



Le réseau
de transport
d'électricité

Dossier du maître d'ouvrage

Proposition de schéma décennal de développement du réseau 2025

.....

Débat public du 4 septembre 2025
au 14 janvier 2026



© RTE

Edito de Xavier Piechaczyk, Président de RTE

Le réseau de transport d'électricité est d'ores et déjà dans le quotidien des Françaises et des Français : derrière l'interrupteur et la prise de courant chez soi ou au travail, dans le TGV, le TER et le métro, chez les industriels. Avec la nécessaire électrification des usages, RTE va être de plus en plus présent dans ce quotidien.

D'ailleurs, de plus en plus de Français connaissent RTE, même s'ils ne distinguent pas toujours les missions, singulières en Europe, que le gestionnaire du réseau de transport d'électricité français porte : développement et maintenance des grandes autoroutes de l'électricité, gestion de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité, pour qu'à chaque seconde chacun ait accès à une électricité de qualité, et éclairage du débat public sur les grandes orientations de la politique énergétique.

En termes énergétiques, l'enjeu premier de notre pays est de sortir des énergies fossiles (pétrole et gaz) : pour des raisons climatiques, bien sûr, pour des raisons de santé, liées à la pollution de l'air, par exemple, pour notre souveraineté, de plus en plus sensible dans la situation géopolitique actuelle.

La volonté d'une France plus souveraine sur le plan énergétique, et plus largement, sur le plan industriel, ne peut que faire consensus. Cela est synonyme d'une France qui produit, à la fois, une énergie décarbonée et abordable sur son sol, avec le nucléaire, les énergies renouvelables et les bioénergies, qui attire ainsi une industrie nouvelle, mais aussi qui

fabrique les propres matériels de sa transition énergétique ; sources de croissance, de retombées économiques et d'emplois sur l'ensemble du territoire.

Dans ce monde où l'électricité a vocation à devenir l'énergie prépondérante dans la consommation d'énergie finale (de 25 % aujourd'hui à environ 60% à l'horizon 2050), la France devra donc produire davantage d'électricité. Le réseau de transport d'électricité, véritable trait d'union entre la consommation et la production, doit évoluer et s'adapter à ces nouveaux enjeux, dès maintenant.

Ce qui se profile est une nouvelle ère pour le développement du réseau de transport d'électricité, qui devrait succéder aux deux précédentes : post Seconde Guerre mondiale, lors de la reconstruction du pays, puis dans les années 1970-1990, lors du développement du parc électronucléaire.

Au sein de son plan stratégique (SDDR), RTE a présenté les grandes orientations pour le réseau, qui reposent sur trois grands piliers : renouveler et adapter le réseau pour le rendre plus résilient face au changement climatique, raccorder les nouveaux consommateurs (industries, *data centers*, électrolyseurs, etc.) et producteurs d'électricité (nucléaire, éolien en mer, énergies renouvelables terrestres), et renforcer la structure du réseau, sa « colonne vertébrale », les lignes à très haute tension qui traversent la France du nord au sud et d'est en ouest.

Le SDDR est un plan/programme qui doit faire l'objet de plusieurs avis officiels de l'État, l'Autorité environnementale et la Commission de régulation de l'énergie. En outre, il a été soumis à la Commission nationale du débat public, qui a décidé d'organiser un débat public sur ce plan et ses grandes évolutions. L'implication du public dans l'élaboration de tels plans/programmes est une étape qui doit permettre de l'enrichir. À la suite de ces avis et de la participation du public, RTE publiera une version définitive de son plan d'investissement pour 2040, qui constituera la stratégie de référence.

Le réseau public de transport d'électricité est un des supports centraux de la grande mutation énergétique que connaît la France. Il représente une infrastructure essentielle pour le pays qui doit, à la fois, garantir son attractivité d'aujourd'hui et de demain, et aussi, permettre la bascule du pétrole et du gaz fossile vers l'électricité. Son adaptation, aujourd'hui, conditionne notre décarbonation, notre souveraineté et notre croissance de demain.

Sommaire

Édito du Président de RTE	3
Présentation du maître d'ouvrage	6
1. Le schéma décennal de développement du réseau : de quoi s'agit-il ?	11
1.1 Qu'est-ce qu'un schéma décennal de développement du réseau ?	11
1.2 Pourquoi fait-on un SDDR ?	12
1.3 Quels sont les principaux enjeux identifiés pour ce SDDR ?	16
1.4 Quels sont les objectifs du SDDR ?	18
1.5 Quels sont les éléments qui ont été pris en compte pour construire le SDDR ?	22
1.6 Pourquoi organise-t-on un débat public sur le SDDR ?	29
2. Les trois priorités stratégiques du SDDR	32
2.1 Renouveler le réseau et l'adapter au changement climatique	32
2.2 Raccorder les nouveaux consommateurs industriels et la production d'électricité bas-carbone	51
2.3 Renforcer la structure du réseau à très haute tension et adapter l'exploitation du système électrique	78
3. Les impacts socio-économiques et environnementaux du SDDR	102
3.1 Les choix technologiques pour les différents niveaux de tension et leurs impacts sur l'environnement	103
3.2 En complément des solutions techniques, les leviers proposés pour atténuer l'impact environnemental de la stratégie	112
3.3 Les leviers pour maximiser les retombées économiques sur le territoire national	136
3.4 Les possibilités d'adaptation de la trajectoire d'investissement	147
Conclusion : Quelles suites au débat public ?	156
Annexes	158
Le SDDR en questions	158
Lexique	162
Ressources complémentaires	168
Scénarios utilisés pour l'élaboration du SDDR	171

Présentation du maître d'ouvrage

1. Les missions de RTE

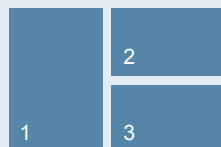
RTE est le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité français. À ce titre, il est chargé de la mission de service public de garantir l'alimentation en électricité

à tout moment et avec la même qualité de service sur l'ensemble du **territoire métropolitain continental** grâce à la mobilisation de ses 10 000 salariés.

RTE assure la maintenance et le développement de ses infrastructures pour que l'électricité soit toujours disponible

Pour assurer sa mission de service public, RTE est chargé de maintenir et de développer le réseau à haute et très haute tension (de 63 000 à 400 000 volts). Il s'agit du plus

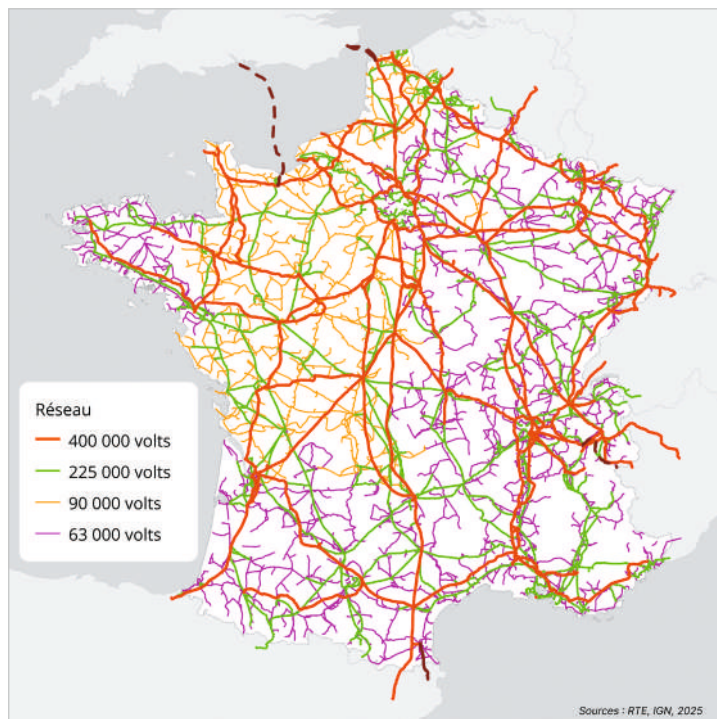
grand réseau de transport d'électricité en Europe. Le réseau de transport d'électricité est confronté à des environnements très divers.



1. Pylône en montagne
© communication RTE AURA

2. Pylône en milieu urbain
© Christophe Hellec

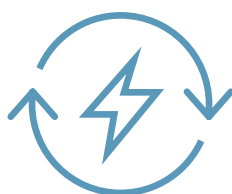
3. Pylône sur le littoral
© Ian HANNING



Carte du réseau public de transport d'électricité

RTE doit par ailleurs assurer un accès équitable au réseau à l'ensemble des utilisateurs qui ont besoin de s'y raccorder (consommateurs industriels, distributeurs d'électricité, producteurs, stockeurs, *etc.*) pour consommer ou produire de l'électricité.

Le réseau offre aujourd'hui une excellente qualité de service, mondialement reconnue comme l'un des avantages compétitifs du pays.



**Continuité
d'alimentation
99,9995 %
du temps**



250 000 pylônes

98 000 km
de lignes aériennes



8 000 km
de lignes souterraines



540 km
de lignes sous-marines



**2 900 postes
électriques**

en exploitation ou co-exploitation
avec les distributeurs d'électricité



37 interconnexions
avec ses pays voisins

Données 2024



Tableau synoptique du réseau dans un centre de dispatching

© Seignette-Lafontan

RTE pilote et optimise le système électrique

RTE assure l'équilibre permanent de l'offre et de la demande d'électricité sur tout le territoire et garantit à chaque instant

l'équilibre entre les flux d'électricité qui parcourent le réseau et les capacités techniques des infrastructures.

RTE éclaire par son expertise les décisions des pouvoirs publics, les choix des territoires et des citoyens

Le code de l'énergie prévoit que RTE réalise des analyses techniques pour alimenter le débat public et les décideurs (pouvoirs publics, institutions, acteurs du système électrique, etc.). Depuis quelques années, à la demande de l'État, une partie de ces analyses est publiée en amont des décisions de politique publique pour

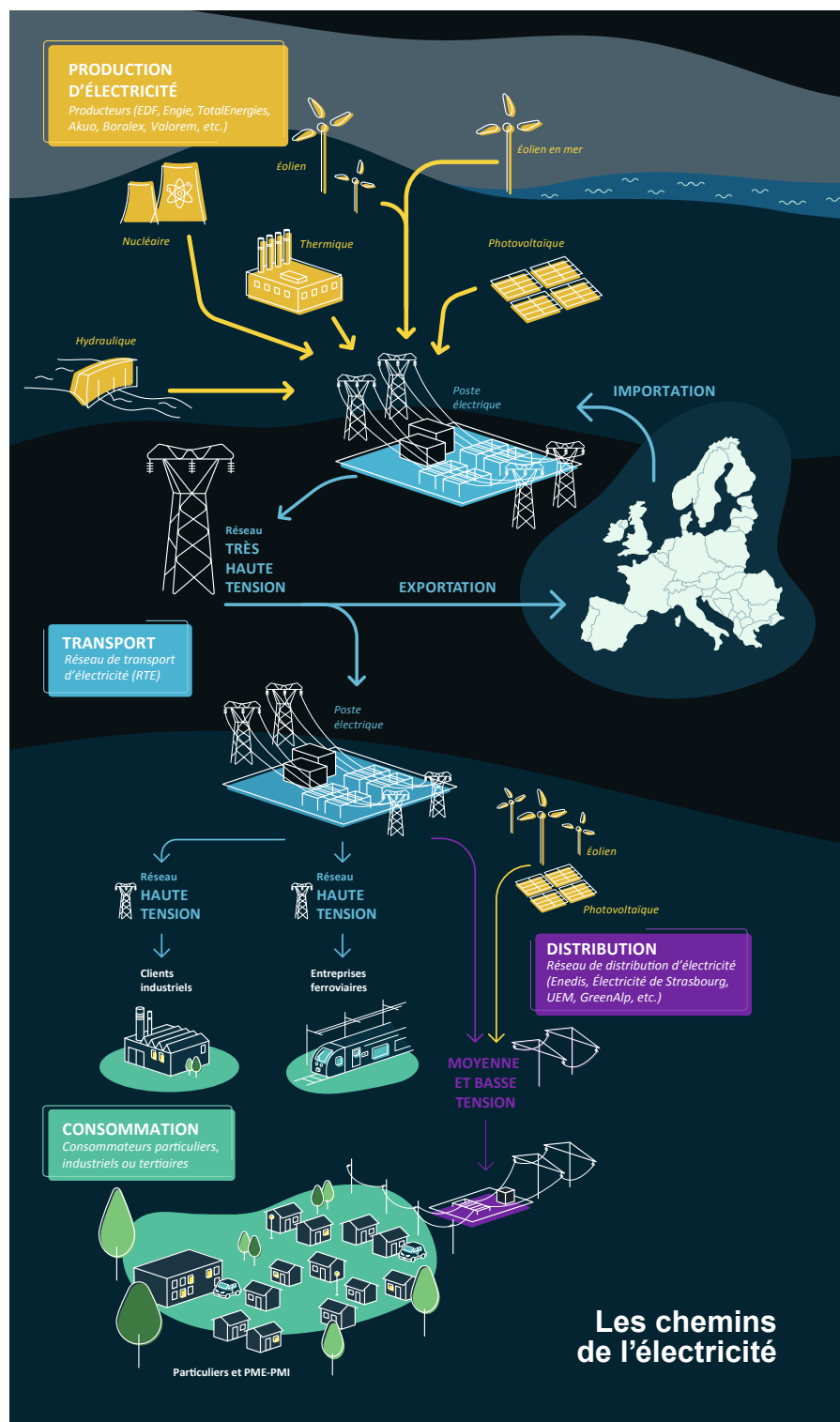
identifier «ce qu'il est possible de faire» sur le système électrique pour atteindre les objectifs. C'est dans cet esprit que RTE a publié les [Futurs énergétiques 2050](#) et le [Bilan prévisionnel 2023](#), centrés sur les scénarios d'atteinte de la neutralité carbone et d'accroissement de la souveraineté énergétique.

2. Quel est le rôle du réseau public de transport d'électricité pour le système électrique ?

RTE occupe une position centrale dans le système électrique français en assurant le transport à haute et très haute tension de l'électricité des grandes unités de production (nucléaire, hydraulique, renouvelable, thermique) vers les grands consommateurs industriels et les réseaux de distribution.

La France dispose d'un réseau performant : la majorité des centrales nucléaires les plus puissantes d'Europe y sont connectées et il a donc été construit pour de fortes puissances d'électricité. Il s'agit d'un atout dans la perspective d'une croissance de la consommation d'électricité, qui se substituerait à une part de la consommation d'énergies fossiles, car il existe déjà un nombre important d'infrastructures sur le territoire sur lesquelles il est possible de s'appuyer pour développer le réseau.

Par ailleurs, le réseau public de transport d'électricité entre dans une phase de renouvellement, car une grande partie du réseau a été construite au cours de la deuxième moitié du 20^e siècle. Cette phase de renouvellement offre l'opportunité de transformer le réseau afin de l'adapter au changement climatique et aux besoins futurs d'électricité.



© Wunderman Thompson

3. Le statut juridique de RTE : une entreprise régulée chargée d'une mission de service public

RTE est une société anonyme à Directoire et Conseil de surveillance avec des spécificités liées à sa qualité de gestionnaire du réseau public de transport d'électricité français. Depuis décembre 2016, la totalité du capital social de RTE est détenue par Coentreprise de transport d'électricité, elle-même détenue depuis le 31 mars 2017 par :

- ▶ EDF, à hauteur de 50,1% ;
- ▶ la Caisse des dépôts et consignations (CDC), à hauteur de 29,9% ;
- ▶ CNP Assurances, à hauteur de 20% (dont 0,96% par sa filiale CNP Retraite).

Le droit européen encadre très fortement l'indépendance de RTE vis-à-vis de ses actionnaires, qui ne peuvent disposer d'aucune information privilégiée par rapport à leurs concurrents. Des règles strictes de confidentialité sont donc appliquées conformément à la délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE)¹. Pour assurer cette mission, RTE et l'État sont signataires d'un [contrat de service public](#) qui détaille les objectifs que l'entreprise et l'État se sont mutuellement fixés. Le code de l'énergie prévoit que les coûts résultant de l'exécution des missions de service public doivent être pris en

compte par la CRE dans son contrôle des investissements de RTE².

La dernière version du contrat de service public date de 2022 et traduit notamment les orientations de l'État sur le schéma décennal de développement de réseau de 2019. Elle a été amendée en juin 2024 pour tenir compte des accélérations demandées par l'État sur le développement de l'éolien en mer.

Les activités de RTE sont encadrées par le code de l'énergie et régulées par la CRE. La CRE est une autorité administrative indépendante, qui veille au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz en France. À ce titre, elle est chargée de garantir que RTE offre un accès équitable et non-discriminatoire au réseau, elle fixe les revenus de RTE par l'intermédiaire d'un tarif régulé qui couvre une période de quatre ans (**TURPE** HTB³) et elle approuve de manière annuelle les investissements de RTE. Dans le cadre de son approbation annuelle, elle tient compte notamment de la compatibilité des investissements avec le schéma décennal de développement du réseau, comme en témoignent les délibérations publiées par le régulateur au cours des dernières années.

1. [Délibération de la CRE du 27 avril 2023 portant décision sur le maintien de la certification de la société RTE](#)

2. Article L. 341-2 du code de l'énergie.

3. [Délibération de la CRE du 13 mars 2025 portant décision sur le TURPE 7 HTB](#)

1 Le schéma décennal de développement du réseau : de quoi s'agit-il ?

1.1 Qu'est-ce qu'un schéma décennal de développement de réseau ?

Le schéma décennal de développement du réseau (SDDR) est un document qui sert à organiser, anticiper et planifier les besoins d'évolution du réseau électrique pour les quinze prochaines années.

Il s'agit donc d'un outil de planification opérationnelle, territoriale et temporelle, qui donne de la visibilité aux acteurs du système électrique sur le développement du réseau de transport d'électricité.

L'élaboration du SDDR fait partie des missions légales du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité. Il s'agit en France de la société RTE, à laquelle l'État a confié la gestion du réseau⁴. Cette

mission, prévue dans les textes européens, incombe à l'ensemble des gestionnaires de réseau de transport en Europe.

En droit européen, le plan de développement du réseau est un outil qui a historiquement été mis en place pour s'assurer que les gestionnaires de réseau (i) ne sous-investissent pas dans leurs infrastructures, ce qui pourrait constituer un frein à l'accès équitable et non-discriminatoire au réseau des utilisateurs, et (ii) assurent bien un traitement équitable entre les utilisateurs. À cet égard, les droits européen et français prévoient expressément que la CRE puisse demander à RTE d'augmenter sa trajectoire d'investissement.



4. Article L. 321-1 du code de l'énergie.

Le droit impose également au SDDR d'être cohérent avec la planification réalisée au niveau européen ([*Ten Year Network Development Plan*](#) ou TYNDP), qui porte majoritairement sur la planification des interconnexions transfrontalières. Ces dernières sont en effet le support quotidien de l'Europe de l'électricité et de la libre-circulation, principe fondateur de l'Union européenne. La CRE est chargée de s'assurer de la compatibilité du SDDR avec le plan européen (TYNDP).

Depuis 2019, RTE publie une version élargie du SDDR par rapport à ses obligations légales.

Le SDDR ne porte pas sur une période 10 ans, comme le prévoit la loi, mais de 15 ans – ce qui est plus en accord avec la dynamique des investissements dans le réseau.

Le périmètre de l'exercice a été élargi pour donner une vision complète des investissements (et ne se limite pas au strict développement du réseau). Le renouvellement du réseau et des moyens de pilotage à distance du réseau ont donc été intégrés à l'exercice.

Le SDDR est également soumis à la [*consultation des utilisateurs du réseau public de transport d'électricité*](#) dans sa phase de préparation et de cadrage des hypothèses. La consultation s'est tenue en 2024. En complément des réunions techniques, la consultation écrite a permis de recueillir les réponses de près de 300 répondants dont 50% issues de collectivités territoriales et d'aménageurs.

1.2 Pourquoi fait-on un SDDR ?

L'élaboration du SDDR fait partie des missions légales du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité.

L'article L. 321-6 du code de l'énergie précise cette mission dans les termes suivants :

«I.-Le gestionnaire du réseau public de transport exploite et entretient le réseau public de transport d'électricité. Il est responsable de son développement afin de permettre le raccordement des producteurs, des consommateurs, des exploitants d'installations de stockage, la connexion avec les réseaux publics de distribution et l'interconnexion avec les réseaux des autres pays européens.

À cet effet, il élabore tous les deux ans un schéma décennal de développement du réseau établi sur l'offre et la demande existantes ainsi que sur les hypothèses raisonnables à moyen terme de l'évolution de la production, de la consommation et des échanges d'électricité sur les réseaux transfrontaliers. Le schéma prend notamment en compte le bilan prévisionnel pluriannuel, la programmation pluriannuelle de l'énergie, la stratégie nationale bas-carbone et le plan national intégré en matière d'énergie et de climat prévu par l'article 3 du règlement (UE) 2018/1999 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018, ainsi que les schémas régionaux de raccordement au réseau

des énergies renouvelables mentionnés à [l'article L. 342-3](#). Il tient également compte du potentiel d'utilisation de l'effacement de consommation, des installations de stockage d'énergie ou d'autres ressources susceptibles de constituer une solution de substitution aux développements du réseau.

Le schéma décennal mentionne les principales infrastructures de transport qui doivent être construites ou modifiées de manière significative dans les dix ans, répertorie les investissements déjà décidés ainsi que les nouveaux investissements qui doivent être réalisés dans les trois ans, en fournissant un calendrier de tous les projets d'investissements.

Le schéma décennal est soumis à l'examen de la Commission de régulation de l'énergie. La Commission de régulation de l'énergie consulte, selon des modalités qu'elle détermine, les utilisateurs du réseau public ; elle rend publique la synthèse de cette consultation.

Elle vérifie si le schéma décennal couvre tous les besoins en matière d'investissements et s'il est cohérent avec le plan européen non contraignant élaboré par le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport institué par le règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019. En cas de doute sur cette cohérence, la Commission de régulation de l'énergie peut consulter l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie, instituée par le règlement (UE) 2019/942 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019. Elle peut imposer au gestionnaire du réseau public de transport la modification du schéma décennal de développement du réseau.

Le schéma décennal de développement du réseau est également transmis à l'autorité administrative, qui peut formuler des observations si elle estime que ce schéma ne prend pas en compte les objectifs de la politique énergétique. [...]»

Un schéma soumis à un processus d'examen approfondi

Le SDDR est soumis à un processus d'examen approfondi :

- ▶ L'État est chargé de s'assurer de la compatibilité du schéma avec les objectifs de la politique énergétique en France (par exemple : [la stratégie nationale bas-carbone](#) ou SNBC, [programmation pluriannuelle de l'énergie](#) ou PPE, les [schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables](#) ou S3REnR) ;
- ▶ La CRE examine le SDDR, vérifie la cohérence avec le plan de développement du réseau européen (TYNDP) et cadre les programmes d'investissements annuels ;
- ▶ L'Autorité environnementale rend un avis sur l'évaluation environnementale du SDDR ;
- ▶ La Commission nationale du débat public (CNDP), est en charge d'organiser la participation du public sur le SDDR.



QU'EST-CE QU'UN « PLAN/PROGRAMME » SUR LE PLAN JURIDIQUE ?

La notion de « plan/programme » est une notion juridique issue du droit européen et transposée en droit français qui vise « *les plans, schémas, programmes et autres documents de planification élaborés ou adoptés par l'État, les collectivités territoriales ou leurs groupements et les établissements publics en dépendant, ainsi que leur modification, dès lors qu'ils sont prévus par des dispositions législatives ou*

réglementaires, y compris ceux cofinancés par l'Union européenne »⁵.

Le SDDR figure parmi les plans/programmes de portée nationale soumis à évaluation environnementale au titre du code de l'environnement⁶. À ce titre, il est également soumis à la Commission nationale du débat public.

Conformément au cadre juridique applicable, le SDDR a fait l'objet d'une saisine de la CNDP, de la CRE et de l'État. L'Autorité environnementale a également été saisie pour cadrer la préparation de l'évaluation environnementale (cf. [partie 3.1](#)).

Considérant que le SDDR « comporte des enjeux nationaux sur l'environnement, l'aménagement

du territoire, sociaux et économiques », la CNDP a [décidé de soumettre ce schéma à un débat public](#).

Le présent dossier rassemble toutes les informations connues par RTE au lancement du débat et vise à informer le public en vue de sa participation.

Une évolution périodique du schéma

L'élaboration du SDDR est périodique. [Le SDDR en cours d'application](#) a été publié en 2019 et couvre la période 2021-2035. La CRE a rendu son avis sur ce schéma en 2020, l'Autorité environnementale en 2019 et le nouveau contrat de service public a été signé en 2022 pour traduire les orientations de l'État.

RTE a lancé les travaux d'analyse autour de l'actualisation du SDDR en 2023 et réalisé une consultation

publique en 2024. Les [nouvelles orientations du schéma](#) ont été publiées en 2025, engageant le processus d'avis et de participation du public qui durera jusqu'en 2026.

Cette actualisation tient compte du retour des autorités sur la dernière version du SDDR et intègre un retour d'expérience de trois ans sur le précédent schéma (le schéma de 2019 n'intégrait pas les investissements de 2020 et 2021).

⁵. Article L. 122-4 du code de l'environnement

⁶. Article R. 122-17 du code de l'environnement

Quelles seraient les conséquences sur le réseau et sur l'économie en cas d'absence de SDDR ?

L'exercice est par essence difficile à réaliser dans la mesure où l'absence d'actualisation du SDDR n'entraînerait pas de suspension de l'obligation légale de raccorder les nouveaux utilisateurs du réseau ou de celle de maintenir et développer le réseau.

À titre d'exemple, RTE est tenu de répondre aux demandes de raccordement des projets de nouveaux réacteurs nucléaires à Penly, Gravelines ou Bugey, aux demandes de raccordements pour les projets éoliens en mer prévus par les documents de planification nationale (documents stratégiques de façade) ou aux demandes de raccordement des industriels dans les grandes zones industrialo-portuaires. Or les investissements nécessaires pour ces raccordements n'étaient pas intégrés dans le dernier SDDR (SDDR 2019) car ils ne faisaient pas partie de la planification énergétique nationale.

RTE a interrogé l'Autorité environnementale sur la méthodologie de détermination du ou des scénarios permettant d'éclairer et de justifier les choix retenus dans le projet de SDDR (pour en savoir plus, consulter [la partie 3.1 du dossier](#)).

Dans son avis, l'Autorité environnementale a demandé à RTE de comparer la proposition de SDDR 2025 à :

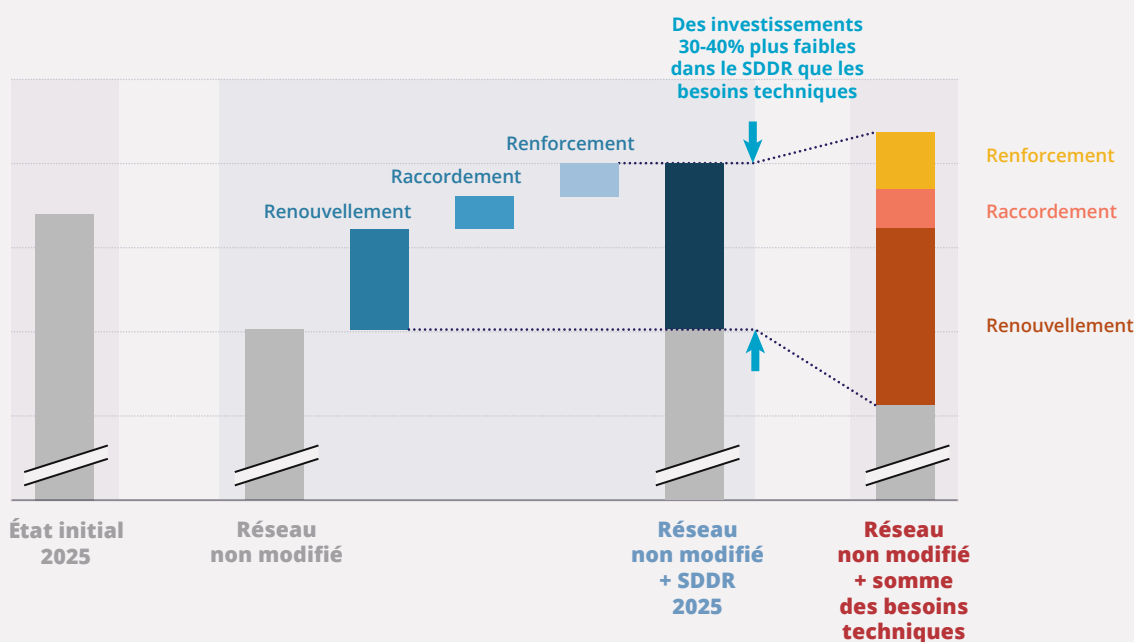
- 1 Un scénario «état initial» qui décrit les incidences environnementales induites par le réseau existant ;

- 2 Un scénario «renouvellement» dans lequel RTE ne raccorderait plus aucun utilisateur et ne réaliserait aucun renforcement de réseau ;
- 3 Un scénario «renouvellement + raccordement» dans lequel l'évolution du réseau se limiterait au raccordement et au renouvellement ;
- 4 Un scénario «somme des besoins techniques» qui correspond à une adaptation au changement climatique en 2040, à la réponse aux demandes de raccordements sans mise en oeuvre des principes proposés pour le raccordement et décrits dans la partie 2 et à un renforcement de la structure du réseau qui ne repose sur aucune priorisation (c'est-à-dire que le renforcement du réseau ne répond pas toujours à plusieurs besoins).


Afin de tenir compte de ce cadrage, le rapport sur les incidences environnementales intégrera une analyse comparative pour les principaux enjeux environnementaux sur les quatre scénarios demandés par l'Ae.

Par ailleurs, RTE intégrera des analyses de sensibilité. À titre d'exemple, pour le volet «renouvellement» l'analyse d'une variante adaptation au changement climatique en 2040 sera réalisée ou pour le volet «renforcement», l'analyse d'une variante en souterrain sera réalisée.

Graphique conceptuel représentant les différences entre les scénarios d'évolution du réseau en kilomètres de lignes



1.3 Quels sont les principaux enjeux identifiés pour ce SDDR ?



Le SDDR propose une stratégie permettant d'adapter le réseau au changement climatique et de participer à l'effort de réindustrialisation et de décarbonation de l'économie française

La stratégie proposée par RTE répond à trois enjeux techniques :

- ▶ **Renouveler le réseau** (20% des lignes aériennes ont plus de 70 ans aujourd'hui) **et l'adapter pour le protéger face aux conséquences du changement climatique** (inondations, fortes chaleurs). Il s'agit d'un enjeu indépendant du rythme effectif de la transition énergétique du pays.
- ▶ **Raccorder les installations industrielles et de production d'électricité** qui répondent aux ambitions de réindustrialisation de la France et de décarbonation de l'économie française (laquelle dépend encore à 60% des énergies fossiles importées), ce qui représente un programme de raccordement sans précédent depuis la création de RTE.
- ▶ **Renforcer la structure du réseau de transport de très haute tension (400 000 volts)**, sur lequel s'appuie le fonctionnement quotidien du système électrique, pour l'adapter à une demande croissante en électricité qui doit à terme remplacer une partie des consommations actuelles de gaz et de pétrole.

La stratégie repose enfin sur une analyse de la chaîne de valeur française et européenne pour maximiser les retombées économiques en France de ce programme industriel d'ampleur.

Elle n'est pas uniquement le fruit des résultats de simulations. Un travail d'optimisation a été réalisé pour que la croissance des investissements dans le réseau ne conduise pas à dégrader la compétitivité du système électrique français par rapport à la situation actuelle.

La trajectoire d'investissements représente de l'ordre de 100 milliards d'euros sur 15 ans dans un scénario où la France atteint ses objectifs de réindustrialisation et de décarbonation de l'économie (réduction de 95% de émissions de gaz à effet de serre d'ici 2050). À titre de comparaison, le plan allemand est quatre fois plus important. Cet écart est d'autant plus significatif que le plan d'investissement dans le réseau de transport d'électricité allemand couvre un périmètre moins étendu : il n'intègre pas les travaux de renouvellement du réseau et de l'ossature numérique, ni les travaux sur les niveaux de tension inférieurs à 225 000 volts.



QUELLE DIFFÉRENCE AVEC LE DERNIER SDDR ?

Le SDDR 2025 traduit des changements profonds par rapport au SDDR 2019 :

1

Il intègre le changement climatique. Ceci est d'autant plus important que le réseau existant est déjà exposé aux événements climatiques et qu'une partie des projets lancés en 2025 seront mis en service entre 2030 et 2040 et seront toujours en service en 2100.

2

La décarbonation de l'économie et la souveraineté énergétique ont fait l'objet d'engagements de la France au niveau national et européen : ils impliqueront une transformation du système électrique. Cette transformation pose deux questions : celle des volumes (en lien avec le projet de **PPE 3**) et celle des modalités d'aménagement du territoire. Sur cette seconde question, RTE y répond en proposant un équilibre différent par rapport au cadre actuel. Cet équilibre s'accompagne de principes de planification plus forts dans le but de réduire les investissements et l'empreinte environnementale du réseau.

3

Le SDDR 2019 a été établi à une période où les enjeux sur l'avenir du système électrique étaient différents de ceux d'aujourd'hui. À cette période, l'enjeu était celui de la diversification des moyens de production d'électricité (notamment avec la prévision de fermeture de réacteurs nucléaires existants). Désormais, l'enjeu est celui

de la diversification du mix énergétique. Les impacts sont très différents. La diversification du mix énergétique implique d'accroître le rôle de l'électricité par rapport à aujourd'hui et de relocaliser en France la production d'énergie (notamment au travers de l'électricité). Plusieurs décisions ont ainsi été prises et ont un impact sur le réseau de transport, qui ne permet plus d'appliquer sans modification la stratégie du SDDR 2019 (par exemple : les derniers appels d'offre éoliens en mer, la décision de prolonger la durée d'exploitation des centrales nucléaires existantes, la décision de relancer un programme nucléaire qui a été accompagnée d'une loi d'accélération, etc.). Tous ces éléments sont de nature à revoir la stratégie pour le réseau public de transport d'électricité.

4

Les matériels électriques ont fait l'objet d'une inflation importante et d'un allongement des délais de livraison. Il est impératif de prendre ce paramètre en compte pour être en mesure de proposer des stratégies de réseau réalistes.

Le travail mené par RTE dans le cadre du SDDR vise à tenir compte de l'ensemble de ces paramètres pour proposer une trajectoire d'investissement qui réponde aux besoins techniques du système électrique, soit soutenable sur le plan économique et puisse être approvisionnée par des entreprises françaises et européennes.

1.4 Quels sont les objectifs du SDDR ?

OBJECTIF 1

Assurer l'accès à l'électricité, un bien de première nécessité

En tant que bien de première nécessité, l'électricité est essentielle pour tous les usages du quotidien (chauffage, réfrigérateur, ordinateurs, etc.) et pour les services essentiels à la population et au fonctionnement de l'économie : santé, transport, internet, sécurité.

Le réseau électrique français est aujourd'hui un service public performant (99,9995% de fiabilité). La planification des investissements

dans le réseau vise à garantir qu'il continue à l'être, et ce alors qu'une grande partie des infrastructures ont été construites après la Seconde Guerre mondiale et qu'il existe un «risque d'effet falaise» : toutes les infrastructures de cette période devant être renouvelées au même moment. Cet effet est souvent évoqué pour le parc nucléaire, mais il existe aussi sur d'autres infrastructures, comme le réseau.





© RTE_2025



Consolidation de pylônes le long de la Durance

OBJECTIF 2

Adapter le réseau de transport d'électricité au changement climatique

En parallèle de sa contribution à la transition énergétique, RTE doit assurer l'adaptation de ses infrastructures au changement climatique. Les épisodes climatiques extrêmes (canicules, inondations, tempêtes, *etc.*) seront de plus en plus intenses et fréquents.

Or, le réseau est déjà exposé aux épisodes climatiques : les tempêtes de 1999 l'ont mis en évidence et ont conduit à un large programme d'investissement. Il en va de même pour les inondations – les crues de

la Vésubie ont eu un impact sur les postes électriques – ou pour les canicules – en période de forte chaleur, RTE réduit l'intensité du flux électrique pour éviter que les câbles ne se rapprochent du sol sous l'effet de la chaleur.

Les infrastructures construites en application du SDDR seront, pour certaines, toujours présentes en 2100. L'adaptation au changement climatique est donc une donnée d'entrée incontournable.

Renforcer la souveraineté énergétique du pays et électrifier l'économie

La France dépend à 60% des énergies fossiles (pétrole, gaz, charbon). L'électricité produite en France est certes très peu émettrice de gaz à effet de serre mais elle ne représente que 27% de l'énergie consommée par les Français. Cette situation conduit à des dépendances géostratégiques envers les pays producteurs de pétrole et de gaz et contribue au changement climatique.

Pour y remédier, la France a décidé d'atteindre la neutralité carbone en 2050 et l'Union européenne a fixé un cap à 2030 avec la réduction de 55% des émissions de gaz à effet de serre.

Les leviers pour atteindre ces objectifs sont connus et documentés sur le plan scientifique :

- Diminuer la consommation totale d'énergie (efficacité énergétique, gestes de sobriété, etc.) ;

- Augmenter la part de l'électricité dans la consommation d'énergie ;

- Produire plus d'électricité bas-carbone (nucléaire et renouvelables) en France et en Europe : il s'agit de relocaliser la production d'énergie et ainsi de réduire la dépendance aux importations.

Au-delà du parc de production d'électricité et des modes de consommation, le réseau public de transport d'électricité est au cœur de cette transformation. Or, les infrastructures de réseau sont plus longues à construire que la majorité des centrales de production ou des usines. Il existe donc une vigilance sur la capacité à anticiper les travaux dans les réseaux, relayée récemment par l'[Agence internationale de l'énergie](#) ou les rapports européens dirigés par [Mario Draghi](#) et [Enrico Letta](#).

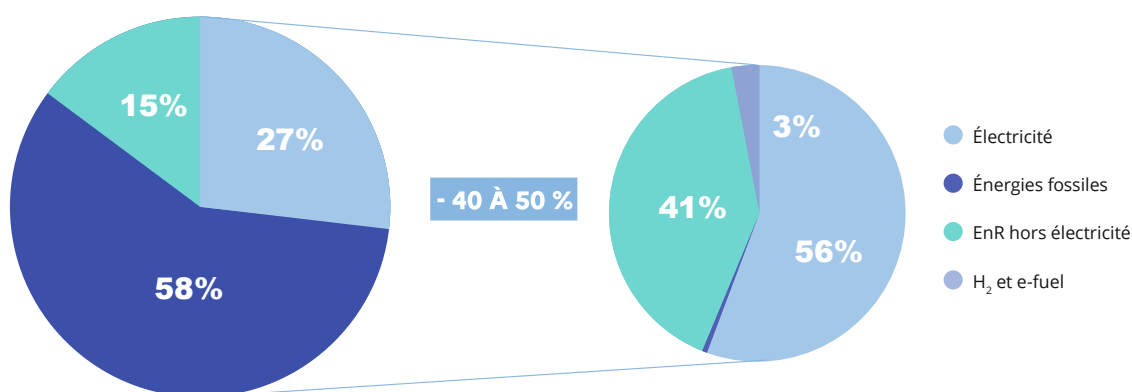
Consommation finale d'énergie en France en 2021 et projection à horizon 2050 dans la Stratégie française pour l'énergie et le climat

En 2021 :

1 611 TWh d'énergie consommée

En 2050 :

~ 900 TWh d'énergie consommée



Source : projet de [Stratégie française pour l'énergie et le climat](#) – version publiée en novembre 2023.»

Le SDDR doit permettre au réseau français d'être prêt au bon endroit et au bon moment et de capitaliser sur ses atouts :

- ▶ Il est déjà conçu pour accueillir des unités de forte puissance (les plus grandes centrales nucléaires d'Europe y sont raccordées) ;
- ▶ Il n'a pas encore atteint ses limites techniques contrairement à d'autres réseaux en Europe (Allemagne, Royaume-Uni, Pays-Bas, etc.).
- ▶ Il transite de grands volumes d'électricité tous les jours ;

OBJECTIF 4

Participer au renforcement de la souveraineté industrielle et énergétique de la France

Tous les pays européens investissent dans leurs réseaux. L'Union européenne a défini un cadre réglementaire spécifique pour faciliter les investissements souverains en matière d'énergie et de décarbonation (règlement pour une industrie « net zéro »), dont les réseaux.

L'industrie française a un rôle à jouer dans cette période de réinvestissement

car elle dispose d'une expertise dans la construction des matériels de réseau, développée tout au long du 20^e siècle.

L'identification des conditions de mise en œuvre du plan et de leviers pour maximiser les retombées économiques en France font partie intégrante du SDDR, qui doit être un plan crédible pour les industriels.

OBJECTIF 5

Maîtriser l'empreinte environnementale du réseau

Produire sur le territoire une part croissante de l'énergie consommée par les Français conduit invariablement à davantage d'infrastructures de production et de réseau sur le territoire national.

Le SDDR doit proportionner la croissance du réseau et définir un cadre pour

éviter, réduire et compenser l'impact des futurs projets sur l'environnement.

