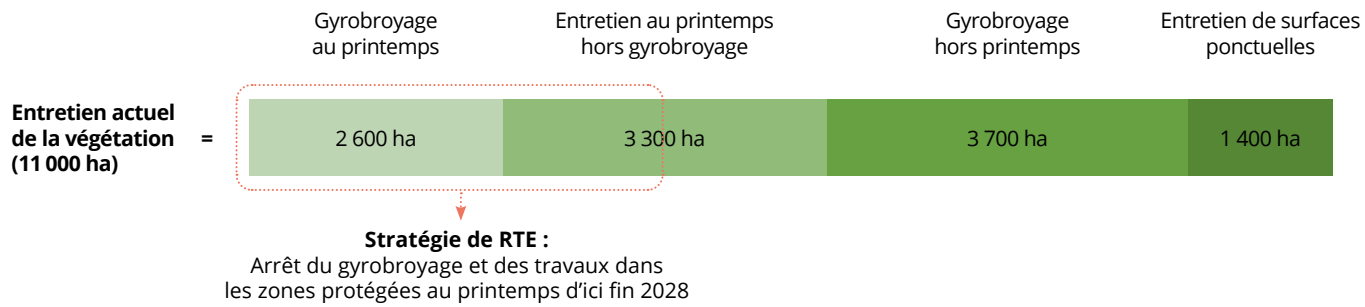


Figure. 14.4 – Méthodes actuelles d'entretien de la végétation sous les lignes électriques

La gestion de la végétation devra s'appuyer sur la mise en place d'aménagements durables de la végétation (lisières étagées, gestion par pâturage ou par fauche tardive, *etc.*), qui permettent de réduire la volumétrie d'entretien et d'intervention. Cette pratique d'aménagement s'est mise en place progressivement au cours des dernières années : RTE a ainsi constaté qu'elle soulevait plusieurs défis (montée en cadence de l'écosystème industriel, insertion locale, maîtrise des coûts). Il s'agit d'un axe d'approfondissement au cours des cinq prochaines années.

La stratégie de référence sur la gestion de la végétation conduit à augmenter les coûts d'entretien de la végétation (de 35 à 40% en cinq ans).



EXEMPLE : ÉVOLUTION DE LA VALORISATION DE L'ALUMINIUM (VOLET RESSOURCES MINÉRALES)

État des lieux

Les impacts et les risques associés à la consommation de matières peuvent être en partie amoindris en utilisant des matières premières issues de filières de recyclage des déchets, plutôt que de matières premières primaires, issues de l'extraction de ressources minérales.

La maturité de ces filières diffère selon les matériaux et leur utilisation. En particulier, l'aluminium contenu dans les câbles et le matériel électrique de postes requiert une haute pureté métallurgique, impliquant des exigences élevées sur la qualité des matières recyclées, ce qui a jusqu'alors freiné leur introduction.

L'analyse des effets sur la consommation de matières du SDDR a été faite en prenant en compte différents niveaux d'ambition de recyclage, allant d'un taux de recyclage nul à des hypothèses plus ambitieuses mais incertaines sur les capacités d'intégration de contenu recyclé dans le nouveau matériel.

L'aluminium fait partie des matériaux pour lesquels l'utilisation de matières secondaires constitue un levier important et crédible de réduction des besoins en ressources minérales pour le réseau électrique :

- Les déchets en aluminium sortant du réseau de transport d'électricité lors du renouvellement des câbles entre 2025 et 2040 correspondent à environ un quart du besoin cumulé en aluminium sur la même période, ce qui constitue une opportunité de filière de recyclage en boucle fermée (c'est-à-dire pour les réutiliser pour le réseau public de transport d'électricité).
- Une première expérimentation a été menée par RTE avec Trimet et MTB Recycling pour étudier la faisabilité de recyclage en boucle fermée de câbles aériens en Almélec en conservant la qualité requise pour le réseau. Cela a permis de démontrer la possibilité d'intégrer au moins 30% d'aluminium recyclé dans ce type de câbles sans altérer les caractéristiques du matériel et d'identifier les conditions opérationnelles nécessaires à la fabrication de ces câbles.

Objectifs

Dès lors, RTE a chiffré l'impact sur les consommations en matières résultant de taux de recyclage croissants, allant :

- d'une intégration progressive mais contenue d'aluminium recyclé dans les lignes aériennes (10%) d'ici 2040 ;
- à un recyclage progressif atteignant à terme l'ensemble des déchets d'aluminium du réseau pour les nouvelles lignes aériennes, couvrant jusqu'au quart du besoin ;
- voire au recours à des déchets d'aluminium au-delà du réseau de RTE qui pourraient également être incorporés dans d'autres matériels (matériels de poste et câbles souterrains).

La faisabilité opérationnelle de ces cibles est dépendante de la possibilité de construire l'écosystème industriel adéquat dans lequel RTE devra se coordonner avec les collecteurs de déchets, recycleurs, câbliers, d'autant plus que le taux d'aluminium recyclé incorporé est élevé.

Description

RTE a contractualisé en 2024 avec Nexans pour (1) valoriser les déchets en aluminium lorsque RTE est amené à changer ou à retirer des câbles sur une ligne aérienne, en favorisant une boucle courte à destination des usages réseau, et (2) introduire de l'aluminium recyclé dans les nouveaux câbles (10%).

La conduite de ce contrat permettra d'identifier l'impact de l'incorporation d'aluminium recyclé sur les coûts des matériels associés.

La généralisation de cette démarche pourrait permettre d'élever progressivement le taux de contenu recyclé, voire d'étendre l'introduction d'aluminium recyclé aux câbles souterrains et sous-marins et au matériel au sein des postes électriques.

La progression du taux de recyclage de l'aluminium constitue une priorité dans la mise en œuvre du SDDR. Elle dépendra de la capacité de RTE à intégrer ses déchets d'aluminium dans la filière de recyclage et surtout de la structuration d'une filière industrielle de recyclage d'aluminium de qualité électrique aussi bien en boucle fermée qu'en boucle ouverte.

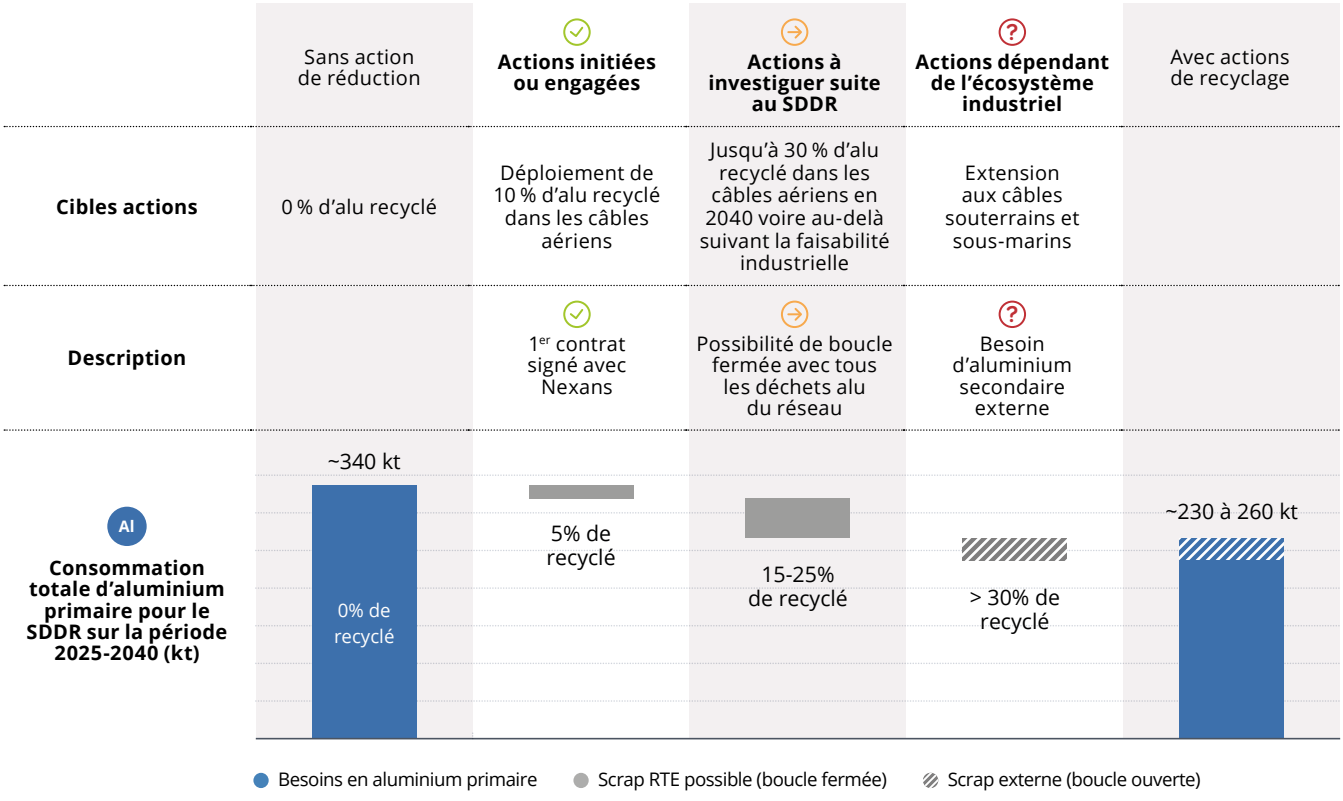


Figure 14.5 – Zoom sur les enjeux liés au recyclage de l'aluminium sur la consommation de ressources pour le réseau public de transport d'électricité

FICHE 15

Trajectoire d'investissement dans le réseau public de transport d'électricité

Proposer une trajectoire d'investissement compatible avec les priorités définies par l'État, soutenable sur le plan industriel et financier, et adaptable dans la durée

SITUATION ACTUELLE

Le réseau public de transport d'électricité s'est principalement développé au cours de la deuxième moitié du 20e siècle, d'abord pour accompagner la reconstruction du pays après la Seconde Guerre mondiale, puis la construction du parc électronucléaire dans les années 1980.

Ces deux périodes ont été marquées par une forte planification des infrastructures du réseau (notamment sur le rythme de construction mais aussi sur les perspectives de développement économique associées à ces infrastructures).

Ces grandes phases de développement du réseau ont structuré le réseau tel que nous le connaissons aujourd'hui dans sa majorité, qui n'a depuis que peu évolué en comparaison de ces périodes. Les investissements dans le réseau public de transport d'électricité ont ainsi été relativement stables sur la dernière décennie, autour de 1,2 Md€/an.

Dans le dernier SDDR, RTE avait signalé le besoin d'enclencher une hausse des investissements dans le réseau public de transport d'électricité, notamment pour accélérer le renouvellement des infrastructures vieillissantes et pour accompagner les orientations publiques en matière de politique énergétique, alors tournées vers un enjeu de diversification du mix électrique.