Par exemple, l'utilisation à grande échelle de matériaux recyclés est une décision qui se prête à un plan-programme national et qui a un impact sur l'ensemble des projets mis en œuvre en application de ce plan.

1.5 Quels sont les éléments qui ont été pris en compte pour construire le SDDR ?

Les obligations légales incombant à RTE

En tant que gestionnaire du réseau de transport d'électricité, RTE exerce une mission de service public régulée par la Commission de régulation de l'énergie. À ce titre, RTE est tenu d'un certain nombre d'obligations, qui ont des conséquences sur l'élaboration du SDDR :

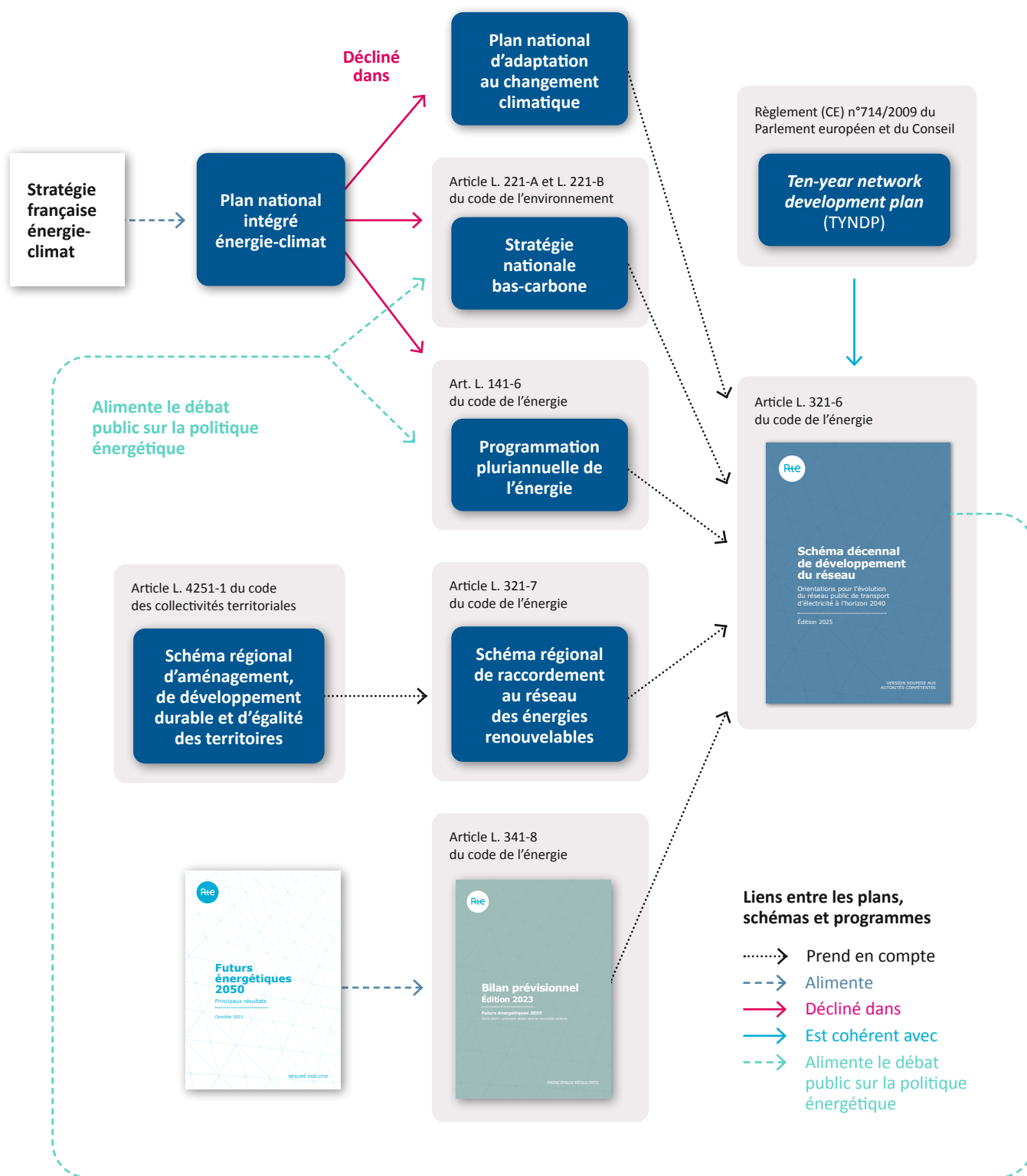
- ▶ Le [contrat de service public](#) réaffirme l'engagement de RTE et de l'État à « *œuvrer de concert pour maintenir le modèle du service public national de l'électricité dans des standards de qualité exemplaires et des conditions économiques équilibrées permettant d'assurer à la fois un niveau élevé de satisfaction de la clientèle une rémunération satisfaisante des actifs et le plein engagement des salariés de l'entreprise* »⁷.
- ▶ Le code de l'énergie⁸ liste expressément les documents que RTE doit prendre en compte pour élaborer le SDDR :
 - le [bilan prévisionnel pluriannuel](#)⁹ qui décrit les perspectives d'évolution du système électrique à l'horizon 2035 (consommation, production, capacités de transport et de distribution et échanges avec les réseaux électriques étrangers notamment) ;
 - la programmation pluriannuelle de l'énergie ;
 - la stratégie nationale bas-carbone ;
 - le plan national intégré en matière d'énergie et du climat ;
 - les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables¹⁰.
 - le plan européen de développement des réseaux à 10 ans (TYNDP).

⁷. Article L. 121-46 du code de l'énergie.

⁸. Article L. 341-6 du code de l'énergie.

⁹. Article L. 141-8 du code de l'énergie.

¹⁰. Article L. 342-3 du code de l'énergie.



Documents à prendre en compte pour l'élaboration du SDDR

La prise en compte de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 3)

La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) définit les orientations et priorités d'action des pouvoirs publics pour la gestion de l'ensemble des formes d'énergie sur le territoire métropolitain continental, afin d'atteindre les objectifs de la politique énergétique. Elle prend la forme d'un décret pris par le Ministre en charge de l'énergie.

La PPE actuelle (PPE 2) a été publiée en 2019 et s'applique jusqu'à fin 2028. Un projet de PPE 3 a fait l'objet d'une [concertation préalable](#), organisée sous l'égide de la CNDP fin 2024. Une [consultation publique par voie électronique](#) a ensuite été effectuée sur une version modifiée du projet de PPE 3.

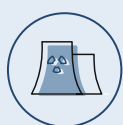
A la date de rédaction du présent dossier, la PPE 3 n'a pas été publiée et un débat parlementaire est en cours sur les perspectives énergétiques du pays.

Les objectifs de développement des capacités de production nucléaire et renouvelable ont été votés dans des termes proches à l'Assemblée nationale et au Sénat.

L'absence de publication d'une version finale de la PPE 3 n'est pas un obstacle à la tenue d'un débat public sur le SDDR, étant donné que la trajectoire proposée est conçue pour être modulable en fonction des objectifs qui seront définitivement adoptés par la planification nationale.

Pour chaque paramètre, RTE a identifié des trajectoires alternatives, qui permettent d'identifier la manière dont la proposition de RTE évoluera en fonction des objectifs retenus dans la planification nationale et du rythme effectif des raccordements.

Exemples de modifications pour tenir compte d'orientations différentes dans la planification nationale



NUCLÉAIRE

► Construction de huit réacteurs supplémentaires avec des mises en service très rapides, en plus des six qui ont déjà fait l'objet d'un débat public :

- Augmentation de la trajectoire de raccordement des réacteurs nucléaires ;
- Anticipation du renouvellement des postes électriques d'évacuation des centrales pour assurer leur bon dimensionnement ;
- Dimensionnement plus important des projets de renforcement du réseau (en particulier si les réacteurs sont situés dans l'ouest de la France).



MOINS D'ÉNERGIES RENOUVELABLES TERRESTRES

► **Ralentissement du développement des énergies renouvelables terrestres**
(par exemple : baisse de 30 GW par rapport à la cible retenue dans le SDDR) :

- Baisse de la trajectoire de raccordement si les orientations de la PPE sont effectivement traduites par les régions dans le processus de révision des schémas régionaux de développement des énergies renouvelables terrestres (environ 2,5 milliards d'euros) ;
- Baisse des besoins de renforcement du réseau, si cette baisse ne s'accompagne pas d'une hausse sur d'autres technologies (par exemple : nucléaire).



MOINS D'ÉOLIEN EN MER

► **Ralentissement du développement des parcs éoliens en mer** pour atteindre 18 GW en 2040
(vs. 22 GW en 2040 dans le SDDR) :

- Baisse de 9 milliards d'euros de la trajectoire d'investissement pour le raccordement de l'éolien en mer ;
- Augmentation de la part possible des fournitures maritimes françaises pour le programme éolien en mer.



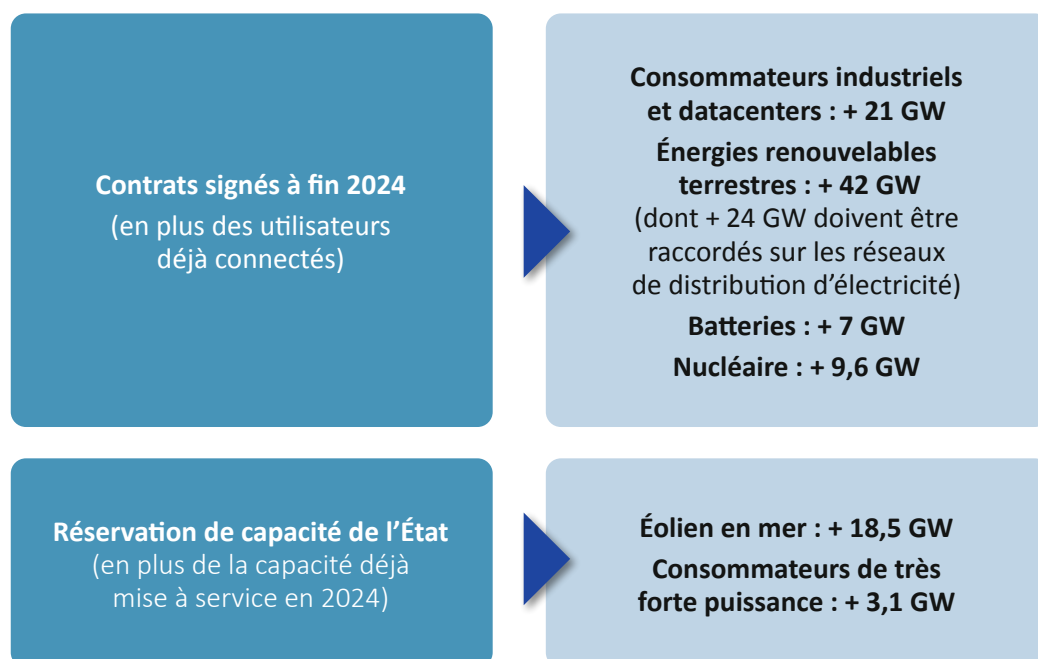
CROISSANCE NUMÉRIQUE ET INDUSTRIELLE

► **Augmentation de l'ambition sur la réindustrialisation :**

- Pas d'augmentation de la trajectoire de raccordement car RTE a proposé une enveloppe de 1,4 milliard d'euros pour accompagner une électrification rapide de l'économie.

Les contrats signés par RTE et les demandes de réservation de capacité effectuées par l'État

Le SDDR s'appuie sur les projets de raccordement que RTE est tenu de réaliser car ils l'ont déjà l'objet d'un contrat signé ou d'une demande de réservation de capacité de l'État.



Les projets de renforcement identifiés sur la base du SDDR 2019

Un [bilan du SDDR 2019](#) a été réalisé par RTE afin de rendre compte de la mise en œuvre de ce dernier SDDR sur la période 2019-2024.

En particulier sur la période 2025-2030, 75% des investissements proposés correspondent en pratique à la mise en œuvre du SDDR 2019. C'est, par exemple, le cas des projets identifiés dans la phase n°1 du renforcement du réseau à très haute tension. Pour ces projets, les choix techniques ont été faits et les demandes d'autorisation sont en cours. C'est également le cas

des projets de raccordement des premiers parcs éoliens en mer, qui sont actuellement en cours de travaux (Leucate et Dieppe-Le Tréport), ou des projets d'interconnexion avec l'Espagne (Golfe de Gascogne) et avec l'Irlande (Celtic), qui sont également en phase de travaux.

Les projets dont les travaux sont en cours – ceux qui ont obtenu les autorisations nécessaires et ceux dont la concertation a déjà commencée – n'ont pas vocation à être rediscutés dans le cadre du débat public.



Des simulations techniques, économiques et environnementales pour chiffrer les besoins complémentaires

Ces simulations sont réalisées en deux temps :

- **D'une part, RTE établit des scénarios sur les évolutions de la consommation et de la production d'électricité.**

Ces scénarios sont établis en s'appuyant sur les dernières orientations du Gouvernement (par exemple : projet de PPE, loi d'accélération sur le nucléaire, loi sur l'industrie verte, loi sur le développement des énergies renouvelables, *etc.*) et plusieurs trajectoires sont élaborées afin d'identifier différentes possibilités (par exemple : évolution du cadre macro-économique, ralentissement sur certaines filières, augmentation de l'efficacité énergétique et de la sobriété, *etc.*). Ces simulations portent sur les volumes d'électricité.

- **D'autre part, les hypothèses sont toutes déclinées sur le plan géographique et font l'objet de nombreuses variantes. Ces simulations portent sur la géographie et les flux électriques.**

L'ensemble des hypothèses retenues par RTE ont fait l'objet d'une consultation des parties prenantes et de l'organisation de réunions dédiées. La consultation détaille les scénarios production/consommation qui ont été retenues, les propositions de variantes de scénarios, les hypothèses de localisation et leurs variantes.

Les documents de la consultation présentent par ailleurs les différents outils de simulations étudiés ainsi que les analyses environnementales et économiques qui ont été réalisées par RTE.



Pour en savoir plus, consulter la fiche n°1 des orientations du SDDR



Pour en savoir plus, consulter les documents de la consultation publique



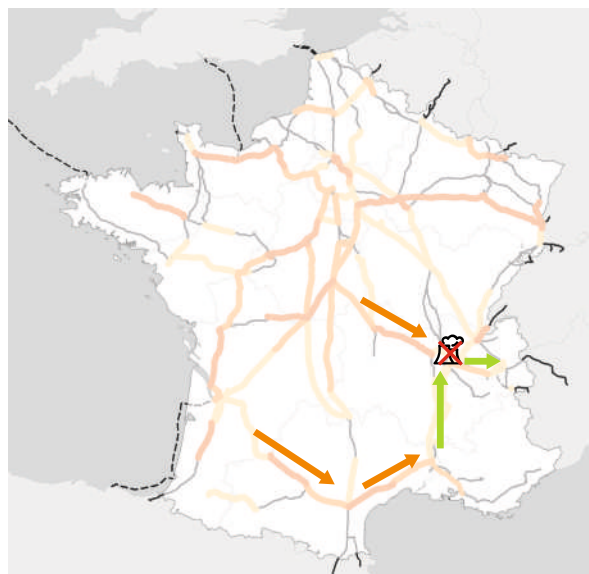
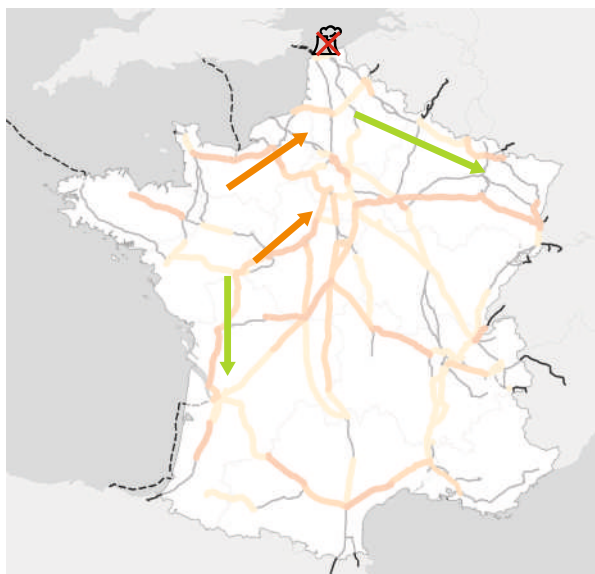
Pour en savoir plus, consulter l'annexe n°4 « Scénarios »

EXEMPLE :

Scénarios d'étude sur le nucléaire

RTE retient comme socle d'études un maintien du parc existant et le développement de trois paires d'EPR2 sur les sites de Penly, Gravelines et Bugey.

Des variantes sont réalisées pour identifier l'impact d'un retard dans le développement des EPR et l'impact d'un niveau de production plus ou moins important du parc existant.



Impact d'un retard de mise en service des EPR2 à Gravelines (gauche) et à Bugey (droite)

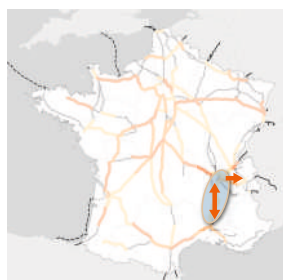
Enfin, des variantes plus prospectives sont réalisées par zone géographique pour identifier l'impact de paires d'EPR supplémentaires ou de petits réacteurs modulaires.

L'objectif est de comparer toutes les simulations afin d'identifier les résultats communs et les différences.

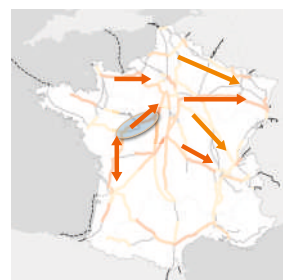
Lorsque les résultats sont communs à toutes les variantes, c'est qu'ils sont «robustes» à des changements de planification et que les investissements peuvent être réalisés avec un plus haut degré de certitudes.

Impact sur le réseau actuel de l'implantation d'une paire d'EPR2 supplémentaire en fonction de la zone étudiée

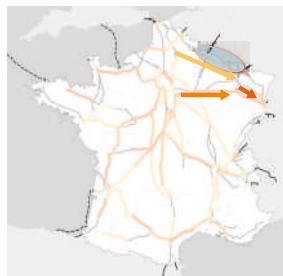
Vallée du Rhône



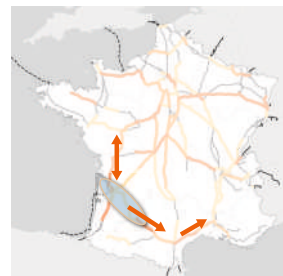
Vallée de la Loire



Zone nord-est



Zone sud-ouest



1.6 Pourquoi organise-t-on un débat public sur le SDDR ?

Le débat public sur le SDDR est une opportunité d'échanger sur les enjeux relatifs au développement du réseau de transport d'électricité, qui est souvent un « impensé » des réflexions

sur la politique énergétique et industrielle du pays contrairement à d'autres filières qui en dépendent directement.

Ce que RTE attend du débat public

Dans le SDDR, RTE présente une vision complète des besoins d'investissement dans le réseau.

RTE souhaite que le débat permette de :

► Partager avec le public les enjeux liés à la transformation du réseau

Le débat public est l'occasion de partager les grands « paramètres » à prendre en compte pour planifier le développement et le renouvellement du réseau.

RTE souhaite mettre en lumière et discuter des interactions entre les enjeux financiers, industriels, techniques et environnementaux associés à la conception de la stratégie de développement du réseau. En effet, RTE fait systématiquement face à plusieurs demandes contradictoires. Par exemple, il est demandé à RTE de développer de manière proactive le réseau dans les zones industrielles, mais également de limiter le risque de coût échoué. Il est aussi fréquent de demander la mise en souterrain des lignes (ce qui est plus onéreux), tout en réduisant le coût du plan complet.

► Recueillir l'avis du public sur la proposition de SDDR (notamment les stratégies de développement du réseau)

Le débat public doit permettre au public de se positionner sur les principes de planification proposés par RTE.

Ces principes sont présentés sous forme de fiches thématiques dans le SDDR. Chaque fiche décrit la trajectoire retenue et la proposition de planification associée et présente des alternatives. Pour en savoir plus, consultez [les orientations du SDDR](#) et notamment [les pages 156 et 157](#).

Le débat public est l'occasion de partager les grands enjeux industriels auxquels doit répondre le SDDR et de recueillir l'avis du public sur les orientations stratégiques proposées par RTE, leurs conséquences et les alternatives possibles. Par exemple :

- le rythme d'adaptation du réseau de transport d'électricité au changement climatique ;
- la priorité donnée au développement de l'industrie (nouvelles usines et transformation d'usines existantes) ;
- la construction d'infrastructures devant répondre à plusieurs besoins ;
- les leviers identifiés pour réduire le besoin d'infrastructures et minimiser les coûts (comme faciliter le développement des batteries à proximité des parcs de production solaire) ;
- le lien entre le développement du réseau français et le développement des interconnexions avec les pays voisins ;
- les impacts environnementaux et territoriaux ;
- les conditions d'insertion territoriale et paysagère des futures infrastructures ;
- les retombées économiques (emplois, équipements et matériels, etc.).



Réunion publique

© RTE

En particulier, RTE souhaite pouvoir discuter des choix de planification et des leviers d'optimisation qui sont proposés.

Par exemple, RTE a proposé une méthode de développement du réseau pour les énergies renouvelables terrestres qui visent à (i) réduire les coûts du réseau et (ii) créer des infrastructures mutualisées pour plusieurs besoins (stockage, consommation, production).

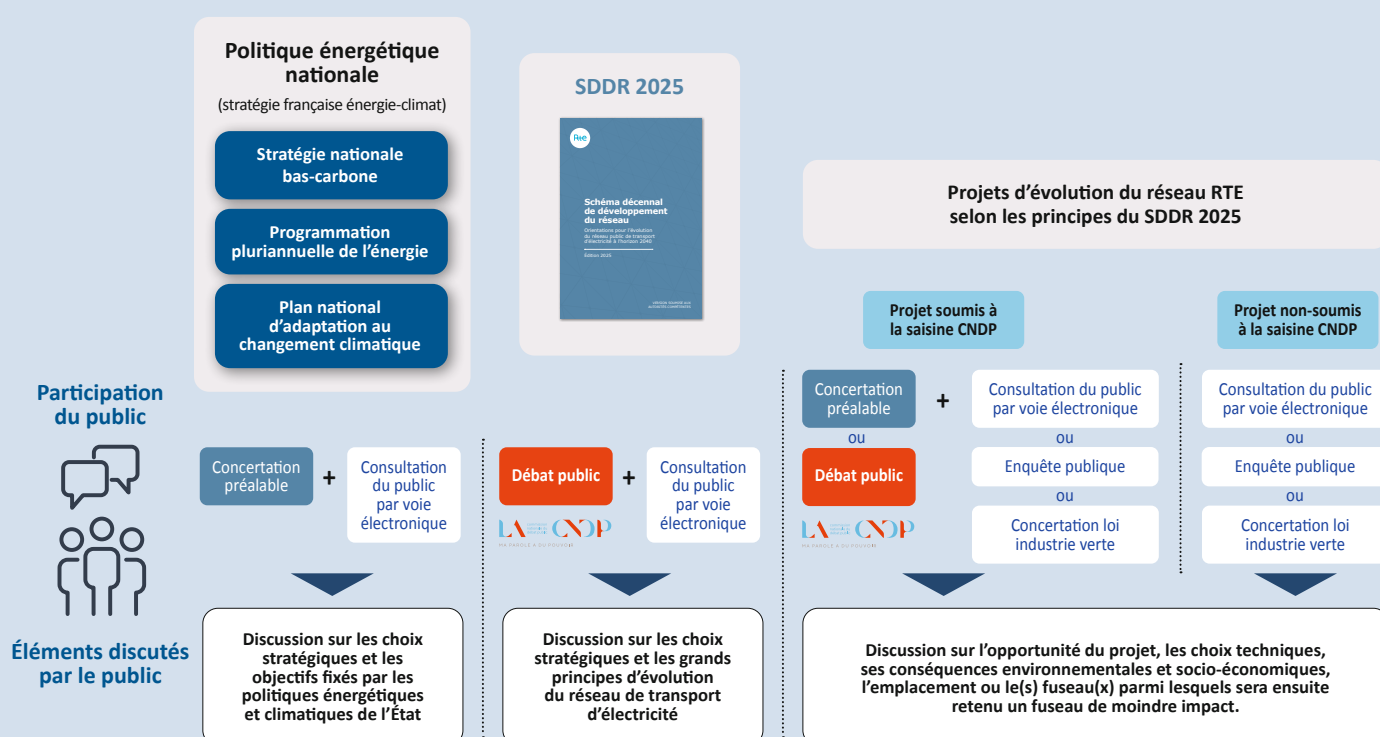
Ces principes peuvent être débattus sans attendre la finalisation de la programmation pluriannuelle de l'énergie et pourront ensuite être déployés dans les projets après validation des objectifs nationaux et régionaux.

RTE s'engage à tenir compte des enseignements du débat public et des avis rendus par les autorités compétentes (CRE, État, Autorité environnementale) dans la stratégie définitive pour le développement du réseau public de transport d'électricité à l'horizon 2040.

Cette dernière sera par ailleurs adaptée pour tenir compte de la planification nationale mais aussi du rythme effectif de la transition énergétique. RTE en rendra compte dans la prochaine actualisation du SDDR.

LA PARTICIPATION DU PUBLIC À TOUTES LES ÉTAPES :

De la conception de la politique énergétique nationale à la définition d'un projet de ligne ou de poste électrique



Le public est associé à toutes les étapes : de la définition du plan/programme à la définition d'un projet de ligne ou de poste électrique.

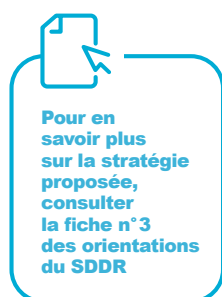
Pour les investissements dans le réseau, le SDDR définit les grands principes d'évolution du réseau de transport d'électricité et la stratégie de développement en résultant. **Le débat public a vocation à porter sur ces principes et sur la stratégie globale de développement du réseau.**

Le débat public sur le SDDR n'a donc pas vocation à débattre de la pertinence de la politique énergétique nationale et des objectifs associés, ni à débattre de la localisation et des caractéristiques techniques des projets individuels. D'autres instances de concertations avec le public existent pour débattre de ces points.

L'objectif est de débattre du réseau, de son rôle, des modalités de sa planification.



2 Les trois priorités stratégiques du SDDR



Le SDDR définit trois priorités industrielles pour l'évolution du réseau public de transport d'électricité :

- **Renouveler le réseau et l'adapter au changement climatique**, en prenant comme référence un climat à +4°C en 2100 ;
- **Raccorder les nouveaux consommateurs d'électricité** pour réussir l'électrification du pays, la réindustrialisation des territoires et les nouvelles installations de production bas-carbone (nucléaire et renouvelables) ;

- **Renforcer la colonne vertébrale du réseau à très haute tension** pour accueillir des flux d'électricité plus importants et répartis différemment sur le territoire.

En complément, RTE doit protéger les infrastructures du réseau contre les cyberattaques et les agressions physiques. La consistance et les montants de ces investissements relèvent de la protection des infrastructures critiques et sont confidentiels.

2.1 Renouveler le réseau et l'adapter au changement climatique

Le vieillissement des infrastructures constitue un enjeu majeur

Le réseau public de transport d'électricité s'est en grande partie développé dans la deuxième moitié du 20^e siècle pour connecter l'ensemble du territoire et répondre à la demande croissante en électricité.

En France, la limite d'âge considérée par RTE pour les lignes aériennes est de 85 ans, alors que la moyenne en Europe se situe autour de 60 à 65 ans. Ceci résulte d'un choix d'optimisation assumé par RTE : la maintenance et l'entretien du réseau ont été prolongés pour éviter une forme d'obsolescence programmée. Cela a permis de limiter les investissements sur la période 2000-2020.

L'HISTOIRE DU DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE FRANÇAIS MÉTROPOLITAIN CONTINENTAL

Dans la première moitié du 20^e siècle, les premiers réseaux industriels d'électricité se sont constitués sur une base locale : ils appartenait à des sociétés distinctes et étaient exploités indépendamment les uns des autres. Ces réseaux se sont multipliés pour s'étendre aux agglomérations et répondre au besoin d'éclairage urbain. Les premiers réseaux électriques sont décentralisés et très peu maillés ; ils forment un ensemble disparate à l'échelle du territoire national. La France électrique est alors composée de plusieurs zones qui ne sont pas connectées et de territoires qui ne sont pas électrifiés. Certaines lignes datent de cette époque et comptent parmi les plus vieux ouvrages du patrimoine industriel de RTE.

Après la Seconde Guerre mondiale, le premier maillage global du territoire est réalisé avec le

réseau électrique 225 000 volts qui permet de transporter plus d'électricité et de répondre à une demande croissante portée par la dynamique de réindustrialisation.

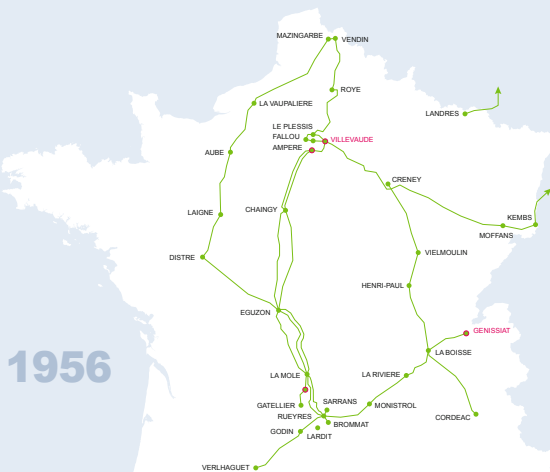
De 1923 à 1956 : transport de l'électricité en 225 000 volts entre les lieux de production hydraulique (dans les Alpes, le Massif central, sur le Rhin et dans les Pyrénées) ou thermique sur les sites miniers du Nord et de la Lorraine vers les grandes Villes (Lyon, Paris, Toulouse, Bordeaux, Nantes).

À partir de la fin des années 1950 apparaît un nouveau niveau de tension, le 400 000 volts, pour relier les agglomérations aux usines de production hydraulique : entre les Alpes et Paris via Troyes et Dijon, entre le Massif central et Bordeaux puis Paris. Pour évacuer la production électrique de ces unités de production

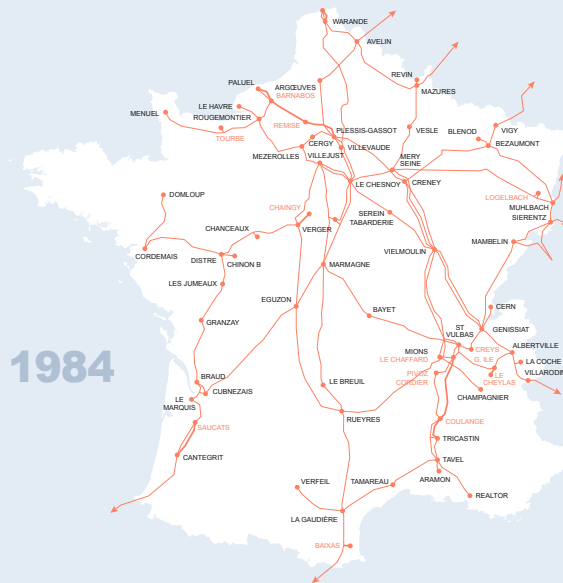
de grande puissance et la transporter sur de grandes distances vers les bassins de consommation, il est nécessaire d'augmenter la puissance de transit et donc le niveau de tension du réseau électrique. Progressivement, le réseau 400 000 volts s'impose comme colonne vertébrale du réseau nationale. Parallèlement, de premières interconnexions internationales sont construites pour assurer le secours entre pays européens.

À partir des années 1970, le développement de la production nucléaire entraîne un important programme de construction des infrastructures et conduit à un très fort développement du réseau

De nouvelles interconnexions sont développées, notamment la première interconnexion sous-marine « IFA 2000 », qui relie les réseaux français et britanniques en 1986.



État de développement du réseau 225 000 volts en 1956



État de développement du réseau 400 000 volts en 1984

Pour en savoir plus : L'histoire du réseau de transport d'électricité



Chantier de peinture
sur un pylône



© RTE

Par exemple, la maintenance des pylônes est notamment assurée par l'application régulière de peinture anti-corrosion permettant de préserver la structure des pylônes le plus longtemps possible.

Il est nécessaire de renouveler les ouvrages construits entre les années 1920 et 1950

lors du développement du réseau de transport d'électricité souterrain dans les zones urbaines, seront obsolètes en 2030. À cette date, les équipements de rechange de cette technologie ne seront plus mis sur le marché par les fournisseurs. En cas de panne sur ces infrastructures, il ne sera donc pas possible de remplacer les pièces endommagées. RTE a donc engagé un programme de renouvellement complet de ces matériels d'ici 2030. Cela concerne principalement le réseau d'Île-de-France.

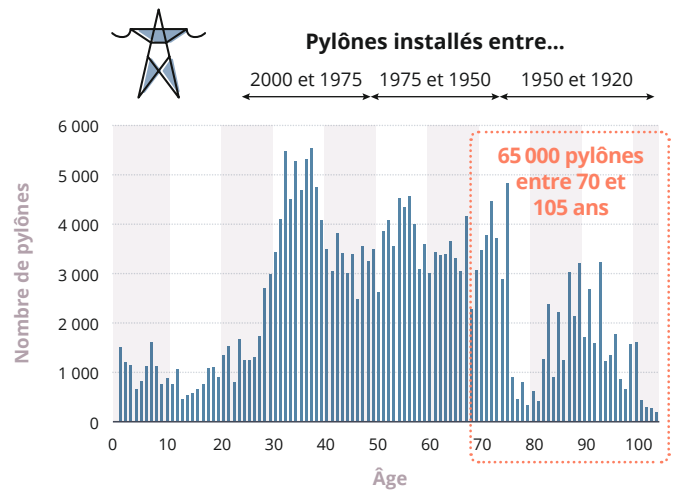
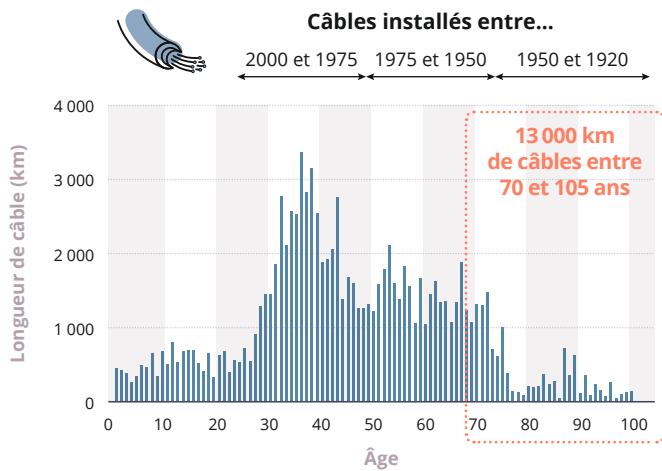
En 2025, 20% des lignes aériennes ont plus de 70 ans et 13000 km de câbles et 65000 pylônes ont entre 70 et 105 ans. À ce stade, les actions de maintenance ciblées ne suffisent pas et RTE doit renouveler les infrastructures pour préserver la fiabilité du réseau.

Par exemple, certains câbles isolés à l'huile, utilisés dans les années 1920

Au cours des prochaines décennies, les besoins de renouvellement du réseau vont s'accroître mécaniquement avec l'évolution de la pyramide des âges de certains composants du réseau. En l'absence de renouvellement, les lignes développées après la Seconde Guerre mondiale auront 90 ans en 2040 et les lignes développées dans les années 1970 auront 70 ans ; celles construites dans les années 20 auront 120 ans.



Pour en savoir plus sur la stratégie proposée, consulter la fiche n°3 des orientations du SDDR



Pour conserver une infrastructure performante, RTE doit éviter d'avoir à gérer un « mur de renouvellement » et mettre en place un programme industriel qui assure dans la durée la performance du réseau existant.

Il s'agit d'un programme d'ingénierie dont l'ampleur peut être comparée au grand carénage opéré par EDF pour prolonger la durée d'exploitation des réacteurs nucléaires.

Le changement climatique accroît cette vulnérabilité du réseau aux phénomènes climatiques, car les épisodes extrêmes seront plus fréquents, plus intenses et susceptibles de durer plus longtemps

Le réseau de transport d'électricité est vulnérable à certains aléas climatiques (fortes chaleurs, risques d'incendies, submersions marines, inondations et séisme). C'est le cas de tous les grands réseaux publics (distribution d'électricité, ferroviaire, etc.).

Dès lors, les aléas climatiques imposent d'anticiper l'ampleur des vulnérabilités et des risques qu'ils représentent sur le plan de l'exploitation du système électrique et de la sécurité des tiers et de construire des infrastructures qui sont mécaniquement robustes aux

différents aléas climatiques auxquels elles peuvent faire face.

RTE a déjà pris les dispositions qui permettent de garantir que les paramètres techniques de construction des infrastructures sont compatibles avec les grandes tempêtes, les séismes, les inondations et les fortes chaleurs. Ainsi, les matériels utilisés pour les lignes construites aujourd'hui sont conçus pour résister aux conditions climatiques futures. Par exemple, les pylônes installés en bord de mer supportent des vents de 180 km/h



Pour en savoir plus sur la stratégie proposée, consulter la fiche n°3 des orientations du SDDR

et les câbles installés (aériens comme souterrains) peuvent supporter des températures de 85 °C.

Au-delà des questions de « résistance technique », l'adaptation au changement climatique du réseau impose de réfléchir à la vulnérabilité des infrastructures déjà en service et qui n'ont initialement pas été construites en tenant compte du changement climatique. Par exemple, une ligne construite en 1945 n'est pas adaptée aux températures de 2050 ou 2100.

Pour cela, tous les opérateurs mènent des études dites de vulnérabilité et mettent en place des plans d'adaptation dans la durée des infrastructures existantes.

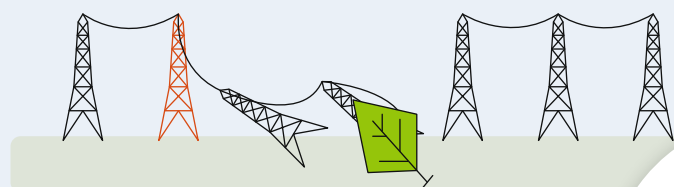
Le réseau de transport d'électricité a été adapté aux séismes et aux grandes tempêtes suite aux tempêtes de 1999 grâce à un important programme de sécurisation du réseau : il s'agit du premier programme industriel conduit par RTE suite à sa création au début des années 2000.

LA SÉCURISATION MÉCANIQUE DU RÉSEAU À LA SUITE DE LA TEMPÊTE DE 1999¹¹

Depuis la tempête de 1999, RTE a renforcé et sécurisé les lignes électriques face aux tempêtes et aux vents violents. La consolidation du réseau associée au maillage existant des lignes électriques a été réalisée notamment par la reprise de fondations de certains pylônes, l'élargissement des tranchées forestières et la mise en place de « pylônes anti-cascade » pour éviter les « effets dominos ». Pour cela, un support anti-cascade est implanté tous les 5 km. Ces pylônes anti-cascade sont renforcés afin de ne pas être endommagés ou détruits en cas de cassure complète des câbles.

La sécurisation mécanique du réseau à très haute tension s'est étalée de 2002 à 2017 et permet d'assurer la continuité d'alimentation face à des vents d'intensité équivalente à celle des tempêtes de 1999. Les scénarios du GIEC ne prévoient pas des vents d'intensité supérieurs en France métropolitaine.

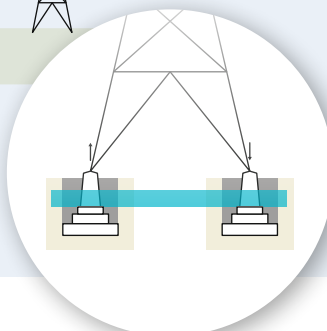
Les pylônes ne sont par contre pas dimensionnés pour résister à des phénomènes météorologiques non prévus par les modèles du GIEC, comme des ouragans.



Pylône anti-cascade (en rouge)

© RTE. L'héritage de la tempête

Renforcement des fondations par l'installation de demi-dalles



Pylônes endommagés par la tempête de 1999



11. Pour plus de détails sur le programme de sécurisation mécanique du réseau, aller sur : <https://www.rte-france.com/l-heritage-de-la-tempete/2.html>

En revanche, le réseau de transport d'électricité n'est pas adapté à la hausse des températures et au risque d'inondations :

- **Les lignes aériennes sont particulièrement sensibles aux fortes températures.** En période de fortes chaleurs, les câbles s'allongent et se rapprochent du sol comme le montre le schéma ci-contre. Ce phénomène fait peser un risque pour l'environnement des lignes (y compris les personnes situées à proximité des installations).

Par exemple, une trop forte proximité entre une ligne et un arbre peut entraîner un court-circuit, qui conduit à une coupure automatique de la ligne par mesure de sécurité. Dans certains cas, ce contact peut aussi déclencher des incendies.

Aujourd'hui, 37% des lignes aériennes sont vulnérables aux fortes chaleurs. Sans action, le volume d'infrastructures augmentera fortement dans les prochaines décennies sous l'effet combiné de l'élévation des températures et de l'augmentation des flux transitant sur le réseau.

- **Les postes électriques sont vulnérables aux inondations :** 14% des postes (postes 400 000 volts ou postes dont RTE est le seul propriétaire) sont inondables actuellement. C'est par exemple ce qui a justifié un plan d'actions spécifique à proximité de certains fleuves ou rivières, comme la Seine ou la Vésudie.

Dans le futur (climat projeté en 2050), 18% des postes (postes 400 000 volts ou postes dont RTE est le seul propriétaire) seront inondables, en prenant en compte les crues centennales ou les submersions marines qui pourraient intervenir en 2050 dans les scénarios du GIEC.

Un poste électrique est constitué de plusieurs éléments (des lignes, des transformateurs, des disjoncteurs, des jeux de barres de tension) qui sont connectés afin de faire évoluer le niveau de tension de

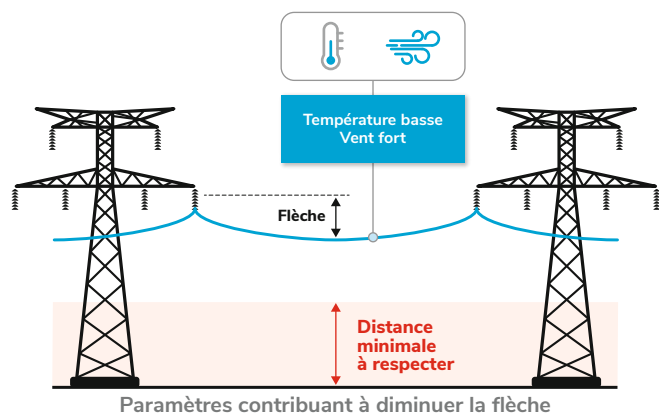
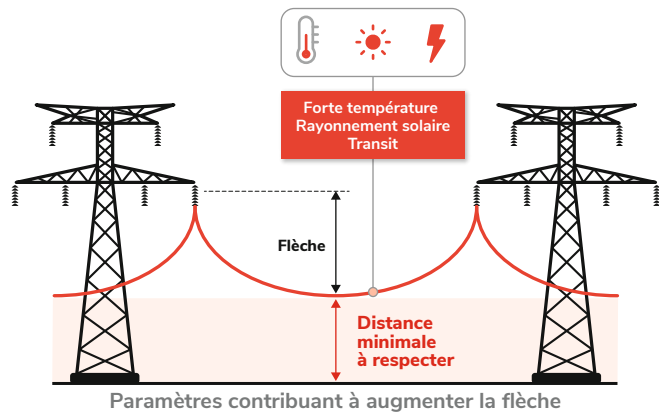


Illustration de la dilation d'une ligne aérienne sous l'effet des événements météorologiques



© RTE

Fragilisés par les crues successives des tempêtes Alex en 2020 et Aline en 2023, les abords du poste électrique de Roquebillière (Alpes-Maritimes) ont subi d'importants dégâts nécessitant des travaux de confortement permettant la sécurisation de l'alimentation électrique des vallées de la Tinée, de la Vésudie et de la Roya.

LES POSTES ELECTRIQUES

COMMENT ÇA MARCHE ?

1 Transformation

Les postes de transformation permettent d'adapter la tension du réseau au transport (poste élévateur de tension en sortie de centrale électrique) ou à la distribution (poste source) et de passer d'un niveau de tension à un autre (400 000, 225 000, 90 000, 63 000 volts).

2 Aiguillage

Les postes permettent de répartir le courant entre les lignes situées en amont et en aval du transformateur.

3 Surveillance et contrôle

Les postes hébergent des systèmes de surveillance et de contrôle du réseau dans les bâtiments de relayage. Ils permettent d'envoyer des informations vers des centres distants qui les analysent et détectent les éventuelles anomalies. Ces centres envoient en retour des ordres télécommandés (ouverture ou fermeture des disjoncteurs et sectionneurs) permettant de répartir le courant sur les différentes lignes ou de corriger une anomalie sur le réseau.

4 Poste en bâtiment

Dans les zones semi-urbaines ou urbaines, le manque de place nécessite l'utilisation de postes compacts notamment en haute tension, utilisant un gaz sous pression présentant des caractéristiques d'isolement supérieur à celles de l'air. Cette technologie permet donc des gains de place très importants et une bonne intégration dans des milieux contraints.

5 Réseau de télécommunication

Les informations transitent sur différents supports de transmission : lignes électriques par la technique des courants porteurs en ligne, fibres optiques installées dans les cable de garde ou le long des conducteurs électriques, liaisons filaires ou faisceaux hertziens.



© RTE



**Postes électriques RTE
lors d'inondations en
2023-2024 – dans le cas
d'espèce, seuls les
matériels de contrôle-
commande ont été
endommagés**

l'électricité et/ou d'aiguiller les flux d'électricité dans une direction ou une autre. Ces matériels sont surveillés et contrôlés par des équipements de « **contrôle-commande** ».

Par conséquent, selon son ampleur, l'inondation d'un poste électrique peut entraîner deux types de risques :

- l'inondation des matériels haute-tension, qui a un impact sur l'alimentation électrique et ne permet plus de faire transiter de l'électricité

ou

- l'inondation des matériels de contrôle-commande, qui entrave la capacité de RTE à piloter les matériels électriques à distance.



Pour en savoir plus sur la stratégie proposée, consulter la fiche n°3 des orientations du SDDR

Enjeux à prendre en compte pour proposer une stratégie de renouvellement et d'adaptation au changement climatique

RTE propose de prendre en compte quatre paramètres pour préparer le programme industriel de renouvellement et d'adaptation au changement climatique du réseau :

- Le recensement des infrastructures existantes vulnérables aux différents risques climatiques (fortes chaleurs et inondations).
- Le recensement des infrastructures vétustes, qui devront être renouvelées dans les quinze prochaines années.
- Les capacités de production des fournisseurs d'équipement et la main d'œuvre associée.
- Les enjeux financiers pour garantir que le coût du réseau demeure soutenable pour la collectivité (à ce jour, le réseau de transport d'électricité correspond à 7% de la facture d'un consommateur moyen au tarif réglementé de vente).

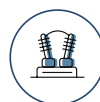
Ce que propose le SDDR

RTE propose une stratégie permettant de rendre 80% du réseau adapté au changement climatique dès 2040, puis 100 % en 2060.



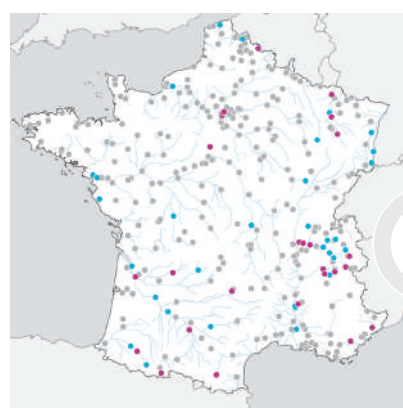
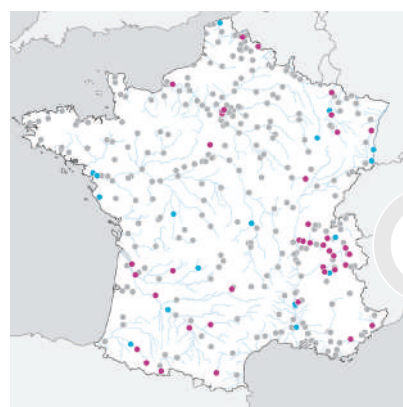
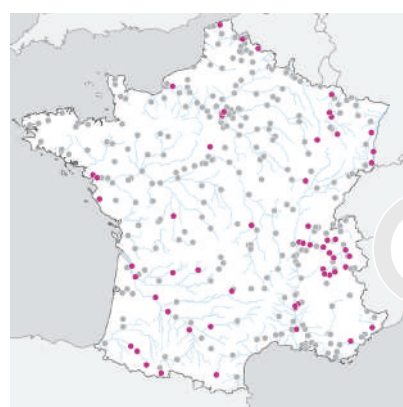
Lignes aériennes (fortes chaleurs)

- Lignes exposées au risque chaleur
- Lignes non exposées



Postes¹² (inondations centennales/submersion)

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



7 %

Pour ces postes, la charge doit être reprise sur les postes voisins (plan de gestion de l'exploitation en période de crue)



Pour en savoir plus sur la stratégie proposée, consulter la fiche n°3 des orientations du SDDR

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

12. Postes 400 000 volts et postes dont RTE est propriétaire

SCÉNARIO CLIMATIQUE DE RÉFÉRENCE UTILISÉ POUR LES ORIENTATIONS DU SDDR

Le scénario de référence d'adaptation au changement climatique retenu par RTE pour formuler sa proposition de stratégie de renouvellement et d'adaptation est le scénario climatique RCP 4.5 du cinquième rapport du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC).

Pourquoi avoir retenu ce scénario ?

RTE a retenu ce scénario (i) parce qu'il s'agit du scénario de réchauffement climatique qui fait l'objet d'un consensus scientifique au niveau mondial et (ii) il s'agit du scénario recommandé par l'État pour décliner la trajectoire de référence retenue dans le troisième [plan national d'adaptation au changement climatique \(PNACC\)](#) publié en mars 2025.

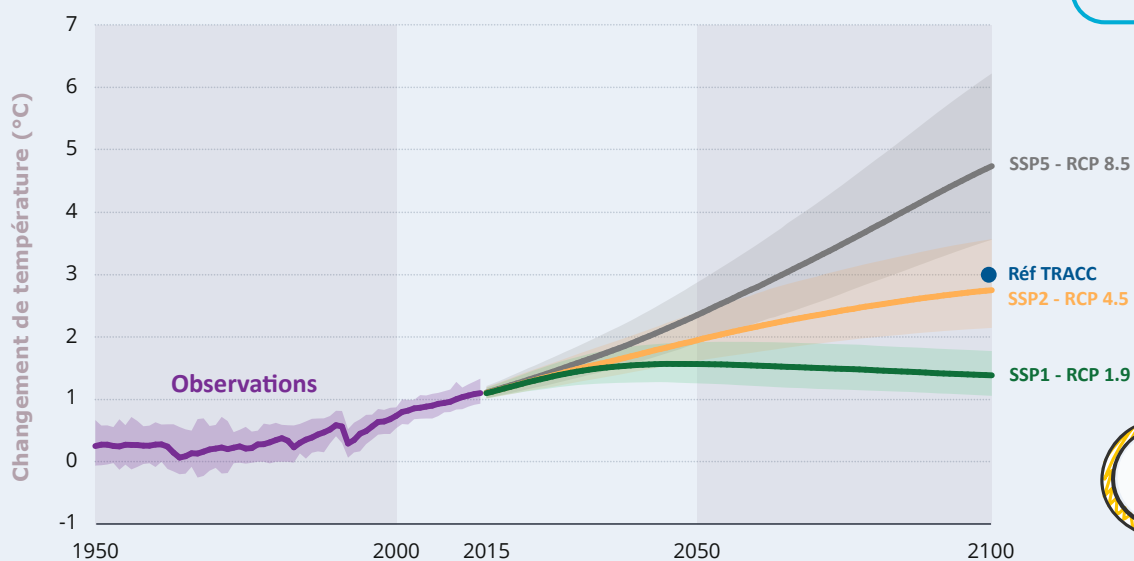
En effet, ce plan fixe une trajectoire de référence en France métropolitaine une hausse des températures moyennes de 2°C en 2030, 2,7°C en 2050 et 4°C en 2100 par rapport à l'ère préindustrielle. Le scénario RCP 4.5 du GIEC correspond également à un scénario à +4°C en France en 2100 (et +3°C au niveau mondial).

Que se passe-t-il si le climat change plus rapidement que dans le scénario retenu ?

RTE a analysé les besoins d'adaptation du réseau au scénario RCP 8.5 du GIEC.

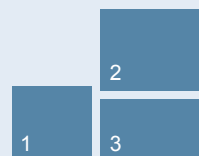
Les températures sont plus importantes que dans le scénario de référence. Dès lors, RTE devra prévoir de poursuivre son programme de renouvellement mais en prévoyant des câbles de plus forte puissance.

Évolution des températures de surface à l'échelle mondiale par rapport à 1950-2000



Pour en savoir plus, consulter l'annexe n°4 : Scénarios utilisés pour l'élaboration du SDDR





1. Surélévation de matériel haute tension (transformateur)
2. Surélévation de matériel haute tension (disjoncteurs)
3. Projet de construction d'un poste électrique sous enveloppe métallique sur pilotis dans la Vallée de la Romanche

© RTE



Pour en savoir plus sur la stratégie proposée, consulter la fiche n°3 des orientations du SDDR

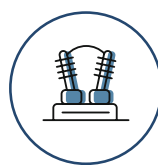
Quelles sont les solutions techniques ?



Lignes aériennes :

surélévation et installation de câbles de plus grand diamètre et résistant à des températures plus élevées

L'adaptation des liaisons aériennes aux fortes chaleurs repose notamment sur la surélévation des pylônes, qui permet d'augmenter la distance entre les câbles et le sol, ainsi que sur l'emploi de câbles de plus grand diamètre qui limite le phénomène de dilatation. Ces câbles résistent à des températures de 85 °C. Il s'agit de la norme en Europe.



Postes électriques :

bouquet de solutions techniques en fonction de l'environnement du poste

Les travaux sur les postes sont moins facilement standardisables que les travaux d'adaptation prévus pour les lignes aériennes exposées aux fortes chaleurs. En fonction des hauteurs d'eau prévisionnelles et de l'environnement du poste, les solutions peuvent aller de l'installation de batardeaux ou de portes étanches jusqu'à la surélévation de matériels ou de bâtiments pour le contrôle-commande notamment, ou l'installation de postes sur pilotis. Dans certains cas, il peut être envisagé de déplacer l'infrastructure en dehors de la zone inondable : c'est par exemple ce que réalise RTE et Enedis à Rueil-Malmaison.

Quel rythme de renouvellement et d'adaptation au changement climatique propose RTE ?

Le SDDR propose une stratégie de renouvellement et d'adaptation au changement climatique qui lisse l'effort industriel sur 35 ans.

Cette stratégie est évaluée à 20 milliards d'euros sur 15 ans. Elle permet l'adaptation au changement climatique de 80% des infrastructures du réseau en 2040. L'adaptation complète du réseau au changement climatique serait alors achevée en 2060. Selon les projections réalisées, les investissements nécessaires entre 2040 et 2060 pour finaliser la mise en résilience et le renouvellement seraient de l'ordre de 30 à 35 milliards d'euros sur 20 ans.

À l'horizon 2040, ce programme de renouvellement permettrait de

maintenir la proportion d'infrastructures âgées encore en exploitation au même niveau qu'en 2025.

Il s'agit d'une feuille de route ambitieuse sur le plan industriel qui prévoit le renouvellement de 23 500 km de lignes et 85 000 pylônes. Elle nécessite un travail approfondi entre 2025 et 2030 pour être en mesure de conduire le programme industriel entre 2030 et 2040 avec les fournisseurs.

Sur l'ensemble du SDDR, **le renouvellement correspond à plus de la moitié de la longueur totale d'infrastructures du réseau concernée par des travaux** et il s'agit du programme qui mobilisera le plus de salariés de RTE et de ses fournisseurs.



FOCUS SUR LE RENOUVELLEMENT DES RÉSEAUX DE TÉLÉCOMMUNICATION ET DES MOYENS DE PILOTAGE

Concernant le renouvellement des réseaux de télécommunication et des moyens de pilotage du réseau, la stratégie de référence prévoit une accélération progressive du renouvellement des équipements.

Sur ce volet, RTE considère qu'il existe un socle d'investissements (télécommunications, résilience au blackout, développement d'automates) sur lequel aucun renoncement n'est possible afin de maintenir une exploitation sûre et efficace du système électrique en temps réel.

La proposition de RTE pour la modernisation des réseaux de télécommunications et des moyens de pilotage du système électrique en temps réel est évaluée à hauteur de 4 milliards d'euros sur 15 ans.



Chiffres clés de la stratégie de référence proposée dans le SDDR 2025



23 500 km

de lignes aériennes
à renouveler/déconstruire
d'ici 2040

dont

~800 km/an

jusqu'à 2030 (continuité
SDDR 2019)

85 000 pylônes

à renouveler d'ici 2040



**50 postes
sous enveloppe
métallique
(PSEM)**

à renouveler d'ici 2040



100 %

**des liaisons
souterraines**

de technologies obsolètes
renouvelés en 2040

Quels principes directeurs pour la stratégie ?

PRINCIPE 1

Mutualisation : une stratégie « 2 en 1 »

La stratégie proposée par RTE vise à mettre en œuvre une stratégie « 2 en 1 » couplant les enjeux de renouvellement avec ceux d'adaptation au changement climatique. Parmi les infrastructures devant être renouvelées, RTE va réaliser les travaux en priorité sur les infrastructures qui sont vulnérables sur le plan climatique. Ainsi, au cours d'un seul et même chantier, RTE renouvellera les

infrastructures et les mettra « à niveau » pour le risque climatique.

Cette mutualisation des chantiers évite d'avoir à mener deux fois des opérations d'ingénierie sur une même infrastructure, réduisant ainsi sa période d'indisponibilité et des surcoûts liés au fait de réaliser deux chantiers successifs (pas d'économies d'échelle).

Pour en savoir plus sur la stratégie proposée, consulter la fiche n°3 des orientations du SDDR

EXEMPLE : Restructuration du réseau de la vallée d'Ossau

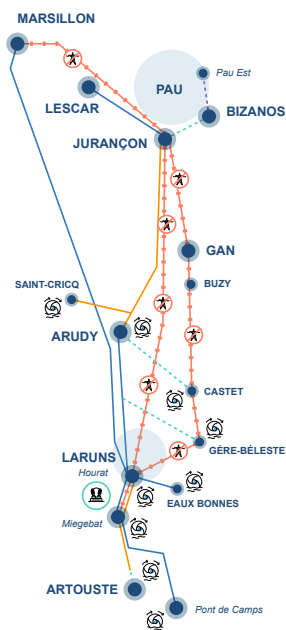


Construit au début des années 1920 dans le cadre de l'électrification des vallées pyrénéennes pour évacuer la production des barrages hydrauliques, le réseau de la vallée d'Ossau doit faire l'objet d'un important renouvellement.

Celui-ci mutualise des travaux de rénovation, d'optimisation et d'adaptation du réseau au changement climatique, pour un investissement de 100 millions d'euros.

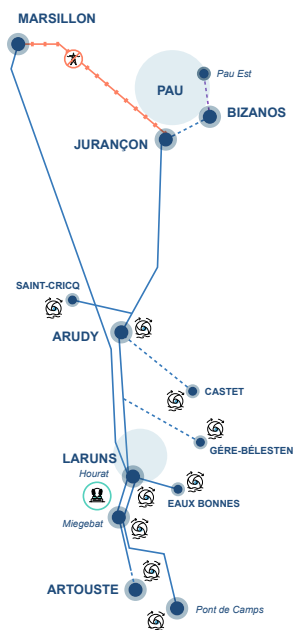
- ▶ Plus de 20 km de lignes aériennes réhabilitées et qui seront résistantes aux fortes chaleurs (câbles résistants à 85°C)
- ▶ 4,3 km de liaisons souterraines modernisées avec la pose de câbles résistants à une évolution de la température du sol
- ▶ 2 postes électriques rénovés
- ▶ dont 1 poste nécessitant des investissements pour réduire sa vulnérabilité aux inondations
- ▶ Nouveaux câbles souterrains adaptés à l'évolution des températures du sol
- ▶ 1 poste aménagé pour réduire sa vulnérabilité au risque d'inondation

LE PROJET GLOBAL



- Suppression de lignes et pylônes
- Extension/modernisation du poste électrique
- Poste raccordé à une centrale de production hydraulique

LE FUTUR RÉSEAU



- Modernisation de ligne existante
- Réseau existant conservé
- Reconstruction de ligne en souterrain
- Création de ligne souterraine

Optimisation : des investissements couplés à une maintenance et une exploitation adaptées

RTE propose de rendre l'ensemble des lignes aériennes exposées aux fortes chaleurs adaptées aux fortes chaleurs d'ici 2060.

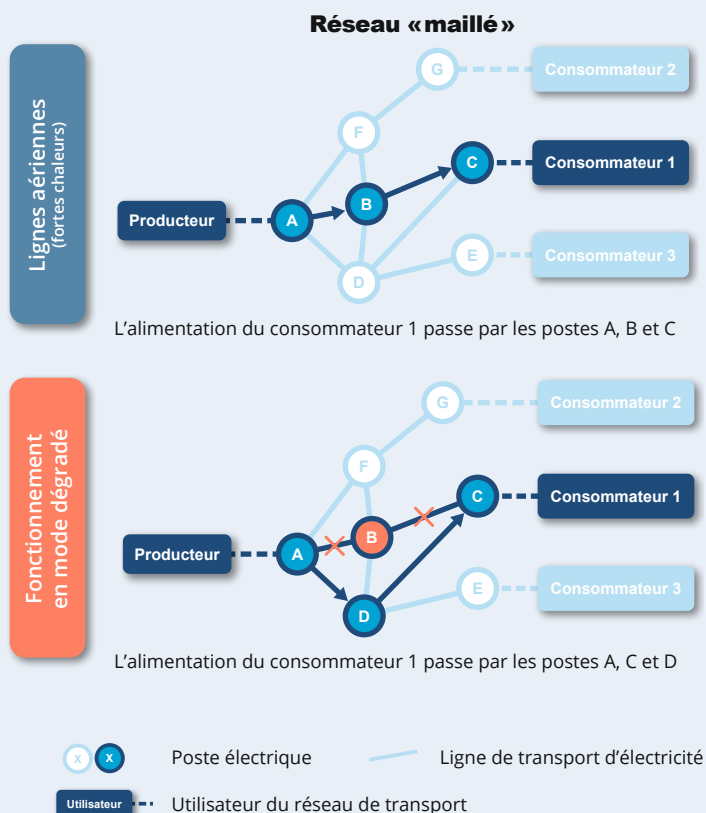
Concernant les postes électriques, l'enjeu porte sur la mise en résilience du système électrique plus que sur la résilience de chaque poste pris individuellement. En 2060, 93% des postes seront adaptés au climat futur. Pour les 7% restants, les solutions seront étudiées au cas par cas localement (adaptation pour des crues cinquantennales, schéma d'exploitation, maintenance dédiée, etc.). En effet, le réseau

a été construit pour permettre le « secours » entre postes électriques. Il est donc possible de ne pas investir partout et de maintenir l'alimentation électrique.

Cette politique implique des efforts plus importants sur l'exploitation et la surveillance du système électrique par les équipes de maintenance, mais permet d'optimiser la trajectoire d'investissement du programme de renouvellement et d'adaptation du réseau au changement climatique.

LE MAILLAGE DU RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PERMET DE GARANTIR LA CONTINUITÉ D'ALIMENTATION DE LA ZONE, MÊME EN CAS D'INONDATION D'UN POSTE DU RÉSEAU

Dans un réseau électrique maillé, les lignes à haute tension et les postes électriques sont reliés de manière à former un filet. Cela permet à l'électricité de circuler par plusieurs chemins différents pour atteindre un point donné et donc de sécuriser le réseau en prévoyant des itinéraires alternatifs en cas de coupure.





Standardisation des matériels et des travaux

Au regard de l'ampleur du programme de renouvellement à réaliser sur la période 2025-2040, RTE propose de **standardiser ses équipements et ses pratiques dans le domaine de l'ingénierie pour simplifier sa stratégie d'approvisionnement et industrialiser les travaux.**

La mise en œuvre d'une politique de standardisation des matériels permet à RTE de donner de la visibilité à ses fournisseurs et ainsi de sécuriser ses approvisionnements en matériels.

Cette refonte de la stratégie d'approvisionnement est complétée sur le plan opérationnel par la synchronisation des travaux de renouvellement. Par exemple, cela consiste à renouveler simultanément

les câbles et les pylônes lorsqu'ils ont des âges proches et donc de limiter les interventions successives sur une même ligne. De même, pour les postes électriques, les renouvellements des différents matériels sont réalisés simultanément afin d'optimiser les périodes de travaux.

Dans les deux cas, cela permet de condenser les chantiers et de réduire les périodes durant lesquelles les infrastructures sont mises hors service pour conduire les travaux.

L'association de ces deux principes de standardisation des équipements et de synchronisation des chantiers – permet d'obtenir des économies d'échelle.

À la suite du dernier SDDR, RTE a significativement réduit le nombre de références du catalogue de matériel pour faciliter les chantiers de renouvellement :



Passage de
**24 à
10 références**
de câbles souterrains



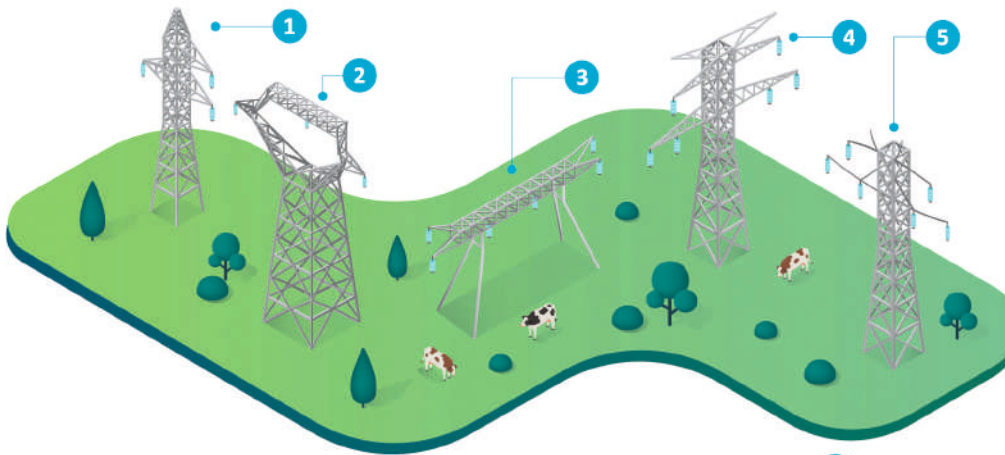
Passage de
45 à 14
de câbles aériens



Passage de
13 000 à 1 500
pour les pylônes

LES PYLÔNES

Support des câbles aériens par lesquels transite le courant électrique, les pylônes sont le plus souvent constitués de **treillis de cornières métalliques**. Ils peuvent également être **tubulaires en métal, en bois ou en béton**. Leur rôle est de maintenir les câbles électriques écartés entre eux et à une certaine distance du sol et des obstacles rencontrés afin d'assurer la sécurité des personnes et des installations situés au voisinage de la ligne.



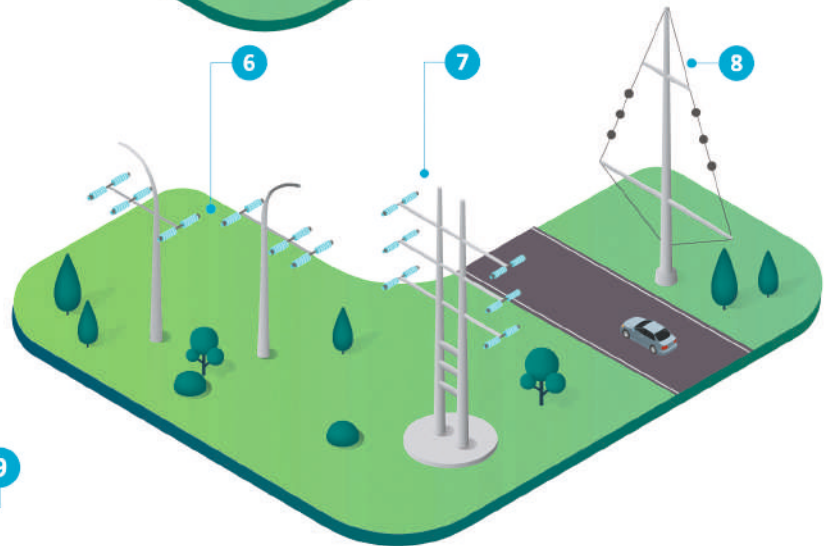
Pylônes treillis

- 1 63 000/90 000 volts en triangle
- 2 Chat 225 000 volts
- 3 Trianon
- 4 Beaubourg
- 5 Pylône 2025

Pylônes architecturés

- 6 Fougère
- 7 Roseau
- 8 Equilibre

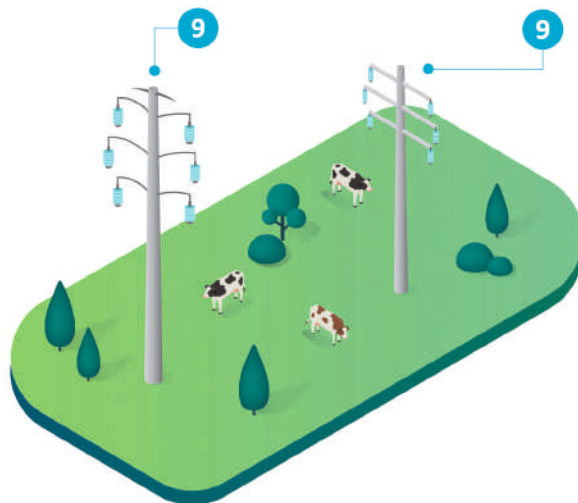
RTE a le souci d'anticiper et de prévenir, le plus en amont et au plus près possible des acteurs locaux, les impacts de son activité sur l'environnement et la société. Il veille notamment à **insérer au mieux ses infrastructures dans le paysage**, et à **protéger la faune et la flore**. Dans certains sites exceptionnels, des pylônes spéciaux dits «architecturés» peuvent être implantés.



Pylônes monopodes

- 9 Métallique ou béton
- 9 Muguet

Les supports monopodes ont été conçus pour une utilisation dans **un environnement sensible**. Contrairement aux pylônes treillis, cette technologie ne permet pas de réaliser de grandes portées et ne supporte pas d'angles importants. Leur utilisation est limitée aux régions non soumises à **des conditions climatiques rigoureuses** (givre, neige collante).



LES ISOLATEURS



Ancrage

Ce type de chaîne, qui se distingue par sa **position quasi horizontale**, s'utilise sur les pylônes d'ancrage.



Suspension en V

La chaîne en V permet de **limiter le balancement latéral** des conducteurs.



Suspension droite

Ce type d'isolation est le **plus fréquemment utilisé**.



EXEMPLE :

Remplacement des technologies obsolètes de câbles souterrains en Île-de-France

Le réseau de transport d'électricité en Île-de-France a été majoritairement construit en souterrain juste après la Seconde guerre mondiale. À cette époque, les câbles utilisés étaient principalement des câbles dont l'isolation électrique est assurée par de l'huile ou du papier imprégné d'huile. Ces technologies sont obsolètes et les fabricants ne produisent plus de pièces de rechange. RTE n'est donc plus en mesure de renouveler le stock de composants qui sert à l'entretien et au dépannage de ce type de câbles en cas d'avarie. C'est pourquoi il est impératif de remplacer ces technologies d'ici 2030 pour les câbles à huile et 2040 pour les câbles à papier imprégné.

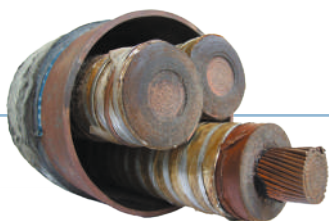
réduire le linéaire de près de 60 km dans le premier cas, et de près de 40 km dans le second cas. Les câbles d'ancienne génération sont remplacés par des câbles synthétiques de plus grande puissance.

Ces travaux sont situés dans des zones très urbanisées qui nécessitent une planification à long terme des travaux et une étroite coordination avec les collectivités, les services de l'État et les autres opérateurs pour identifier des tracés et des modes opératoires qui répondent aux enjeux locaux, notamment pour minimiser la gêne aux riverains. Les travaux sont ainsi déjà planifiés à l'horizon 2030 pour permettre la bonne réalisation des chantiers.



Pour en savoir plus sur la stratégie proposée, consulter la fiche n°3 des orientations du SDDR

Le SDDR prévoit le remplacement de ces câbles sur près de 200 km d'ici 2030, pour les câbles à huile, et 110 km d'ici 2040 pour les câbles à papier imprégné. Ces travaux sont également l'occasion d'optimiser le maillage du réseau souterrain, permettant de

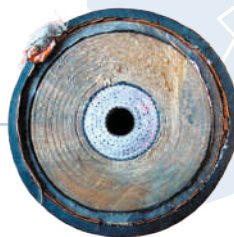


OLÉOSTATIQUE



HUILE FLUIDE

CÂBLES À HUILE



PAPIER IMPRÉGNÉ



SYNTHÉTIQUE



Aux abords des lignes RTE, la sécurité avant tout

© RTE

Alternatives à la stratégie proposée dans le SDDR

RTE a étudié cinq stratégies différentes pour le programme de renouvellement et propose de retenir le scénario intermédiaire qui permet d'adapter 80% du réseau au changement climatique et de stabiliser la part d'infrastructures âgées à l'horizon 2040.

Présentation des scénarios alternatifs d'adaptation étudiés :

► **Scénario « adaptation en 2040 »** : ce scénario permet d'adapter le réseau au changement climatique dès 2040 et permet le renouvellement de 41 500 km de lignes aériennes. Cette stratégie, évaluée à 29 milliards d'euros sur 15 ans, est extrêmement ambitieuse. Les capacités opérationnelles de RTE et les capacités industrielles des fournisseurs seraient sous très forte contrainte. En particulier, entre 2025 et 2030, il n'est pas certain qu'il

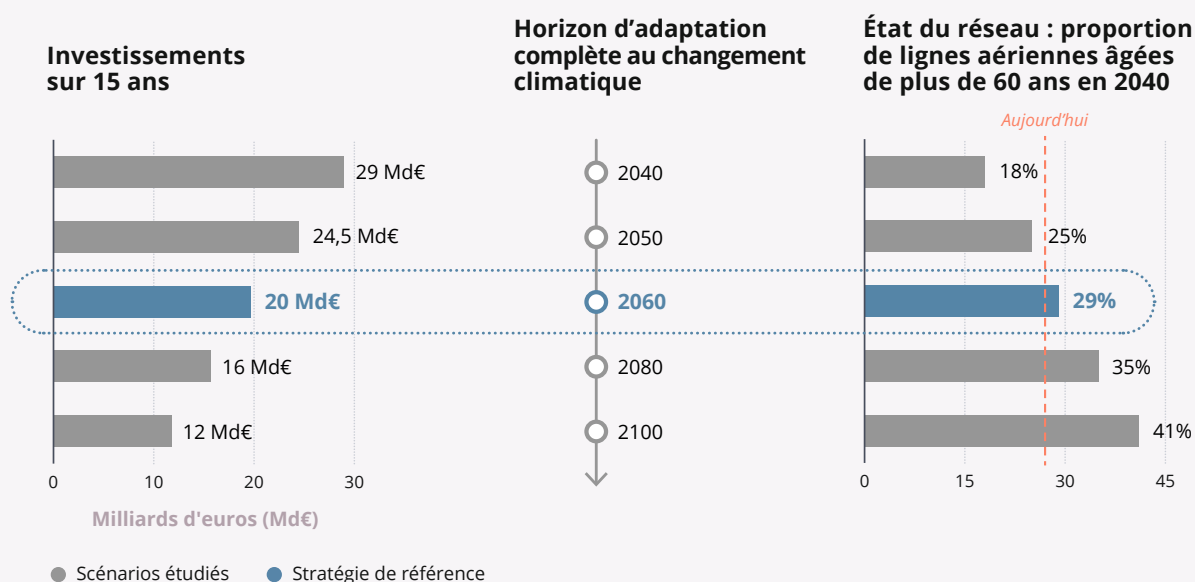
soit possible de réaliser simultanément un tel programme de renouvellement en complément des besoins identifiés pour le raccordement et le renforcement du réseau.

► **Scénario « adaptation en 2050 »** : ce scénario conduit à renouveler 27 500 km de lignes et à adapter le réseau au changement climatique en 2050. Cette stratégie, évaluée à 24,5 milliards d'euros sur 15 ans, reste



Pour en savoir plus sur la stratégie proposée, consulter la fiche n°3 des orientations du SDDR

Stratégie de référence et alternatives



très ambitieuse : elle comporte des risques sur les capacités opérationnelles de RTE à mener de front les autres programmes industriels du SDDR (renforcement et raccordement).

- **Scénario « adaptation en 2080 »** : environ 35% des lignes ont plus de 60 ans en 2040 dans ce scénario. Par ailleurs, peu d'infrastructures sont adaptées aux aléas climatiques. Cette stratégie, évaluée à 16 milliards d'euros sur 15 ans, comporte un risque de dégradation de la qualité de service en 2040 par rapport à la situation actuelle du fait de la vétusté importante des installations (par exemple : pannes en cascade sur certains types de matériels). Ce scénario conduirait à des coûts élevés de maintenance et d'exploitation du réseau.

- **Scénario « adaptation en 2100 »** : les inconvénients listés dans la stratégie « adaptation en 2080 » sont exacerbés dans ce scénario, qui n'adapte le réseau au changement climatique qu'en 2100. Dans ce scénario, plus de 40% des lignes aériennes ont plus de 60 ans en 2040, ce qui déclenche mécaniquement un « effet falaise », autrement dit une réduction massive et brutale de la capacité du réseau à transporter de l'électricité en raison de la vétusté d'une part majeure du réseau.. Cette stratégie, évaluée à 12 milliards d'euros sur 15 ans, comporte un risque important de dégradation de la qualité de service en 2040 par rapport à la situation actuelle du fait de la vétusté des matériels (par exemple : pannes en cascade sur certains types de matériels). Ce scénario conduirait à des coûts de maintenance et d'exploitation très élevés du réseau.



**Vue aérienne du poste
de Grande-Synthe,
sur la zone industrielle
de Dunkerque**

© RTE

2.2 Raccorder les nouveaux consommateurs industriels et la production d'électricité bas-carbone

Afin d'atteindre l'objectif de réindustrialisation et de décarbonation de la France, de nombreux usages énergétiques (mobilité, industrie, *etc.*) qui consomment aujourd'hui des énergies fossiles (pétrole, gaz, *etc.*) devraient se reporter vers l'électricité.

En complément, d'autres objectifs tel que le renforcement de la souveraineté numérique vont se traduire par l'arrivée sur le territoire français de nouveaux types de consommateurs tels que les centres de données (ou *data centers*).

Pour que cette demande puisse être alimentée en électricité décarbonée produite en France, la production d'électricité est également amenée à s'accroître. Le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) repose à ce jour sur le développement de la production

d'électricité d'origine nucléaire et renouvelable. Il s'agit en somme de remplacer de l'énergie fossile produite en dehors de France par de l'électricité décarbonée produite en France.

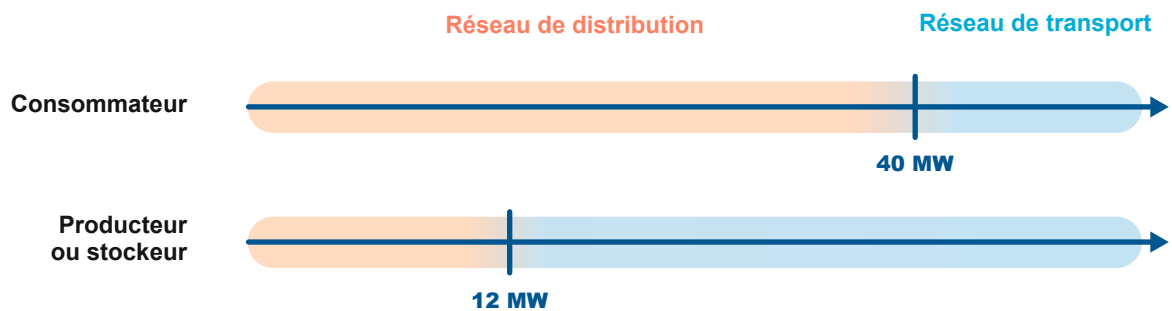
En pratique, la mise en œuvre de ces objectifs passe par de nouveaux raccordements au réseau électrique (réseaux de distribution et de transport d'électricité). C'est pourquoi le SDDR prévoit un programme ambitieux de raccordement.

Ce programme **répond à une augmentation du nombre de demandes de raccordement de consommateurs et de producteurs** pour être raccordés au réseau de transport d'électricité et à **changer les méthodes de planification en s'adaptant aux différents types d'utilisateurs.**

Qui sont les utilisateurs du réseau de transport d'électricité ?

Les utilisateurs du réseau de transport d'électricité sont les producteurs, les stockeurs, les consommateurs (principalement les grandes industries et les entreprises ferroviaires ou aéroportuaires) et les distributeurs.

En-dessous d'un certain seuil de puissance, les utilisateurs ne sont pas raccordés au réseau public de transport d'électricité mais au réseau public de distribution.



Le raccordement au réseau de transport d'électricité est un droit.

Conformément au code de l'énergie, RTE est tenu de proposer une offre de raccordement à tous les utilisateurs lui formulant une demande de raccordement.

Cette offre de raccordement – ou proposition technique et financière – décrit la solution technique de raccordement proposée, son coût, le délai de raccordement et le délai d'obtention de la pleine puissance (dans certains cas, la pleine puissance est conditionnée par la réalisation du programme de renforcement, défini dans la partie 2.3 de ce document).