RTE a transformé les grandes stratégies décrites dans le schéma en programmes industriels : renouvellement et entretien du réseau (p. ex. : plan corrosion), dimensionnement optimal pour réduire les coûts du réseau lié au développement des énergies renouvelables terrestres, structuration du programme éolien en mer.

Cela s'est traduit par une augmentation progressive des investissements dans le réseau, passant d'1,2 Md€ en 2019 à près de 2,3 Md€ en 2024. Cette hausse a en particulier porté sur le renouvellement des infrastructures (doublement des investissements) et le raccordement des premiers parcs éoliens en mer (Saint-Nazaire, Saint-Brieuc, Fécamp, Courseulles-sur-Mer) dans les coûts et les délais.

Au-delà de la hausse des investissements, le SDDR a eu un effet dans les travaux menés par RTE avec ses fournisseurs, notamment pour permettre l'accélération et la simplification des procédures (p. ex. : spécification des matériels). Cet exercice de planification n'est donc pas uniquement important au titre des projets « identifiés » et des choix retenus pour ces projets mais également au titre de la mobilisation de la filière industrielle qui permet la mise en œuvre de ces projets.

L'ensemble de ces éléments sont présentés dans le bilan d'exécution des premières années couvertes par le dernier SDDR et publié en parallèle du SDDR 2025.

ENJEUX POUR LE RÉSEAU

Le SDDR 2025 n'est pas une actualisation du SDDR de 2019.

D'une part, il s'inscrit dans un contexte de reconfiguration profonde du système électrique.
Les *Futurs énergétiques 2050* avaient mis en évidence que (1) les réseaux devaient être redimensionnés rapidement pour rendre possible la transition vers un système énergétique neutre en carbone (*cf*. enseignement n°9) et (2) ce besoin était plus important dans les variantes de réindustrialisation.
Le Bilan prévisionnel 2023 avait souligné que les nouvelles orientations publiques conduisaient à viser les trajectoires hautes des *Futurs énergétiques 2050* pour l'ensemble du système électrique et à accélérer les besoins.
Les travaux menés dans le cadre du SDDR confirment ces conclusions.

D'autre part, depuis la publication du dernier SDDR et des *Futurs énergétiques 2050,* des tensions importantes ont émergé sur les chaînes d'approvisionnement des matériels électriques. Ces tensions ont conduit (1) à une inflation (en particulier sur certains matériels comme la technologie à courant continu) et (2) à un accroissement dans les délais de fourniture.
Par exemple, pour les transformateurs de puissance, les délais d'approvisionnement sont passés d'un an et demi avant 2020 à près de quatre ans aujourd'hui, pour un prix moyen doublé sur la même période.

La maîtrise de la trajectoire d'investissement proposée par RTE dans le SDDR 2025 repose ainsi sur trois facteurs de réussite fondamentaux : *(i)* la maîtrise industrielle de la *supply chain*, *(ii)* la mise en œuvre des principes de planification et de pilotage proposés dans la trajectoire et *(iii)* la maîtrise des coûts des projets.

STRATÉGIE DE RÉFÉRENCE ET ALTERNATIVES POSSIBLES

Le SDDR répond de manière conjuguée à trois besoins en particulier, dont les enjeux sont décrits plus largement dans les fiches précédentes :

(i) adapter le réseau existant au changement climatique et renouveler les infrastructures vétustes ;
(ii) mener un programme de raccordements sans précédent depuis la création de RTE pour tous les utilisateurs et sur tout le territoire ;
(iii) identifier une structure de réseau cohérente avec l'évolution du système électrique.

La stratégie proposée par RTE représente un besoin d'investissement dans le réseau de transport d'électricité de l'ordre de 100 Md€ sur une période de quinze ans.

Cette stratégie conduit à planifier la troisième grande étape d'évolution du réseau de transport d'électricité en France.

Elle priorise parmi les besoins de réseau.

Elle repose sur des principes de planification forts, qui impliquent des changements dans le cadre de régulation pour permettre effectivement le pilotage de la trajectoire. Ces principes permettent de proposer une trajectoire qui mutualise les besoins et assure des rythmes industriels sans «*stop & go*». Elle fait de l'électrification de l'économie une priorité claire et assumée et retient un socle d'investissement dans le renouvellement du réseau.

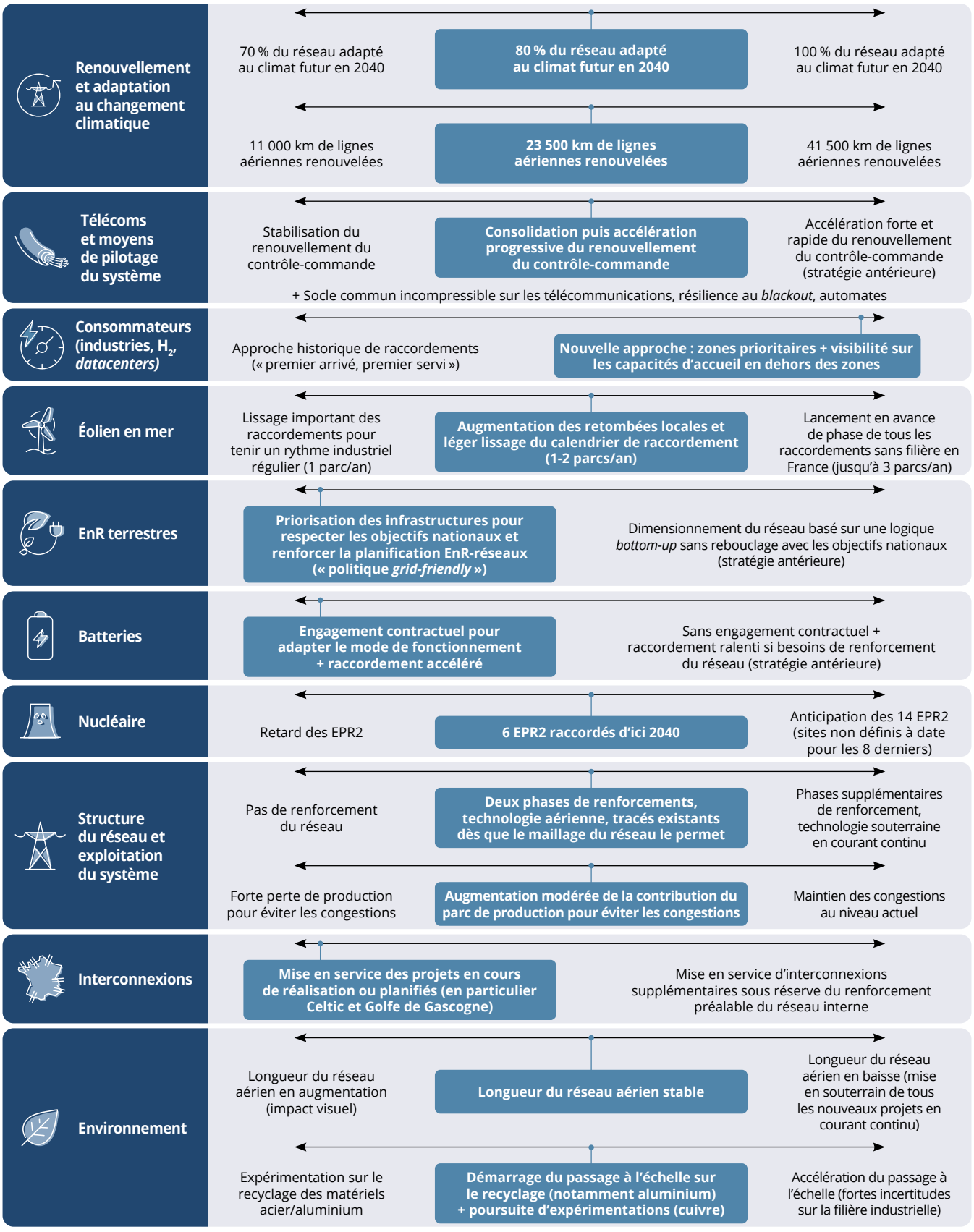
Elle offre de la visibilité à la chaîne industrielle sur les besoins dans le réseau de transport d'électricité français et s'accompagne d'une refonte d'ampleur de la stratégie d'approvisionnement de RTE.

Elle nécessite par ailleurs de maîtriser le coût des projets de réseau alors qu'une forte inflation spécifique a été observée au cours des dernières années sur les matériels de réseau. Il s'agit d'un point de vigilance pour la mise en œuvre du SDDR.

La présentation du SDDR n'implique pas que RTE a l'intention d'engager aujourd'hui l'ensemble de ces investissements sur la période.
Le SDDR définit et propose une stratégie d'investissement soumise aux avis de l'État, de la Commission de régulation de l'énergie, du débat public organisé sous l'égide de la Commission particulière du débat public, et de l'Autorité environnementale. Au travers des différentes alternatives étudiées dans le SDDR, la stratégie est ainsi conçue pour permettre de moduler à la hausse ou à la baisse les évolutions du réseau et les investissements associés (au-delà des projets déjà en cours en réalisation).

FICHE 15

SYNTHÈSE DE LA STRATÉGIE DE RÉFÉRENCE ET ALTERNATIVES POSSIBLES



EXEMPLES DE STRATÉGIES ALTERNATIVES (LISTE NON EXHAUSTIVE)

Stratégie de référence	~100 Md€ sur 15 ans

Sans priorisation des besoins de réseau

- Renouvellement ↗↗
- Numérique ↗
- Raccordements ↗↗
- Structure ↗↗
- Interconnexions ↗↗

+70 à 100 Md€ sur 15 ans

- Niveau maximum d'investissement pour tous les volets techniques
- Risque sur la faisabilité industrielle (effort largement supérieur aux années 1970-1980)
- Risque sur la soutenabilité financière

Adaptation au changement climatique complète d'ici 2040

- Renouvellement ↗↗

+9 Md€ sur 15 ans

- Quadruplement des investissements annuels dans le renouvellement
- Risque sur la faisabilité industrielle

Mise en souterrain HVDC des projets de structure 400 kV

- Structure ↗↗

+40 à 70 Md€ sur 15 ans

- Risque sur la soutenabilité financière
- Risque sur les délais d'approvisionnement (saturation des usines européennes)
- Fort enjeu technique lié à l'insertion d'un nombre important de liaisons à courant continu sur le réseau

Nouvelles interconnexions transpyrénéennes avec l'Espagne

- Interconnexions ↗
- Structure ↗

+2,6 Md€ sur 15 ans

- Scénario possible sous réserve de rehausser la trajectoire d'investissement dans la structure du réseau interne (accélération pour les zones : façade atlantique, Ouest Pyrénées, Occitanie, voire projets supplémentaires)
- Soutien européen impératif (y compris financier)