Les utilisateurs actuellement raccordés au réseau de transport d'électricité



461
clients industriels



539 sites de
consommation
ferroviaire
électricité



31
gestionnaires
de réseaux de
distribution



3 sites
de stockage
(batteries)



626
sites de
production

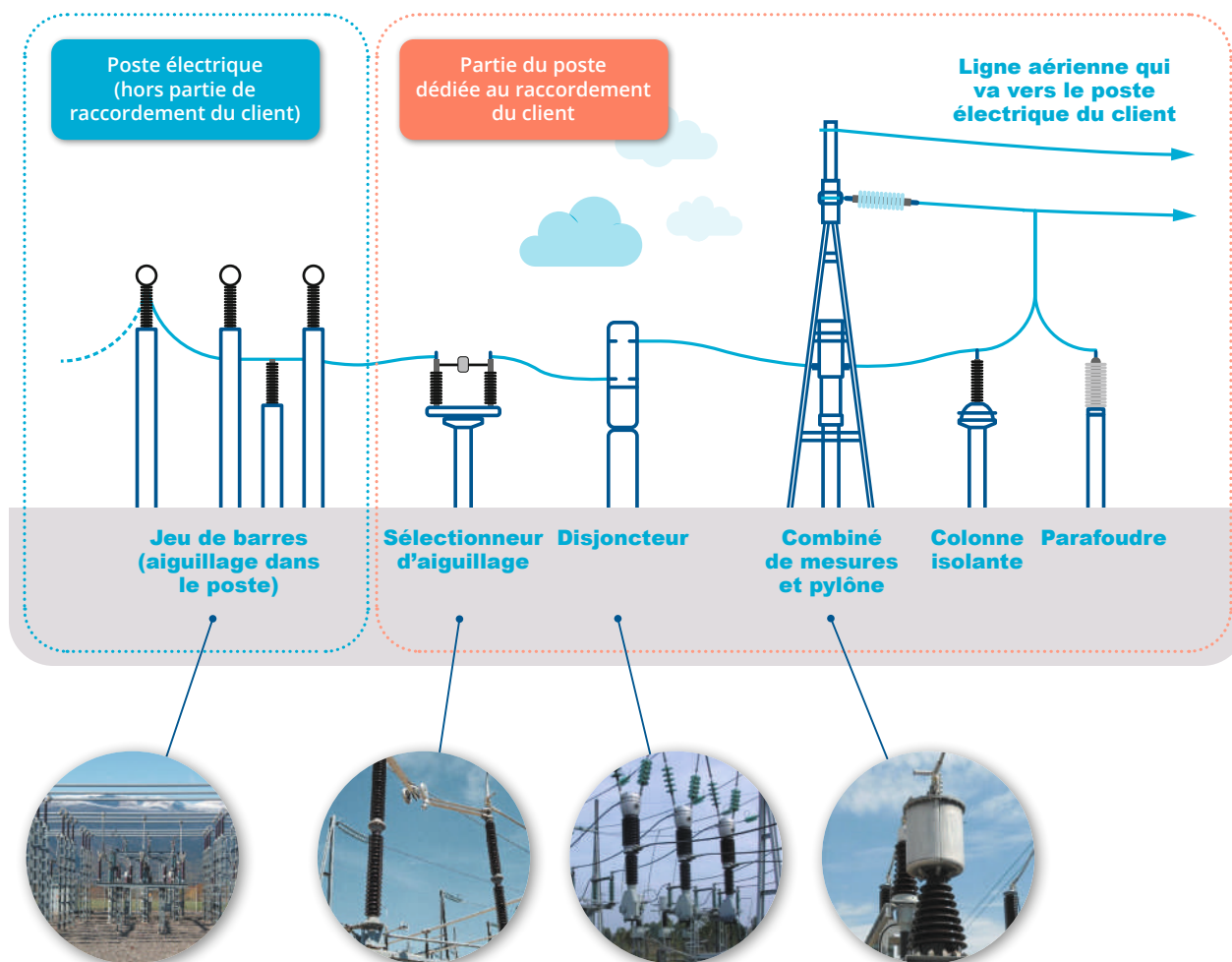
CONCRÈTEMENT, QU'EST-CE QU'UN RACCORDEMENT ?



Le raccordement consiste à connecter physiquement l'installation (producteur, stockeur ou consommateur) au réseau, par un câble au poste de transformation existant le plus proche. Parfois, il faut agrandir un poste existant ou en créer un nouveau pour répondre au besoin.

De plus en plus souvent, il est aussi nécessaire d'effectuer des travaux sur le réseau pour que la nouvelle installation ne perturbe pas le fonctionnement des utilisateurs déjà présents. Ces travaux permettent d'augmenter la puissance du réseau pour faire de la place pour tous.

Schéma décrivant un raccordement « standard » d'un client dans un poste électrique aérien



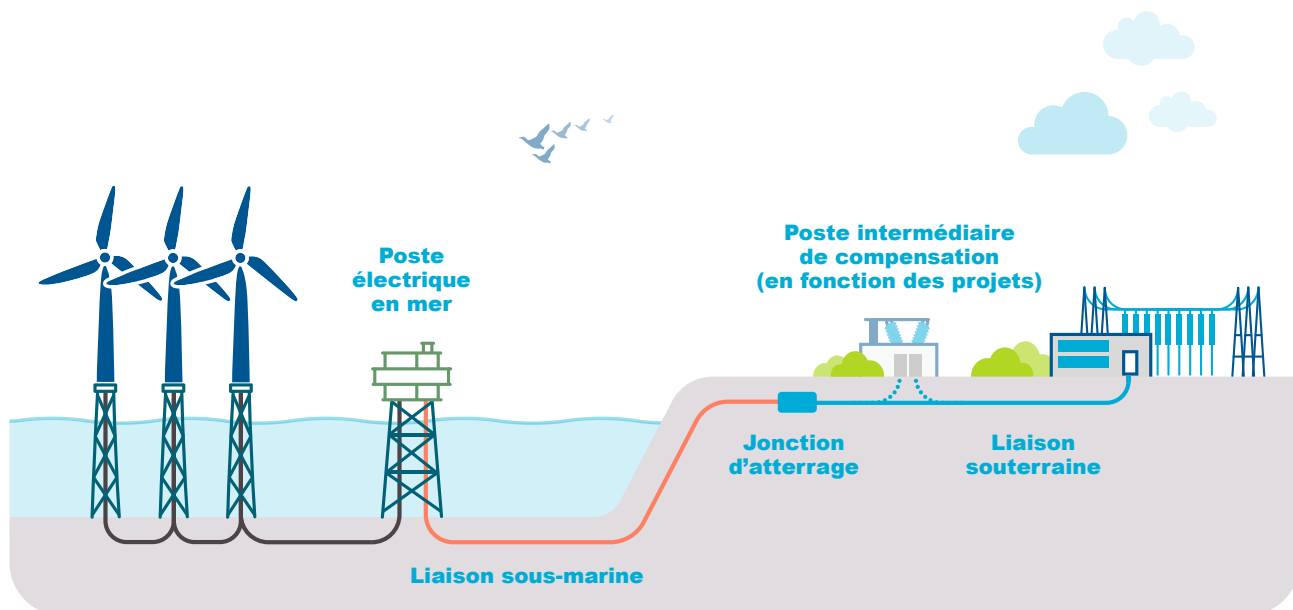


Schéma décrivant un raccordement d'un parc éolien en mer



Les consommateurs d'électricité



Usines existantes qui se décarbonent et s'électrifient

Sidérurgie, pétrochimie, papèterie, industrie verrière, etc.

Pour sortir des énergies fossiles (charbon, pétrole et gaz), les industries électrifient leurs procédés techniques. Cette transition permet aux industriels de ne plus dépendre du prix d'énergies importées, et de bénéficier d'une électricité française décarbonée.

La loi relative à l'accélération de la production des énergies renouvelables du 10 mars 2023 (ou loi APER) a introduit des dérogations temporaires visant à accélérer et simplifier les procédures administratives applicables au raccordement des installations industrielles existantes souhaitant électrifier leur process, ainsi que la possibilité de mutualiser les infrastructures de raccordement dans les zones dans lesquelles les demandes de raccordement, notamment celles des industriels, sont concentrées.

Site de la zone industrielle de Dunkerque (Nord)



© RTE

QUELS SONT LES VOLUMES CONCERNÉS ?

En 2025, la puissance de consommation industrielle et numérique raccordée au réseau public de transport d'électricité s'établit à 22 GW.

Les projets ayant signé un contrat pour être raccordés au réseau d'ici 2030 conduisent à un volume supplémentaire de 25 GW¹³. Ces projets concernent à la fois de nouvelles industries et des usines existantes.

Au total, cela conduirait à une puissance raccordée totale sur le réseau public de transport d'électricité de 47 GW. La majorité des contrats prévoit des mises en service avant 2030.

Pour l'hydrogène, la stratégie nationale prévoit 6,5 GW en 2030 (9,6 GW de contrats sont déjà signés auprès de RTE).

Pour les centres de données, l'Etat a déjà réservé 3,1 GW pour des sites de forte puissance.

Le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie ne prévoit pas d'objectifs en GW pour la consommation d'électricité.

13. En février 2025, ce volume s'élevait à 21 GW.



Usine de production de modules et cellules de batteries électriques à Bourbourg (Nord)

© Verkor



Nouvelles industries

Industrie manufacturière, production d'hydrogène et de dérivés, numérique et centres de données

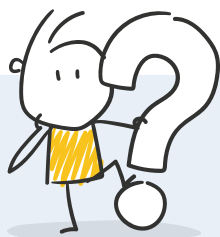
Les nouveaux consommateurs s'inscrivent dans une dynamique de réindustrialisation du territoire français, avec le développement de nouvelles filières essentielles à la décarbonation de l'économie telles que l'hydrogène, les carburants de synthèse, les *gigafactories*¹⁴ de batteries et de panneaux solaires, etc.

L'implantation de nouveaux projets liés à la transition énergétique est notamment facilitée par la loi dite «industrie verte» du 23 octobre 2023, notamment en accélérant les procédures administratives et en

identifiant des «projets d'intérêt national majeur» parmi les nouveaux projets industriels pouvant bénéficier d'une procédure exceptionnelle simplifiée, par exemple pour leur raccordement au réseau électrique.

À cela s'ajoute le souhait de l'État de renforcer la souveraineté numérique du pays et de développer l'intelligence artificielle en localisant des centres de données sur le territoire français (à la fois pour le stockage de données et le développement de l'intelligence artificielle).

¹⁴. Usines de très grande taille



QU'EST-CE QUE LA DÉCARBONATION DE L'INDUSTRIE ?

L'industrie est un secteur émetteur de gaz à effet de serre (18% des émissions françaises).

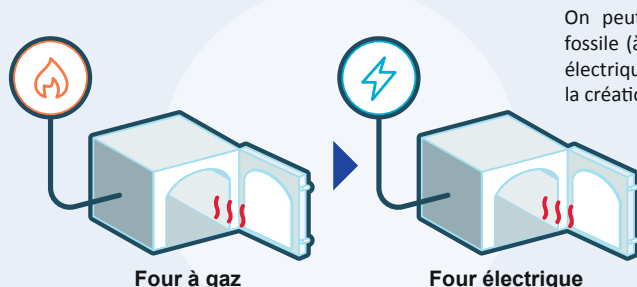
La France s'est engagée, avec ses partenaires européens, à réduire de 55% les émissions européennes de gaz à effet de serre d'ici 2030 et à atteindre la neutralité carbone en 2050.

La décarbonation de l'industrie passe souvent par une utilisation accrue de l'électricité.

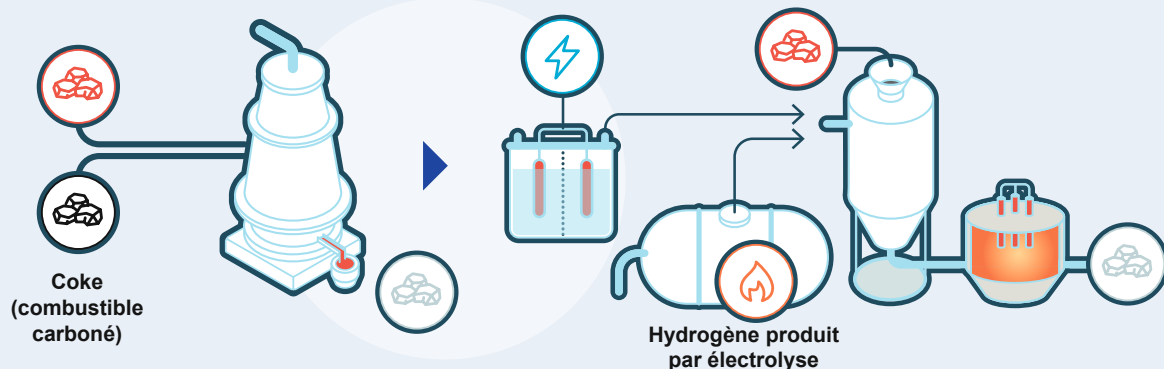
Certains industriels peuvent modifier leurs procédés pour remplacer les énergies fossiles utilisées comme combustibles par de l'électricité, par exemple en remplaçant un four à gaz ou à charbon par un four électrique. Cela

peut être notamment mis en place pour les aciéries.

D'autres industriels se tournent vers **l'hydrogène bas-carbone**. Il s'agit de remplacer des processus chimiques reposant sur l'utilisation d'énergies fossiles par des processus chimiques à base d'électrolyse de l'eau. Cette transition vers l'hydrogène bas-carbone peut notamment concerner les procédés utilisés par la chimie, le raffinage pétrolier, la production d'engrais et la production de carburants de synthèse¹⁵. Elle implique un raccordement des électrolyseurs au réseau électrique pour être en mesure de réaliser le processus d'électrolyse de l'eau correspondant.



On peut remplacer les fours à combustible fossile (à gaz par exemple) par des fours à arc électrique, ou fours électriques. Cela décarbone la création de chaleur dans l'industrie.



Certains procédés utilisent des matériaux fossiles, et donc émetteurs de gaz à effet de serre, comme la coke utilisée dans la sidérurgie. Dans certains cas, l'hydrogène peut remplacer ces matériaux, comme c'est le cas pour la réduction du minerai de fer dans la production d'acier.

15. Pour plus d'informations : [La transition vers un hydrogène bas carbone. Atouts et enjeux pour le système électrique à l'horizon 2030-2035](#)

Les nouveaux producteurs



Nucléaire

QUELS SONT LES VOLUMES CONCERNÉS ?

En 2025, le parc nucléaire en exploitation comporte 18 centrales composées de 57 réacteurs, pour une puissance totale installée de 64 GW.

Les projets pour lesquels a été signé un contrat pour un raccordement au réseau à horizon 2040 portent sur 6 réacteurs nucléaires supplémentaires pour une puissance totale de 9,6 GW supplémentaires.

Au total, cela conduirait à une puissance raccordée totale sur le réseau public de transport d'électricité de 74 GW.

Ces volumes sont inscrits dans le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie.

Dans le [discours de Belfort en 2022](#), le Président de la République a annoncé la relance d'un programme nucléaire, qui repose notamment sur le lancement d'un programme de construction de réacteurs **EPR2**.

Dans le prolongement de ces orientations, EDF et RTE ont saisi la CNDP qui a décidé de l'organisation d'un débat public sur le projet de création d'une première paire de réacteurs EPR2 sur le site de Penly (Normandie), dans le cadre d'un programme de nouveaux réacteurs nucléaires en France. À l'issue du débat qui s'est tenu du 27 octobre 2022 au 27 février 2023, EDF a décidé de poursuivre [le projet](#). RTE poursuit également le projet de raccordement.

La loi du 22 juin 2023 relative à «l'accélération du nucléaire» a créé un régime dérogatoire, pour une période de 20 ans, qui s'applique à la construction de nouvelles installations nucléaires à proximité des

sites nucléaires existants. Ces dispositions s'appliquent également au raccordement au réseau électrique de ces installations.

Ce programme repose sur deux phases : une première étape avec la construction de six réacteurs EPR2 à l'horizon 2040 et une seconde étape avec la construction de huit réacteurs au cours de la décennie suivante.

En plus du site de Penly, deux sites nucléaires ont été identifiés pour les premiers réacteurs et font l'objet d'études approfondies : il s'agit des sites de Gravelines et Bugey. Des débats publics ont été effectués pour chacun des sites.

En complément, le Président de la République a notamment annoncé la prolongation de la durée d'exploitation des réacteurs existants (sous réserve de la compatibilité avec les normes de sûreté en vigueur).

**Travaux aériens
sur les lignes
d'évacuation de la
centrale nucléaire
de Paluel**

© Frédéric Ruffin.





Éolien en mer

QUELS SONT LES VOLUMES CONCERNÉS ?

Mi-2025, quatre parcs éoliens en mer sont installés au large des côtes françaises pour une puissance de 1,5 GW.

Faisant suite au lancement de différents appels d'offres pour développer cette filière en France et à la réalisation de plusieurs débats publics, dont le plus récent s'est déroulé du 20 novembre 2023 au 26 avril 2024 sur l'ensemble des quatre façades maritimes

métropolitaines, l'État a déjà réservé 18,5 GW de puissance supplémentaire sur le réseau en vue du raccordement d'éoliennes en mer d'ici à 2040.

Cela conduirait à une puissance raccordée totale sur le réseau public de transport d'électricité de 20 GW.

Ces volumes sont inscrits dans le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie.

Dans le discours de Belfort, le Président de la République a annoncé une accélération du développement de l'éolien en mer au large des côtes françaises. [La Stratégie nationale pour la mer et le littoral adoptée en 2024](#) a ensuite fixé un objectif de 45 GW installée en 2050.

Le développement du programme éolien en mer repose sur trois étapes, qui ont toutes fait l'objet d'une participation du public :

- La première étape porte sur 3 GW et correspond aux parcs éoliens en mer de Saint-Nazaire, de Fécamp, de Saint-Brieuc, du Calvados, d'Yeu-Noirmoutier, de Dieppe-Le-Tréport et de trois projets pilotes dans la Méditerranée. Les parcs de Saint-Nazaire, Fécamp, Saint-Brieuc et un parc pilote flottant (Faraman) sont en service. Les raccordements des parcs du Calvados et d'Yeu-Noirmoutier sont achevés et les travaux portent désormais exclusivement sur la production. Les autres projets sont en cours de construction. Cette étape est réalisée par RTE dans les coûts et dans les délais.
- La seconde étape porte sur 6,6 GW et correspond aux parcs éoliens en mer de Dunkerque, Centre-Manche (1 et 2), Bretagne Sud, Narbonnaise, Golfe de Fos et Oléron 1. Pour l'ensemble de ces parcs des débats publics ont



Visualisation 3D d'un parc éolien et d'un poste électrique en mer

© RTE - LA CEN - HAM&JUICE

eu lieu et les procédures d'autorisation administrative sont en cours. Les postes en mer à courant continu seront assemblés sur le chantier naval de Saint-Nazaire. Dans la majorité des cas, le producteur sélectionné pour construire le parc a déjà été sélectionné par l'État.

- La troisième étape porte sur 16,7 GW. Cette étape a fait l'objet d'un débat public entre novembre et avril 2024 – La mer en débat – et a notamment conduit à une cartographie pour le développement des futurs parcs éoliens en mer. Cette dernière a été publiée dans une [décision ministérielle le 17 octobre 2024](#).



Énergies renouvelables terrestres

Éolien et photovoltaïque

QUELS SONT LES VOLUMES CONCERNÉS ?

À fin 2024, 23 GW de photovoltaïque (énergie solaire) et 23 GW d'éolien terrestre sont produits en France. Les volumes sont raccordés en partie sur les réseaux de distribution et en partie sur le réseau de transport d'électricité.

42 GW de projets supplémentaires ont déjà souscrit un contrat d'accès au réseau (auprès de RTE ou des distributeurs d'électricité).

La mise en service de tous ces projets conduirait à une puissance raccordée totale de 89 GW sur les réseaux de distribution d'électricité et le réseau de transport d'électricité. La majorité des contrats prévoit des mises en service avant 2030.

Les volumes inscrits dans le projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie s'établissent à 87 GW en 2030 et 105-135 GW en 2035.

Le rythme de développement de la filière photovoltaïque, qui était resté inférieur à 1 GW par an entre 2013 et 2020, a connu une accélération très marquée au cours des dernières années, atteignant environ 2,7 GW sur l'année 2021, 3 GW en 2022, 3,3 GW en 2023 et 5 GW en 2024. Les zones géographiques les plus dynamiques actuellement sont la Nouvelle Aquitaine et l'Occitanie.

Le rythme de développement de la filière éolienne terrestre se poursuit à un rythme régulier : en moyenne 1,4 GW par an ont été mis en service depuis 2019. Les zones géographiques les plus dynamiques actuellement sont les régions Hauts-de-France et Grand-Est.

La planification du raccordement des sites de production (photovoltaïque et éolien terrestre) est réalisée dans le cadre des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR), qui

identifient les infrastructures de réseau permettant d'atteindre les cibles fixées régionalement pour le développement des énergies renouvelables terrestres.

Les douze régions administratives disposent de schémas actuellement en vigueur. La réalisation de toutes les infrastructures prévues dans ces schémas conduirait à une capacité d'accueil du réseau de 126 GW. La réalisation de l'ensemble de ces infrastructures permettrait déjà de dépasser la cible basse du projet de programmation pluriannuelle de l'énergie à l'horizon 2035 (105 GW) et ne serait pas loin de la cible haute à ce même horizon (135 GW).

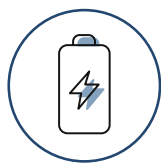
La loi de 2023 relative à l'accélération du développement des énergies renouvelables terrestres – dite loi APER – prévoit la mise à jour de l'ensemble des schémas entre 2026 et 2028 dans le but d'augmenter les capacités d'accueil du réseau.



Installation de production d'énergie photovoltaïque (région Auvergne Rhône - Alpes)



© RTE



Batteries



Installation de batteries

© Jean-Luc Armand

Les batteries permettent de stocker de l'électricité quand elle est produite en abondance pour la restituer sur le réseau à un autre moment, en général au sein de la même journée.

En France, le développement des batteries se positionne surtout sur des installations de type industriel

plutôt que chez les particuliers, à la différence d'autres pays européens comme l'Allemagne dans lequel l'auto-consommation se développe plus fortement. Ceci est notamment dû au fait que les tarifs de l'électricité pour les particuliers en France sont moins élevés qu'en Allemagne.

QUELS SONT LES VOLUMES CONCERNÉS ?

À fin 2024, le parc de batteries raccordé au réseau de transport s'élève à 330 MW.

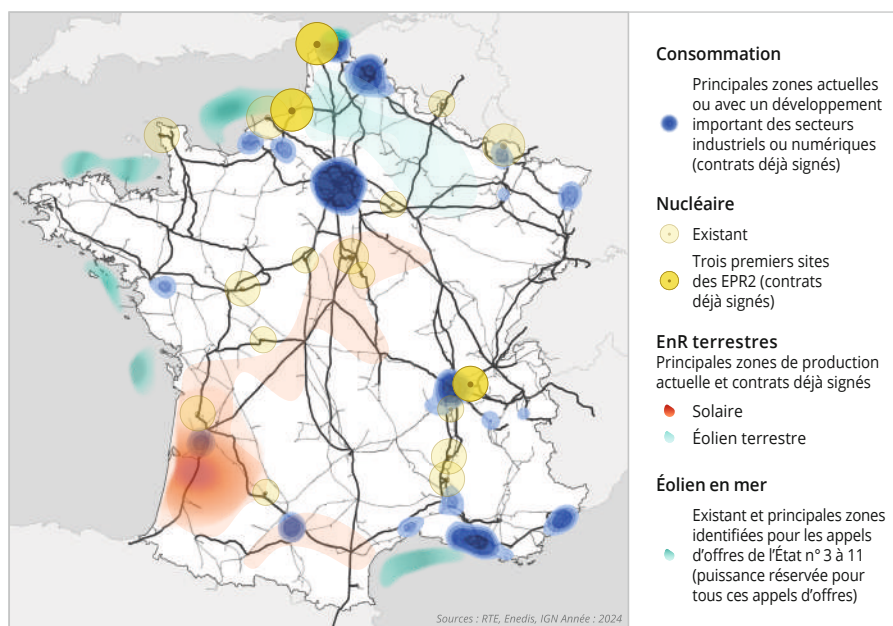
Des contrats d'accès au réseau public de transport d'électricité ont déjà été souscrits pour 7 GW de projets supplémentaires.

D'ici 2030, cela conduirait à une puissance raccordée totale comprise entre 7 et 8 GW (hors connexion aux réseaux de distribution).

Où se situent les projets ayant un droit d'accès au réseau ?

Au cours de la préparation du SDDR, RTE a réalisé une carte permettant de positionner les différents utilisateurs ayant contractualisé un accès au réseau. Elle est présentée ci-contre.

Cartographie des utilisateurs déjà raccordés et des utilisateurs ayant réservé leur capacité (y compris réservations faites par l'État) – hors hydraulique



Quels sont les impacts d'un tel volume de contrats de raccordements sur les perspectives de développement du réseau ?

Le volume de contrats de raccordement pose deux questions fondamentales pour le développement du réseau.

D'une part, il a un impact direct sur le développement du réseau public de transport

d'électricité et les besoins de renforcements (voir [partie 2.3](#)). Pour éviter des risques de surdimensionnement, RTE a adopté une position prudente sur les volumes effectivement mis en service dans la planification des besoins de renforcements.



D'autre part, RTE constate que beaucoup de projets disposent d'un contrat d'accès au réseau, mais ne passent pas à la deuxième étape du raccordement et que les projets qui finalisent leurs procédures de raccordement n'utilisent pas l'intégralité de la puissance qu'ils ont inscrite dans leur contrat.



Moins de 15 % des projets industriels disposant actuellement d'un droit d'accès au réseau ont atteint la deuxième étape du processus de raccordement, matérialisée par la signature d'un contrat actant la réalisation des travaux.

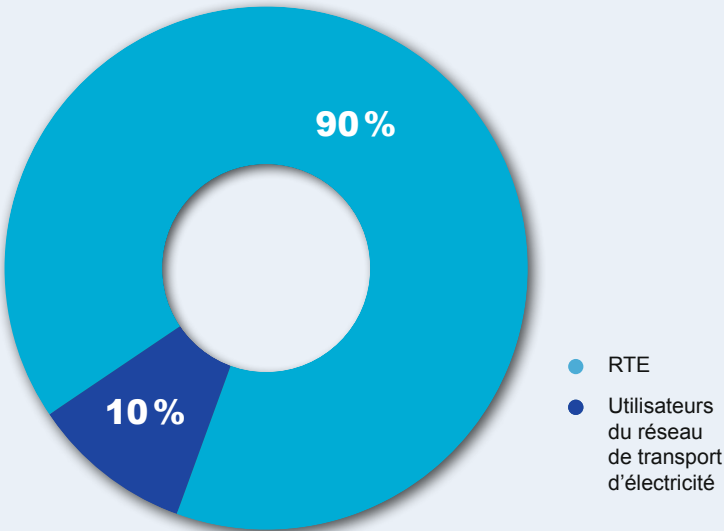
Contractuellement, la puissance non utilisée par les utilisateurs (soit parce qu'ils sont raccordés mais consomment moins que prévu, soit parce qu'ils n'avancent pas dans le processus de raccordement) est réservée et donc artificiellement « bloquée » pour les autres porteurs de projet. Aujourd'hui, sur les 20 GW de projets raccordés, seuls 10 GW sont soutirés sur le réseau.



En France, RTE a déjà raccordé **huit data centers** depuis 2016, pour une **capacité totale de 800 MW**. Toutefois, **fin 2024, ces derniers consommaient 120 MW maximum** (environ 15 % de la puissance contractualisée).

¹⁶. La puissance en consommation est calculée avec un facteur de charge de 100%.

COMMENT SONT FINANCÉS
LES RACCORDEMENTS
AU RÉSEAU DE TRANSPORT
D'ÉLECTRICITÉ ?



	Travaux de raccordement au réseau	Travaux pour des infrastructures qui bénéficient à plusieurs utilisateurs	Travaux de renforcement du réseau pour permettre la pleine puissance
Consommateur ou distributeur (cas général)	70 % consommateur ou distributeur 30 % RTE	Non applicable	100 % RTE
Consommateur ou distributeur (zones mutualisées)	70 % consommateur ou distributeur 30 % RTE	Quote-part fixée par zone mutualisée	
Producteur d'énergies renouvelables terrestres	100 % producteur	Quote-part fixée par région administrative	
Producteur éolien en mer s'inscrivant dans un appel d'offre de l'État	100 % RTE	Non applicable	
Producteur hors énergies renouvelables	100 % producteur	Non applicable	
Stockeur	100 % stockeur	Non applicable	

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

- ▶ Elle peut conduire à une **saturation « contractuelle »**, autrement dit la capacité est contractuellement totalement attribuée à des projets qui sont ralentis ou bloqués, empêchant d'autres projets plus matures de se

raccorder au réseau rapidement alors que ce serait matériellement possible. Ce risque est déjà effectif. Plusieurs projets ont des délais de raccordement longs à pleine puissance en raison des contrats déjà signés.



Liaisons aériennes existantes dans le couloir aérien entre les postes de Chaingy et Dambron

© RTE

- ▶ Elle peut conduire à une **saturation « physique »**, donc réelle, du réseau si, en raison des incertitudes sur la réalisation des projets de ses clients, RTE tarde trop à engager les investissements nécessaires dans l'infrastructure de réseau. En effet, l'obtention des autorisations administratives et la réalisation des travaux sur le réseau génèrent des délais incompressibles qui nécessitent une certaine anticipation. Ce risque n'est pas encore effectif mais peut le devenir si les prudenances appliquées par RTE sont trop importantes par rapport à la réalité de la dynamique industrielle.

Ce que propose le SDDR

Dans le SDDR, RTE propose une stratégie de raccordement qui répond à plusieurs enjeux :

- ▶ D'une part, elle cherche à **éviter le phénomène de saturation contractuelle**.
- ▶ D'autre part, elle vise à **prioriser les raccordements et notamment à accroître la planification des raccordements pour donner de la visibilité sur les zones dans lesquelles des investissements sont prévus** (en donnant une information sur les dates, les coûts et les volumes de capacité disponibles). Cela a pour but de minimiser les coûts du réseau et

de limiter le nombre d'infrastructures (voir p. 66-74).

Enfin, lorsque cela est possible, RTE cherche à donner des indications sur les enjeux permettant d'assurer une cohérence entre les contrats et les objectifs nationaux, lorsque ceux-ci seront validés.

Le SDDR donne également des éléments chiffrés par rapport à cette stratégie priorisée et l'impact de stratégies différentes ou de volumes de raccordement différents.

PRINCIPE 1



Application du principe de planification au raccordement des consommateurs industriels

RTE propose de donner de la visibilité sur les calendriers de développement des infrastructures dans certaines zones identifiées comme prioritaires pour la décarbonation de l'industrie et le développement de nouveaux projets industriels.

Dans ces zones, RTE indique une capacité d'accueil du réseau après la réalisation des investissements, un calendrier de réalisation et un coût pour les projets de réseau. Ces derniers sont co-financés par RTE et les industriels concernés par l'intermédiaire d'un système de **quote-part**.

Ainsi, les industriels ont connaissance en amont des conditions de raccordement au réseau. Par ailleurs, cela pourrait permettre d'attirer les porteurs de projets industriels car ils ont connaissance des calendriers des projets de réseau et peuvent ainsi le faire valoir auprès de leurs investisseurs.

Cette approche a déjà été réalisée de manière isolée dans la zone de Dunkerque où un poste électrique avait été construit et financé en partenariat entre RTE, Enedis, le Grand port maritime de Dunkerque et la communauté urbaine de Dunkerque. Le lancement de la construction de ce poste avait été décisif dans la décision de Verkor d'installer son usine de construction de batteries automobiles à Dunkerque (plusieurs autres sites étaient candidats mais n'avaient pas cet avantage comparatif).

C'est pourquoi cette approche est reproduite à plus grande échelle dans le SDDR.

Trois types de zones sont ainsi proposées par RTE dans le SDDR :

- Pour les **3 zones P1 de Fos-sur-Mer, Dunkerque et le Havre**, qui se caractérisent par des besoins très importants en électricité pour remplacer les énergies fossiles et répondre aux besoins de nouveaux industriels, les concertations ont déjà démarré. Ces zones correspondent aux bassins les plus émetteurs de CO₂ en France.
- Pour les **7 zones P2 de Loire-estuaire, Valenciennes, Saint-Avoid, Île-de-France Sud, Sud Alsace, Vallée de la chimie et Plan-de-campagne**, les études nécessaires à l'obtention des autorisations administratives seront engagées dès la validation de la zone concernée.

Dans les zones P1 et P2, les projets de réseau sont connus et le dispositif contractuel est déjà établi. Dans ces zones, RTE développe un réseau capable d'accueillir un important volume d'électricité. Il s'agit d'un dispositif de type « multiprise » qui permet le branchement de plusieurs usines et d'assurer la capacité du réseau à fournir rapidement la pleine puissance pour les clients.

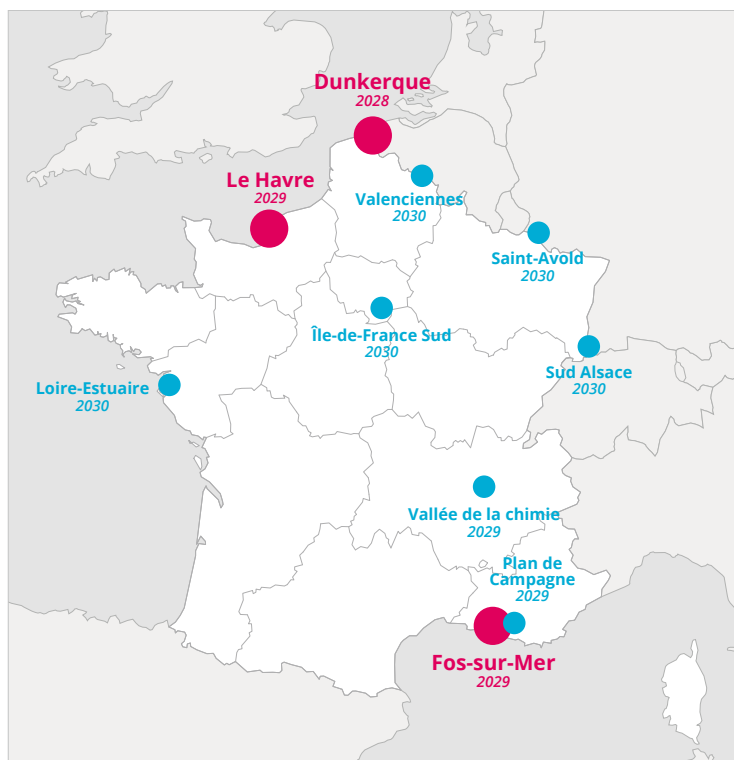
En complément, **RTE ouvre la possibilité de mettre en place des zones P3.**

Ces zones résultent du croisement de deux types de données :

- d'une part, l'expression des collectivités territoriales, dans le cadre de la consultation publique organisée en 2024 ;



Pour en savoir plus, consulter la fiche n° 5 des orientations du SDDR



Zones P1 (en rose) et P2 (en bleu) prévues dans le SDDR 2025

- d'autre part, les demandes de raccordement effectuées par des industriels auprès de RTE.

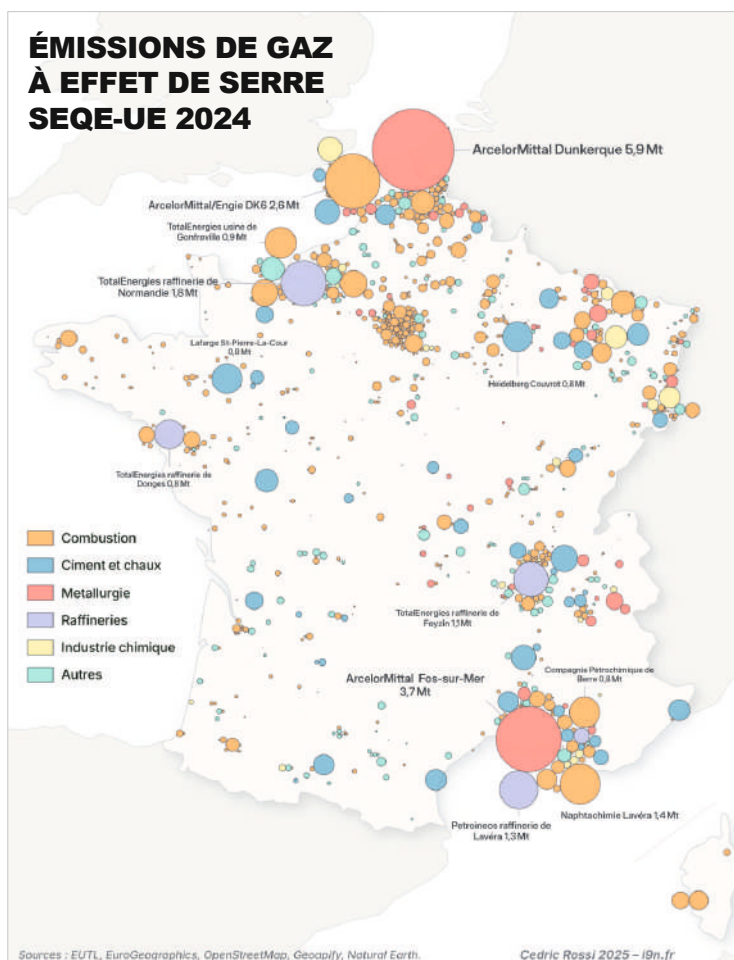
Pour ces zones, RTE propose de prévoir la possibilité de prioriser le développement des infrastructures, soit en créant des infrastructures mutualisées avec une forte capacité d'accueil de type « multiprise » soit en accélérant le programme de renforcement du réseau 400 000 volts pour y garantir la pleine puissance dès l'arrivée des industriels.

L'activation de cette option « d'accélération » serait conditionnée à un engagement financier des industriels supplémentaire par rapport aux procédures de raccordement classiques telles que prévues dans les zones P1 et P2.

Une fois la zone P3 définie, les investissements seraient conditionnés à l'obtention des autorisations administratives et à la confirmation des projets industriels, au même titre que les zones P2.

Le recensement des zones P3 n'est pas exhaustif : RTE a donné des exemples sur la base des réponses à la consultation publique et des clients qui disposent d'un contrat d'accès au réseau, mais il est possible de prévoir des zones P3 complémentaires.

RTE souhaite pouvoir échanger sur le périmètre des zones P3 dans le cadre du débat public.



Émissions vérifiées de GES des installations de France métropolitaine soumises au système d'échange de quotas d'émission de l'UE.

Il s'agit principalement des émissions liées à la production d'électricité et de chaleur, et aux secteurs industriels à forte intensité énergétique.

Les cercles sont proportionnels à la quantité d'émissions et si nécessaire, déplacés aussi peu que possible afin d'éviter les superpositions



L'INTÉGRATION DES BESOINS DES TERRITOIRES DANS LA PROPOSITION DE STRATÉGIE DE RACCORDEMENT DU SDDR

Afin de prendre en compte les besoins des territoires dans la préparation du SDDR, RTE a mené une [consultation publique en 2024](#). Les participants ont été amenés à donner leur avis sur les paramètres dimensionnants de la préparation du SDDR.

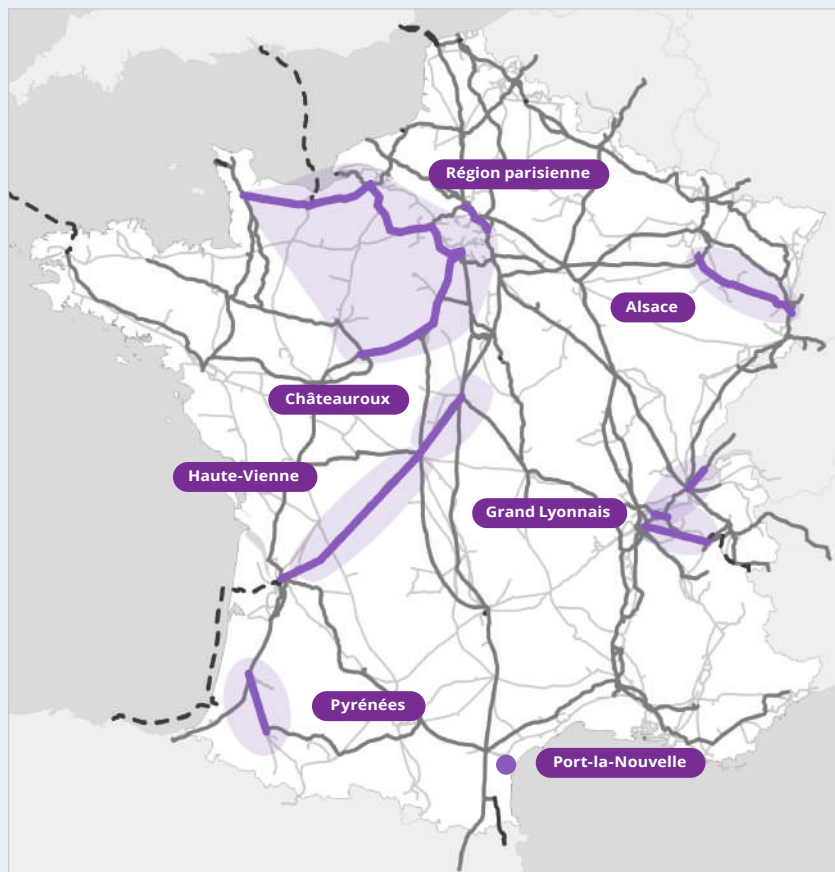
Dans la consultation publique, RTE a indiqué plusieurs zones industrielles dans lesquelles les demandes de raccordement étaient concentrées (Le Havre, Dunkerque et Fos-sur-Mer, ainsi que d'autres zones à l'étude). Les retours de la consultation publique ont confirmé le dynamisme dans l'ensemble des zones identifiées.

En particulier, certains acteurs territoriaux ont proposé des zones complémentaires pendant la consultation. Lorsque ces remontées étaient identifiées par un nombre suffisant d'acteurs, elles ont été intégrées dans le projet de SDDR sous la forme des zones P3.



Réunion publique sur le SDDR

© RTE



Zones P3 et stratégies associées d'accélération du programme de renforcement du réseau à très haute tension

pour l'accueil de la consommation industrielle d'ici 2030
(cf. [p. 115 des orientations du SDDR](#) pour consulter la carte avec le détail des stratégies)



EXEMPLE :

Le Dunkerquois : une zone P1 identifiée dans le SDDR pour permettre la décarbonation de l'industrie et l'installation de nouvelles usines bas-carbone



**Projection 3D du poste 400 000 volts
« Flandre Maritime » (Saint-Georges-sur-l'Aa)**

© white rabbit pictures

Troisième port de France, Dunkerque concentre plusieurs industries encore fortement carbonées dans les domaines de la sidérurgie, de la chimie, de l'agroalimentaire. Dans l'ensemble du Dunkerquois, les émissions de gaz à effet de serre industrielles représentent environ 21% des émissions de l'industrie française, ce qui en fait une zone prioritaire pour la décarbonation de l'industrie identifiée par le Gouvernement.

Pour se décarboner, les industries vont devoir abandonner l'usage des énergies fossiles au profit de l'électricité, ce qui conduit RTE à prévoir un triplement des besoins en électricité des consommateurs sur la zone de Dunkerque d'ici 2040 (+4 à +5 GW).

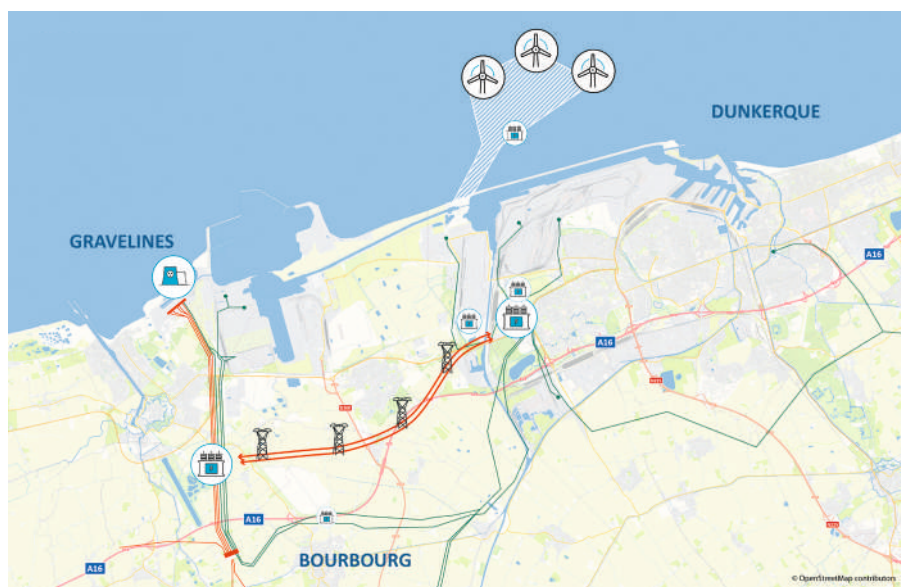
La restructuration du réseau à haute et très haute tension de la zone contribuera notamment à la décarbonation de l'usine sidérurgique d'ArcelorMittal, en acheminant sur zone la puissance électrique nécessaire à l'utilisation de deux fours électriques dont le premier a d'ores et déjà été annoncé.

Le projet de restructuration intègre notamment la construction de quatre nouveaux postes électriques, dont un en mer, et la création d'un nouvel axe aérien 400 000 volts de 11 km.

Ces renforcements permettront de raccorder et d'apporter la pleine puissance pour les deux nouveaux EPR2 sur un site à proximité de la centrale actuelle de Gravelines, le parc éolien en mer au large de Dunkerque, l'ensemble des industries de la batterie (l'usine de Vorkor, déjà raccordée et celles de Prologium et d'XTC Orano) ainsi que de nombreux clients raccordés en HTA.

La puissance disponible sera suffisante pour permettre le raccordement de futurs clients consommateurs s'installant sur les terrains du Grand Port Maritime de Dunkerque.

Au total, RTE prévoit d'investir 1,5 milliard d'euros d'ici 2030 sur la zone de Dunkerque.



Carte des infrastructures prévues par RTE sur la zone de Dunkerque

PRINCIPE 2

Application du principe de priorisation au raccordement des producteurs d'énergies renouvelables terrestres

Pour les énergies renouvelables terrestres, la planification du réseau est réalisée dans le cadre des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR), issus de la loi « Grenelle II » du 12 juillet 2010 et modifiés par la loi APER du 10 mars 2023.

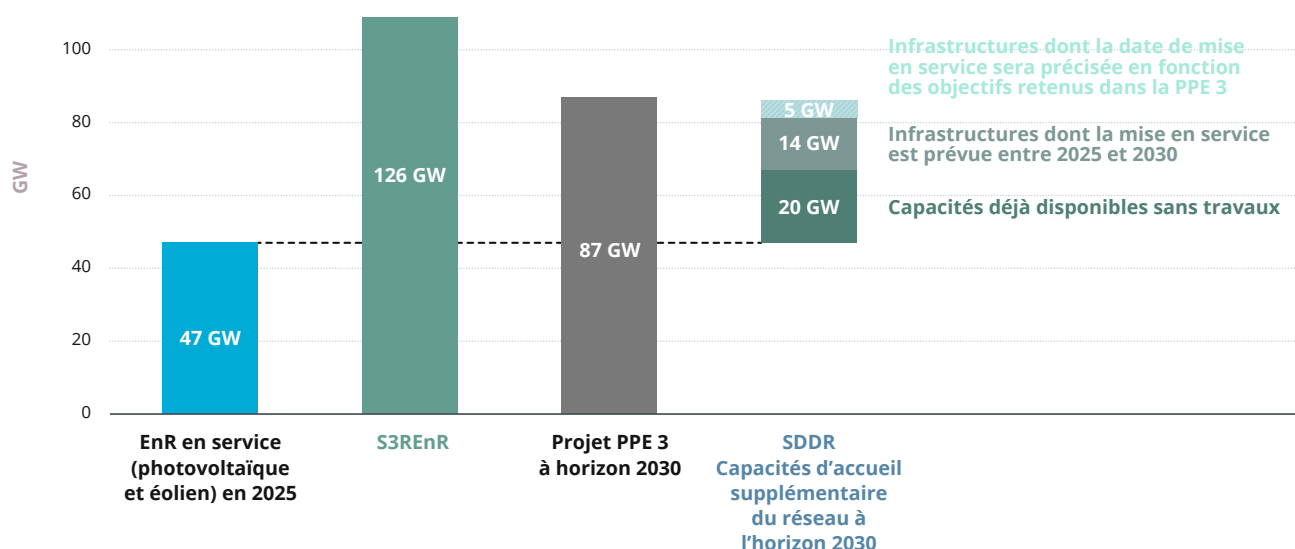
Ils prévoient le développement d'infrastructures mutualisées, ce qui évite leur développement au cas par cas, et financées en partie par les producteurs d'énergies renouvelables par l'intermédiaire d'un système de quote-part.

La stratégie proposée dans le SDDR se base sur les S3REnR existants :

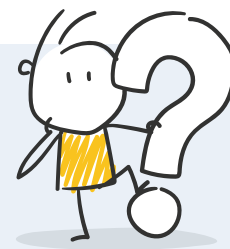
À horizon 2030, la somme des capacités prévues dans les S3REnR (126 GW) dépasse les objectifs envisagés dans la dernière version du projet de PPE 3 (87 GW) qui a été soumise à la consultation du public. **Le SDDR propose de prioriser le développement des ouvrages identifiés dans les S3REnR actuels pour assurer la compatibilité entre les infrastructures développées sur le territoire et les objectifs nationaux.**

Pour en savoir plus, consulter la fiche n° 5 des orientations du SDDR

Vision 2030 des infrastructures réseau permettant d'accueillir les énergies renouvelables terrestres



QU'EST-CE QU'UN SCHÉMA RÉGIONAL DE RACCORDEMENT AU RÉSEAU DES ÉNERGIES RENOUVELABLES (S3REnR) ?



Dans chaque région, le S3REnR définit les infrastructures de réseau à créer ou à renforcer pour mettre à disposition des producteurs renouvelables terrestres une capacité globale de raccordement dans la région..

Ces schémas sont élaborés par RTE et les gestionnaires de réseaux de distribution, sur la base d'échanges avec les parties

prenantes et validés formellement par le préfet de région.

En déclinaison de la loi APER du 10 mars 2023 et son décret d'application, la révision de l'ensemble des S3REnR doit être engagée d'ici début 2026. Ils seront ensuite révisés tous les 2 ans et portent désormais sur une période de 10 à 15 ans.



Pour en savoir plus :

Les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables : des outils stratégiques | RTE

Décret n° 2024-789 du 10 juillet 2024 portant modification de la partie réglementaire du code de l'énergie relative aux schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables – Légifrance



Panneaux photovoltaïques et lignes électriques

© RTE

À horizon 2040, les S3REnR actuels ne sont pas suffisants pour atteindre les objectifs du projet de PPE 3 projetés à 2040. Il existe un écart de 9 GW par rapport à la fourchette basse et 59 GW par rapport à la fourchette haute.

À l'occasion du démarrage des révisions de l'ensemble des schémas tel que prévu par la réglementation, de nouvelles cibles vont pouvoir être fixées. Ce processus de révision est déjà lancé dans sept régions et les cibles de raccordement identifiées dans ces régions conduisent à se situer dans la fourchette haute du troisième projet de programmation pluriannuelle de l'énergie.

La concomitance entre le débat public sur le SDDR et le processus de révision des S3REnR permet de disposer de lieux d'échanges complémentaires sur les cibles à retenir pour les prochains S3REnR et sur le besoin d'assurer un bouclage avec la trajectoire nationale. En l'absence de bouclage avec la trajectoire nationale, les besoins d'investissement dans le réseau augmentent.

RTE considère que la cohérence entre les objectifs nationaux et régionaux peut notamment être obtenue en s'appuyant sur les évolutions de la loi APER qui permettent d'identifier des ouvrages prioritaires pour le développement des énergies renouvelables terrestres.

En complément, RTE a travaillé sur différentes modalités de développement du réseau dans le SDDR dans le but de préparer le processus de révision des S3REnR.

Les études du SDDR proposent d'activer trois leviers d'optimisation par rapport aux schémas actuellement en vigueur :

- 1) Un levier qui vise à réduire les coûts du réseau par MW installé **en ciblant les développements de réseau là où ils sont le moins cher et en incitant les producteurs à se raccorder en priorité sur ces infrastructures**. La réglementation actuelle permet d'essayer de mettre en place ce levier dans les prochaines révisions des S3REnR.
- 2) Un levier qui vise à **utiliser la complémentarité entre le photovoltaïque et les batteries pour réduire les besoins de développement du réseau**. La réglementation actuelle permet d'essayer de mettre en place ce levier dans les prochaines révisions des S3REnR.
- 3) Un levier qui vise à **prévoir des infrastructures de réseau qui ne servent pas uniquement au développement des énergies renouvelables terrestres mais également à d'autres besoins**, comme le développement de la consommation d'électricité. Le cadre réglementaire actuel ne permet pas cette évolution, car il prévoit que les S3REnR sont des dispositifs « dédiés » aux énergies renouvelables terrestres. RTE propose donc de tester la mise en place de ce type de dispositif dans les zones identifiées comme favorables dans le SDDR. Il s'agit notamment des zones concernées par le développement de la mobilité et le développement du solaire. C'est pourquoi RTE a proposé comme zone test la région Rhône-Alpes-Auvergne.

Pour un même niveau de raccordement, l'activation de ces trois leviers permet d'obtenir une trajectoire de 8,8 milliards d'euros pour le raccordement des énergies renouvelables terrestres contre 10,9 milliards d'euros dans une stratégie sans optimisation.



Retente de câbles conducteurs en travaux sous tension

Crédit : ©Jean-Luc ARMAND



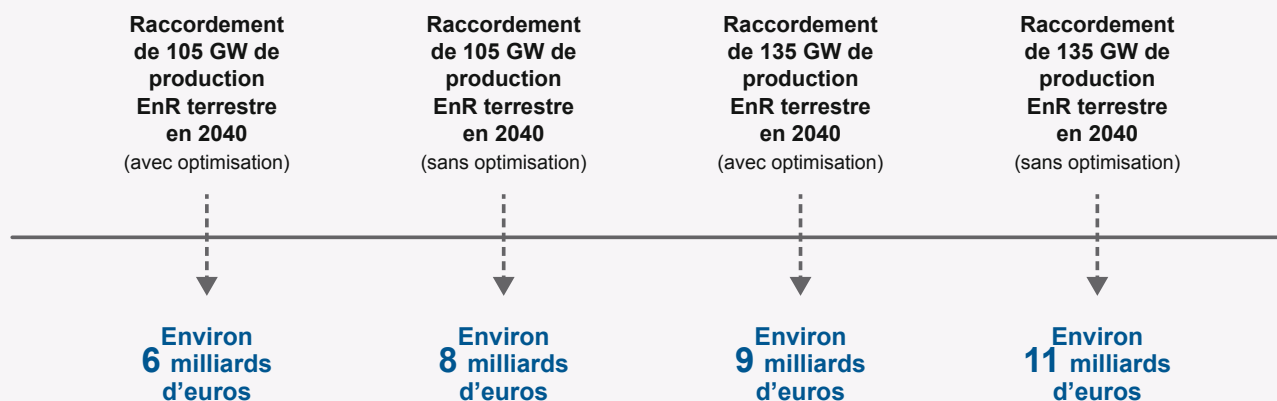
Pour en savoir plus, consulter la fiche n° 5 des orientations du SDDR

Quelles conséquences sur la trajectoire financière du SDDR si l'on raccordait plus ou moins d'installations de production d'énergies renouvelables par rapport à la stratégie proposée par RTE ?

Les alternatives à la stratégie proposée auraient des conséquences substantielles sur les investissements nécessaires dans le

réseau pour permettre le raccordement des capacités solaires et éoliennes.

Développement de capacités de raccordement d'énergies renouvelables à hauteur des gisements prospectifs identifiés par les producteurs à horizon 2040



PRINCIPE 3

Évolution du cadre juridique

Le droit européen et national impose que **le traitement des demandes de raccordement au réseau électrique soit transparent et non-discriminatoire pour garantir une véritable concurrence entre les différents utilisateurs du réseau**. Les demandes sont ainsi traitées selon le principe du « premier arrivé, premier servi ».

Les règles et procédures de traitement des demandes de raccordement sont élaborées par RTE, en lien et sous le contrôle de la Commission de régulation de l'énergie. Elles sont intégrées dans la [documentation technique de référence \(DTR\) disponible sur le site internet de RTE](#).

Pour éviter que le raccordement ne soit un frein au développement de certains projets, un **important travail a été mené au cours des années 2022 et 2024 pour limiter le phénomène de spéculation et de saturation administrative du réseau**.

Par exemple, en octobre 2022, le cadre de raccordement a été modifié pour conditionner la signature d'une proposition technique et financière (PTF) à la présentation d'un justificatif de maîtrise foncière par le porteur de projet. Cela a contribué à resserrer le nombre de demandes en les limitant aux porteurs dont les projets sont déjà bien avancés puisqu'ils peuvent justifier qu'ils disposent d'un terrain.

On peut également citer une autre évolution importante, qui date de juin 2024 : l'obligation pour les porteurs de projets de verser une contribution forfaitaire (42 000 euros) dès le dépôt de leur demande de raccordement, alors qu'auparavant aucune contribution n'était demandée. Si le porteur de projet signe la demande, alors ce montant est ensuite déduit du coût du raccordement pris en charge par ce dernier.

Ce travail de rationalisation des procédures de raccordement se poursuit. Il vise notamment à :

- ▶ permettre aux projets les plus matures d'être mis en service rapidement et éviter un phénomène de files d'attente administratives ;
- ▶ garantir que le réseau à haute tension soit renforcé dans une logique d'ensemble et non en réaction aux besoins successifs des projets individuels ;
- ▶ inciter les consommateurs à s'implanter dans les zones où la capacité d'accueil du réseau est disponible ;
- ▶ inciter les producteurs à s'implanter dans des zones où il y a de la capacité du réseau disponible ;
- ▶ inciter les batteries à s'implanter dans les zones de fort développement de la capacité de production photovoltaïque, qui sont fréquemment congestionnées aux heures méridiennes lorsque la production photovoltaïque est la plus importante, et à soutirer pendant ces heures-là afin de soulager le réseau.

Exemple 1 : création d'une procédure «fast track»

RTE, a imaginé une procédure dite «fast track» permettant le raccordement rapide, à horizon 2028-2029, des consommateurs de très forte puissance au réseau très haute tension (400 000 volts), notamment des centres de données (*data centers*).


Le 7 mai 2025, afin de soutenir la stratégie de réindustrialisation du pays et dans une démarche d'attractivité vis-à-vis des industries très consommatrices d'électricité et des acteurs du digital (par exemple les *data centers*), la CRE a approuvé la procédure de raccordement «fast track».


L'État a demandé à RTE d'initier cette procédure pour quatre premiers sites en France, qui se situent dans les Hauts-de-France et en Île-de-France et a réservé la puissance correspondante.


Par la suite, la procédure «fast track» pourra être activée sur de nouveaux sites au fil de l'eau, au fur et à mesure


de l'identification de fonciers pertinents, en accord avec les territoires, et des évolutions du réseau électrique.

Schématiquement, cette procédure fonctionne en quatre grandes étapes :

 **Étape 1 Identification d'un site propice** où le foncier est disponible et adéquat pour des projets industriels de grande ampleur et où une pré-étude de RTE a confirmé qu'un raccordement rapide et de forte puissance est possible. L'État peut alors faire une pré-réservation temporaire de capacité électrique auprès de RTE au bénéfice de ce site.

 **Étape 2 Allocation du foncier** par le propriétaire ou aménageur (selon la procédure de son choix) à un projet nécessitant une forte puissance électrique, conformément à la vocation du site, emportant donc l'allocation de la capacité électrique par RTE.

 **Étape 3 Contractualisation du raccordement** par le porteur de projet. RTE s'engage sur la mise à disposition garantie d'une forte puissance dans un délai court, en contrepartie des garanties techniques et financières apportées par le porteur de projet.

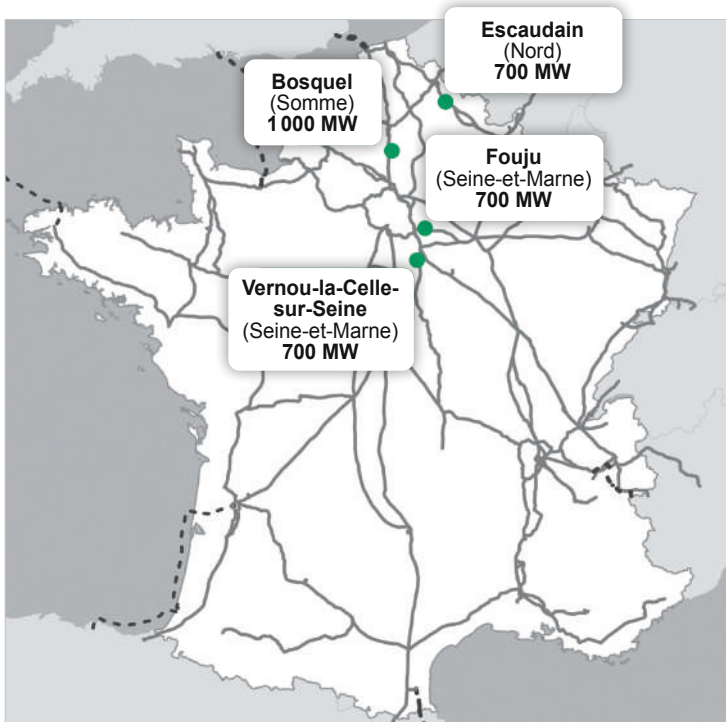
 **Étape 4 Réalisation du projet industriel et de son raccordement.**

Le porteur de projet et RTE se coordonnent pour les phases d'étude, d'autorisation et de travaux du projet, avec un effort d'accompagnement de l'État et des collectivités tout au long du processus pour les deux maîtres d'ouvrage.



Pour en savoir plus sur la procédure et les sites «fast track» :

Procédure de traitement des demandes de raccordement au réseau public de transport d'électricité d'installations de consommation dans le domaine de tension HTB3 sur des sites propices préalablement identifiés | CRE



Localisation des sites fast track retenus par l'État



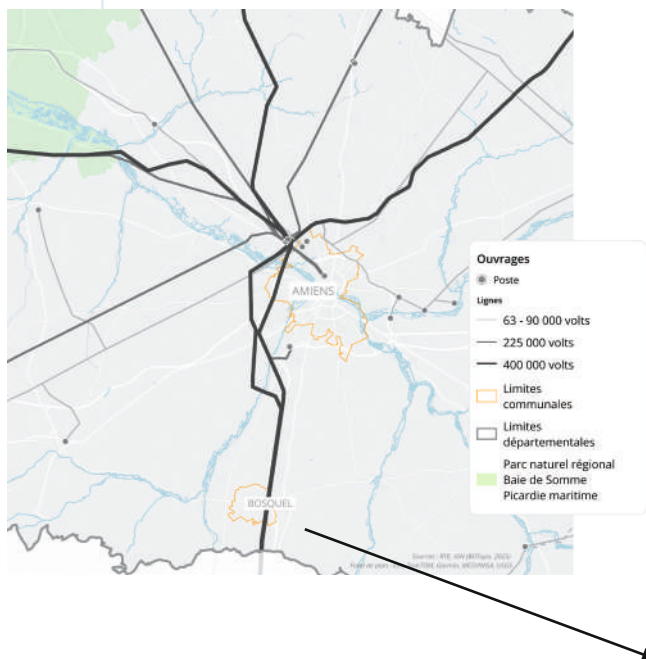
Zoom sur le site du Bosquel

Dans le cadre du Sommet pour l'action sur l'intelligence artificielle, qui s'est tenu du 6 au 11 février 2025 à Paris, certains sites en France ont été proposés pour l'accueil de consommateurs de forte capacité (au-delà de 400 MW, et jusqu'à 1,4 GW – soit l'équivalent de la consommation de la Métropole de Lille) dans des délais de 3 à 4 ans.

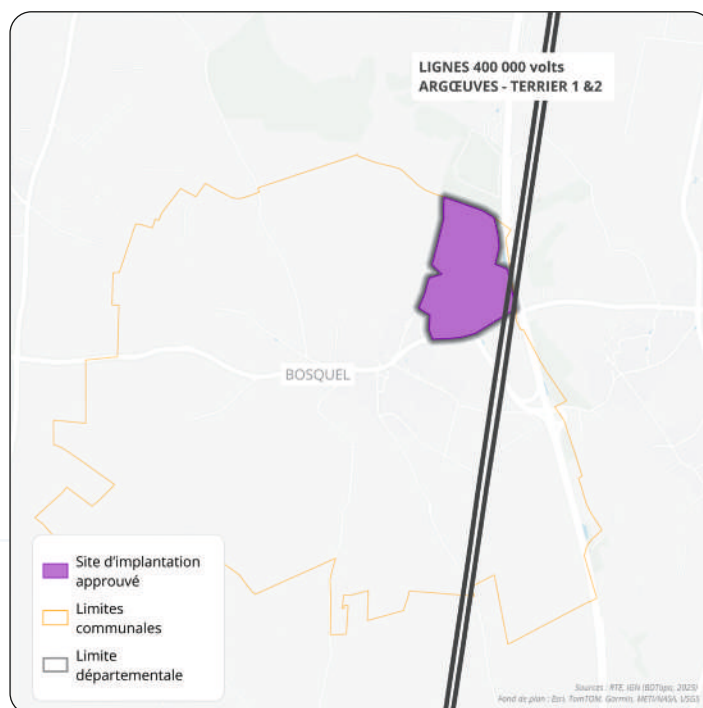
Parmi les sites proposés, le site du Bosquel, au sud d'Amiens, a été confirmé lors du sommet Choose France de mai 2025 comme étant l'un des quatre premiers sites retenus en France, pour accueillir un *data center* d'une capacité initiale de 1000 MW.

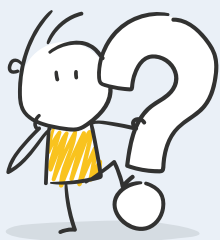
Ce site de grande surface est en effet surplombé par deux lignes à 400 000 volts de forte capacité. La communauté de communes, propriétaire du site souhaite y accueillir **un centre de calcul dédié à l'intelligence artificielle**.

À la demande de l'État, RTE a réservé **1 000 MW** et prévoit la création, directement sur le site identifié, d'un poste électrique raccordé à ces deux lignes électriques existantes, **permettant d'offrir la pleine puissance dans un délai de quatre ans**.



Emplacement du site fast track du Bosquel





QU'EST-CE QU'UN DATA CENTER ?

Les *data centers*, ou centres de données, sont des infrastructures physiques qui permettent de stocker les données numériques. Celles-ci sont nécessaires pour le développement des usages numériques (streaming, réseaux sociaux...), et notamment celui de l'intelligence artificielle (IA). En effet, pour entraîner des modèles d'IA générative, comme Chat GPT ou Le Chat de Mistral, de grandes quantités de données doivent être manipulées.

Jusqu'à présent, la majorité des données utilisées par les pays occidentaux était stockée dans des *data centers* installés aux États-Unis, où les grandes entreprises de la tech (Google, Amazon, Facebook, Meta, Microsoft...) ont leur siège et la majorité de leurs effectifs. Mais pour renforcer la souveraineté numérique européenne, la réglementation incite maintenant fortement les entreprises qui opèrent sur le territoire européen à stocker les données personnelles de leurs clients sur ce même territoire.

Ainsi, les grands acteurs du numérique cherchent à localiser en Europe les *data centers* relatifs à leur activité en Europe. Par ailleurs, le sommet pour l'action sur l'intelligence artificielle, qui a eu lieu en février 2025 à Paris à l'initiative du Président de la République, a contribué à positionner la France comme un territoire d'investissement dans l'IA et dans les *data centers* nécessaires à son développement.



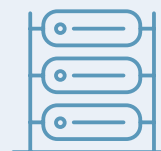
© RTE

Un data center de l'extérieur – Digital Realty (Interxion) à la Courneuve

Dans ce contexte, la capacité de raccordement moyenne demandée par les *data centers* augmente. Les projets les plus importants atteignent 100 à 1000 MW (= 1 GW, soit environ la puissance d'un réacteur nucléaire), et doivent donc se raccorder directement au réseau public de transport.



© shutterstock



À date, 40 nouveaux projets de data centers disposent aujourd'hui de droits d'accès au réseau ; leur consommation représente un besoin de puissance supplémentaire de 5,3 GW

Exemple 2 : création d'un cadre juridique permettant de mieux intégrer les batteries au réseau

Actuellement, les batteries ne s'installent pas dans les régions à forte capacité photovoltaïque (principalement le sud-ouest).

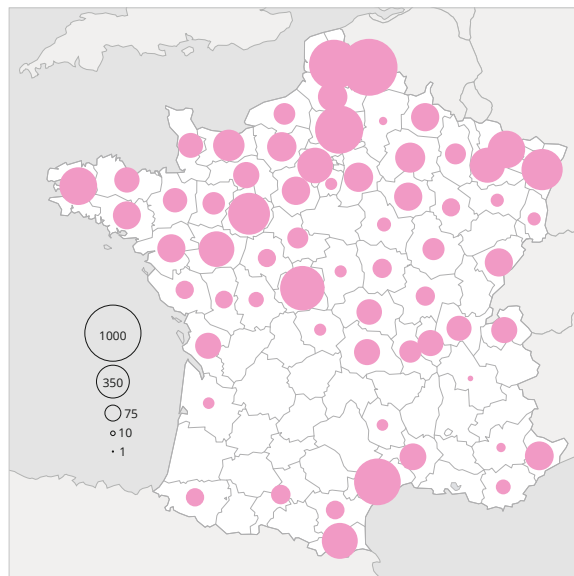
Ceci est cohérent sur le plan économique : les batteries sont plus facilement rentables si elles participent à la gestion de l'équilibre offre-demande au niveau national, en particulier à l'équilibrage en temps réel et non à la gestion des congestions sur le réseau. Elles privilégient pour cela une implantation dans des zones dans lesquelles elles peuvent fonctionner sans contraintes.

Cependant, à moyen-long terme, les exploitants de batteries vont chercher à diversifier leur rémunération. Il peut alors être intéressant de faciliter leurs raccordements dans les zones qui ont vocation à être congestionnées sur le réseau.

Dans les zones faisant l'objet d'un fort développement du photovoltaïque et identifiées comme congestionnées dans le SDDR, les batteries pourraient jouer un rôle utile pour éviter ces congestions : leur installation à proximité des parcs permettrait de stocker ce surplus d'électricité produit en milieu de journée, lorsque la consommation est faible, pour le réinjecter sur le réseau en fin de journée, lors des pics de demande, et ainsi limiter les congestions locales sur le réseau.

Ce fonctionnement dit « contracyclique » des batteries, couplé à une localisation optimale, contribuerait à réduire les investissements dans le réseau de l'ordre de 500 millions d'euros sur quinze ans sur un total de 10,9 milliards d'euros.

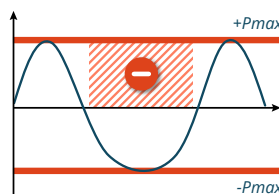
C'est pourquoi RTE propose un nouveau cadre d'intégration des batteries, qui les inciterait à contribuer à un fonctionnement plus vertueux pour le réseau électrique. Ce cadre repose sur des gabarits de fonctionnement qui indiquent des plages horaires dans lesquelles la batterie peut fonctionner « librement » et d'autres plages horaires dans lesquelles le fonctionnement est encadré pour ne pas surcharger le réseau.



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

Le gain de 500 millions d'euros est obtenu en couplant ce mécanisme de gabarit à un mécanisme d'incitation qui conduit la batterie à fonctionner au bon moment (et pas uniquement à l'empêcher de fonctionner dans certaines plages horaires). RTE propose donc de coupler le système des gabarits à un tel mécanisme incitatif (par exemple, le mécanisme prévu par la CRE pour les stockeurs dans le cadre du tarif d'utilisation du réseau public de transport d'électricité).

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)

2.3 Renforcer la structure du réseau à très haute tension et adapter l'exploitation du système électrique

L'adaptation du réseau à très haute tension est nécessaire pour permettre à l'électricité d'occuper une place plus grande dans le mix énergétique

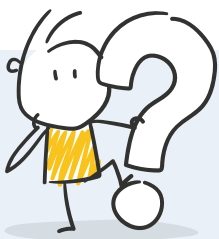
Quelle est la différence entre le réseau à très haute tension et le réseau à haute tension ?

Pour plus d'informations sur le renforcement, consulter la fiche n°10 des orientations du SDDR

Le réseau à très haute tension permet de transporter de grandes quantités d'électricité sur de longues distances (grandes centrales de production, grandes industries, réseau ferroviaire, etc.).

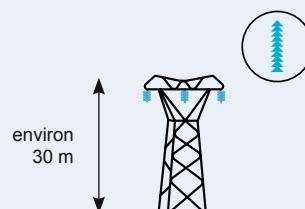
Sur le plan technique, il est composé des infrastructures à 400 000 volts (ou HTB 3), qui ont majoritairement été

construites en France à partir des années 1970, d'une partie des infrastructures à 225 000 volts (ou HTB 2) et des interconnexions avec les pays voisins de la France. En moyenne, les pylônes 400 000 volts ont une hauteur de 50 à 60 mètres et les pylônes 225 000 volts ont une hauteur de 40 à 50 mètres.

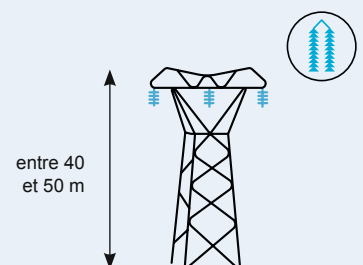


COMMENT RECONNAITRE LES PYLÔNES DU RÉSEAU À HAUTE ET TRÈS HAUTE TENSION ?

Sur chaque pylône, les câbles électriques sont accrochés à des chaînes d'isolateurs. Ce sont des galettes de verre ou de porcelaine « empilées », qui ressemblent à des assiettes de couleur verte. Leur rôle est de soutenir le câble conducteur et d'assurer l'isolation électrique de la charpente métallique. Le nombre de galettes varie en fonction du niveau de tension de la ligne.



Pylône 63 000 volts
4 isolateurs ou plus



Pylône 400 000 volts
12 isolateurs ou plus



Ligne électrique Chaffard – Grande-Île

© Denis Estragnat – Éric Legros – Éric Rosset-Boulon

Le réseau à haute tension n'a pas vocation à réaliser du transport d'électricité sur de longues distances. Il permet de répartir l'électricité sur un territoire donné pour alimenter les consommateurs et évacuer la production électrique. Il fait le lien entre le réseau à très haute tension et le réseau de distribution.

Sur le plan technique, il est composé des infrastructures à 63 000 et 90 000 volts (ou HTB 1) et d'une partie du réseau 225 000 volts (ou HTB 2). En moyenne, les pylônes utilisés pour les niveaux de tensions 63 000 volts et 90 000 volts ont une hauteur d'environ 30 mètres.

Les postes électriques permettent de convertir l'électricité pour passer d'un niveau de tension à un autre.

L'ensemble de ces éléments sont connectés entre eux et pilotés 24h/24 et 7j/7 par les trois centres dispatchings de RTE situés à Paris, Marseille et Nantes.

L'analogie avec le réseau ferroviaire peut être parlante :

- ▶ Le réseau à très haute tension correspond aux lignes à grande vitesse ;
- ▶ Le réseau à haute tension correspond aux lignes ferroviaires reliant les grandes villes (intercitys, trains express régionaux) ;
- ▶ Les postes électriques correspondent aux gares ;
- ▶ Les centres de dispatching correspondent aux centres de contrôle du réseau.

Pourquoi le réseau 225 000 volts joue-t-il à la fois le rôle de réseau à très haute tension et à haute tension ?

Le réseau 225 000 volts a historiquement été construit pour répartir l'électricité à la maille d'une région ou d'un territoire, notamment dans le cadre du développement des premiers barrages hydrauliques dans les Pyrénées et le Massif central.

Dans les années 1950 à 1970, lorsque l'État a lancé la planification du système électrique national, le premier objectif a été de connecter entre eux les réseaux régionaux et de permettre le transport d'électricité sur de longues distances. La technologie 225 000 volts a été utilisée à cette fin et a donc joué le rôle de réseau à très haute tension.

À partir des années 1970, EDF a développé en France la technologie 400 000 volts, plus performante pour évacuer de fortes puissances d'électricité et assurer un transport sur de longue distance. Depuis, cette technologie est utilisée pour le réseau à très haute tension et la technologie 225 000 volts a repris sa fonction initiale.

De manière schématique, les lignes électriques 225 000 volts construites avant 1950 et après 1970 correspondent au réseau à haute tension. Alors que les lignes électriques 225 000 volts construites entre 1950 et 1970 jouent le rôle de réseau à très haute tension.

LES CHEMINS DE L'ÉLECTRICITÉ

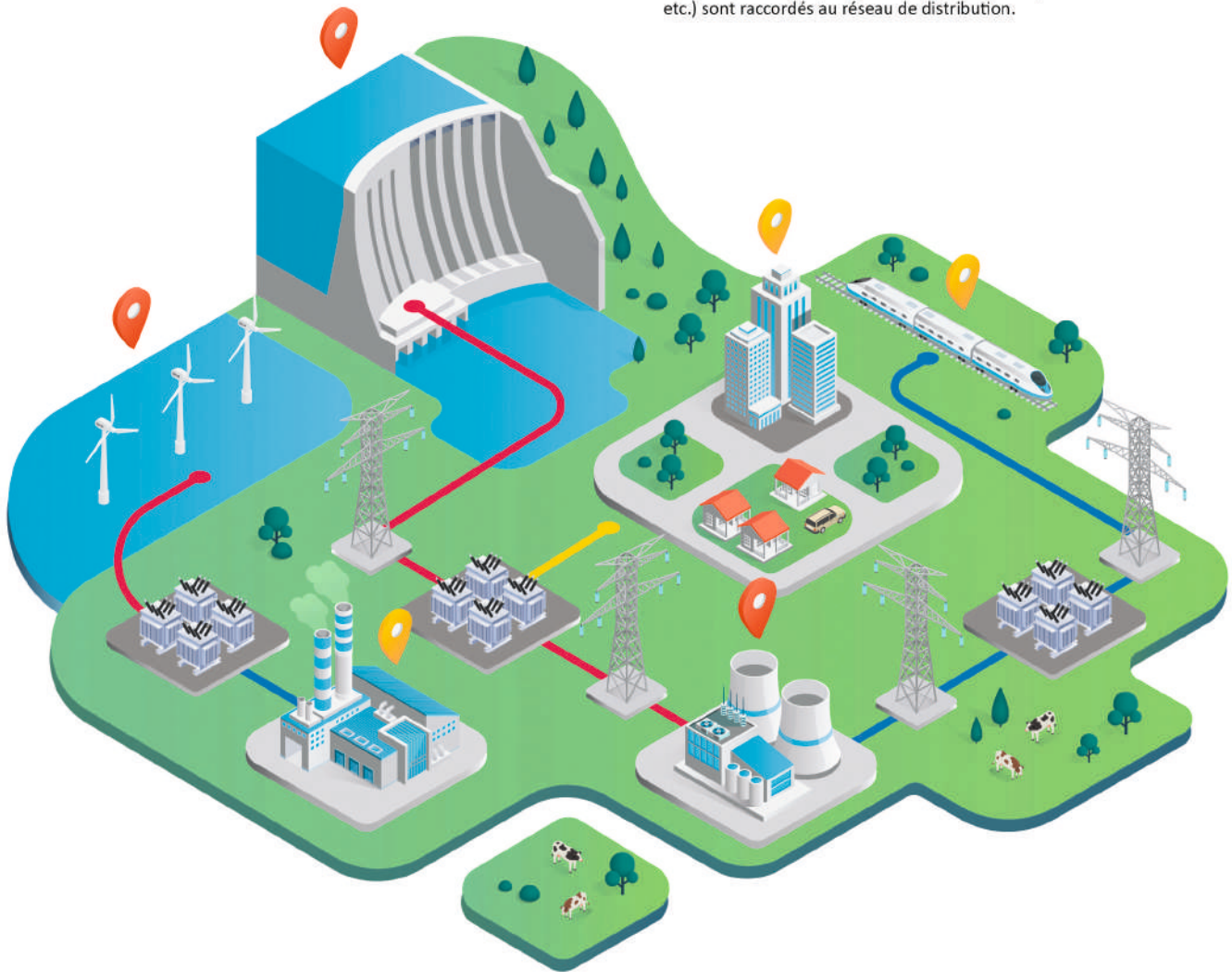
L'électricité se stocke difficilement. Pourtant, elle est toujours disponible en temps réel, en toute saison et à tout moment de la journée. Une fois produite, elle emprunte un réseau de lignes aériennes et souterraines et de postes électriques jusqu'au consommateur.

Production

L'électricité peut être produite de différentes façons, mais presque toujours sur le même principe : la transformation d'un mouvement tournant en énergie électrique, grâce à un alternateur. En France, la production d'électricité provient essentiellement des centrales nucléaires, des usines hydrauliques, mais également d'énergies renouvelables telles que l'éolien ou le solaire.

Consommation

Certains industriels et gros consommateurs d'électricité sont directement raccordés au réseau de transport car leurs activités nécessitent une puissance électrique importante. Cela concerne principalement des secteurs tels que la sidérurgie, la chimie, le papier, l'automobile, les *data centers* et le transport ferroviaire. Selon la puissance nécessaire à leur activité, ils sont raccordés au réseau à très haute tension ou réseau à haute tension. Les plus petits consommateurs (particuliers, commerces, etc.) sont raccordés au réseau de distribution.



Réseau de transport à très haute tension

Le réseau à très haute tension est composé des lignes à 400 000 volts et d'une partie des lignes à 225 000 volts. Ce réseau permet de transporter de grandes quantités d'électricité sur de longues distances avec le minimum de pertes. Ce réseau est interconnecté aux réseaux des pays voisins.

Réseau de transport à haute tension

Le réseau à haute tension est assuré par des lignes à 225 000 volts, 90 000 volts et 63 000 volts. Ce réseau permet de répartir l'électricité sur un territoire donné pour alimenter les consommateurs et évacuer la production électrique. Il fait le lien entre le réseau à très haute tension et le réseau de distribution. Il constitue, avec le réseau à très haute tension, le réseau de transport d'électricité.