Sans renforcement de la structure de réseau

- Structure ↘

-14 Md€ sur 15 ans

- Coûts d'exploitation ↗↗

- Risque sur la soutenabilité financière (+3 Md€/an en 2035 et +8 Md€/an en 2040 de charges de congestion supplémentaires dans un scénario de type PPE)
- Risque technique (besoin de modulation du parc de production de 70 TWh supplémentaires en 2040, soit l'équivalent de la production annuelle de 5 à 6 EPR2)

Développement de 6 GW supplémentaires de batteries

- Raccordements ↘

-0,2 Md€ sur 15 ans

- Gain possible mais incertitude liée à l'équilibre économique de 12 GW de batteries (6 GW supplémentaires par rapport à la stratégie de référence)

Politique forte de sobriété

- Raccordements ↘↘
- Structure ↘

? (selon niveau de sobriété)

- Fort gain possible si l'effort est porté simultanément sur la consommation et la production (p. ex. : -0,9 Md€/an sur le réseau dans les variantes sobriété des *Futurs énergétiques 2050)*. Nécessite *a minima* de réviser les trajectoires de la PPE en conséquence
- Faible gain possible si l'effort est porté uniquement sur la consommation : RTE peut moins dimensionner le réseau si une région s'engage à consommer moins d'énergie (avec des effets difficilement réversibles)

FICHE 15

DESCRIPTION DE LA STRATEGIE DE REFERENCE ET DES CHOIX D'OPTIMISATION

SUR LA PÉRIODE 2025-2030 : UN ENJEU DE RÉALISATION DE PROJETS PRINCIPALEMENT DÉJÀ ENGAGÉS ET DE PRÉPARATION DES ÉVOLUTIONS DU CADRE DE RÉGULATION

Poursuivre la mise en œuvre des projets lancés suite au dernier SDDR sur tous les volets (renouvellement, raccordement, renforcement)

Il s'agit notamment de grands projets de raccordement déjà en phase travaux, avec la mise en service des raccordements des parcs éoliens en mer de Dieppe-Le Tréport, Yeu-Noirmoutier et de Leucate, ainsi que des projets de nouvelles interconnexions Celtic Interconnector et Golfe de Gascogne.

Par ailleurs, plusieurs projets de renforcement de la structure 400 kV doivent entrer en service d'ici 2030 dans le Centre-Val de Loire et le Massif central (projets de la phase 1 sur le renforcement du réseau, notamment projets Chaingy-Dambron, Marmagne-Tabarderie, Breuil-Marmagne et Cantegrit-Saucats).

La dynamique des grands programmes de renouvellement doit être approfondie, en particulier sur les lignes aériennes et souterraines. Le renouvellement des postes électriques devra être consolidé sur la période 2025-2030 (en intégrant notamment une évolution des objectifs du plan PSEM).

Il s'agit enfin de la mise en œuvre des infrastructures prévues dans la deuxième génération des schémas établis au niveau régional pour le développement des énergies renouvelables terrestres (S3REnR) en s'assurant de la compatibilité avec la trajectoire définie par l'État.

De l'ordre de trois quarts des investissements prévus d'ici 2030 découlent ainsi directement du dernier SDDR.

Industrialiser le déploiement des automates permettant de baisser temporairement la production renouvelable sur le réseau

Le déploiement des automates a été identifié par RTE dans le SDDR 2019 comme un prérequis pour optimiser le niveau des baisses de production locales et ponctuelles actionnées par RTE sur les parcs éoliens et photovoltaïques en application du principe de dimensionnement optimal. Après une phase de stabilisation de la solution technique et de négociation contractuelle, RTE est en cours d'accélération du déploiement de ces automates : 10 à 15 déployés par an (contre 15 entre 2019 et 2024).

L'optimisation du dimensionnement des réseaux à haute tension doit également se poursuivre avec la révision du cadre de raccordement des batteries prévue dès 2025.

Mettre en service d'ici moins de cinq ans les nouveaux projets permettant d'accompagner l'accélération de la réindustrialisation et de la décarbonation du pays

Ces projets découlent des nouvelles orientations publiques et des ambitions des acteurs économiques. L'enjeu réside essentiellement dans la mise en service d'infrastructures permettant d'accueillir rapidement et à pleine puissance de nouveaux consommateurs industriels (bas-carbone ou numérique) ou d'accompagner l'électrification des procédés pour les industriels déjà présents sur le territoire.

Des zones P1 et P2 sont définies. Les zones P1 correspondent aux principales zones industrialo-portuaires (Dunkerque, Fos-sur-Mer, Le Havre). À l'issue des phases d'autorisation, les travaux seront lancés pour permettre des mises en service d'ici 2029. Dans les sept zones P2 (p. ex. : Saint Nazaire, Saint Avold, Île-de-France, *etc.*), les procédures d'autorisation sont lancées. Les travaux démarreront si les industriels concernés déclenchent également leurs investissements, sauf si l'État demande à RTE d'appliquer le même régime que dans les zones P1 dans son avis sur le SDDR.

RTE propose également de développer le réseau dans des zones supplémentaires P3, sous réserve d'un avis favorable de l'État sur cette proposition et d'un engagement financier des porteurs de projet qui en bénéficient (*cf.* fiche n°5). Ces zones P3 peuvent conduire à anticiper le programme de développement 400 kV et pourraient nécessiter des simplifications administratives pour assurer des mises en service rapide (autour de 2030).

Identifier précisément la consistance des projets qui devront être mis en service entre 2030 et 2040, les concerter et, le cas échéant, démarrer les travaux

Cela concerne particulièrement les grands projets de raccordement et les projets de renforcement de la structure 400 kV.

Sur la phase 2 de renforcement de la structure, seul le projet Amiens-Petit-Caux a été identifié, a fait l'objet d'une concertation, et dispose d'un fuseau de moindre impact pour son tracé. Le SDDR 2025 identifie des zones (Normandie-Val de Loire-Paris, Est, façade atlantique, Ouest Pyrénées, Bretagne, Lyonnais, Occitanie) et une stratégie de référence pour le développement du réseau. À l'issue des avis et de la participation du public, RTE proposera et concertera des projets dans ces zones et, le cas échéant, planifiera les phases de travaux.

Sur les grands projets de raccordement notamment éoliens en mer (en particulier les appels d'offre n°3 à 8), RTE poursuivra les études engagées sur ces projets, les procédures administratives, et planifiera les chantiers pour mettre à disposition les raccordements dans les délais.

Renforcer la maîtrise de la *supply chain* pour accompagner la croissance des investissements

La trajectoire du SDDR prévoit un triplement des investissements d'ici 2030 (7,5 Md€ en 2030 contre 2,3 Md€ en 2024). Sur cette période, les perspectives d'investissement sont élaborées sur la base d'un portefeuille de projets de réseau pour la plupart connus et relativement précis. La méthode de chiffrage est réaliste et intègre, de manière statistique, des aléas sur la réalisation des projets qui pourraient intervenir.

Ces perspectives tiennent compte des capacités d'accélération de l'écosystème industriel. Des échanges approfondis avec les fournisseurs ont été menés à ce titre en amont du SDDR : cette trajectoire est accessible, sous condition de revoir le niveau d'engagement de RTE envers ses fournisseurs.

C'est pour cela que RTE a engagé une refonte de sa stratégie d'approvisionnement en planifiant, massifiant, et standardisant les besoins et en augmentant ses engagements auprès des fournisseurs (*cf*. fiche n°2).

Cette évolution de la stratégie commence à porter ses fruits. Par exemple :

- Prysmian a récemment annoncé la création d'une nouvelle ligne de production au sein d'une de ses usines françaises pour répondre aux besoins en câbles souterrains.
- Le consortium Chantiers de l'Atlantique et Hitachi a été retenu pour les premiers projets de raccordement à courant continu pour un montant de 4,5 Md€. Les postes électriques en mer concernés seront assemblés sur les chantiers navals de Saint-Nazaire.

Ces perspectives impliqueront également une croissance des besoins de recrutement dans la filière des réseaux. Ces derniers sont évalués entre 8000 et 12000 par an d'ici 2030 (pour l'ensemble de la filière des réseaux). Plusieurs axes de travail prioritaires sont identifiés pour accompagner ces perspectives de recrutement (*cf*. fiche n°2).

Mettre en place des évolutions du cadre de régulation (raccordements, planification des travaux, gestion de l'équilibre des flux en temps réel, etc.)

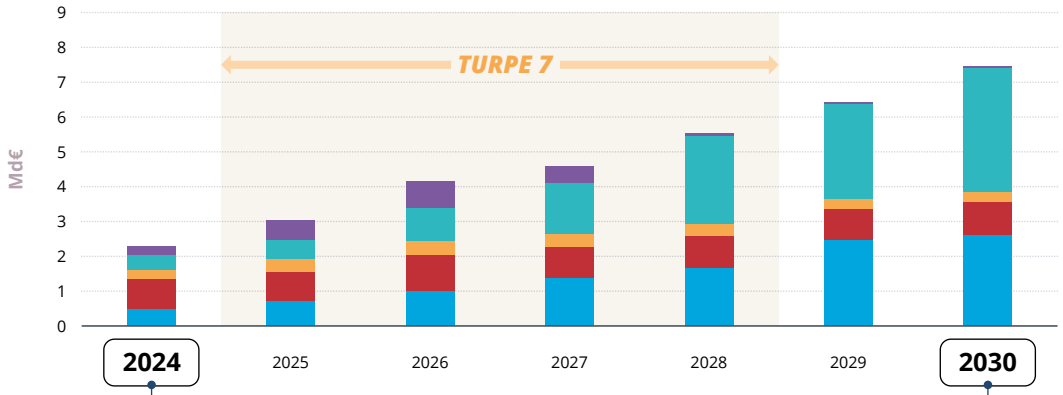
En complément des phases travaux des projets déjà identifiés et des étapes de préparation des projets dont les mises en service sont prévues entre 2030 et 2040, un important travail doit être mené pour permettre la priorisation des investissements proposés dans le SDDR.

Ces travaux portent notamment sur le cadre de raccordement (p. ex. : fin de la logique du « premier arrivé, premier servi », procédure spécifique de raccordement sur plusieurs sites pour 1 GW de consommation d'ici 2028, cadre de raccordement dédié pour les batteries), sur la planification des travaux (p. ex. : pour rendre ferme les engagements réciproques entre RTE et les producteurs sur la planification à long-terme des chantiers sur le réseau s'ils sont coordonnés avec les campagnes de maintenance sur l'appareil de production) ou sur l'exploitation du système électrique (p. ex. : gestion de la tension ou évolution des règles encadrant la gestion de l'équilibrage du système électrique en temps réel). Ces différents éléments sont présentés dans les fiches n°5 à 9 pour ce qui relève du raccordement et dans la fiche n°12 pour ce qui relève de la planification des travaux et de l'exploitation du système électrique.