Réseau de distribution

L'électricité passe du réseau de transport au réseau de distribution au niveau des « postes sources », dans lesquels des transformateurs abaissent la haute et la très haute tension en moyenne tension (20 000 volts). Les réseaux de distribution alimentent ensuite les particuliers, les commerçants, les collectivités locales et les petites et moyennes entreprises en basse tension adaptée aux usages quotidiens (380 et 220 volts).

Le réseau à très haute tension actuel n'est pas adapté aux futurs besoins de la France en matière d'électricité

Deux facteurs principaux contribuent à cette situation :

1. L'augmentation des volumes d'électricité à transporter :

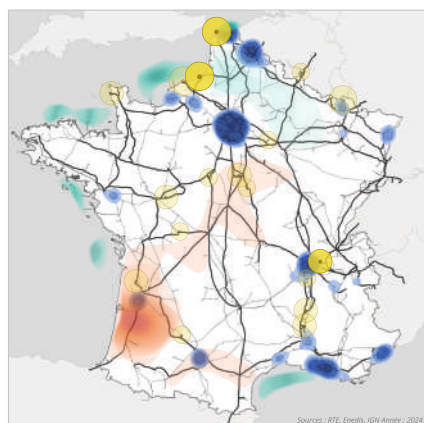
la consommation d'électricité doit augmenter pour se substituer à la consommation d'énergies fossiles (pétrole, gaz). Le rapport *Futurs énergétiques 2050* a mis en évidence que la consommation d'électricité à l'horizon 2050 devrait se situer entre 555 TWh dans le scénario de sobriété et 752 TWh dans des scénarios de réindustrialisation de l'économie française pour atteindre l'objectif de neutralité carbone à 2050. L'atteinte de la neutralité carbone augmenterait les volumes d'électricité en France (à titre de comparaison, la consommation d'électricité en 2024 s'établissait à 449 TWh). Ces volumes d'électricité se substitueraient à des volumes de consommation de pétrole ou de gaz.

2. L'évolution de la géographie du système électrique :

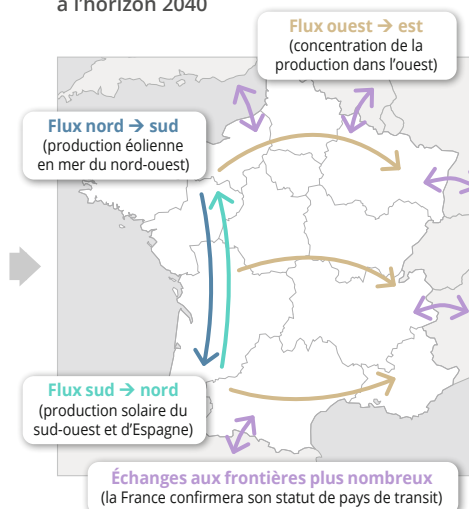
environ 60% des nouveaux moyens de production d'électricité mis en service à l'horizon

2040 doivent se concentrer dans l'ouest du territoire. En effet, plusieurs éléments de planification sont connus et permettent de projeter la « localisation » d'une partie des nouveaux moyens de production d'électricité. Par exemple, sur les trois projets de développement de réacteurs nucléaires, deux sont situés à l'ouest du territoire (projets sur les sites de Penly et de Gravelines). Sur le développement de l'éolien en mer, le débat public « La mer en débat » a identifié les futures zones d'implantation des parcs éoliens en mer : 80% des nouvelles capacités de production doivent être installées au large des façades atlantique, bretonne et normande. La mise en service de ces moyens de production doit accompagner l'augmentation de la consommation d'électricité. Il s'agit donc de produire sur notre territoire une part majoritaire de l'énergie qui y est consommée (alors qu'aujourd'hui 60% de l'énergie consommée en France est importée).

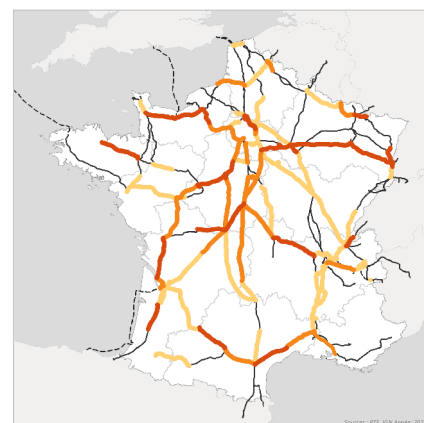
Cartographie des utilisateurs déjà raccordés et des utilisateurs ayant réservé leur capacité (y compris réservations faites par l'État) – hors hydraulique



Principales évolutions des flux sur le réseau de transport d'électricité à l'horizon 2040



Congestions en 2040 en cas d'absence totale de renforcement de la structure du réseau



Consommation

Principales zones actuelles ou avec un développement important des secteurs industriels ou numériques (contrats déjà signés)



Nucléaire

● Existant
● Trois premiers sites des EPR2 (contrats déjà signés)



EnR terrestres

Principales zones de production actuelle et contrats déjà signés

● Solaire
● Éolien terrestre



Éolien en mer

Principales zones identifiées pour les appels d'offres 3 à 11 et contrats déjà signés (puissance réservée pour tous ces appels d'offres)



Fréquence de congestion

● ≥ 3 000 h/an
● ≥ 1 750 h/an
● < 1 750 h/an



Que signifie concrètement « renforcer la structure du réseau » ?

Le renforcement de la structure du réseau très haute tension peut prendre différentes formes. Il ne s'agit pas toujours de construire une nouvelle ligne.

Pour les lignes aériennes :

- Remplacement des câbles existants par des câbles plus performants et permettant de faire transiter une plus grande quantité d'électricité ;
- Remplacement de pylônes existants adaptés au transit d'une ligne électrique pour installer des pylônes adaptés au transit de deux lignes électriques (pylônes dits à double-circuit – ce qui permet de ne pas augmenter le nombre de pylônes mais de multiplier par deux la capacité de transit du réseau) ;
- Création d'une nouvelle ligne, en priorité le long d'une ligne existante ou à la place d'une ligne existante de plus faible puissance.

Pour les postes électriques :

- Augmentation de la capacité technique des postes existants (pour faire transiter plus d'électricité sans avoir à changer les câbles ou les pylônes existants ou à construire de nouvelles lignes).
- Ajout de matériels électriques (par exemple un transformateur) dans les postes existants (par exemple pour permettre de bien connecter des pylônes à double-circuit) ;
- Création d'un nouveau poste électrique pour tenir compte des investissements réalisés sur les lignes électriques (par exemple pour permettre de connecter une nouvelle ligne électrique).

SCHÉMA D'UNE LIGNE ÉLECTRIQUE AÉRIENNE À DEUX CIRCUITS (RTE)

CÂBLE DE GARDE

Un câble supplémentaire est disposé au-dessus de la ligne, et la protège contre la foudre. Équipé de fibres optiques, il permet de transmettre les informations nécessaires pour l'exploitation du réseau. Il est aussi un moyen d'offrir des solutions haut débit pour les collectivités territoriales.

CÂBLES CONDUCTEURS

Chaque circuit électrique est composé de trois phases comprenant chacune 4 câbles électriques. Ces câbles sont isolés du pylône par des chaînes de plusieurs isolateurs qui peuvent être horizontales ou verticales.

ENTRETOISES

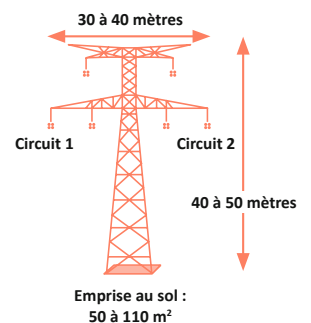
Les entretoises permettent de maintenir l'écartement des différents câbles.

BRETELLES

Placées sur les câbles de part et d'autre de la chaîne d'isolateurs, elles assurent la continuité électrique de la ligne et limitent les vibrations.

CHEMINÉE DE FONDATION

Partie visible des fondations du pylône – c'est un cylindre en béton dépassant de 1 mètre environ du sol et de diamètre en général compris entre 50 cm et 1,50m.



Source : L'Électricité pour les nuls © Virtuo2

Installation d'un deuxième circuit sur une ligne existante

Pour plus d'informations sur le renforcement, consulter la fiche n°10 des orientations du SDDR



© RTE

1

2

1. Installation d'un nouveau pylône pouvant supporter plusieurs lignes
2. À 2650 m d'altitude au cœur du massif du Mont-Blanc, remplacement de plus de 5 km de câbles sur une des lignes haute tension les plus hautes de France.

L'absence de renforcement du réseau à très haute tension créerait des risques de saturation du réseau et augmenterait les coûts liés au pilotage du système électrique

Sans augmentation de la capacité du réseau existant, 5 % du réseau à très haute tension pourraient être régulièrement saturés dès 2030, et cette proportion pourrait atteindre entre 30 % et 50 % du réseau en 2040.

Dans ces situations, les flux d'électricité excèdent la capacité technique du réseau.

Or, ce type de phénomène peut entraîner la déconnexion des appareils électriques – qui sont construits pour respecter certaines normes de fonctionnement (à l'image des appareils électriques installés chez les particuliers). Il est donc impératif de s'assurer qu'à chaque instant les flux respectent la capacité technique du réseau.

Conformément à ses missions légales et d'opérateur de service public, RTE est responsable d'assurer cet équilibre à chaque instant. RTE pilote donc le système électrique pour éviter l'apparition de ce type de phénomène de non-respect de la capacité technique du réseau – appelé **congestion de réseau**. Pour cela, il réalise deux types d'actions successives.

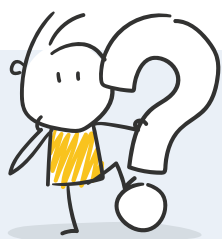
- **D'une part, RTE diminue les quantités d'électricité dans les endroits congestionnés.** Par exemple, il baisse la production d'une centrale électrique située à proximité de cette congestion. Cela permet d'éviter que les capacités techniques du réseau ne soient pas respectées.

- **D'autre part, RTE « compense » la diminution d'électricité en augmentant d'autant les quantités d'électricité dans des endroits non congestionnés.**

En effet, le fonctionnement du système électrique impose un équilibre permanent entre la production et la consommation d'électricité. Pour respecter cet équilibre, RTE ne peut donc diminuer la production d'électricité en un point du réseau sans l'augmenter par ailleurs. Par exemple, si RTE a baissé la production d'une centrale sur la façade atlantique de 200 MWh, alors il augmente en parallèle la production d'une autre centrale située à l'est du territoire du même nombre de MWh.

Ces actions d'exploitation en temps réel sont appelées **redispatching**. Ces actions ne sont pas subies et elles ne sont pas gratuites. Elles sont encadrées par des contrats passés entre les producteurs et RTE. Les consommateurs et les stockeurs d'électricité peuvent également participer. Lorsque RTE réalise ses actions, il paie les utilisateurs concernés. Cela représente des coûts dits de congestion. Ces coûts correspondent aux coûts de la « mauvaise adaptation » du réseau par rapport au volume de production et de consommation d'électricité.

Pour plus d'informations sur l'exploitation du système électrique, consulter la fiche n° 12 des orientations du SDDR



QU'EST-CE QUE LE REDISPATCHING ?

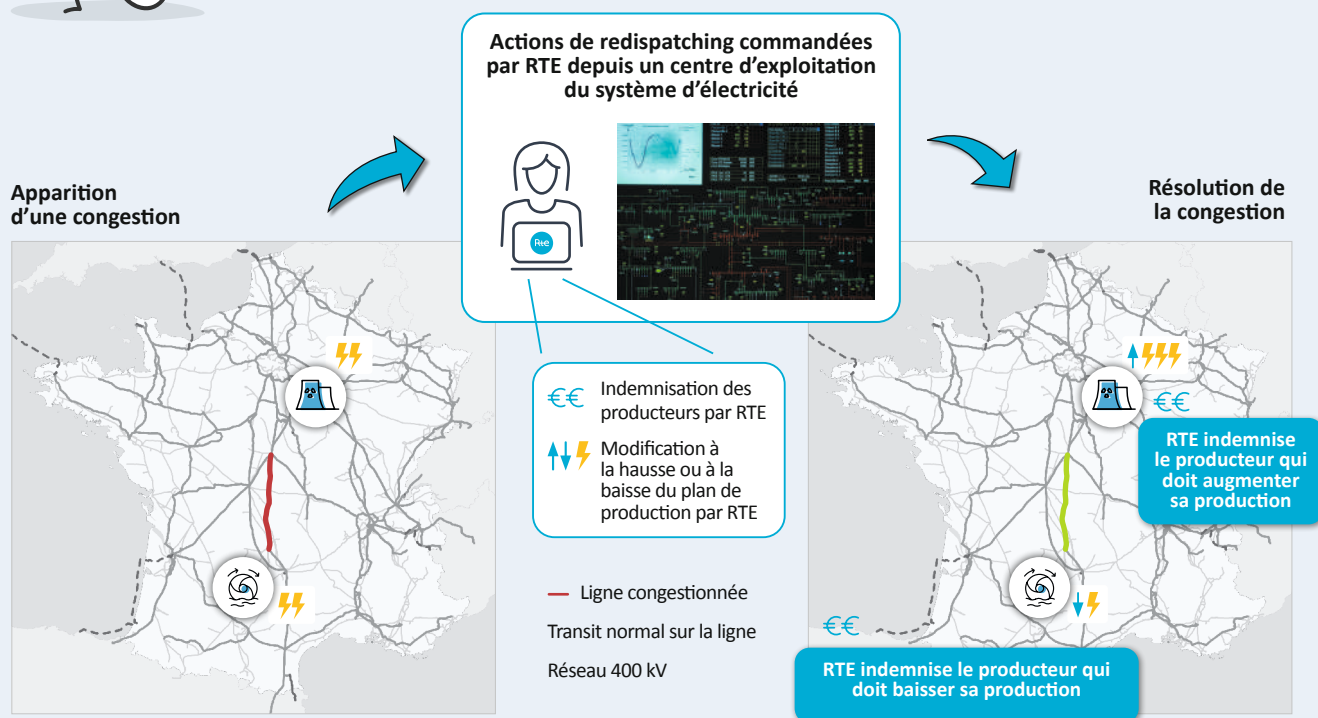


Illustration (cas théorique) d'une congestion sur la ligne 400 000 volts Breuil – Marmagne

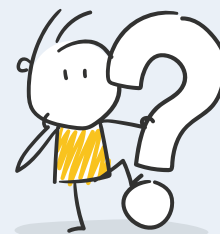
En France, le réseau à très haute tension est relativement bien adapté au mix de production et aux besoins des consommateurs. En 2024, RTE a payé 150 millions d'euros pour gérer les congestions sur le réseau, ce qui est relativement faible par rapport aux pays voisins.

En effet, en comparaison, plusieurs pays européens font aujourd'hui face à des coûts de congestion de plusieurs milliards d'euros : c'est le cas de l'Allemagne dont les coûts de congestion se sont établis entre

1 et 4 milliards d'euros au cours des trois dernières années ou de la Grande-Bretagne dont les coûts de congestion se sont établis entre 1 et 2 milliards d'euros au cours des dernières années. Les Pays-Bas, qui disposent d'un réseau d'une taille beaucoup plus petite que le réseau français, ont des **coûts d'exploitation** quatre fois supérieures au réseau français.

À l'horizon 2035, ces coûts pourraient atteindre 3 milliards d'euros par an en France.

Pourquoi ne propose-t-on pas d'attendre que les coûts de redispatching augmentent avant de renforcer le réseau ?



Le choix d'attendre une forte augmentation des coûts de *redispatching* avant d'engager les investissements nécessaires au renforcement du réseau entraînerait une augmentation significative des coûts d'exploitation du système électrique.

En effet, les coûts de *redispatching* sont des coûts par nature inévitables si le réseau n'est pas adapté.

Par conséquent, **différer les opérations de renforcement du réseau reviendrait à exposer les consommateurs d'électricité à un surcoût**. Dans un premier temps, le consommateur paierait des coûts de congestion. Puis, il paierait les coûts de renforcement du réseau.

L'objectif du SDDR est précisément d'éviter ce type de situations où le consommateur paie à la fois le coût du « non-réseau » et le coût de développement du réseau.

Plusieurs gestionnaires de réseau de transport d'électricité européens, notamment en Allemagne et en Grande-Bretagne sont confrontés à cette problématique.

En 2023, les coûts de congestion supportés par les gestionnaires de réseaux en Allemagne et au Royaume-Uni ont atteint respectivement plus de 3 milliards d'euros/an et 1,3 milliards d'euros/an, alors qu'ils représentaient 38 millions d'euros en France¹⁷. Leurs plans de développement de réseau s'élèvent respectivement à 250 milliards d'euros sur la période 2023-2037 et 138 milliards d'euros sur la période 2024-2035 pour lutter contre ces coûts de congestion. Dans ces pays, les consommateurs paient donc à la fois l'augmentation des coûts d'exploitation et les coûts de renforcement du réseau.



Pour plus d'informations sur l'exploitation du système électrique, consulter la fiche n° 12 des orientations du SDDR

17. [Compass Lexecon, 2025, «Comparaison internationale des investissements dans les réseaux de transport d'électricité](#)

Ce que propose le SDDR

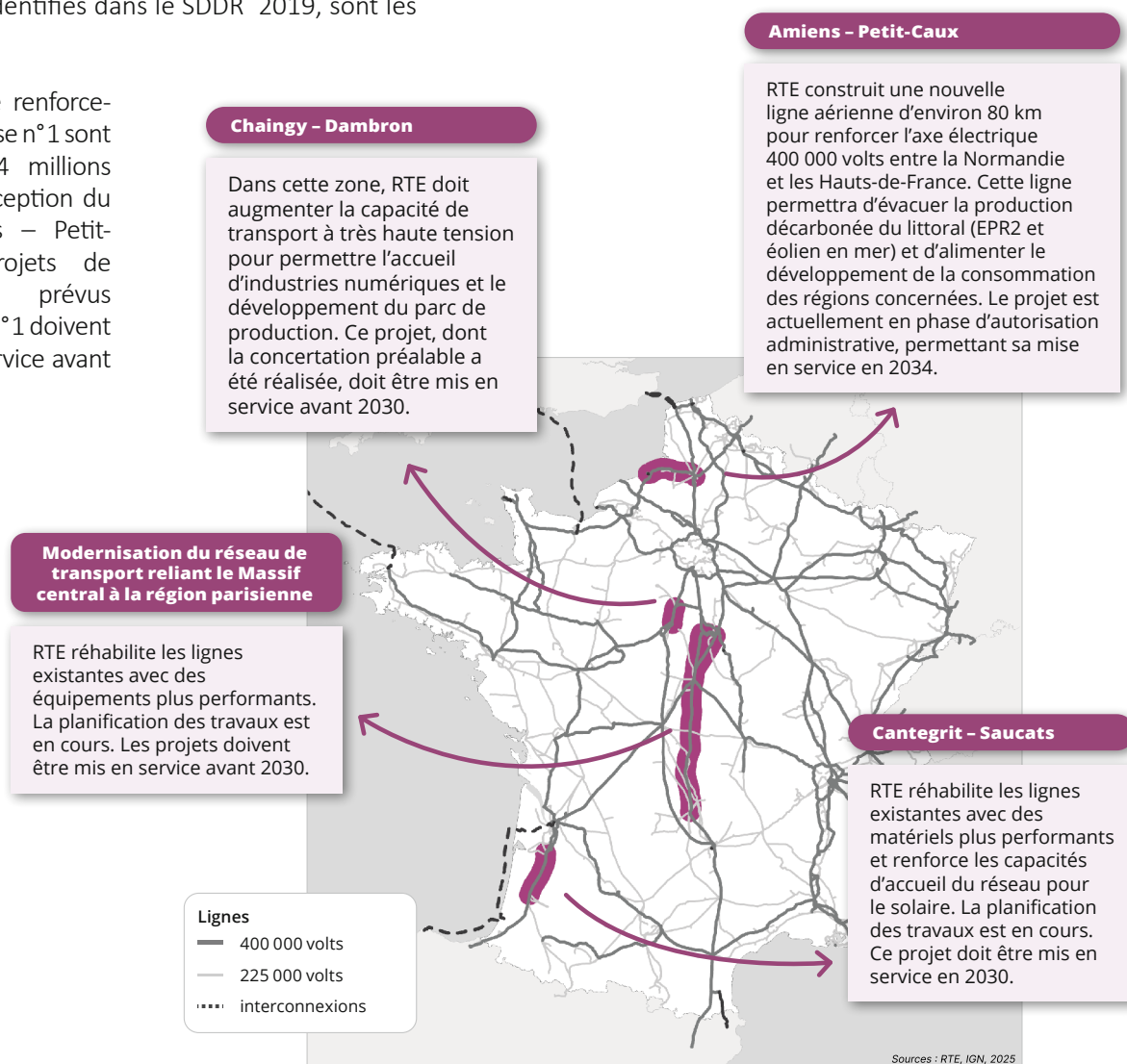
Le SDDR propose une stratégie de renforcement du réseau à très haute tension, afin d'éviter que les coûts de congestion annuels atteignent des milliards d'euros en France. Cette stratégie a été décomposée en deux phases.

Renforcements prévus dans la phase n°1

La première phase est composée de l'ensemble des projets, qui ont déjà fait l'objet d'une concertation et dont le **fuseau de moindre impact** est connu. 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.

Les projets concernés par cette première phase, qui ont déjà été identifiés dans le SDDR 2019, sont les suivants.

Les travaux de renforcement de la phase n°1 sont chiffrés à 684 millions d'euros. À l'exception du projet Amiens – Petit-Caux, les projets de renforcement prévus dans la phase n°1 doivent être mis en service avant 2030.



Carte des projets de renforcement programmés dans la phase n°1



EXEMPLE :

Création d'une ligne à très haute tension (400 000 volts) entre les postes électriques de Chaingy et Dambron

Ce projet, issu des études du SDDR 2019, représente un investissement de 50 millions d'euros. Il prévoit le renforcement de l'axe entre le Centre-Val de Loire et l'Île-de-France par la création d'une ligne aérienne 400 000 volts de 26 km entre les postes électriques de Chaingy (Loiret) et Dambron (Eure-et-Loir)

Ce projet, dont la mise en service doit intervenir avant 2030 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.

Ces évolutions permettent, par ailleurs, d'accompagner le développement de l'industrie dans le centre de la France et en Île-de-France (surtout l'industrie numérique), et celui des énergies renouvelables.

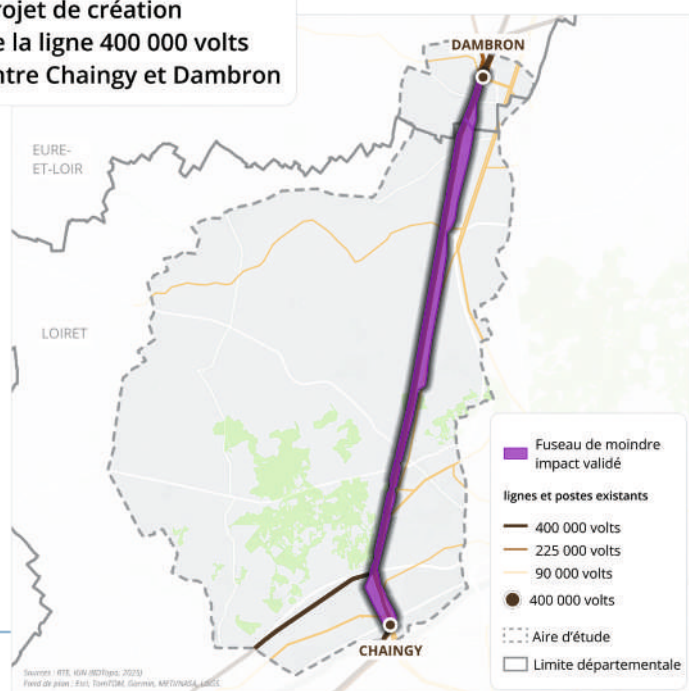
Le projet vise enfin à renforcer la sécurité d'alimentation et à augmenter la puissance disponible, deux éléments favorables au développement économique et industriel du territoire et plus particulièrement des agglomérations d'Orléans et de Chartres.

Cet exemple illustre comment un projet de développement du réseau proposant des solutions à évolutions nationales voir européennes peut créer des opportunités régionales de favoriser le développement des territoires qu'il traverse

Les études techniques ainsi que les concertations avec les parties prenantes et avec le public – cette dernière ayant été organisée sous l'égide de la CNDP – ont déjà permis de définir un « fuseau de moindre impact » au sein duquel le tracé précis de la future ligne sera déterminé, en concertation avec les acteurs locaux.

D'une longueur de 26 km de long et d'une largeur variant de 150 à 600 mètres, le fuseau retenu suit trois lignes aériennes existantes à 225 000 volts, reliant les postes électriques de Chaingy et de Dambron. Deux de ces trois lignes seront d'ailleurs supprimées, libérant ainsi l'espace pour la future ligne à 400 000 volts.

Projet de création de la ligne 400 000 volts entre Chaingy et Dambron



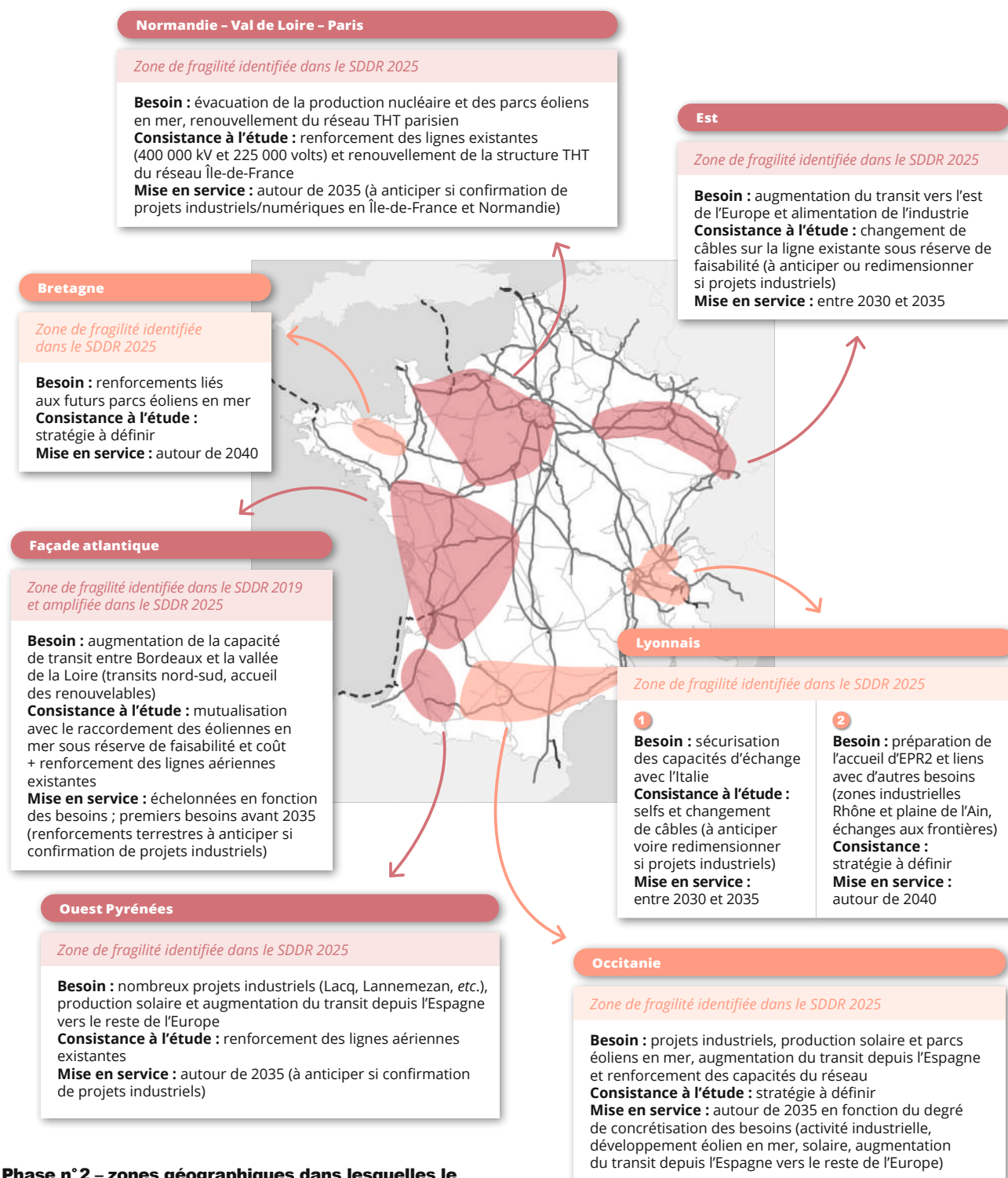
Renforcements prévus dans la phase n°2 :

Les projets de la phase n°2 ne prévoient pas de tracés précis à ce stade. Le principal enjeu après la publication du SDDR final réside dans la définition des projets puis l'organisation des concertations dans les sept zones géographiques déjà concernées, avec pour objectif des mises en service échelonnées entre 2030 et 2040.

Parmi cette liste, les zones Ouest Pyrénées, Façade atlantique, Normandie – Val-de-Loire – Paris et Est sont celles dans lesquelles les axes existants du réseau sont les plus saturés entre 2030 et 2035 dans toutes les simulations réalisées par RTE.

Comme le prévoit la stratégie proposée par le SDDR, ces travaux de renforcement pourront être accélérés pour garantir l'alimentation des industriels à pleine puissance.

Les zones Bretagne, Lyonnais et Occitanie sont celles dans lesquelles les besoins d'investissement se situent autour de 2035 ou entre 2035 et 2040.



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



Poste électrique de Froges (Auvergne-Rhône-Alpes)

© Alban Pernet



Pour plus d'informations sur l'exploitation du système électrique, consulter la fiche n°12 des orientations du SDDR

Le programme de renforcement du réseau à très haute tension est organisé autour de trois principes : **priorisation, mutualisation et optimisation.**

PRINCIPE 1



Priorisation

La stratégie de renforcement du réseau proposée dans le SDDR s'appuie sur des critères de priorisation permettant **d'identifier, à l'échelle nationale, les zones où les besoins sont les plus urgents et où les investissements seraient justifiés même en cas d'évolution des tendances observées** (nombre de projets industriels à raccorder, évolution du rythme d'installation des sites de production d'énergie renouvelable, évolution du programme de développement du nucléaire, etc.). RTE propose une trajectoire de renforcement priorisée car le réseau de transport français est actuellement peu congestionné et qu'il est encore possible de séquencer les travaux.

Les renforcements sélectionnés sont donc ceux qui permettent de répondre à plusieurs critères parmi les suivants :

- ▶ La robustesse aux variantes et scénarios prospectifs (par exemple : retard des objectifs de transition énergétique de l'État) ;
- ▶ La mutualisation avec les besoins de renouvellement et d'adaptation au changement climatique du réseau ;
- ▶ La rentabilité et le service rendu par le projet ;
- ▶ Le maintien et développement des capacités d'interconnexions.

Cette analyse révèle que des projets de renforcement dans sept zones sont nécessaires pour lever les contraintes du réseau, et que, sans priorisation, douze zones de renforcement seraient intégrées à la trajectoire.

**EXEMPLE :**
**Renforcement de la zone Ouest Pyrénées
pour répondre à une augmentation des flux
électriques autour de 2035**

Le SDDR de 2019 soulignait le besoin de renforcer les axes les plus anciens du réseau, notamment dans les axes construits il y a plus de 70 ans pour évacuer la production hydraulique de l'ouest des Pyrénées. Leur capacité de transit est donc plus faible que les autres axes du réseau et RTE se retrouve fréquemment confronté à des situations tendues en termes d'exploitation du système électrique. Cette zone doit donc être renforcée pour permettre de répondre aux nombreux enjeux du système électrique.

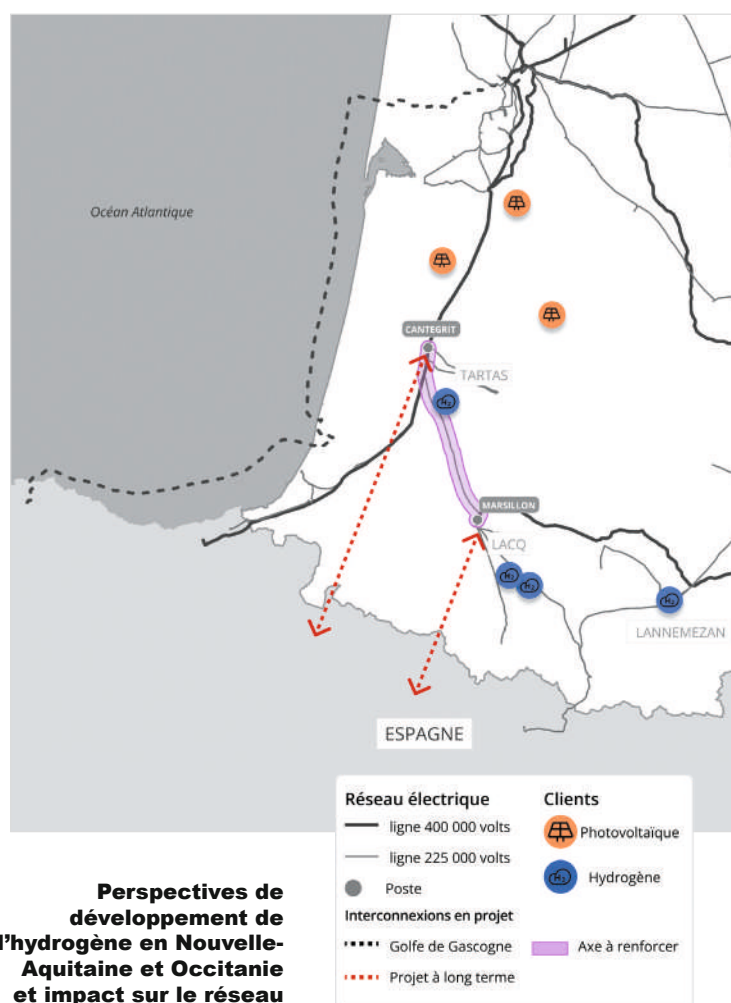
L'axe électrique 225 000 volts entre Cantegrit (Landes) et Marsillon (Pyrénées Atlantique) assure le lien entre le réseau 400 000 volts de la façade atlantique allant de Bordeaux à l'Espagne et le réseau 400 000 volts de Marsillon, qui alimente notamment l'agglomération de Pau et la zone industrielle de Lacq.

Cet axe, très important pour l'alimentation électrique de l'ouest des Pyrénées, doit être renforcé pour répondre à de multiples enjeux :

- Au total, près de 1 GW de puissance supplémentaire pourrait être nécessaire en 2030 pour satisfaire les besoins d'industries très consommatrices d'électricité. Ces nouveaux besoins auront un impact sur le réseau à très haute tension, notamment sur l'axe entre Bordeaux et Tarbes.
- La dynamique de développement des projets photovoltaïques en Nouvelle-Aquitaine génère des flux d'électricité importants.
- L'arrivée de nouveaux flux électriques résultant des interconnexions avec l'Espagne.

Dans le cadre des études menées par le SDDR, le renforcement du réseau dans la zone Ouest Pyrénées (identifié dans comme un projet de la phase n° 2) est programmé entre 2030 et 2035.

La date précise de mise en service du projet dépend au premier ordre de l'évolution de la consommation industrielle.



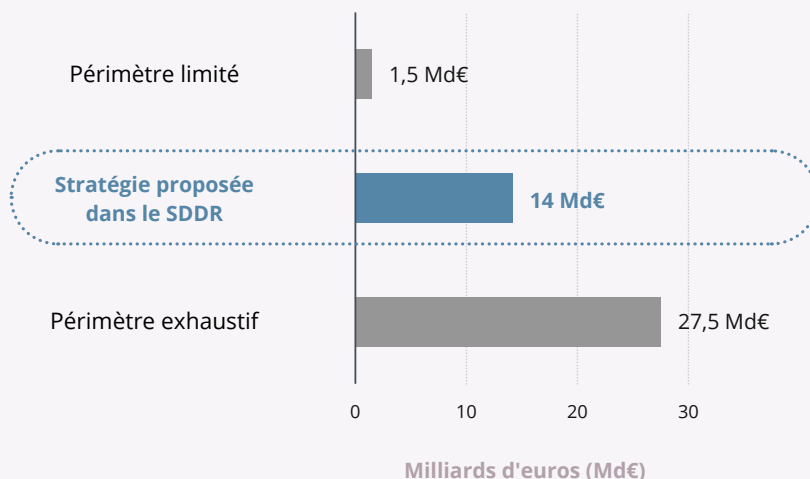
**Perspectives de
développement de
l'hydrogène en Nouvelle-
Aquitaine et Occitanie
et impact sur le réseau**

Quelles sont les alternatives ?

Le périmètre de priorisation actuellement retenu par le SDDR est intermédiaire : il retient les renforcements déjà programmés (phase n°1) et identifie sept zones de renforcements supplémentaires entre 2030 et 2040 (phase 2).

RTE a choisi de retenir les zones dans lesquelles le réseau est saturé dans toutes les simulations réalisées pour limiter les risques de surdimensionnement liés au développement de l'infrastructure. Les montants d'investissement s'élèvent à 14 milliards d'euros sur 15 ans. Les coûts d'exploitation en 2035 seraient de l'ordre de 500 millions d'euros, soit plus qu'aujourd'hui.

Investissements sur 15 ans (selon le niveau de priorisation)



Les alternatives sont exposées ci-dessous :

- **Périmètre limité** : seuls les renforcements de la phase n°1 sont réalisés. Dans ce cas de figure, les dépenses d'investissements sont plus faibles (1,5 milliards d'euros sur 15 ans) mais les coûts de *redispatching* augmentent de manière significative, renchérissant les coûts d'exploitation du réseau (de l'ordre de 3 milliards d'euros par an). Plusieurs projets d'industrialisation pourraient être freinés voire ralentis faute de capacité d'accueil suffisante sur le réseau français.

- **Périmètre exhaustif** : tous les renforcements identifiés dans les modèles d'études sont retenus en intégrant des marges d'exploitation supplémentaires et 5 zones supplémentaires sont intégrées. Sur le plan technique, cela correspond à un réseau très bien dimensionné, plus proche de la situation des années 70-80. Les coûts d'investissement sont très importants (27,5 milliards d'euros sur 15 ans). Les coûts d'exploitation sont faibles sur toute la période (autour du niveau actuel). La réalisation de tous les projets dans un temps aussi court est un défi technique.

Pour plus d'informations sur l'exploitation du système électrique, consulter la fiche n° 12 des orientations du SDDR



Mutualisation

Les renforcements identifiés dans la stratégie de priorisation répondent à plusieurs besoins. En d'autres termes, leur nécessité n'est pas induite par le développement d'un seul projet de production et de consommation. Les flux sont amenés à s'intensifier dans ces zones pour plusieurs raisons : décarbonation de l'industrie, installation de centrales de production renouvelables terrestres ou en mer, croissance des échanges avec les régions voisines ou avec les pays frontaliers.

Par ailleurs, les interventions liées au renforcement sont souvent mutualisées avec d'autres besoins du réseau : renouvellement des infrastructures vétustes, adaptation aux risques fortes chaleurs ou inondation, et raccordement des nouveaux utilisateurs du réseau de transport.

Cela permet de limiter les risques de « regret » dans l'investissement.



QUE SIGNIFIERAIT CONCRÈTEMENT NE PAS MUTUALISER LES RENFORCEMENTS ?

Ne pas mutualiser, cela signifierait démultiplier les infrastructures, et augmenter l'empreinte environnementale et paysagère du réseau.

Dans l'exemple ci-après (projet Amiens-Petit Caux), cela conduirait à renouveler d'un côté le poste électrique de la centrale nucléaire existante à Penly et à construire par ailleurs un nouveau poste électrique pour les nouveaux EPR2.



Pour plus d'informations sur l'exploitation du système électrique, consulter la fiche n°12 des orientations du SDDR



EXEMPLE :

Renforcement de l'axe électrique 400 000 volts Amiens - Petit-Caux entre la Normandie et les Hauts-de-France

L'axe électrique actuel qui relie les deux régions présente un déséquilibre : la région Normandie est globalement exportatrice, la région Hauts-de-France est quant à elle importatrice en électricité. Ce déséquilibre ouest-est va s'accroître au fil des années. Ainsi, dès 2035, l'axe existant arrivera à saturation et ne pourra plus répondre aux nouveaux besoins. Or, le développement des moyens de production électrique décarbonés en Normandie (EPR2 à Penly, parcs éoliens en mer) et l'évolution de la consommation liée à la décarbonation et réindustrialisation (vallée de Seine, Dunkerque) accentuent l'intensité de ces flux.