Les évolutions du cadre de régulation seront concertées dans le cadre du Comité des utilisateurs du réseau public de transport d'électricité (CURTE). Elles seront par ailleurs complétées par la mise à disposition d'outils cartographiques dédiées permettant de faciliter la planification des investissements (*cf*. fiches n°5 à 9 en fonction des sujets).

FICHE 15

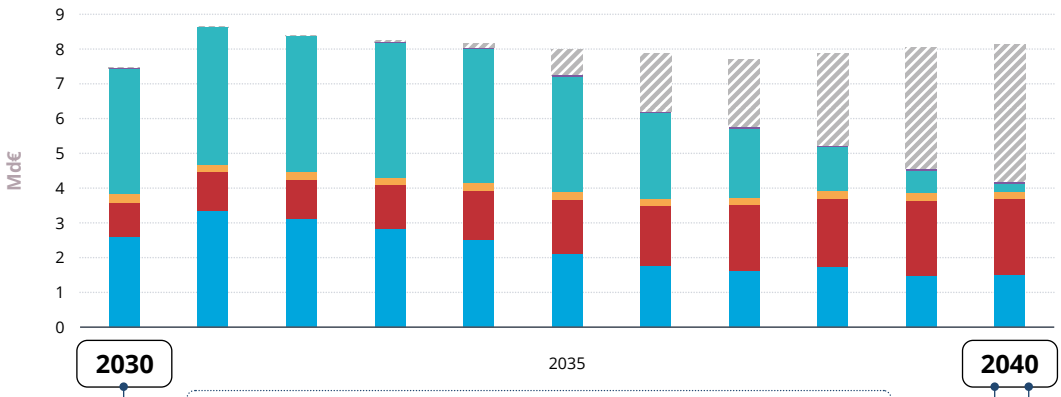
INVESTISSEMENTS DANS LE RÉSEAU DE TRANSPORT SUR 2025-2030 DANS LA STRATÉGIE DE RÉFÉRENCE DU SDDR



100 % des nouvelles infrastructures aux normes climatiques (+4 °C en 2100)

Total	**~2,3 Md€**	**Projets très majoritairement décidés**	**~7,5 Md€**
Interconnexions	**~0,2 Md€**	Fin des travaux Argia-Hernani Travaux sur le réseau existant aux frontières (Allemagne, Belgique) Travaux pour Celtic et Golfe de Gascogne (pose des câbles sous-marins, jonctions d'atterrage, etc.)	**~ 0,1Md€**
Raccordements en mer	**~0,4 Md€**	Fin des travaux sur Dieppe - Le Tréport, Yeu Noirmoutier, et Leucate (PPE 1) Études et travaux sur Centre Manche 1 et 2, Bretagne Sud, Dunkerque, Fos, Narbonnaise, Oléron 1 (AO 3 à 8, PPE 2) Séquence sur les approvisionnements PPE 2 et PPE 3 Études et travaux sur les projets des AO 9 à 11 (PPE 3)	**~3,6 Md€**
Renouvellement et adaptation au changement climatique	**~0,9 Md€**	Renouvellement des liaisons aériennes datant majoritairement de 1920-1960 et mise en œuvre de la stratégie de ciblage (LIDAR) Remplacement des liaisons souterraines obsolescentes (pression d'huile) Consolidation du rythme de renouvellement des matériels dans les postes	**~1 Md€** (Socle incompressible)
Télécoms et moyens de pilotage du système	**~0,3 Md€**	Remplacement du réseau télécom concerné par la boucle locale cuivre et renforcement de la résilience des sites essentiels à la conduite du réseau et en cas de *blackout* Accélération du déploiement des automates et des capteurs Consolidation du rythme de renouvellement du contrôle-commande	**~0,3 Md€**
Renforcement de la structure et raccordements terrestres	**~0,5 Md€**	Études et travaux pour les zones P1 (Dunkerque, Fos, Le Havre) Études et travaux pour les 7 zones P2 Travaux sous réserve de confirmation des industriels Si engagement des industriels : accélération des études et travaux dans les zones identifiées Mise en service de 40 % des infrastructures prévues pour les EnR terrestres (S3REnR deuxième génération) Phase 1 de renforcement 400 kV : études et travaux sur Chaingy-Dambron, Breuil-Marmagne, Marmagne-Tabarderie, Cantegrit-Saucats, Amiens-Petit-Caux Phase 2 de renforcement 400 kV : consistance à définir	**~2,6 Md€** (Socle incompressible) + Accélération si besoin pour les projets de décarbonation

INVESTISSEMENTS DANS LE RÉSEAU DE TRANSPORT SUR 2030-2040 DANS LA STRATÉGIE DE RÉFÉRENCE DU SDDR



100 % des nouvelles infrastructures aux normes climatiques (+4 °C en 2100)

80 % du réseau adapté au changement climatique en 2040

	2030	2035	2040
Total	**~7,5 Md€**	**Projets très majoritairement non décidés**	**~8 Md€**
Interconnexions	**~0,1 Md€**	Stratégie à définir (avis État et CRE sur le SDDR, discussions européennes) Socle incompressible : renforcement préalable du réseau interne Enjeu de financement	**~ 0,1Md€**
Raccordements en mer	**~3,6 Md€**	Travaux sur les AO 3 à 8 Études et travaux sur la PPE 3 : Oléron 2 (AO9), Fécamp Grand Large 1 et 2, Golfe du Lion Centre, Golfe de Gascogne Sud, Bretagne Nord-Ouest (AO 10), Golfe de Gascogne Nord, Bretagne Nord-Est, Roches Douvres et Golfe du Lion Est (AO 11)	**~0,2 Md€**
Renouvellement et adaptation au changement climatique	**~1 Md€** (Socle incompressible)	Renouvellement des liaisons aériennes datant majoritairement de 1940-1970 Remplacement des liaisons souterraines obsolescentes (papier imprégné) Accélération du rythme de renouvellement des matériels dans les postes	**~2 Md€**
Télécoms et moyens de pilotage du système	**~0,3 Md€**	Stabilisation du déploiement des automates et des capteurs Accélération du rythme de renouvellement du contrôle-commande	**~0,2 Md€**
Renforcement de la structure et raccordements terrestres	**~2,6 Md€** (Socle incompressible) + Accélération si besoin pour les projets de décarbonation	Travaux si nouveaux projets consommateurs (1,4 Md€ intégrés à la trajectoire, consistance à définir) Travaux pour l'accueil des EPR2 de Penly, Gravelines et Bugey Nouvelle approche de planification sur les S3REnR (EnR + batteries + politique de l'offre) Phase 1 de renforcement 400 kV : travaux sur Amiens-Petit-Caux Phase 2 de renforcement 400 kV : zones Normandie-Val de Loire-Paris, Est, façade atlantique, Ouest Pyrénées, Bretagne, Lyonnais, Occitanie	**~1,5 Md€**
Projets mis en service après 2040	**0 Md€**	Démarrage des projets 2040-2050 (structure 400 kV, raccordements en mer, *etc.*)	**~4 Md€**

FICHE 15

SUR LA PÉRIODE 2030-2040 : UN ENJEU DE PRÉPARATION DES INVESTISSEMENTS

Poursuivre les possibilités d'optimisation des investissements dans le réseau, en particulier sur les réseaux de haute tension

Suite au SDDR 2019, RTE a déployé le principe de dimensionnement optimal : ce changement de doctrine a permis d'augmenter la capacité d'accueil du réseau de 10 à 20 GW. De l'ordre d'1,5 Md€ d'investissements ont ainsi été évités entre 2019 et 2025 sur les réseaux de haute tension (63 à 225 kV).

Dans le SDDR 2025, RTE poursuit cette approche d'optimisation des réseaux de haute tension. Cela passe par la poursuite du déploiement des automates de zone, dans la continuité de l'accélération engagée dès 2025-2030. Dans la stratégie de référence, RTE intègre également des gains importants (de l'ordre de 2,5 Md€, majoritairement sur 2030-2040) reposant sur une planification poussée entre les énergies renouvelables terrestres et les réseaux (politique de l'offre) ainsi que les batteries (*cf*. fiches n°7 et 8).

Identifier les volumes d'investissements cohérents avec les objectifs publics et les réalités techniques

À l'inverse de la période 2025-2030, les perspectives d'investissement sur la période 2030-2040 correspondent à des besoins de réseau dont la typologie reste à préciser pour la très grande majorité (coûts, consistance, délais).

Pour la période 2030-2040, la stratégie de référence prévoit ainsi de : *(i)* doubler les investissements dans le renouvellement pour tenir compte du vieillissement des infrastructures et du besoin de les adapter au climat futur (80 % du réseau adapté en 2040), *(ii)* mettre en œuvre la deuxième phase de renforcement de la structure 400 kV (projets à définir), *(iii)* raccorder les parcs éoliens en mer des AO 9, 10 et en partie de l'AO 11, et *(iv)* poursuivre l'accueil de nouvelles productions bas-carbone terrestres (premières paires de réacteurs nucléaires EPR2, énergies renouvelables terrestres).

Au global, la stratégie du SDDR conduit à un rythme d'investissement dans le réseau relativement stable entre 2030 et 2040, de l'ordre de 7,5 à 8,5 Md€/an. Elle représente un volume d'investissements total de l'ordre de 100 Md€ sur quinze ans.

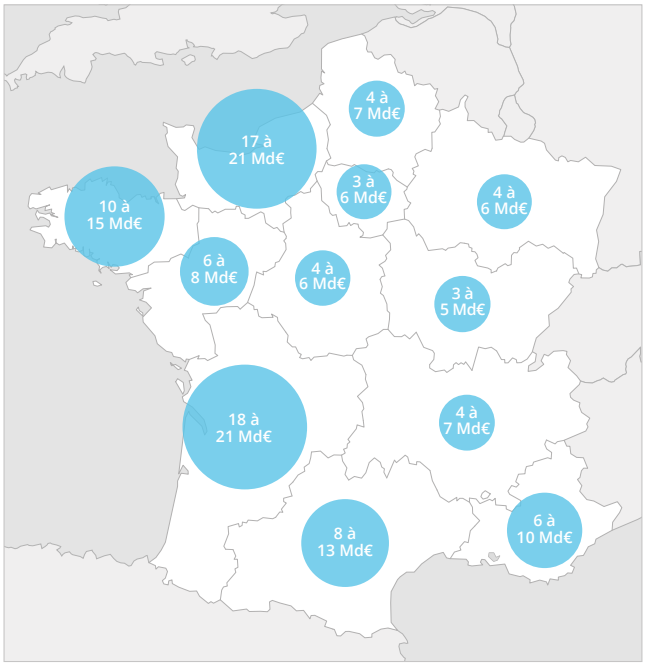


Figure 15.1 – Répartition régionale des investissements sur 15 ans

Présenter les possibilités de « paramétrisation » de la trajectoire d'investissement et les conditions de mises en œuvre associées

La stratégie du SDDR a été construite pour être « modulable ». Dans le SDDR, RTE présente différentes alternatives possibles ainsi que les conditions de mise en œuvre associées.