Il est donc nécessaire de le renforcer par la création d'une nouvelle ligne électrique à

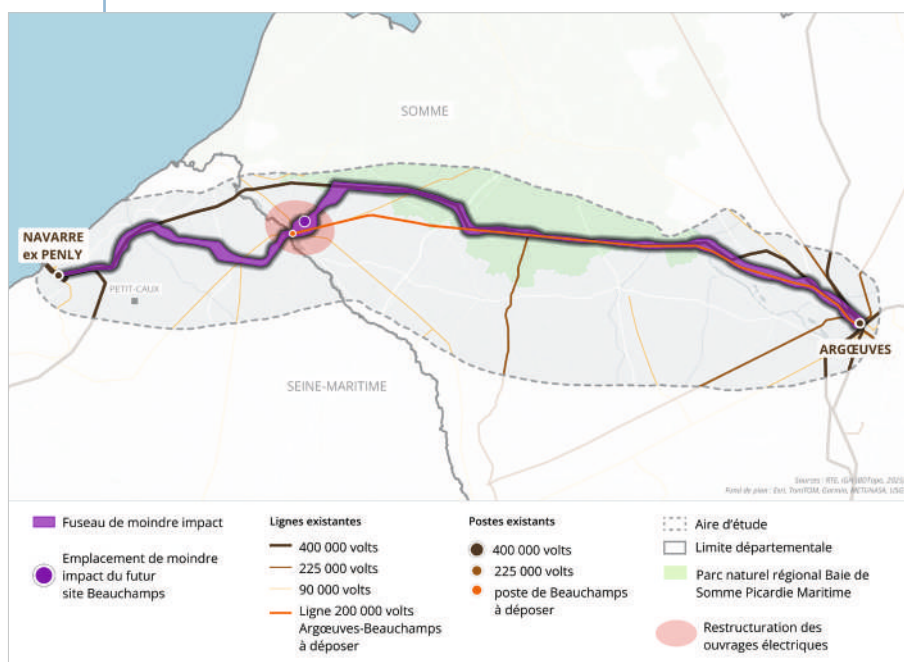
deux circuits 400 000 volts entre le futur poste électrique de Navarre (Petit-Caux – Seine-Maritime) et celui d'Argœuves (à proximité d'Amiens – Somme).

Le renforcement de cet axe électrique est mutualisé : la nouvelle ligne électrique à 400 000 volts répond à plusieurs besoins du parc de production.

Ce projet, qui représente un investissement de 390 millions d'euros, sera mis en service en 2034.

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 400 000 volts existante.

Ces travaux de renforcement de la structure très haute tension du réseau seront complétés par le renouvellement du poste de Penly situé à l'extrémité ouest de la ligne, qui permet l'évacuation de la production électrique de la centrale nucléaire, et le raccordement des futurs EPR2 du site.



Projet de création de la ligne 400 000 volts entre Amiens et Petit-Caux

Fuseau de moindre impact validé le 20 septembre 2023

PRINCIPE 3

Optimisation

RTE propose d'optimiser la gestion du système en l'exploitant d'ici 2035 avec quatre fois plus de volumes de congestions et de limiter à 7 zones la phase n° 2 du renforcement du réseau.

Cela suppose en contrepartie de garantir que RTE dispose des leviers techniques en quantité suffisante pour assurer l'équilibre des flux sur le réseau (c'est-à-dire gérer la congestion) et pour rétablir l'équilibre offre-demande du fait de ces actions. Plusieurs évolutions législatives récentes vont dans le sens d'augmenter la participation des producteurs aux mécanismes



Centre de dispatching de Nantes

© Seignette-Lafontan

de gestion de l'équilibre du système électrique. Par ailleurs, RTE a engagé un travail technique avec les producteurs et les consommateurs en juin 2025 pour permettre d'augmenter progressivement les volumes de redispatching.

Pour plus d'informations sur l'exploitation du système électrique, consulter la fiche n° 12 des orientations du SDDR

EXEMPLE :

Évolution récente du cadre juridique permettant de mobiliser les producteurs d'énergies renouvelables pour l'équilibre du système électrique

En tant que gestionnaire du réseau de transport d'électricité, RTE doit garantir à tout instant l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité et résoudre les congestions qui peuvent affecter le réseau de transport d'électricité. Pour cela, lorsque la consommation ou la production évolue de manière imprévue ou diffère des prévisions, RTE demande aux producteurs et/ou aux consommateurs de modifier leur production ou leur consommation pour rétablir l'équilibre du système en l'échange d'une rémunération

fixée par les producteurs et/ou consommateurs. Ce mécanisme d'exploitation géré par RTE est le mécanisme d'ajustement.

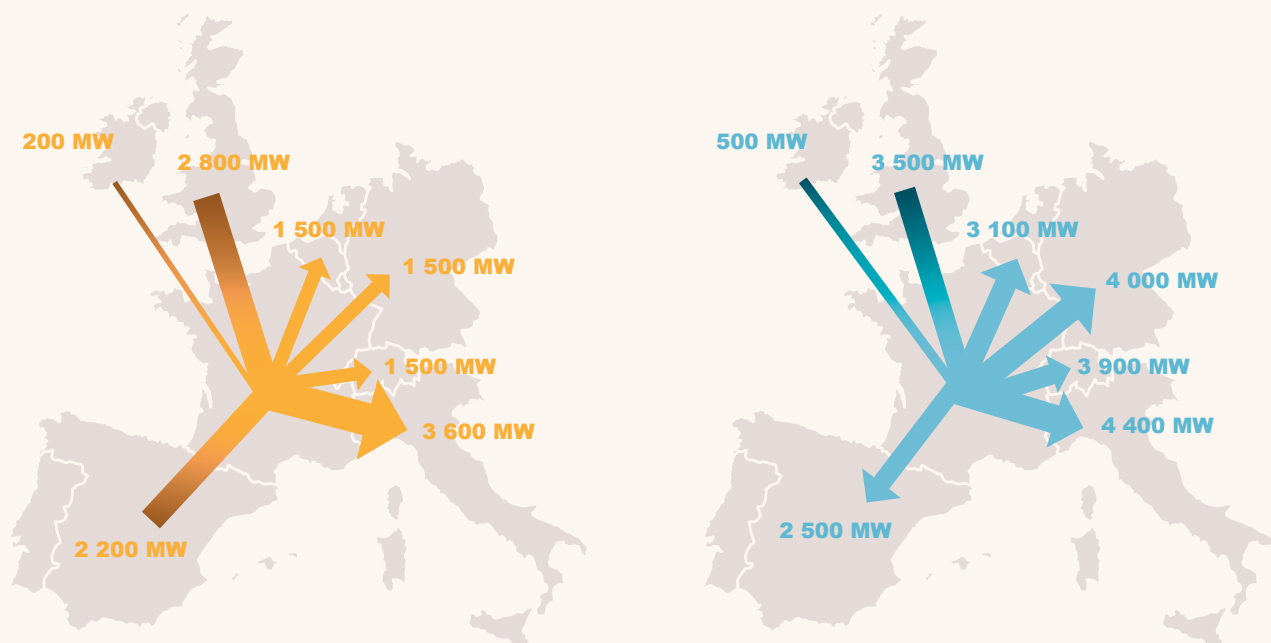
La loi du 30 avril 2025 portant diverses dispositions d'adaptation au droit de l'Union européenne, dite loi DDADUE, a étendu ce dispositif à toutes les installations de production renouvelable raccordées sur le réseau public de transport et le réseau public de distribution, dès lors que leur puissance unitaire est supérieure à 10 MW.

Que prévoit le projet de SDDR concernant les interconnexions ?

Du fait de sa position géographique, la France est un **carrefour électrique en Europe**. Le réseau de transport d'électricité français est sollicité par les flux de transit d'électricité entre le nord et le sud de l'Europe.

Par exemple, dans 98% des cas, lorsque la France importe depuis l'Espagne elle exporte au moins autant d'électricité vers les autres frontières. On parle d'échanges traversants : cela veut dire que ces échanges ne répondent

pas aux besoins du système électrique français, mais que le réseau français est utilisé pour faire transiter de l'électricité entre les autres pays européens. Ces échanges traversants sont de plus en plus importants, en volume et en fréquence. Bien que ces échanges soient bénéfiques à l'échelle de l'Europe, leur impact sur le réseau français est réel et sera croissant au fur et à mesure du développement des échanges transfrontaliers.



Flux traversants la France en 2035 pour une journée d'été durant les 5% du temps avec le plus de production solaire dans la péninsule ibérique (à gauche) et une soirée d'hiver durant les 5% du temps avec le plus de production éolienne en France (à droite)

Ainsi, l'un des enjeux du SDDR est d'identifier les interactions entre le développement de nouvelles interconnexions et les besoins de renforcement du réseau français.

Les projets d'interconnexion retenus dans le SDDR sont ceux actuellement en phase de réalisation (Celtic, qui relie la Bretagne à l'Irlande et Golfe de Gascogne, qui relie la Nouvelle Aquitaine à l'Espagne, et une augmentation de capacités des liaisons transfrontalières existantes avec l'Espagne, la Belgique et l'Allemagne).

Ces projets, qui doivent être progressivement mis en service d'ici 2030, permettront d'augmenter la capacité d'export de 11 GW et d'import de 9 GW par rapport à 2020. A cet horizon, la capacité d'export de la France s'établira à 29 GW et d'import à 24 GW.

Plusieurs autres projets sont à l'étude, notamment avec l'Espagne ou le Royaume-Uni. Ils ont fait l'objet d'analyses dans le cadre du SDDR mais n'ont pas été intégrés à la trajectoire d'investissement en application des principes de mutualisation et de priorisation.



Pour en savoir plus sur le développement des interconnexions, consulter la fiche n°11 des orientations du SDDR

QUEL EST LE RÔLE DES INTERCONNEXIONS POUR LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE ?

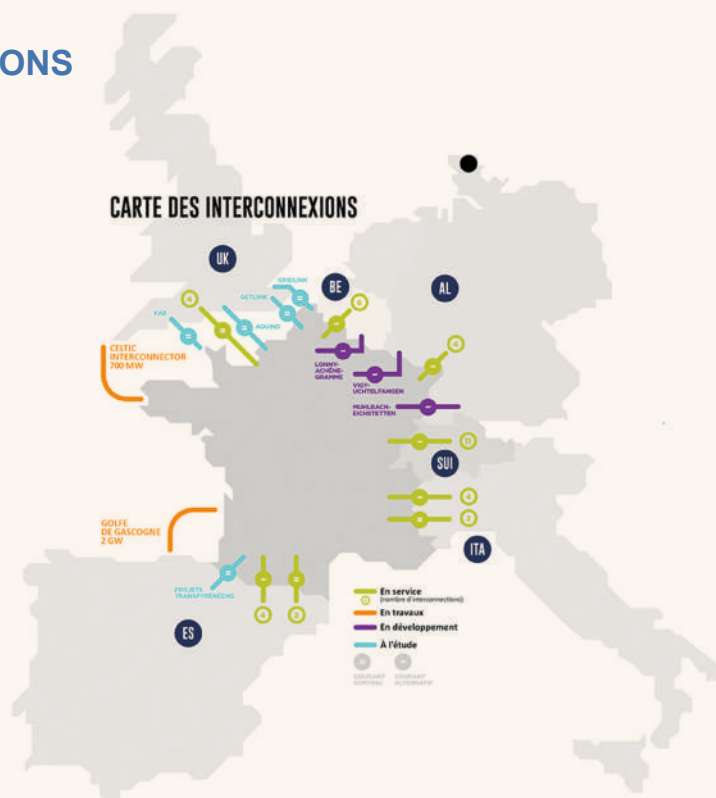
Une interconnexion est une ligne électrique à très haute tension entre deux pays, qui permet de faire circuler de l'électricité à chaque instant entre deux pays.

Le volume d'électricité passant d'un pays à un autre est défini par le biais des marchés européens de l'électricité et tient compte des capacités techniques des lignes.

Les interconnexions ont été initialement construites pour accroître **la sécurité d'approvisionnement**. Elles remplissent toujours cette fonction. À titre d'exemple, lors de l'hiver 2022-2023, dans un contexte de fortes tensions sur le système électrique français (crise de la corrosion sous contrainte pour le parc nucléaire, faible disponibilité du parc hydraulique du fait de sécheresse), les interconnexions ont permis d'assurer l'équilibre à chaque instant entre l'offre et la demande d'électricité et ont contribué à éviter des coupures. Au cours de cet hiver, la France a enregistré son record d'importation à un instant donné (niveau d'import enregistré à 14,9 GW).

Leur rôle s'est depuis élargi pour permettre de mutualiser les moyens de production à l'échelle européenne et assurer le démarrage des unités de production les moins chères et les moins carbonées (**optimisations économique et environnementale**).

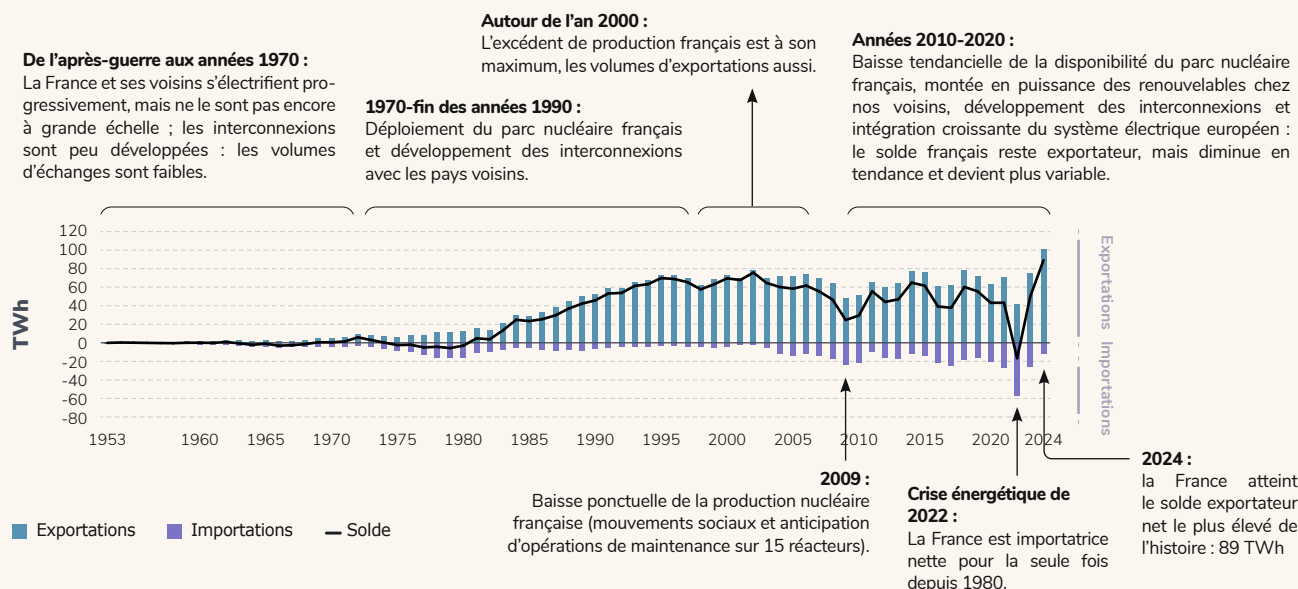
Grâce à une base de production renouvelable, nucléaire et hydraulique compétitive et décarbonée, ainsi qu'à

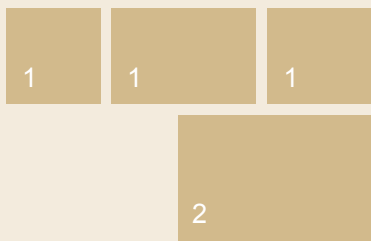


Source : Europe de l'électricité : les interconnexions au service de la solidarité | RTE

son réseau de 37 interconnexions électriques réparties sur 6 frontières, la France contribue largement à cette optimisation et en bénéficie sur le plan financier. Au cours des vingt dernières années, la France a été exportatrice nette tous les ans (à l'exception de l'année 2022). En 2024, les recettes liées aux exports d'électricité s'élevaient à 5 milliards d'euros pour un niveau d'exportation record (89 TWh sur l'année).

Échanges physiques entre la France et ses voisins entre 1953 et 2024





1. Chantier du projet
Golfe de Gascogne

2. Station de conversion
de la ligne Savoie Piémont
entre la France et l'Italie



© RTE

Pour permettre aux interconnexions de bien fonctionner, il faut que les réseaux des pays de chaque côté de l'interconnexion soient suffisamment bien dimensionnés pour faire transiter l'électricité. C'est pourquoi **le SDDR prévoit de réaliser d'abord le renforcement du réseau très haute tension. Une fois le réseau renforcé, il sera possible d'envisager la construction de nouvelles interconnexions.** Le réseau français sera alors suffisamment bien dimensionné pour répondre de manière mutualisée aux besoins français et européens.

Le développement des interconnexions constitue un objectif européen en matière de politique énergétique et plusieurs projets entre la France et ses voisins sont identifiés

comme des projets d'intérêt commun au niveau européen pour des mises en service dans la décennie 2030-2040.

RTE a donc identifié les prérequis techniques et financiers à remplir pour permettre la mise en service de nouveaux projets d'interconnexion entre 2030 et 2040. À titre d'exemple, la mise en service d'un projet supplémentaire entre la France et l'Espagne à l'horizon 2036 nécessiterait un investissement supplémentaire de 2,6 milliards d'euros et la mise en service plus rapide de projets (et/ou la définition de projets plus importants) dans plusieurs zones identifiées pour la phase 2 du SDDR (Ouest Pyrénées, façade atlantique et Occitanie).

POINT D'INFORMATIONS SUR LE BLACK-OUT IBÉRIQUE DU 28 AVRIL 2025 ET LIEN AVEC LE SDDR

L'Espagne et le Portugal ont connu un black-out le 28 avril 2025. Les causes et le déroulé précis des circonstances ayant conduit à cette situation sont en cours d'investigation à l'échelle européenne par un groupe d'experts composé de 43 représentants – dont RTE – issus de 17 pays. Les textes européens fixent un délai de 6 mois pour

les conclusions complètes. Le déroulé est récapitulé sur le site internet mis à disposition par le groupe d'experts (il s'agit d'une analyse « à date » et sans préjudice des conclusions complètes, qui seront rendues ultérieurement conformément aux dispositions prévues par les textes européens).



Pour en savoir plus sur le black-out, consulter la Foire aux questions : black-out du 28 avril 2025 sur la péninsule ibérique

Sur le plan de production espagnol le 28 avril matin

- La production éolienne et photovoltaïque représentait près de 70% (dont 55% de photovoltaïque) du mix électrique à 12h30. Cette production photovoltaïque était très importante, mais il ne s'agissait pas d'un record. Le niveau de production était par ailleurs cohérent avec les résultats du marché de l'électricité enregistré la veille.
- L'Espagne était fortement exportatrice sur toutes ses frontières.

Sur le fonctionnement du système électrique espagnol le 28 avril avant le black-out

- Le système électrique espagnol a connu d'importantes fluctuations de tension dès 10h30. Ces fluctuations étaient importantes mais restaient dans la plage autorisée par les règles espagnoles.
- En complément de ces fluctuations de tension, des phénomènes d'oscillations (variation de puissance et de fréquence) ont été observées : une oscillation entre 12h03 et 12h07 et une oscillation entre 12h16 et 12h22.
- Les procédures d'exploitation en vigueur prévoient des mesures pour gérer les phénomènes d'oscillation, notamment la diminution des échanges aux frontières.
- Le gestionnaire de réseau espagnol a demandé à RTE à deux reprises de réduire les exportations depuis l'Espagne. Cette mesure a été efficace : elle a permis de stabiliser le système et de mettre fin aux oscillations à 12h22.
- La tension a continué d'augmenter progressivement sur le réseau espagnol, particulièrement à partir de 12h24.



- ▶ Trois déconnexions consécutives de multiples groupes de production ont été observées dans le sud de l'Espagne entre 12h32min57sec et 12h33min17sec
- ▶ À 12h33min17sec, la plage de fonctionnement autorisée pour la tension a été dépassée.
- ▶ D'autres déconnexions sous forme d'une réaction en chaîne se sont produites. Elles ont conduit à un déséquilibre massif entre la production et la consommation en Espagne.
- ▶ À cet instant, ce sont les plans de défense des systèmes électriques qui ont pris le relais sur les actions humaines. Il s'agit de matériels de protections automatiques qui agissent en quelques millisecondes, pour rétablir les équilibres physiques du système électrique.
- ▶ En France, les protections se sont activées. Elles stabilisent le système électrique français et européen et évitent la propagation de l'incident.
- ▶ En Espagne, le plan de défense s'est activé mais n'a pas permis d'éviter l'effondrement du système électrique. À 12h33min34sec, le black-out s'est produit.

Sur le processus de restauration du système électrique

Le processus de restauration a démarré et duré jusqu'à 00h22 au Portugal et 04h00 en Espagne.

Le rétablissement du système a reposé sur les interconnexions, les moyens de production équipés de capacités dites de black-start (c'est-à-dire de moyens qui ont la capacité de démarrer sans alimentation extérieure et qui permettent donc de réalimenter le réseau).

RTE a remis sous tension une première partie de l'interconnexion dès 12h44 puis à 13h35. La capacité technique de l'interconnexion n'a pas été utilisée complètement pendant cette phase de restauration.

Le gestionnaire de réseau marocain a également remis sous tension l'interconnexion rapidement (13h04).

Sur l'analyse de l'incident

Le processus d'analyse se poursuit. Il est notamment centré sur la gestion du plan de tension en Espagne et sur le fonctionnement du plan de défense.

Les deux points sont essentiels pour établir un retour d'expérience performant et identifier des mesures efficaces pour l'Espagne et pour les autres pays européens.



Quel est le lien avec le SDDR ?

Le black-out pose trois questions en lien avec le SDDR :

- **Quels sont les prérequis techniques associés à la mise en service d'interconnexions supplémentaires avec l'Espagne ?** RTE a précisé que plusieurs conditions devaient être remplies pour poursuivre l'interconnexion entre la France et la péninsule ibérique, dont le renforcement du réseau français pour accueillir de nouveaux flux et la stabilité des réseaux.
- **Quels sont les investissements prévus en France pour le plan de tension ?** Le SDDR prévoit un plan d'investissement important dans

la gestion de la tension (de l'ordre de 2 milliards d'euros intégrés à la stratégie de renforcement de la structure du réseau à très haute tension – voir fiche 12 des orientations du SDDR).

- **Quels sont les investissements dans le plan de restauration du réseau en cas de black-out ?** Le SDDR prévoit des investissements sur le plan de reconstitution du réseau intégrés dans les investissements relatifs aux moyens de pilotage et de télécommunications (voir fiche 4 des orientations du SDDR pour un montant total de 4 milliards d'euros).



Pour en savoir plus : RTE a publié un document de réponses aux questions fréquemment posées sur cet incident : Foire aux questions : black-out du 28 avril 2025 sur la péninsule ibérique | RTE

3 Les impacts socio-économiques et environnementaux du SDDR

Le besoin de renforcer le réseau n'est pas une nouveauté. 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 sur la compétitivité européenne, qui mentionne expressément les infrastructures de réseau.

RTE propose une stratégie qui tient compte des enjeux environnementaux, sociétaux et économiques associés à cette nouvelle étape

dans le développement du réseau. Cette stratégie est décomposée en quatre grandes catégories de propositions :

- Les choix technologiques pour les différents niveaux de tension et leurs impacts sur l'environnement ;
- Les leviers d'atténuation de l'impact environnemental de la stratégie ;
- Les leviers pour maximiser les retombées économiques sur le territoire national ;
- Les possibilités d'adaptation de la trajectoire d'investissement.

CHIFFRES CLÉS SUR LE RÉSEAU EXISTANT :



Le réseau de transport est visible sur
15 % du territoire.

Le réseau de transport est présent dans une commune sur deux.



Moins de 1%
des zones protégées et/ou inventoriées sont traversées par le réseau de transport d'électricité, et celui-ci permet par ailleurs des co-usages (activités agricoles, milieu naturel principalement) dans 99 % des cas.



4 100 hectares
de sols artificialisés, soit 0,1% des surfaces artificialisées en France (principalement par des postes électriques).

3.1 Les choix technologiques pour les différents niveaux de tension et leurs impacts sur l'environnement

Le réseau de transport d'électricité est une infrastructure essentielle pour l'économie française.

Les impacts du développement du réseau de transport d'électricité sur le paysage,

le cadre de vie et l'activité économique des territoires concernés sont des facteurs structurants dans la recherche d'une insertion optimale des infrastructures dans leur environnement.



QUELLE ÉTAIT LA PROPOSITION DE RTE DANS LE SDDR 2019 ?

Dans le SDDR 2019, RTE avait proposé une mise en souterrain systématique de tous les projets en 63 000 et 90 000 volts (renouvellement, raccordement et renforcement) et pour tous les projets en 225 000 volts qui ne se limitaient pas à un changement des câbles (renouvellement, raccordement et renforcement).

Dans [sa délibération du 23 juillet 2020](#), la Commission de régulation de l'énergie avait cependant demandé à RTE de revoir sa doctrine. Elle a ainsi demandé à RTE de limiter : « *[le] recours à la mise en souterrain systématique en HTB1 [63-90 kV] dans les zones prioritaires identifiées par le contrat de service public entre l'Etat et RTE. Elle demande à RTE de considérer l'ensemble des options dans les autres cas et de favoriser, à coût équivalent, la solution qui permet de minimiser l'impact environnemental et les délais de réalisation ;* ».

En pratique, aujourd'hui :

- ▶ le renouvellement se fait principalement en technologie aérienne (85 % pour les niveaux de tension 63 000 et 90 000 volts et à 95 % pour le niveau de tension 225 000 volts) ;
- ▶ le renforcement du réseau se fait en majorité en technologie souterraine pour les niveaux de tension 63 000 et 90 000 volts (65 %), en technologie aérienne pour le niveau de tension 225 000 volts (70 %) et en technologie aérienne pour le niveau de tension 400 000 volts (100 %) ;
- ▶ les raccordements se font essentiellement en technologie souterraine (90 %) ;
- ▶ 100 à 300 km de lignes aériennes sont démontées chaque année (et ne sont pas reconstruites).

Au global, l'empreinte visuelle tend à se réduire avec environ 1 000 km de moins de lignes aériennes entre 2019 et 2024.

Pour en savoir plus sur la doctrine proposée à l'issue de cette délibération, consulter les principaux enseignements du SDDR 2019, p.31.

Ce que propose le SDDR

1) Une description précise des choix technologiques en fonction des niveaux de tension et du type de projets

Les choix proposés conduisent à ne pas augmenter le nombre de kilomètres de rangées de pylônes par rapport à 2025 (environ 80 000 km de rangées de pylônes en 2025 et autant en 2040) et fait porter une part importante de l'extension du réseau par des projets souterrains et sous-marins.

LES PRINCIPES DIRECTEURS DE LA STRATÉGIE PROPOSÉE



La technologie aérienne est privilégiée pour le renouvellement du réseau.



La technologie souterraine est privilégiée pour le raccordement et le renforcement du réseau à haute tension.



La technologie aérienne est privilégiée pour le renforcement du réseau à très haute tension.



Le renforcement du réseau passe en priorité par des travaux sur les lignes existantes et non par la création de nouvelles lignes (par exemple : augmentation de puissance dans les postes existants, changement des câbles d'une ligne existante, installation de deux lignes sur un seul pylône, etc.).



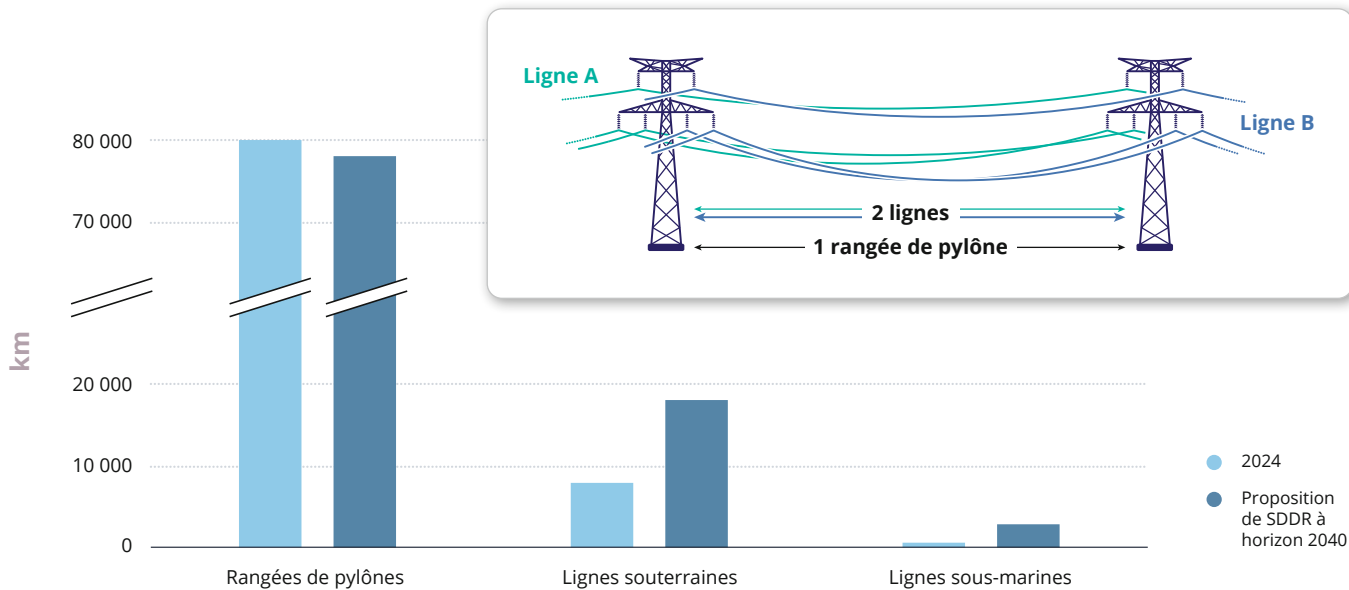
La création de nouvelles lignes se fait de manière prioritaire à la place ou en parallèle des lignes existantes.



Dès que cela est possible, les lignes sont démontées.



Lorsqu'il n'est pas possible de construire une nouvelle ligne à très haute tension à la place ou en parallèle d'une nouvelle ligne existante alors un linéaire au moins équivalent de lignes de moindre tension sera mis en souterrain.



Évolution du nombre de kilomètres de rangées de pylônes, de lignes souterraines et de lignes sous-marines entre 2024 et 2040 (selon la proposition de SDDR)



1. Remplacement d'un pylône sous tension (225 000 volts) dans le Morbihan
© Thomas Derignieux/QAPTUR/RTE
2. Forage dirigé pour le renouvellement d'une liaison souterraine en Île-de-France
© Frédéric Ruffin

2) Pourquoi RTE propose que les nouvelles lignes 400 000 volts soient construites en aérien ?

En tant qu'entreprise régulée chargée d'une mission de service public, RTE doit proposer la meilleure solution d'un point de vue technico-économique.

1. **Sur le plan économique**, le recours à la technologie aérienne 400 000 volts est 6 à 7 fois moins coûteux que la technologie souterraine en courant continu (*voir l'encadré ci-après*) pour le même niveau de puissance.
2. **Sur le plan environnemental**, la technologie aérienne a des impacts, notamment visuels et sur la biodiversité (avifaune, entretien de la végétation, *etc.*). La technologie souterraine en courant continu a également des impacts, notamment environnementaux et d'impossibilité de co-usages, qui sont souvent occultés. Les impacts de la technologie souterraine en courant continu concernant, en particulier, l'artificialisation des sols et la consommation de métaux

rares (notamment le cuivre). Voir le tableau comparatif ci-dessous.

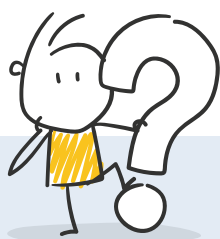
3. **Sur le plan des approvisionnements**, la technologie souterraine en courant continu fait l'objet de délais industriels de fabrication très importants et qui ont beaucoup augmenté au cours des dernières années, notamment suite à l'annonce du développement des programmes éoliens en mer dans de nombreux pays (en Europe et dans le monde). Il n'est pas possible d'envisager des approvisionnements dans des délais courts (c'est-à-dire pour des besoins identifiés à l'horizon 2030), tous les créneaux de fabrication étant déjà réservés. Les créneaux de fabrication à l'horizon 2035 et 2040 existent mais doivent se réserver rapidement auprès des équipementiers. Le choix de la technologie souterraine en courant continu imposerait de figer très rapidement la trajectoire d'investissement à l'horizon 2035-2040.

	Les inconvénients sur le plan environnemental	Les avantages sur le plan environnemental
Lignes aériennes en très haute tension	<ul style="list-style-type: none">► Présence de la ligne et des pylônes dans le paysage► Répercussions pour la biodiversité : collision d'oiseaux, entretien de la végétation à proximité des lignes	<ul style="list-style-type: none">► Impacts des chantiers essentiellement limités aux pylônes et à leur accès.► Possibilités de co-usages (en particulier avec les milieux agricole et naturel).
Lignes souterraines en très haute tension	<ul style="list-style-type: none">► En phase chantier, emprise au sol 2 à 3 fois supérieure à l'aérien► En phase exploitation, artificialisation des sols importante à cause des stations de conversion► Empreinte matière plus importante en raison de l'utilisation du cuivre	<ul style="list-style-type: none">► Absence de ligne électrique dans le paysage et des impacts associés.

En tenant compte de l'ensemble de ces paramètres, de la possibilité d'utiliser en priorité les couloirs existants du réseau et de l'engagement de mettre en souterrain au moins un volume aussi important d'infrastructures de moindre tension, RTE propose de retenir systématiquement la technologie aérienne pour le réseau terrestre à 400 000 volts.

En complément, pour chaque projet de ligne aérienne en 400 000 volts, RTE procède à une analyse des impacts et propose des **mesures d'évitement**, de

réduction et de compensation à l'échelle du projet, en concertation avec les acteurs du territoire, et ce tout au long du projet. Le public est associé dans le cadre de la concertation préalable puis de la concertation continue. Par ailleurs, une concertation spécifique est organisée avec les parties prenantes (élus, associations, organisations professionnelles, etc.) dans le cadre de la circulaire « Ferracci » du 21 mars 2025 (qui remplace la circulaire « Fontaine » du 9 septembre 2002).



POURQUOI UTILISE-T-ON LA TECHNOLOGIE EN COURANT CONTINU POUR LES LIGNES SOUTERRAINES SUR DE GRANDES LONGUEUR ET DE GRANDE CAPACITÉ ?

Pour des raisons techniques, les lignes électriques souterraines en 400 000 volts en courant alternatif ne sont pas adaptées au transport d'importantes quantités d'électricité sur de longues distances. En effet, plus les lignes souterraines en courant alternatif sont longues, plus la quantité d'électricité qu'elles peuvent acheminer diminue. Par conséquent, pour transporter une quantité d'électricité équivalente à une ligne aérienne à deux circuits (plus de 4000 MW), il faudrait créer huit liaisons souterraines parallèles suffisamment espacées pour éviter l'échauffement mutuel des câbles. Cela aurait des conséquences très sensibles sur (i) l'emprise au sol du chantier, (ii) la consommation de matériaux (notamment cuivre) et (iii) la fiabilité de la ligne qui serait réduite en raison du plus grand nombre de jonctions entre les câbles.

Par ailleurs, pour ce type de lignes souterraines, il est nécessaire d'introduire, à plusieurs endroits sur le tracé, des postes électriques complémentaires – appelés « postes de compensation » – dotés d'une technologie spécifique permettant de préserver la capacité de transport d'électricité



Exemple de chambre de jonction 400 000 volts

de la ligne. La distance entre ces postes ne peut pas excéder 25 kilomètres. La construction de ces postes électriques spécifiques induirait des chantiers supplémentaires, avec des conséquences environnementales liées au transport des matériaux (circulation de camions avec un impact sur le trafic routier et le voisinage) ainsi qu'une occupation totale et une artificialisation des sols beaucoup plus importantes.



Station de conversion Savoie-Piémont

© Alban Pernet

3) Les projets 400 000 volts en cours et prévus au SDDR sont compatibles avec la doctrine proposée

EXEMPLE N°1 :

Projet « Transition énergétique des Boucles de la Seine »



En Normandie, pour accompagner la décarbonation et la réindustrialisation du territoire, RTE prévoit de renforcer le réseau à très haute tension dans la vallée de la Seine où les besoins de capacités de raccordement sont en forte croissance. En effet, les demandes cumulées de raccordements industriels (industries existantes

et projets en cours de développement) s'élèvent à 1,5 GW.

Le réseau devra également pouvoir accueillir la production électrique des parcs éoliens envisagés au large de la Seine-Maritime (Fécamp Grand Large 1 et 2, pour une puissance totale de 4 GW).

Le projet «Transition énergétique des Boucles de la Seine», concerne les départements de la Seine-Maritime et de l'Eure. Il prévoit la création de :

- ▶ une ligne électrique 400 000 volts entre la zone industrielle de Port-Jérôme (76) et Rougemontiers (27),
- ▶ une double liaison souterraine 225 000 volts entre les zones industrielles de Port-Jérôme et du Havre,
- ▶ deux postes électriques 225 000/400 000 volts (Noroit et Roseaux) dans ces zones.

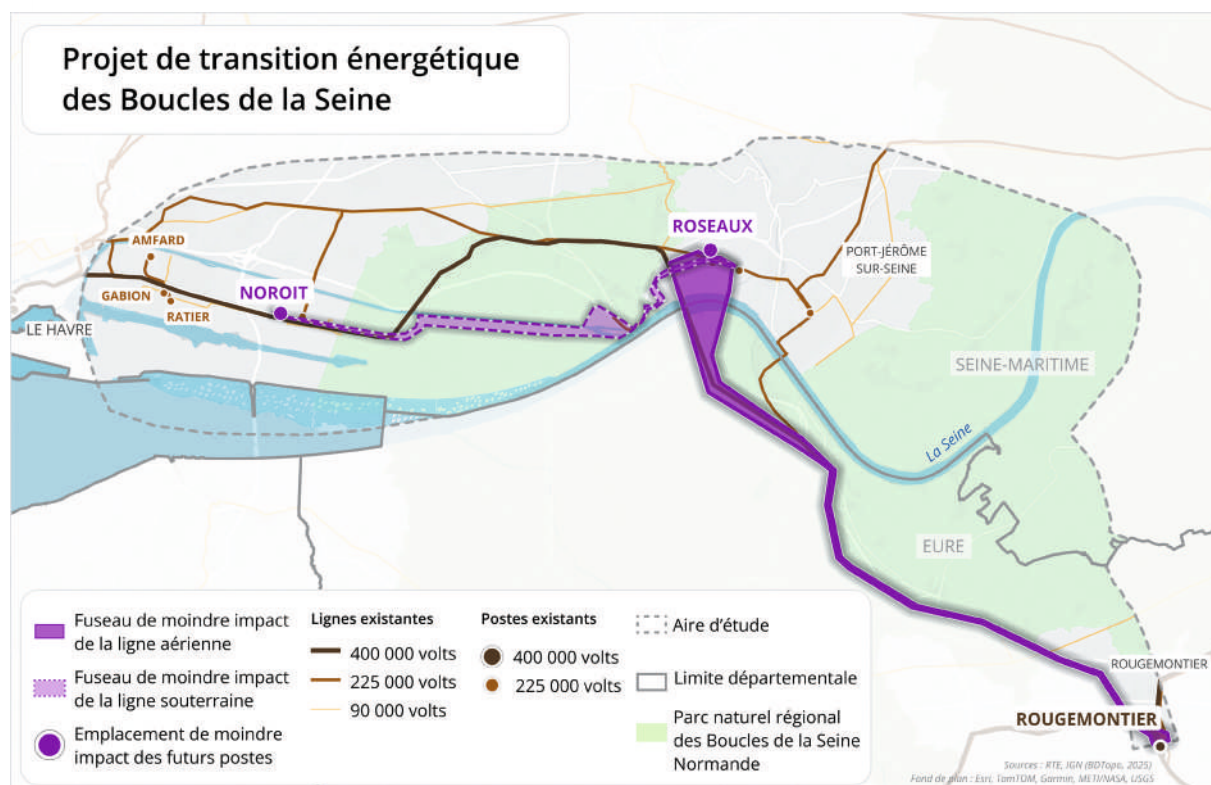
Les choix technologiques retenus par RTE dans le cadre de ce projet sont conformes à la doctrine proposée dans le SDDR, et amènent à une stabilisation de la longueur du réseau aérien dans la zone.

Le fuseau de moindre impact retenu pour la construction de la future ligne électrique aérienne 400 000 volts reprend en très grande partie le tracé de la ligne 225 000 volts existante, qui sera elle-même supprimée à terme.

Pour relier les zones industrielles de Port-Jérôme et du Havre, en raison de l'absence de couloir aérien existant et de l'encombrement de la surface lié aux activités industrielles et logistiques du port, le choix a été fait de créer une liaison souterraine en 225 000 volts.

Le choix du fuseau et de la technologie, résultant d'une double concertation qui s'est tenue entre novembre 2023 et janvier 2024 – concertation dite « Fontaine » (à destination des élus, chambres consulaires et associations du territoire) et concertation avec le public – ont été validés par le préfet instructeur et par le sous-préfet du Havre, en présence des élus locaux, des chambres consulaires, des associations du territoire et des parties prenantes du projet le 10 avril 2024.

Le coût de ces travaux s'élève à un peu plus de 500 millions d'euros. Ils débiteront dès fin 2025, avec une mise en service des ouvrages prévue en 2029.