RTE prendra ainsi en compte l'avis des autorités compétentes à l'issue du SDDR et les retours liés à la participation du public pour finaliser la stratégie. Cette dernière s'appuiera également sur les dernières orientations en matière de politique publique.

Par exemple, le recours à la technologie souterraine HVDC pour les renforcements de la structure 400 kV conduirait à augmenter les investissements de 40 à 70 Md€ sur quinze ans. L'intégration de projets d'interconnexions transpyrénéennes avec l'Espagne nécessiterait des investissements supplémentaires d'au moins 2,6 Md€ pour une première mise en service en 2036 et est conditionnée à l'accélération du renforcement de la structure dans les régions du

quart sud-ouest. De manière générale, l'intégration de nouveaux projets d'interconnexion nécessitent une accélération de la trajectoire d'investissement et des mises en service de projets sur le réseau 400 kV (p. ex. avec le Royaume-Uni).

De la même manière, il est possible de prévoir un dimensionnement moins important du réseau en cas d'évolution sur la consommation d'électricité (trajectoire de sobriété). Pour avoir des effets sur le dimensionnement du réseau, cette planification ne doit néanmoins pas porter uniquement sur la consommation mais également sur la production d'électricité. Par exemple, dans les *Futurs énergétiques 2050*, les trajectoires de sobriété conduisaient à une diminution des investissements dans le réseau d'environ 900 M€ par an.

Définir les grands projets à mettre en service sur la décennie 2040-2050 (lancement des concertations, sécurisation des approvisionnements, voire début des travaux)

Dans le SDDR, 94 Md€ d'investissements sont dédiés à des projets mis en service d'ici 2040.

En complément, RTE intègre un volume d'investissements correspondant à des grands projets dont la mise en service ne serait prévue qu'au-delà de 2040, mais dont les investissements doivent débuter avant leur mise en service effective. Il s'agit notamment de dépenses pour lancer les études, sécuriser les approvisionnements nécessaires, débuter les concertations locales, ou débuter les phases travaux des projets plusieurs années en amont.

Par exemple, pour les parcs éoliens en mer, cela conduit RTE à investir des montants importants dès 5 à 6 ans avant la mise à disposition du raccordement. Pour les grands projets terrestres 400 kV, ils interviennent à partir de 3 ans avant la mise en service des projets.

Le volume d'investissements associés est très incertain en raison de l'horizon concerné. Il sera précisé dans le cadre du prochain SDDR (sous environ 5 ans) en tenant compte des dernières orientations de politique publique.

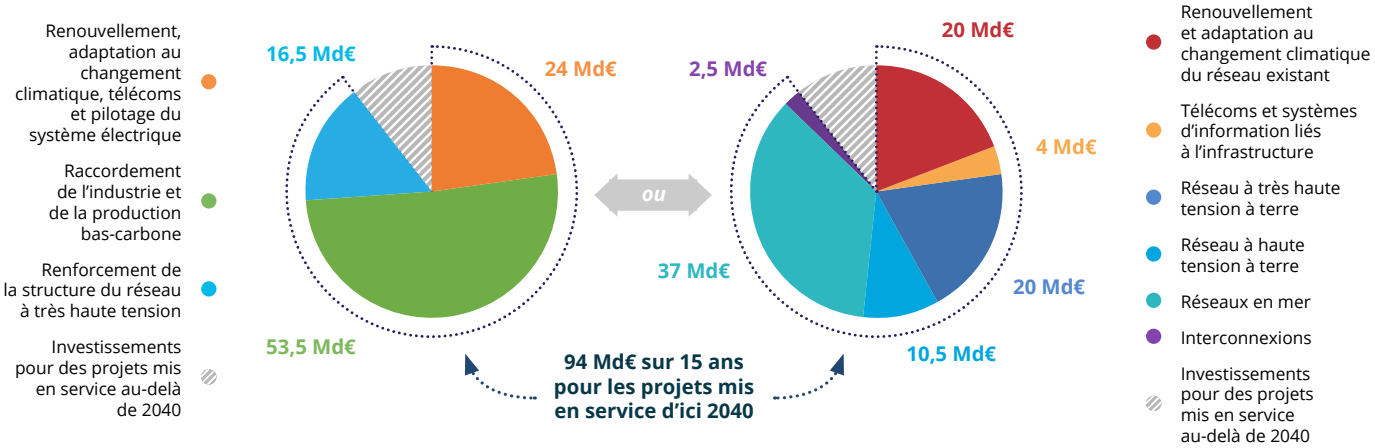


Figure 15.2 – Deux représentations possibles de la trajectoire d'investissement proposée dans le SDDR

FICHE 15

Renforcer les capacités de financement de RTE pour assurer la soutenabilité de la trajectoire

La majorité des investissements sont financés par RTE (fonds propres et dettes), avant d'être amortis par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) sur le temps long.

L'autre partie des investissements est financée par les utilisateurs se raccordant au réseau (facturation des raccordements, mécanismes de quote-part pour les renouvelables terrestres et les consommateurs dans les zones de mutualisation) et, pour des montants très minoritaires, par des fonds publics (subventions européennes pour des interconnexions, mises en souterrain partiellement payées par les collectivités). En première analyse, cela correspond à près de 10% des investissements d'ici à 2040. Cette part pourrait évoluer notamment en cas d'accélération de projets de raccordement ou si l'assiette de financement des projets de réseau évoluait (c'est le cas dans d'autres pays européens, notamment pour les grands projets de raccordement).

La trajectoire d'investissement de RTE est financièrement soutenable d'ici à 2030. Elle s'appuie pour cela sur un cadre favorable (monopole public, cadre de régulation stable) et une gestion reconnue comme efficace, qui lui a historiquement permis d'assurer des conditions de financement à taux faible. RTE travaille conjointement avec les autorités compétentes (État, régulateur) pour identifier les conditions qui permettent d'assurer la soutenabilité financière à plus long terme (augmentation de la capacité d'autofinancement, prise en compte des caractéristiques des projets telles que les délais de construction et le niveau de risque, etc.). Le financement des réseaux électriques est un sujet bien identifié au niveau européen (et ne se limite donc pas au cadre français). Il a récemment été mis en exergue par le rapport Draghi et fait partie des priorités de la Commission européenne à court terme.

FICHE 16

Économie du système électrique

Planifier des investissements qui participent de la compétitivité de la France

SITUATION ACTUELLE

Le développement du réseau public de transport d'électricité est le corollaire d'un développement du système électrique (consommation et production). Il contribue à renforcer la souveraineté énergétique de la France en réduisant la dépendance aux énergies fossiles, à réindustrialiser le pays et à atteindre les ambitions climatiques de l'État.

Le rôle du réseau dans cette transition ne peut plus aujourd'hui être considéré comme une surprise

Au niveau mondial, le développement des réseaux a fait l'objet d'un rapport dédié de l'Agence internationale de l'énergie en octobre 2023. Cette dernière alertait sur le risque de retard associé à la transformation des réseaux dans les différents pays induisant un retard dans les perspectives de réindustrialisation et de décarbonation des pays concernés. L'AIE chiffre notamment les impacts financiers et climatiques associés à un retard dans le développement des réseaux à près de 500 Md€ d'imports fossiles supplémentaires et 58 milliards de tonnes d'émissions supplémentaires de CO_2 pour le système électrique d'ici à 2050.

Elle rappelait notamment que le réseau devait être disponible «avant» tous les autres éléments du système électrique pour garantir son bon fonctionnement et que les enjeux d'accélération étaient donc d'une ampleur particulière pour les réseaux. En effet, le réseau est à la fois la conséquence des choix des acteurs publics et privés et le prérequis pour que ces choix se concrétisent : les projets doivent donc être décidés en avenir incertain.

Au niveau européen, le rôle des réseaux dans l'économie européenne a fait l'objet d'une attention particulière au cours des deux dernières années. La Commission européenne a annoncé un plan d'action dédié sur les réseaux électriques *(Grid action plan)*. Les rapports Letta et Draghi ont souligné l'importance d'investir dans les réseaux pour assurer la compétitivité de l'économie et la souveraineté de l'Europe. Fait nouveau, l'analyse de ces deux rapports ne portent pas uniquement sur les interconnexions mais également sur les réseaux nationaux.

En France, le rôle des réseaux a été documenté par RTE dans les *Futurs énergétiques 2050*, qui établissaient sans ambiguïté que le redimensionnement rapide des réseaux était un impératif dans tous les scénarios étudiés.

Les demandes de raccordement émanant de l'industrie bas-carbone et numérique – priorité assumée du SDDR – ont montré que le besoin théorique de redimensionnement du réseau public posé dans les *Futurs énergétiques 2050* était confirmé en pratique et ont conduit petit à petit à faire croître l'attention des pouvoirs publics sur le rythme de développement du réseau.

La consultation publique menée sur le SDDR est un marqueur de cette attention. Plus de 50% des répondants sont des acteurs publics, fait singulier dans les consultations sur les rapports de RTE, et la majorité des réponses n'ont pas porté sur le besoin de développer le réseau mais sur le rythme et les choix de développement.

ENJEUX POUR LE RÉSEAU

Le réseau public de transport d'électricité est aujourd'hui un avantage pour la France : (1) il fait transiter tous les jours de grandes quantités d'électricité et maille la majorité du territoire, (2) il assure un très bon niveau de service (99,9995 % de continuité d'alimentation), (3) il est peu congestionné et (4) il se finance à bas coût.

La stratégie d'investissement dans le réseau doit permettre de maintenir cet avantage. La trajectoire de référence du SDDR a été construite dans cette perspective et tient compte du contexte de crise dans lequel la stratégie sera mise en œuvre (tensions commerciales internationales, ralentissement économique européen, difficultés budgétaires et fort niveau d'endettement en début de cycle en France).

Dès lors, le programme de simulations techniques, économiques et environnementales a été complété par une analyse de la chaîne industrielle (*cf.* fiche n°2) et une analyse sur l'économie générale du système électrique. L'objectif était de proposer une stratégie (1) performante sur le plan socio-économique (impératif pour une infrastructure publique), (2) cohérente avec les capacités industrielles en France et en Europe, (3) compétitive par rapport aux autres plans européens et (4) qui ne dégrade pas l'économie générale du système électrique (analyse en coûts complets).

Les analyses ont été menées dans des scénarios d'électrification réussie – avec des variantes de retard allant jusqu'à cinq ans. Néanmoins, l'impact de scénarios de retard plus marqués dans l'électrification doit être analysé dans le cadre du prochain Bilan prévisionnel, dans la mesure où ces scénarios ne concernent pas uniquement le réseau mais l'ensemble des besoins du système électrique.

COMPARAISON EUROPÉENNE

Les autres gestionnaires de réseau ne communiquent pas de manière détaillée sur les investissements nécessaires au renouvellement, aux télécoms, aux moyens de pilotage du système électrique et aux projets mis en service au-delà de l'horizon étudié (2040 pour le SDDR).

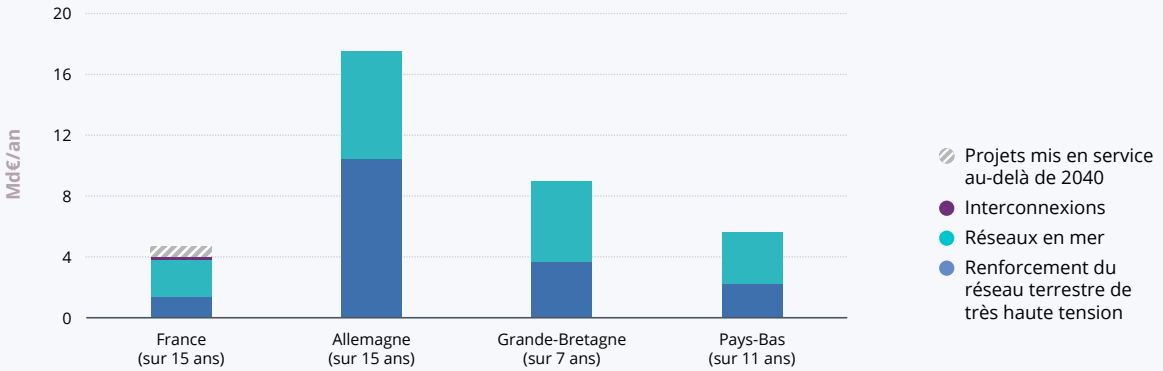


Figure 16.1 – Comparaison des investissements annuels moyens pour le renforcement des réseaux de très haute tension en Europe (à terre et en mer)[1]

1. Afin de rendre les plans européens comparables (autant que possible, compte tenu des informations publiées par les autres gestionnaires de réseau), les investissements pour le réseau terrestre ici considérés intègrent les renforcements du réseau de très haute tension et les raccordements associés. Les niveaux de tension considérés sont de 220-525 kV pour l'Allemagne, 110-380 kV pour les Pays-Bas, et 130-420 kV pour la Grande-Bretagne.

FICHE 16

DESCRIPTION DE LA STRATÉGIE DE RÉFÉRENCE

Les montants d'investissement proposés dans le SDDR sont à la fois importants – de l'ordre de 100 Md€ sur 15 ans – et compétitifs par rapport aux stratégies envisagées ailleurs en Europe. L'écart par rapport aux autres pays est d'autant plus significatif que (1) le réseau public de transport d'électricité français intègre les niveaux de tension de 63 kV à 400 kV (un périmètre plus large que la majorité des autres réseaux de transport en Europe) et (2) la majorité des gestionnaires de réseau ne communiquent pas de manière claire sur leurs investissements en matière de renouvellement, de télécommunications, ni ceux liés aux mises en service après 2040.

Mener à bien un plan compétitif au niveau européen ne peut être réalisé qu'en assumant une planification plus forte du réseau ainsi qu'une priorisation explicite des investissements : RTE a identifié dans le SDDR les leviers pour que cette planification soit suivie d'effet. Ils impliquent notamment des indications claires de l'État dans son avis sur le SDDR (p. ex. : sur le raccordement de l'industrie ou sur les interconnexions) et des évolutions dans le cadre de régulation, qui feront l'objet de concertations dans le cadre du Comité des utilisateurs du réseau de transport d'électricité et seront soumises à l'approbation de la Commission de régulation de l'énergie.

DÉTAIL DE LA STRATÉGIE DE RÉFÉRENCE ET IMPACT DES CHOIX D'OPTIMISATION

Proposer un plan d'investissement compétitif à l'échelle européenne

Les gestionnaires de réseau de transport d'électricité européens proposent des plans d'investissement en croissance (notamment sous l'effet du *Fit for 55).*

Plusieurs ont communiqué sur des prévisions d'investissements annuels multipliés par quatre à six pour les prochaines années. La croissance des investissements dans le réseau électrique est particulièrement marquée dans les États qui prévoient un fort développement de l'éolien en mer, p. ex. : 18 Md€/an d'ici 2037 en Allemagne et 11 Md€/an d'ici 2035 en Grande-Bretagne d'après les programmations réseaux (validées par les régulateurs nationaux, selon les procédures en vigueur dans chaque État).

Le plan d'investissement français se situe dans la fourchette basse de ces plans d'investissement, quelle que soit la métrique de comparaison retenue (par rapport à la consommation d'électricité du pays, au nombre d'habitants, à la longueur du réseau, *etc.*).

L'écart avec les autres pays européens est particulièrement marqué si l'on considère les investissements sur le réseau à très haute tension (raccordements et structure du réseau à très haute tension, interconnexions, raccordements à très haute tension terrestres et maritimes). Sur ce périmètre, les investissements en Allemagne sont multipliés par quatre par rapport au SDDR sur 15 ans.

Cette compétitivité découle directement du travail mené par RTE pour optimiser la trajectoire d'investissement du plan en introduisant des priorités explicites, en proposant des structures de réseau mutualisant les différents facteurs d'évolution du réseau, et en faisant le choix d'un renforcement de la structure du réseau 400 kV en technologie aérienne.

La proposition d'une trajectoire priorisée est possible en France à ce stade car le réseau est aujourd'hui peu congestionné. En effet, il n'y a pas de « retard » dans la mise en service des investissements dans le réseau. Ce n'est pas le cas de plusieurs autres pays européens (p. ex. : l'Allemagne et la Grande-Bretagne ont des coûts d'exploitation du système électrique déjà

supérieurs à 1 Md€ par an en raison de la saturation de leur réseau, et d'autres pays comme les Pays-Bas ont déjà annoncé des moratoires sur les raccordements dans certaines régions où le réseau est déjà particulièrement saturé).

La mise en œuvre effective de la trajectoire priorisée implique (1) de mettre en place les leviers qui rendent possibles la priorisation et la planification des investissements et l'évolution de l'exploitation du système électrique et (2) de ne pas prendre de retard dans le développement du réseau.

En effet, dès que la situation de saturation du réseau devient effective, il n'est plus possible de maintenir les coûts d'exploitation du système à un niveau raisonnable. Ces coûts facturés annuellement s'ajoutent donc à des besoins plus forts de développement de l'infrastructure physique : c'est le cas de figure qui se présentent aujourd'hui dans de nombreux pays européens.

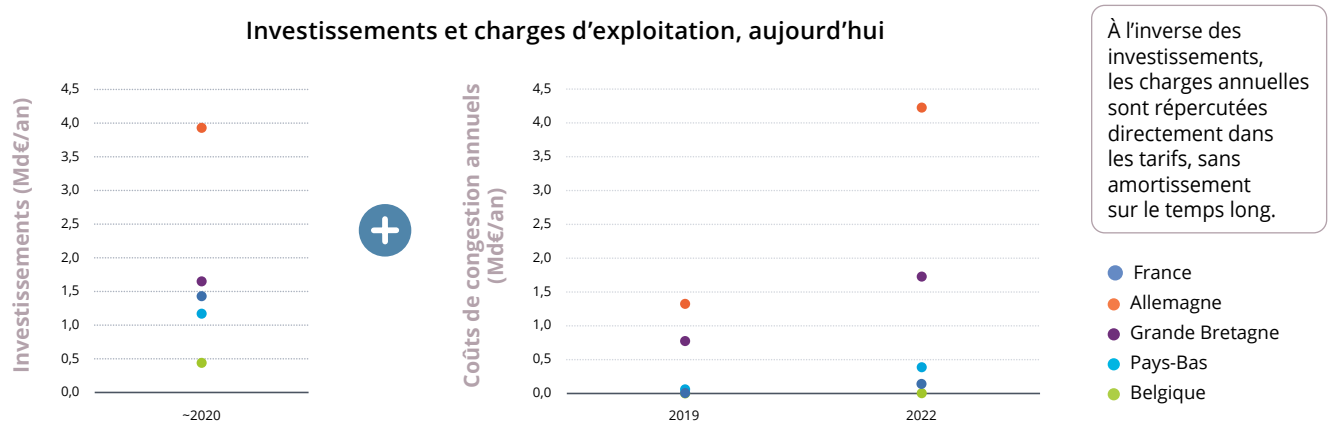


Figure 16.2 – Dépenses historiques dans le réseau de transport d'électricité en France et en Europe – Source : Compass Lexecon

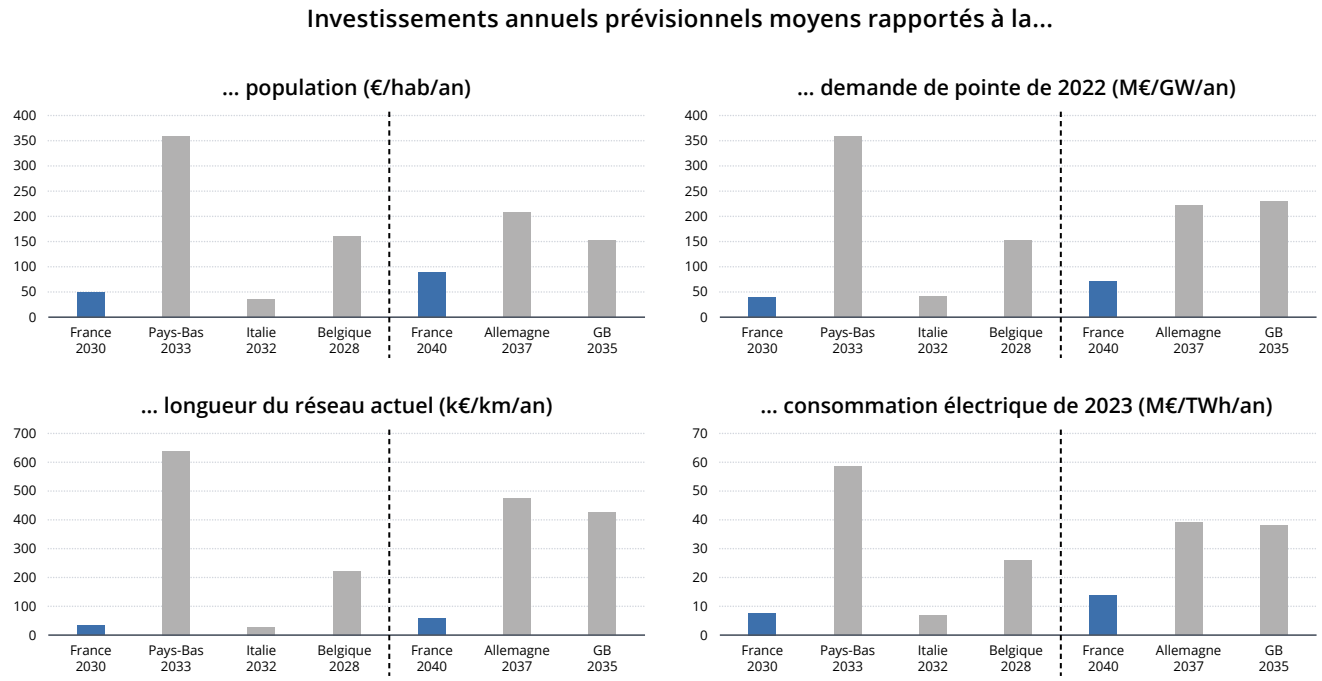


Figure 16.3 – Dépenses prévisionnelles dans le réseau de transport d'électricité en France et en Europe – Source : Compass Lexecon

FICHE 16

Accompagner efficacement la transformation du système électrique pour contribuer au renforcement de la souveraineté énergétique, à la réduction de la facture énergétique française, et à la lutte contre le changement climatique

À l'échelle du système électrique, les investissements pour le réseau de transport s'ajoutent à ceux des autres composantes : production, flexibilité, réseaux de distribution. Les investissements cumulés dans la production et l'acheminement pourraient représenter au total de l'ordre de 35 à 45 Md€/an entre 2030 et 2040 dans un scénario d'électrification réussie, soit un triplement par rapport aux dix dernières années. Le réseau public de transport d'électricité représente de l'ordre de 20% de ces investissements.

Les ordres de grandeur sur l'ampleur de la transformation à mener sur le système électrique en France – identifiés dans les *Futurs énergétiques 2050* et le Bilan prévisionnel 2023 – sont donc confirmés.

Ces investissements sont nécessaires pour atteindre les politiques publiques définies par l'État et contribuent ainsi à renforcer la souveraineté énergétique de la France, réduire la facture énergétique globale et lutter contre le changement climatique. En effet, l'augmentation de la part de l'électricité dans le mix énergétique français aurait des effets très positifs sur le plan économique (de l'ordre de 300 Md€ d'économie sur la balance commerciale sur la période 2025-2040) et climatique (environ 2,5 milliards de tonnes d'émissions de CO_2 évitées sur la même période).

L'évaluation de ces gains a été réalisée de manière prudente. En effet, la forte variabilité des prix du pétrole et du gaz entraîne celle de la balance commerciale. Ainsi, plus le déficit de la balance commerciale est grand, plus l'électrification de l'économie a un impact économique favorable. Pendant la crise énergétique, le coût des importations d'énergies fossiles pour les besoins énergétiques de la France (essentiellement pour les transports, les bâtiments, et dans une moindre mesure l'industrie) a dépassé 100 Md€ pour la seule année 2022 (soit autant en un an que l'ensemble des investissements proposés sur quinze ans pour le réseau public de transport d'électricité). En 2024, après la sortie de crise, le coût annuel de ces importations de combustibles s'est élevé à 64 Md€.

Maîtriser la croissance des investissements dans le réseau pour maintenir une tendance relativement stable sur les coûts complets du système électrique en France

Les coûts complets du système électrique français (intégrant l'ensemble des coûts d'investissement, d'exploitation, et de maintenance des installations nouvelles comme existantes) rapportés au volume de production apparaissent relativement stables entre 2025 et 2040 dans un scénario d'électrification réussie.

Au sein de ce coût complet, la part du réseau de transport apparaît stable à court terme (décroissante au cours des dernières années, légèrement croissante au cours des prochaines) et légèrement haussière à l'horizon 2040 (de l'ordre de +15%).

RTE a déjà communiqué, dans les *Futurs énergétiques 2050* et dans le Bilan prévisionnel 2023, des évaluations sur les coûts complets du système électrique. Ces analyses montrent une tendance à la stabilisation du coût complet du système électrique français en €/MWh dans le scénario A. Les facteurs permettant d'expliquer cette stabilité, même dans une phase de très forts investissements ont été documentés : prolongation de l'exploitation des réacteurs nucléaires existants (déjà majoritairement amortis, et pour lesquels les investissements réalisés pour assurer la prolongation ont un excellent rendement), développement d'énergies renouvelables compétitives (les coûts ont nettement baissé ces dernières années), priorisation des investissements dans le réseau. La maîtrise du coût de l'électricité implique également que les infrastructures, qui s'amortissent sur le temps long (moyens de production, réseaux), continuent à être financées dans de bonnes conditions.

RTE a analysé l'impact de stratégies alternatives sur le développement et l'exploitation du réseau de transport d'électricité sur les coûts complets du système électrique.

Dans ces analyses de sensibilité :

- les investissements dans le renouvellement du réseau de transport existant et pour le raccordement des autres composants du système électrique (industrie, production bas-carbone) sont réalisés au rythme prévu dans le scénario de référence ;
- les investissements dans le renforcement du réseau de transport varient, avec d'une part une stratégie sans renforcement et d'autre part une stratégie reposant sur la mise en souterrain en technologie à courant continu des projets de renforcement de la structure à très haute tension (notamment projets de la phase 2).

Ces analyses montrent que la stratégie de référence proposée dans le SDDR est plus performante du point de vue du coût complet du système électrique français à l'horizon 2040 que les alternatives étudiées. Ces dernières conduisent toujours à un coût complet plus élevé que dans la stratégie de référence (et donc par rapport à aujourd'hui) et à une part plus importante du réseau de transport d'électricité dans ces coûts.

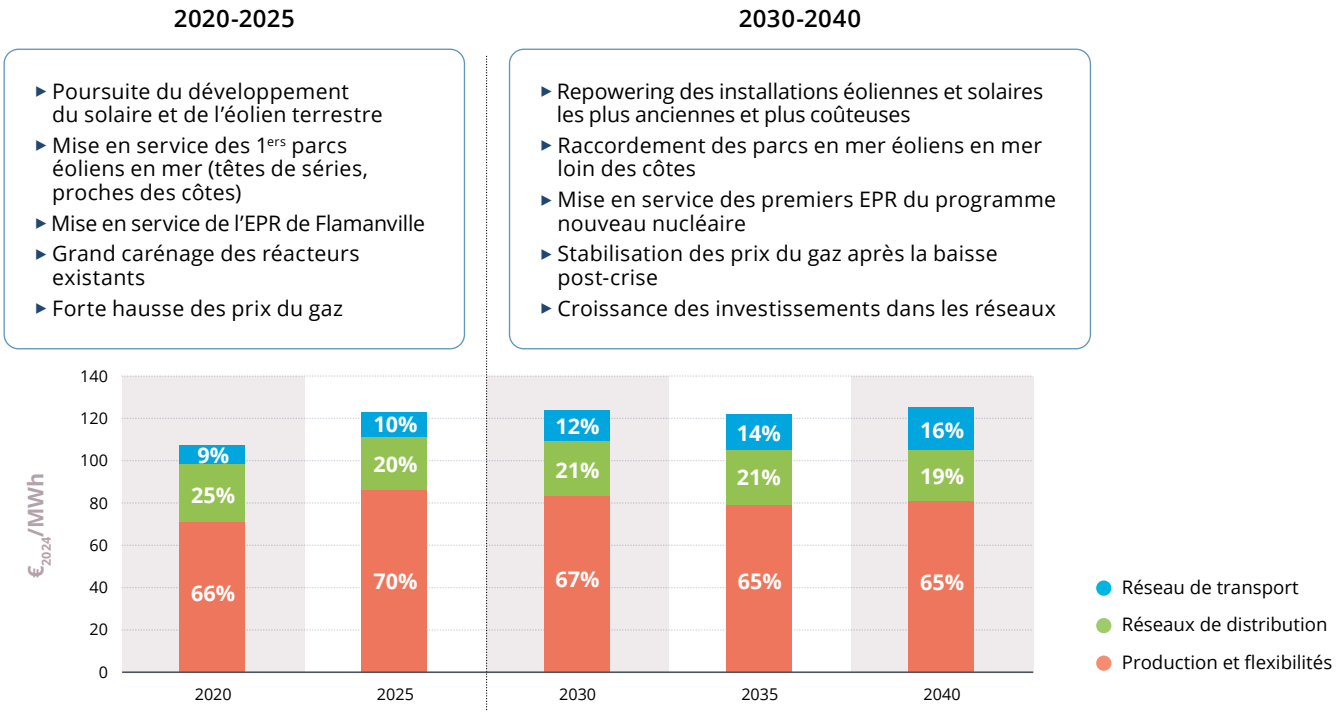


Figure 16.4 – Évolution de la part des différentes composantes du système électrique dans les coûts complets rapportés à la production d'électricité[2] – Scénario d'électrification réussie (A)

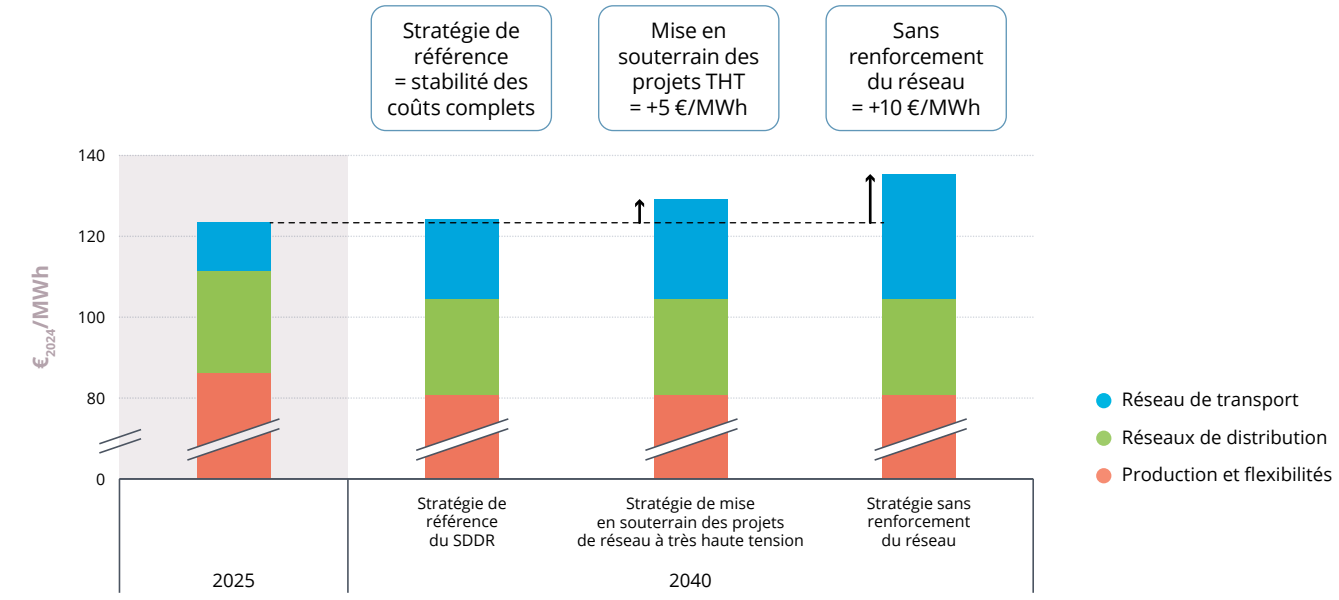


Figure 16.5 – Analyses de sensibilité menées sur l'évolution des coûts complets du système électrique selon la stratégie de renforcement du réseau (toutes choses égales par ailleurs)

2. Cette analyse est menée sur la base d'une méthode d'amortissement dite «économique», consistant à considérer un amortissement calculé pour obtenir une annuité constante, avec une rémunération du capital constante. Ces chiffres ne peuvent donc pas être directement rapprochés d'un prix de détail ou du niveau du tarif réglementé de vente de l'électricité qui répond à une logique de marché pour la part énergie.
La part liée aux réseaux de distribution s'appuie sur le projet de plan de développement du réseau à horizon 2032 publié par Enedis en 2023, prolongé par sa prévision d'investissement de 96 Md€$_{2021}$ sur la période 2022-2040 communiquée en janvier 2024.

Proposer une stratégie de réseau visant à limiter l'impact pour les tarifs par rapport à des alternatives plus coûteuses dans un scénario d'électrification réussie

Sur la facture actuelle d'électricité des clients résidentiels et l'évolution récente du tarif de réseau

Sur la période 2021-2024, le TURPE HTB a baissé dans les tarifs réglementés de vente de l'électricité malgré une forte croissance des investissements de RTE sur cette période.

Ceci est lié au fait que les coûts d'investissement ne sont qu'une portion minoritaire des coûts couverts par le TURPE HTB, qui intègre aussi ceux liés à l'exploitation du système électrique (dont le coût par MWh est directement lié aux prix de l'électricité), la maintenance du réseau, et les charges d'exploitation de RTE (au sens comptable du terme). Les investissements sont *a fortiori* amortis sur le temps long.

Par ailleurs, sur cette période, RTE a proposé de procéder à une restitution exceptionnelle de 1,9 Md€ à destination de l'ensemble des utilisateurs du réseau public de transport d'électricité. Cette restitution est intervenue en 2023 et était liée à des recettes d'interconnexion exceptionnelle. Ce versement a été réalisé en une fois afin de compenser les hausses de dépenses d'énergie subies par l'ensemble des acteurs économiques.

Dans sa communication accompagnant la délibération du 16 janvier 2025 relative aux tarifs réglementés de vente de l'électricité, la Commission de régulation de l'énergie a évalué à 1050 euros par an la facture annuelle des ménages au tarif réglementé de vente de l'électricité (dans le portefeuille des tarifs réglementés, la consommation moyenne est évaluée à 4,4 MWh/an).

Cette délibération conduit à une baisse du tarif réglementé de vente d'environ 15% toutes composantes confondues en 2025. Elle tient compte de l'augmentation du TURPE HTB intervenue au 1er février 2025 (+9,61%). Cette dernière correspond au rattrapage des charges supplémentaires que RTE a supportées au cours des dernières années en raison de la forte hausse des prix de gros de l'électricité durant la crise.

En tenant compte de l'évolution du TURPE HTB au 1er février 2025, la part du TURPE HTB dans la facture annuelle d'électricité pour un consommateur moyen s'établit à environ 7% de la facture annuelle d'électricité. Le TURPE HTB est donc toujours une composante minoritaire du tarif réglementé de vente de l'électricité (et les investissements sont une part minoritaire au sein du TURPE HTB).

Le TURPE 7 HTB couvrira la période allant de 2025 à 2028 et entrera en vigueur au 1er août 2025. La délibération de la Commission de régulation de l'énergie relative au TURPE 7 HTB n'entraîne pas d'augmentation de niveau supplémentaire (indexation sur l'inflation sur le reste de la période tarifaire – c'est-à-dire quatre ans) alors même que les investissements dans le réseau doivent augmenter sur cette période. Le TURPE HTB restera donc une composante minoritaire du tarif réglementé de vente sur la période du TURPE 7.

En comparaison, le tarif du réseau de transport d'électricité est en hausse d'environ 80% pour la période 2024-2027 en Belgique (moyenne sur plusieurs segments d'utilisateurs).

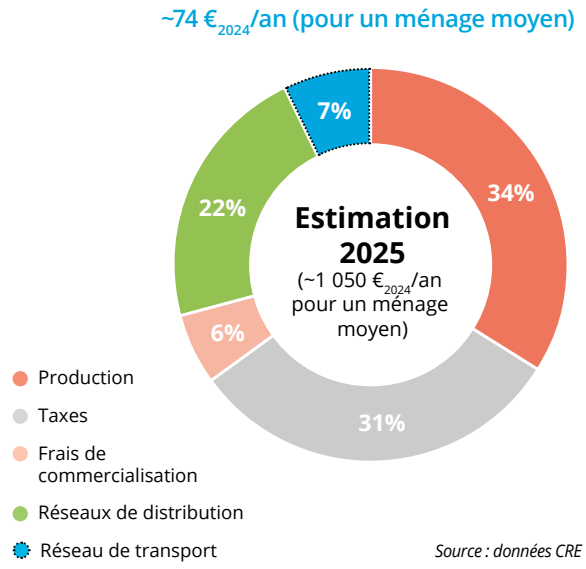


Figure 16.6 – Décomposition de la facture annuelle d'un consommateur résidentiel (consommation moyenne du portefeuille des tarifs réglementés de vente – tous tarifs confondus – estimée par la CRE dans sa délibération du 16 janvier 2025)

Sur l'évolution du tarif de réseau à long terme (2035-2040)

RTE a également analysé les tendances d'évolution des coûts répercutés aux consommateurs à plus long terme, ce dans un scénario d'électrification réussie.

Ceux-ci montrent que la trajectoire d'investissement proposée entraîne un effet haussier mais modéré sur le TURPE HTB à horizon 2035-2040 (toutes choses étant égales par ailleurs).

Cependant, de nombreux facteurs peuvent influer à la hausse ou à la baisse sur cette tendance propre au TURPE HTB (p. ex. : recettes aux interconnexions, niveau de consommation, inflation, prix de l'électricité, taxes, *etc.*).

Cet effet sera d'une ampleur nettement moindre que d'autres fluctuations observées ces dernières années sur les autres composantes des tarifs (p. ex. : +190 €/MWh en 2023 sur la part énergie par rapport au niveau d'avant crise, hors prise en compte du bouclier tarifaire).

Les analyses menées dans le cadre du SDDR mettent en évidence que la trajectoire d'investissement proposée réduit le coût pour le consommateur par rapport à une stratégie de recours au souterrain pour le renforcement de la structure 400 kV (investissements plus élevés) et par rapport à une stratégie sans investissement dans le renforcement du réseau (augmentation très fortes des congestions, dont les coûts sont répercutés chaque année, sans être amortis).

Sur l'évolution de la facture énergétique globale à long terme (2035-2040)

L'évolution de la facture annuelle d'électricité d'un ménage à long terme dépend également de celle des autres composantes du tarif (y compris les composantes fiscales).

C'est pour cette raison que les analyses de RTE sont formulées en coûts complets du système électrique (*cf*. paragraphe précédent) et que RTE propose une trajectoire d'investissement qui vise à garantir la bonne performance globale du système électrique français pendant cette période de transition (stabilité des coûts complets entre 2025 et 2040 dans un scénario d'électrification réussie), incitant au transfert des usages.

Eu égard au poids des investissements dans le réseau public de transport d'électricité dans la facture et en s'appuyant sur les analyses en coûts complets, la part du réseau de transport devrait rester minoritaire dans la facture annuelle moyenne d'électricité selon la stratégie prévue dans le SDDR.

En 2040, la facture énergétique globale des ménages devrait par ailleurs avoir largement évolué vers une répartition différente des dépenses énergétiques entre les vecteurs essence, gaz et électricité. Il n'est donc pas pertinent de raisonner au seul périmètre de la facture d'électricité.

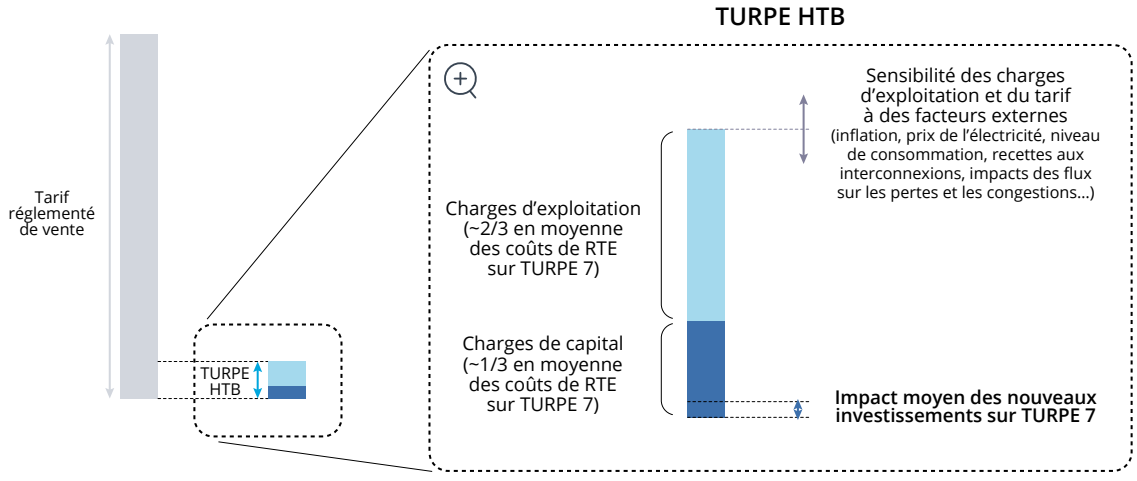


Figure 16.7 – Poids des investissements de RTE dans le TURPE 7 HTB et le tarif réglementé de vente

Le réseau
de transport
d'électricité

RTE
Immeuble WINDOW - 7C Place du Dôme,
92073 PARIS LA DEFENSE CEDEX
www.rte-france.com

RTE Réseau de transport d'électricité, Société anonyme à Directoire et Conseil de surveillance au capital de 2 132 285 690 € - RCS Nanterre 444 619 258 - Mise en page : Good Eye'D - © Fotolia : sharpnose - Impression sur papiers issus de forêts gérées durablement.