EXEMPLE N°2 :

Création d'une ligne électrique 400 000 volts aérienne à deux circuits entre Fos-sur-Mer (13) et Jonquières-Saint-Vincent (30)

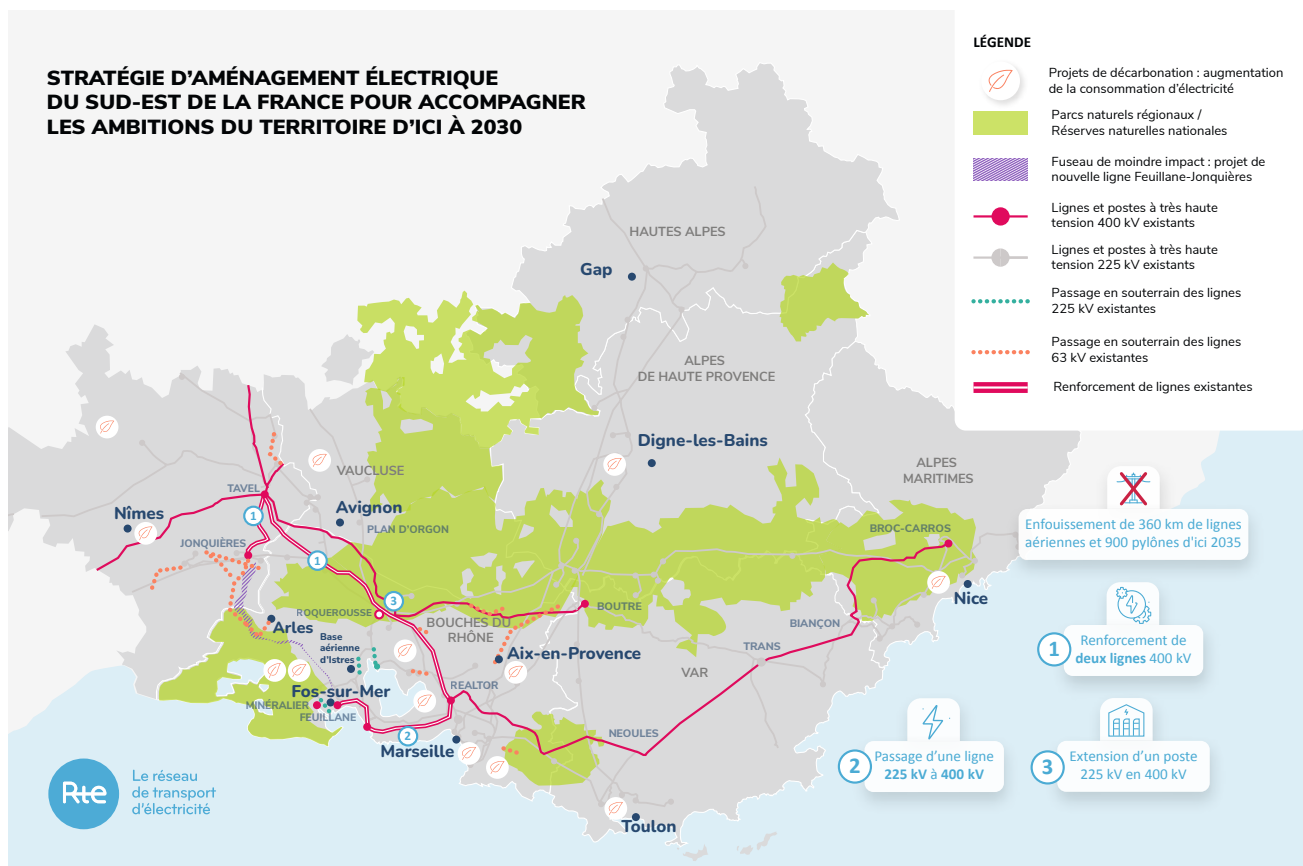


Dans le sud-est de la France, les dynamiques locales, mais aussi régionales, en faveur de la décarbonation (en particulier de la zone industrielle de Fos-sur-Mer) et de la réindustrialisation vont se traduire par une consommation d'électricité supplémentaire. Cela représente déjà plus de 6 GW de demandes de raccordement électrique exprimées, soit un doublement par rapport à la consommation actuelle.

La stratégie de renforcement locale proposée par RTE s'inscrit dans un plan d'investissement sur les territoires du Gard et des Bouches du Rhône, pour un montant de près d'un milliard d'euros. Elle vise à augmenter la capacité de transport du réseau construit dans les années 1970, et qui n'est plus adapté à de tels flux.

RTE prévoit de renforcer plusieurs lignes 225 000 volts et 400 000 volts et d'en créer une nouvelle entre Fos-sur-Mer et Jonquières-Saint-Vincent. Le tracé de ce nouvel axe est en cours d'identification au sein du fuseau de moindre impact, mais évite les zones habitées ainsi que la zone centrale de biosphère du parc de Camargue.

Afin de compenser l'impact lié à la création d'une nouvelle ligne aérienne sur le paysage, il est prévu d'enfouir 360 km de lignes aériennes et de retirer 900 pylônes dans les départements du Gard et des Bouches-du-Rhône à l'horizon 2035.



Source : Présentation du projet



Ligne Chaingy-Dambron

© RTE



EXEMPLE N°3 :

Création d'une ligne à très haute tension (400 000 volts) entre les postes électriques de Chaingy (45) et Dambron (28)

Cet exemple a été présenté dans la partie 2.3 du présent dossier, afin d'illustrer un projet de renforcement.

Pour ce projet de renforcement de l'axe entre le Centre-Val de Loire et l'Ile-de-France, il a été décidé de créer une ligne aérienne 400 000 volts de 26 km entre les postes électriques de Chaingy et de Dambron.

Conformément à la doctrine proposée dans le SDDR, et afin de limiter les impacts sur le territoire, il est prévu que cette nouvelle ligne soit construite en parallèle d'une ligne aérienne 225 000 volts déjà existante.

En complément, la construction de ce renforcement permettra de supprimer deux lignes aériennes 225 000 volts de 26 km de long actuellement en service sur le même tracé.



3.2 En complément des solutions techniques, les leviers proposés pour atténuer l'impact environnemental de la stratégie

La stratégie française pour réduire les émissions de gaz à effet de serre et lutter contre le changement climatique dans les années à venir repose de façon synthétique sur trois piliers :

1. Une réduction de la consommation d'énergie, notamment grâce aux progrès de l'efficacité énergétique mais également grâce à des actions de **sobriété énergétique**.



COMMENT LA SOBRIÉTÉ ÉNERGÉTIQUE EST-ELLE PRISE EN COMPTE DANS LES SCÉNARIOS DE DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU ?

Le thème de la sobriété est incontournable dans la réflexion sur l'évolution du système électrique.

Clé de voûte de la réflexion devant rendre possible la transition énergétique dans ses multiples dimensions pour les uns, repoussoir synonyme de décroissance et promesse de rupture par rapport aux modes de vie actuels pour les autres, la sobriété est un thème de discussion qui cristallise les débats. Dans le cadre de la consultation conduite par RTE sur les *Futurs énergétiques 2050*, aucun accord ni aucune évidence ne sont ressortis sur ce thème.

Dans cette situation, RTE a consacré un volet important des *Futurs énergétiques 2050* à la sobriété avec un scénario dédié, qui permet d'identifier l'impact sur la trajectoire de consommation, sur l'appareil productif et sur les réseaux sur tous les aspects (techniques, économiques, environnementaux). Le rapport complet sur

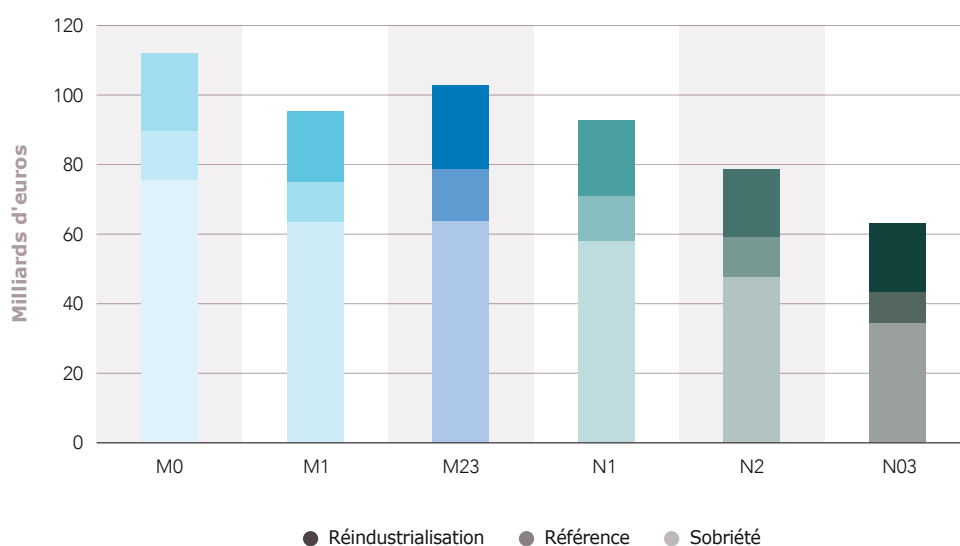
les *Futurs énergétiques 2050* détaille l'ensemble de ces éléments.

Par exemple, sur les investissements réseau, pour chaque scénario, une fourchette d'investissement a été publiée et intègre des variantes de sobriété ou de réindustrialisation.

Suite aux travaux menés dans les *Futurs énergétiques 2050*, RTE a approfondi le sujet en partenariat avec IPSOS, ce qui a conduit à la publication d'une étude sur «*La disposition des Français à changer leurs modes de vie en faveur de la transition énergétique*».

Cette étude a mis en évidence que les Français sont aujourd'hui ouverts à certaines des transformations nécessaires, gestes de sobriété simples et changements d'équipements. Ces éléments ont été intégrés dans le cadrage du Bilan prévisionnel 2023 et du SDDR.

Besoins d'investissements totaux sur le réseau de transport d'électricité, sur la période 2035-2050, selon les scénarios et les niveaux de demande



En effet, **les scénarios retenus pour le SDDR s'appuient sur des perspectives importantes de croissance de la consommation – en rupture avec la tendance actuelle – mais moins importantes que la somme des demandes de raccordement reçues par RTE et ils intègrent des leviers de sobriété et d'efficacité énergétique.** Le chapitre consommation du Bilan prévisionnel 2023 détaille ces éléments.

Sur les variantes de sobriété, les études menées dans le SDDR confirment les conclusions des *Futurs énergétiques 2050* :

- La maîtrise de la consommation est la clé d'un juste dimensionnement des investissements et de leur soutenabilité à long-terme ;

- L'activation de leviers importants de sobriété ne va pas de soi : au-delà de l'appel au volontarisme individuel, il s'agit de leviers collectifs et en lien avec l'organisation de la société ;
- Sans certitude sur l'activation de ces leviers, un éventuel surdimensionnement de la production d'électricité a des conséquences moins coûteuses qu'un sous-dimensionnement par rapport à l'impératif de lutter contre le réchauffement climatique.

2. Le remplacement des énergies fossiles par des sources d'énergie décarbonées, dont une part importante d'électricité. C'est ce que désigne le terme « électrification des usages » : la substitution des **énergies fossiles** par de l'électricité lorsque cela est possible et sans incidence majeure sur l'usage final (par exemple, passage d'une chaudière à gaz à une pompe à chaleur pour le chauffage, ou d'un véhicule thermique à un véhicule électrique ou encore remplacement de hauts fourneaux d'une aciérie par

un four à arc électrique). Cette stratégie, similaire à celle des autres pays européens, impliquera ainsi une augmentation de la part d'électricité dans la consommation énergétique finale.

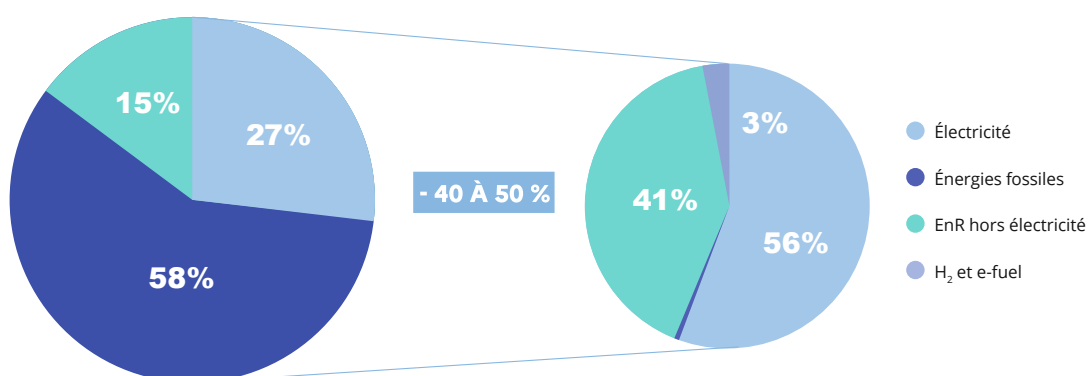
3. Le développement des moyens de production d'électricité bas-carbone (nucléaire et renouvelables) sur le territoire : il s'agit de remplacer des énergies fossiles, produites hors de France et importées, par des moyens de production localisés sur le territoire.

En 2021 :

1 611 TWh d'énergie consommée

En 2050 :

~ 900 TWh d'énergie consommée



Consommation finale d'énergie en France en 2021 et projection à horizon 2050

Source : [projet de Stratégie française énergie et climat](#) - version publiée en novembre 2023

L'électrification des usages et le raccordement de nouveaux sites de production d'énergie augmenteront l'empreinte environnementale et territoriale du réseau de transport d'électricité par rapport à la situation actuelle.

Afin de limiter l'empreinte environnementale du réseau, la stratégie proposée intègre dès sa conception des leviers d'évitement et de réduction par RTE qui permettent de réduire le nombre de lignes et de postes à créer.



Barrage de Roselend (73)

© Seignette-Lafontan



Longueur totale
des rangées de pylônes



Surfaces artificialisées
par le réseau

Réseau actuel

80 000 km

4 100 hectares

Somme des besoins techniques
en 2040 (sans aucun levier ERC,
développement tout en aérien)

> 95 000 km

5 500 hectares

Stratégie proposée dans le SDDR

78 000 km

< 5 300 hectares

Comment l'impact paysager et l'empreinte environnementale ont été pris en compte pour la conception du projet de SDDR ?

Phase amont : 2019-2023

Dans le cadre de la préparation du SDDR 2025, RTE a réalisé un [bilan de l'exécution du SDDR 2019](#) et publié les principales conclusions de ce bilan.

Les analyses environnementales menées sur le SDDR 2025 tiennent compte de l'avis de l'Autorité environnementale sur le SDDR 2019.

En complément, les analyses du SDDR s'appuient sur une méthodologie analogue à celle utilisée dans le cadre de ses études prospectives (*Futurs énergétiques 2050* et Bilan prévisionnel 2023) sur le système électrique¹⁸ qui permettent de mener de manière conjointe des simulations de nature technico-économique et environnementale.

Phase 1 : 2023-2025

Pendant cette phase, RTE a procédé à l'identification des principaux leviers d'évitement et de réduction à la maille du SDDR pour :

- ▶ proposer une stratégie de développement du réseau qui tienne compte des enjeux techniques, économiques et environnementaux ;
- ▶ faire évoluer la politique environnementale de l'entreprise, par exemple en attribuant un poids plus grand aux exigences environnementales dans ses achats ou en faisant évoluer ses pratiques d'entretien de la végétation.

À cette fin, RTE a soumis sa proposition de cadrage, ses hypothèses et les études réalisées dans une consultation¹⁹ organisée du 14 mars au 30 avril.

RTE a également organisé un groupe de travail spécifique dédié à la thématique environnementale en octobre 2024. Une quarantaine de participants issus de parties prenantes diverses (associations environnementales, entreprises, pouvoirs publics, élus, etc.) ont pu s'exprimer sur les orientations proposées.

¹⁸. i.e. comprenant non seulement le réseau mais aussi la production d'électricité et les flexibilités et s'intéressant aux interactions entre le système électrique et le reste du système énergétique.

¹⁹. Les documents soumis à la consultation publique ainsi que la synthèse des retours à ce cette consultation publique sont accessibles sur le site internet de RTE : [Le schéma décennal de développement du réseau | RTE](#)

Phase 2 : 2025-2026

La phase 2 a débuté le 13 février 2025 avec la publication des orientations du SDDR élaborées suite à la consultation de 2024.

En parallèle du débat public qui fait l'objet du présent dossier, conformément aux dispositions du code de l'énergie et du code de l'environnement, ces orientations doivent faire l'objet d'un examen de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), d'un avis de l'Autorité environnementale et d'orientations de l'État.

À l'issue de cette phase, RTE tirera les conséquences des différentes consultations réalisées et publiera la stratégie finale. Elle sera ensuite mise en œuvre dans les différents projets de RTE.



Pour en savoir plus :
consulter la conclusion
du présent rapport qui
détaille les étapes à
venir pour la finalisation
du SDDR



QU'EST-CE QUE L'AUTORITÉ ENVIRONNEMENTALE ET QUEL EST SON RÔLE ?

L'Autorité environnementale (Ae) rend des avis et des décisions sur les projets, plans/programmes et documents d'urbanisme susceptibles d'avoir des incidences notables sur l'environnement et sur les mesures de gestion visant à éviter, atténuer ou compenser ces impacts. Cet avis est public.

Selon le code de l'environnement, le SDDR – en tant que plan/programme – doit faire l'objet d'une évaluation environnementale.

Selon l'Autorité environnementale, l'objectif de cette évaluation est « *d'identifier en quoi un nouveau plan (ou la modification d'un plan existant) est susceptible de présenter des effets notables probables sur l'environnement ou la santé humaine, de caractériser le mieux possible ses effets spécifiques et de définir des mesures permettant d'éviter ou réduire les incidences environnementales négatives et, le cas échéant de compenser celles qui ne peuvent pas être évitées ni suffisamment réduites. Un autre objectif est de définir le cadre dans lequel pourront être autorisés les projets futurs, comportant notamment des mesures génériques d'évitement, de réduction ou de compensation de certains impacts environnementaux définies à une échelle stratégique qui seront à compléter par des mesures spécifiques plus précises pour les projets soumis à évaluation environnementale* »²⁰.

20. [Avis de l'Ae pour le cadrage préalable du SDDR, délibéré le 12 juin 2025](#)

Où trouver des informations détaillées sur les impacts du projet de SDDR sur l'environnement et le paysage ?

Conformément au code de l'environnement, RTE est en train d'élaborer un rapport environnemental, lequel sera finalisé et transmis à l'Autorité environnementale pour avis.

En amont de l'élaboration de son rapport sur les impacts environnementaux, RTE a adressé à l'Autorité environnementale une demande de cadrage préalable le 14 avril 2025, qui portait sur des éléments méthodologiques, à savoir sur :

- ▶ l'articulation du SDDR avec les autres plans et programmes prévus par le droit ;
- ▶ l'intégration des incidences environnementales du réseau de transport d'électricité sur l'environnement dans la description de l'état initial de l'environnement (c'est-à-dire une présentation de l'état de l'environnement actuel, avant la mise en œuvre du SDDR) ;
- ▶ la méthodologie à retenir pour hiérarchiser les enjeux environnementaux ;
- ▶ la méthodologie à retenir pour déterminer le ou les scénarios permettant d'éclairer et de justifier les choix retenus dans le projet de SDDR.

Par une [délibération du 12 juin 2025](#), l'Autorité environnementale a répondu aux questions posées par RTE. Celle-ci est consultable en ligne.

RTE prend en compte le cadrage préalable de l'autorité environnementale pour la rédaction de du rapport sur les incidences environnementales du SDDR qui est en cours.

Ce rapport sur les incidences environnementales portera sur l'ensemble des enjeux « environnementaux » listés à l'article R. 122-20 du code de l'environnement (notamment

la faune, la flore, les sols, les eaux, l'air, le bruit, le climat, la santé humaine, les paysages) et les traitera de façon proportionnée aux enjeux et conformément à la méthodologie fixée par les pouvoirs publics.

En amont de la publication complète de l'évaluation début 2026, afin de mettre à disposition du public le plus d'informations sur les incidences environnementales du SDDR en vue du débat public, un résumé d'une partie du rapport est publiée sur le site du débat public. Il s'agit des parties relatives à :

- ▶ **l'état initial de l'environnement sur le territoire national métropolitain continental, les impacts actuels du réseau et les perspectives d'évolution hors impacts du SDDR ;**
- ▶ **l'exposé des incidences notables probables de la mise en œuvre du schéma sur l'environnement.**

En complément, la fiche n°14 « *Empreinte environnementale du réseau* » des orientations du SDDR présente de façon synthétique et simplifiée les impacts sur le paysage, la biodiversité, les émissions de gaz à effet de serre et l'utilisation des ressources minérales pour la construction du réseau et les compare à l'empreinte actuelle du réseau. Elle présente aussi l'effet des optimisations retenues par RTE.

La présente section complète ces éléments en donnant des clés de lecture sur les deux principales catégories d'impacts :

- 1)** Les impacts sur la biodiversité et sur la santé humaine;
- 2)** Les émissions de gaz à effet de serre et l'utilisation de ressources minérales.



QU'EST-CE QUE LA DÉMARCHE « ÉVITER-RÉDUIRE-COMPENSER ET SUIVRE » (ERC-S) ?

Que ce soit au niveau de sa stratégie globale ou au niveau d'un projet, RTE met systématiquement en place la démarche éviter-réduire-compenser et suivre pour limiter les impacts environnementaux du réseau. Cette séquence est mise en œuvre de façon chronologique :

Première étape : cette étape consiste en premier lieu à questionner le besoin, pour **éviter la construction de nouveaux ouvrages**. Par exemple, il est possible d'améliorer les pratiques d'exploitation pour éviter le renforcement de certaines lignes (cf. 2.3). L'évitement peut également consister à contourner une zone sensible pour la biodiversité, à mettre en œuvre des dispositifs spécifiques durant les chantiers, etc.

Deuxième étape : **réduire au maximum les impacts**. À chaque projet ou schéma correspondent diverses solutions possibles : recyclage des matériaux, arrêt du gyrobroyage de la végétation au printemps, utilisation des couloirs existants pour la

construction de nouvelles lignes, etc. RTE conduit des études pour évaluer les alternatives optimales du point de vue technique (elles remplissent les critères techniques : conductivité, solidité, sécurité, etc.), économiques (elles rentrent dans l'enveloppe budgétaire fixée) et environnementales (mise en défens de zones sensibles pour la biodiversité lors des chantiers, réalisation des travaux aux périodes les moins sensibles pour les espèces présentes, limitation de l'empreinte carbone, etc.).

Troisième étape : en dernier recours, **compenser les impacts sur l'environnement** au cas par cas, et **effectuer un suivi de ces mesures de compensation** (par exemple : reconstitution de zones humides, recréation d'habitats favorables à certaines espèces telle que l'installation de nichoirs pour oiseaux, etc.), pour assurer leur pérennité, améliorer la connaissance et éclairer les futures décisions.

Pour plus d'information sur la démarche, voir le guide du ministère

ÉVITER

les atteintes à l'environnement

RÉDUIRE

les atteintes à l'environnement qui ne peuvent être évitées

COMPENSER

les impacts notables qui n'ont pu être ni évités ni suffisamment réduits

SUIVRE

la mise en œuvre et l'effectivité des mesures ERC

Impacts sur la biodiversité et sur la santé humaine

L'état initial du rapport sur les incidences environnementales qui sera mis à disposition du public détaillera l'ensemble des impacts du réseau ainsi que les incidences notables des transformations du réseau associées à la proposition de SDDR.

Le présent dossier n'est donc pas exhaustif. Néanmoins, il s'attache à présenter les principaux impacts, notamment sur la biodiversité (entretien de la végétation, usage de produits phytosanitaires, collisions avec les oiseaux).

Impacts du réseau de transport d'électricité sur la biodiversité

Le réseau de transport d'électricité fait partie de l'environnement et des paysages français, ce qui crée des interactions inévitables avec la biodiversité.

On peut notamment citer les risques de collisions, voire d'électrocution de certains oiseaux (vulnérables notamment en raison de leur taille, de leur morphologie et de leur comportement, par exemple certains rapaces et les cigognes) avec des lignes électriques, lorsqu'ils volent à proximité des couloirs aériens.

Par ailleurs, pour des questions de sécurité, RTE entretient régulièrement la végétation à proximité de l'ensemble des infrastructures, car la proximité entre un objet et une ligne sous tension peut provoquer une coupure d'électricité, voire un incendie. Cette gestion de la végétation exerce un certain nombre de pressions sur la biodiversité, telles que la réduction d'habitats naturels et la perturbation de certaines espèces.

C'est pourquoi **RTE entretient une démarche rigoureuse et précautionneuse d'évaluation des impacts de ses infrastructures sur la faune et la flore.** Cela lui a permis, au fil des années, d'enrichir la connaissance du territoire

et de ses zones d'implantation.

Impacts du réseau de transport d'électricité sur le milieu humain

Le développement et l'exploitation du réseau électrique génèrent un impact visuel sur les paysages, des nuisances sonores, lumineuses, une exposition aux champs électromagnétiques, ainsi que de la pollution atmosphérique principalement liée aux travaux. Cet enjeu fait l'objet d'une analyse détaillée dans le rapport sur les incidences environnementales en cours de finalisation.

Le principal impact du réseau sur le milieu humain est son impact visuel. En complément des mesures d'évitement (priorisation et mutualisation des infrastructures) et de réduction (renforcement des lignes existantes et construction dans les couloirs existant) présentées dans les parties 2 et 3.1, RTE met déjà en place de nombreuses mesures de réduction de l'impact visuel pour la construction des postes et des lignes électriques.

Réduction de l'impact visuel des postes électriques

La situation de chaque poste électrique est unique et fait l'objet de réflexions relatives à leur bonne insertion dans le paysage. Selon les enjeux territoriaux, RTE met en place des mesures spécifiques, parmi lesquelles :

- ▶ le choix de l'emplacement en fonction de la géographie du terrain (relief, végétation, zone inondable, etc.) ;
- ▶ l'aménagement de la végétation autour et dans le poste, à la fois pour des raisons de sécurité des équipements et d'insertion paysagère ;
- ▶ le choix des clôtures ou des bâtiments en accord avec le paysage, en reprenant les codes architecturaux ou paysagers locaux (matériaux, couleurs).

Chiffres-clé



11 000 hectares
entretenus chaque année



335 000 hectares
d'emprise, dont
99 % de co-usages
(milieux agricoles et
naturels principalement)



4 100 hectares
artificialisés

TRAVAIL ARCHITECTURAL SUR UN POSTE ÉLECTRIQUE : le poste source RTE-Enedis à Balma, au service de Toulouse Métropole



Pour accompagner le développement démographique et économique de Toulouse Métropole, RTE et Enedis ont construit un nouveau poste source sur la zone d'aménagement concerté de Balma Gramont. Ce poste transforme l'électricité haute tension (225 000 volts) en moyenne tension (20 000 volts) afin d'acheminer l'électricité vers les consommateurs locaux.

Le projet a été mis en service en 2021 après 2 ans de travaux et 7 ans de préparation, pour un budget de 28 millions d'euros. Le bâtiment a été construit avec une attention particulière à son intégration urbanistique. L'emprise foncière du poste électrique a été réduite au maximum (5 500 m²) et son architecture a été pensée en lien avec l'environnement.



Poste sous enveloppe métallique sur la zone d'aménagement concerté de Balma-Gramont

© Eiffage_C. Picci



**Pour en savoir plus
sur le projet :
Inauguration du
poste électrique
de Balma-
Gramont | RTE**

TRAVAIL D'INSERTION PAYSAGÈRE SUR LES LIGNES AÉRIENNES : le projet «Pylône 2025»

Les pylônes installés sur le territoire sont un héritage de phases successives de constructions du réseau électrique depuis la fin de la Seconde Guerre mondiale et principalement lors des Trente glorieuses.

Au travers du projet «Pylône 2025», RTE décide de renouveler le standard visuel du pylône en retenant un design épuré et plus moderne visant à une meilleure insertion paysagère et une plus grande acceptabilité par les territoires qu'il traverse.

Ce pylône est le résultat d'un travail poussé en ce qui concerne l'optimisation du bilan carbone sur l'ensemble du cycle de vie de l'ouvrage

(éco-conception), sans faire de compromis sur les exigences techniques, de durabilité, d'exploitation et de maintenabilité.

La démarche s'inscrit également dans une véritable perspective industrielle, avec une ambition de 1 000 pylônes livrés et assemblés sur le réseau d'ici 2040.

Pour dessiner et concevoir ce nouveau pylône, RTE a organisé une consultation à laquelle ont répondu des binômes architectes/industriels. Le pylône lauréat sera annoncé à l'automne (date non fixée, et fonction des négociations contractuelles).



Vue artistique du pylône 2025 lauréat

© Reflet NIMOS Design / Groupement Matière's / RTE

Réduction de l'impact visuel des lignes électriques

Qu'il s'agisse de créations ou de réhabilitations d'ouvrages aériens, RTE met en place un ensemble de mesures visant à assurer la meilleure insertion possible de ses lignes dans leur environnement.

Le choix du tracé et de la hauteur du pylône prend en compte la topographie des zones traversées : par exemple, la hauteur des pylônes peut être adaptée de manière à ce qu'une ligne aérienne ne se détache pas trop visiblement par rapport à une ligne de crête.

Par ailleurs, les couloirs de lignes aériennes en milieu urbanisé peuvent être mis à contribution pour créer des espaces partagés (ex : jardin partagés) ou d'intérêt général (ex : voies de circulation pour les mobilités douces).

Bien que n'étant pas considéré comme un impact majeur dans le cadre de l'évaluation environnementale du SDDR, l'exposition aux champs électromagnétiques est source d'interrogations de la part du public. Les développements ci-dessous visent ainsi à répondre à ces interrogations.

Les mesures mises en œuvre par RTE concernant l'exposition aux champs électromagnétiques

Les lignes à haute et très haute tension, de même que le courant électrique qui circule jusqu'à nos prises électriques ou encore dans nos appareils électroménagers domestiques (rasoir électrique, aspirateur, sèche-cheveux, etc.), génèrent des champs électromagnétiques d'extrême basse fréquence.

Les recherches menées depuis plus de quarante ans par les autorités sanitaires et scientifiques ne démontrent pas de risque lié aux champs électromagnétiques pour la santé humaine.

Par ailleurs, les ouvrages de RTE respectent la réglementation en vigueur²¹ dont les limites sont celles préconisées au niveau européen, à savoir 5 000 V/m pour le champ électrique, et 100 µT pour le champ magnétique.

En complément, RTE a pleinement conscience des interrogations sur le sujet et y répond par l'intermédiaire de quatre engagements :

- 1. Évaluer le risque** par la mise à jour permanente des connaissances via la veille scientifique et le soutien à la recherche biomédicale ;
- 2. Informer clairement le public**, en partageant des données fiables et faciles à comprendre ;
- 3. Minimiser, pour les nouveaux ouvrages, l'exposition des riverains et des établissements sensibles** (hôpitaux, maternités, établissements accueillant des enfants tels que crèches, écoles maternelles, etc.), conformément aux recommandations sanitaires émises par les autorités nationales, dans le cadre de la recherche du moindre impact global du tracé ;
- 4. Mesurer régulièrement les niveaux de champs électromagnétiques autour de ses installations**, pour s'assurer qu'ils restent bien en dessous des limites autorisées.

²¹. Article 12 bis de l'arrêté technique du 17 mai 2001



QU'EN EST-IL DE L'EXPOSITION DES ANIMAUX D'ÉLEVAGES AUX CHAMPS ÉLECTROMAGNÉTIQUES ?

Dans la très large majorité des cas, la proximité d'ouvrages électriques à haute et très haute tension ne cause pas de perturbations particulières sur les élevages.

Toutefois, dans certains cas des éleveurs peuvent être confrontés à des difficultés. Cela peut être une baisse de la quantité de lait produite, une baisse de la qualité, des

problèmes constatés sur la santé des animaux ou des comportements inhabituels des troupeaux.

Pour traiter ces difficultés, il existe un cadre précis et institutionnalisé : le GPSE, le «groupement permanent pour la sécurité électrique». Dans ce cadre, des expertises indépendantes sont menées pour identifier l'origine des problèmes et proposer des solutions. Le plus souvent, ces problèmes viennent d'une interférence entre la ligne électrique et les installations métalliques de l'exploitation (abreuvoirs, machines de traite) : c'est ce que les experts appellent des «courants parasites».

Ces interférences sont généralement résolues par des travaux qui ont lieu dans le cadre du «protocole GPSE». RTE prend en charge financièrement ces travaux.

Dans le cas où, malgré cette intervention, des difficultés demeurent et restent inexpliquées (cas extrêmement rare) et s'il est avéré que la qualité du travail de l'éleveur n'est pas en cause, RTE s'est engagé dans son contrat de service public à accompagner l'éleveur financièrement pour qu'il puisse relocaliser ailleurs son exploitation.



Chantier Passy-Malgovert

© Alban Pernet

Ce que propose le SDDR

1) La suppression progressive du gyrobroyage au printemps

Pour assurer la sécurité de ses installations contre le risque de coupures d'électricité et d'incendie, RTE entretient continuellement la végétation à proximité de ses infrastructures.

Comme d'autres gestionnaires d'infrastructures linéaires, la technique principale historiquement utilisée est le gyrobroyage. Celui-ci consiste à broyer les végétaux en morceaux laissés sur site. Elle est aujourd'hui utilisée sur 6 300 hectares par an dont 2 600 au printemps (sur les 11 000 hectares entretenus chaque année). Cette technique perturbe la biodiversité, en particulier au printemps (en période de nidification des oiseaux, et plus généralement de reproduction de la faune et de la flore).

Depuis plusieurs années, RTE a engagé une démarche d'expérimentation pour limiter l'impact de l'entretien de la végétation sur les écosystèmes, ce qui impose une révision complète des pratiques d'entretien et des cahiers des charges adressés à ses prestataires.

La stratégie proposée prévoit de supprimer progressivement d'ici 2029 le gyrobroyage lors du printemps²²

À cette période, tous les travaux seront suspendus dans les zones sensibles pour la biodiversité.



© ACHPhotos

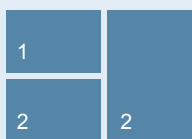
1

1. Gyrobroyage classique sous une ligne électrique

2

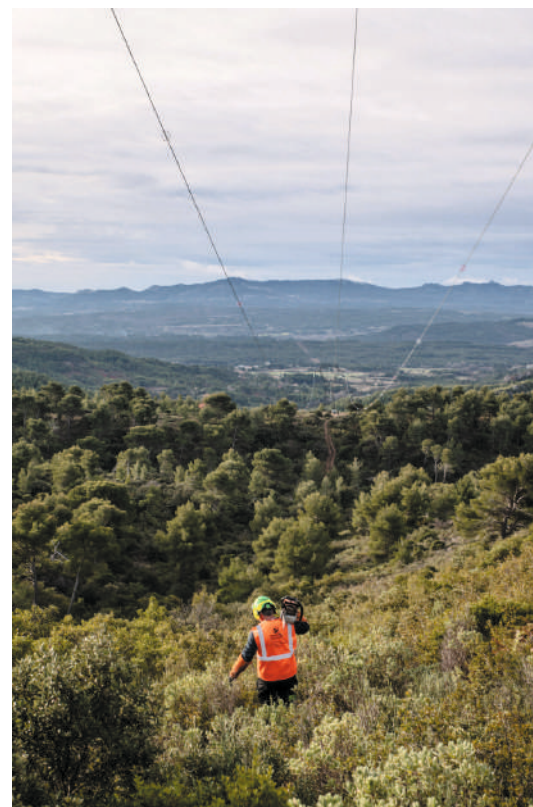
2. Aménagement durable de la végétation

²². Période du 15 mars au 15 août



1. Écopâturage et zéro-phyto dans un poste électrique
© ACH Photo

2. Aménagements de la biodiversité réalisés par RTE, en lien avec l'Office national des forêts
© Benjamin Béchet



2) La poursuite des mesures mises en œuvre à la suite du dernier SDDR pour préserver la biodiversité

L'entretien des postes sans produits phytosanitaires

Pour des raisons de sécurité, RTE doit contrôler le développement de la végétation dans ses postes. Pour cela, des produits phytosanitaires sont utilisés dans environ deux tiers des postes électriques. Ces produits ont un impact négatif sur la biodiversité, les sols et l'eau, ainsi que sur la santé des personnes. Par conséquent, leur utilisation est soumise à des réglementations de plus en plus strictes, ce qui peut contraindre la maîtrise de la végétation.

C'est pour cette raison que RTE a mis en place des expérimentations visant à mettre fin à l'utilisation des produits phytosanitaires dans les postes dans le cadre d'une politique dénommée « zéro-phyto ».

RTE conçoit désormais des sites dans lesquels il n'est plus nécessaire d'utiliser des produits phytosanitaires. Les postes existants doivent être progressivement adaptés pour ne plus y avoir recours tout en conservant les normes de sécurité liées à la végétation.

La politique zéro-phyto proposée dans le SDDR consiste à végétaliser la majorité des postes électriques avec une végétation choisie (par exemple, qui pousse lentement et peu en hauteur) de telle sorte qu'elle ne gêne pas les installations et demande un besoin limité d'entretien. Seules les zones soumises à de fortes contraintes électriques sont ainsi artificialisées (recouvertes de béton par exemple).



1	
2	3

1. Balises avifaune
© Philippe Grollier
2. Pose manuelle de balises avifaune
© Samuel Bartolo
3. Pose de balises avifaune par travaux héliportés
© agence kult

© RTE

Diverses solutions d'entretien des postes ont également été testées et validées pour les sites végétalisés, comme la tonte mécanique, l'utilisation de robots tondeuses, ou encore le pâturage par des animaux. Elles permettent ainsi d'éviter l'usage des produits phytosanitaires.

La prise en compte de l'avifaune

Les lignes de transport aériennes présentent des risques de collision avec les oiseaux, et dans une moindre mesure, d'électrocution avec les pylônes ou les postes. Dans son avis sur le SDDR 2019, l'Autorité environnementale avait recommandé à RTE d'approfondir cette

thématique, ce qui a conduit à un travail de cartographie des risques de collision²³. Celui-ci s'accompagne de concertations régulières avec des associations de protection de l'avifaune, dont la Ligue de protection des oiseaux (LPO).

Au niveau local, RTE peut réaliser des études préalables ainsi qu'un suivi à l'échelle d'un projet pour limiter son impact sur l'avifaune. Au niveau national, RTE collabore avec la LPO, dans le cadre d'un programme international de recherche [Safeline4birds](#), pour réduire la mortalité non naturelle des oiseaux le long des lignes électriques, et dresse un catalogue des espèces concernées²⁴.

²³. À ce titre, RTE prend part à l'étude Vade Retro du programme de recherche ITTECOP, qui vise à étudier le comportement des aigles royaux à proximité des lignes électriques de la vallée de la Haute-Durance, avant et après la pose de balises avifaune. RTE finance déjà ITTECOP à hauteur de 200 000 € sur 4 ans.

²⁴. [SafeLines4Birds - LPO \(Ligue pour la Protection des Oiseaux\) - Agir pour la biodiversité](#)

+60 % de kilomètres de lignes équipées chaque année d'ici 2040 par rapport au rythme de 2023

Pour éviter les collisions, RTE installe des balises avifaune sur certaines lignes électriques aériennes. Ces balises sont de petits dispositifs fixés directement sur les câbles. Leur rôle est d'augmenter la visibilité des lignes pour les oiseaux, surtout dans les zones

où ils volent souvent à basse altitude, comme près des zones humides, des forêts ou des couloirs de migration.

Ces balises peuvent être de différentes formes : spiralées ou sphériques et colorées (les oiseaux étant sensibles aux contrastes). Elles attirent l'attention des oiseaux, qui peuvent ainsi repérer les câbles à temps et les éviter.

Actuellement, RTE équipe environ 50 kilomètres de lignes par an avec ces balises. Mais le SDDR projette d'augmenter ce rythme pour atteindre 90 à 100 kilomètres par an d'ici 2040.



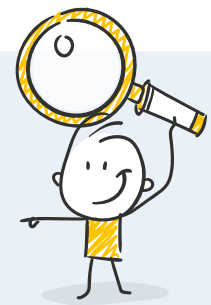
1

1. Image capturée à l'aide d'une caméra alimentée par des panneaux solaires et installée sur un pylône RTE, filmant en continu © RTE

2

2. Déplacement d'un nid de cigognes dans les marais de Brière près de Saint-Nazaire © Valéry Joncheray

LES PYLÔNES DU RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ, UN NICHoir IDÉAL ?



Pour fabriquer leur nid, les cigognes affectionnent particulièrement les points hauts, et notamment les pylônes électriques du réseau de transport d'électricité. Avec un poids moyen de 400 kg, la structure composée de branchages peut présenter un risque pour la sécurité des oiseaux et celle du réseau électrique.

Dans certaines zones, les équipes de RTE installent des plateformes spécialement conçues pour accueillir les nids situés en haut des pylônes, pour la plupart à plus de 20 mètres de hauteur. Ces travaux seront réalisés par les salariés de RTE habitués à évoluer au sommet des pylônes électriques.

Par exemple, de telles plateformes vont être installées dans la Dombes – qui dénombre environ 1 200 étangs et constitue un lieu privilégié de reproduction des cigognes – en septembre 2025, en présence de la LPO et en dehors de la période de nidification.

3) La limitation de l'artificialisation des sols et des fonds marins

La stratégie du SDDR propose que les nouveaux postes soient construits sur des surfaces déjà artificialisées dès que cela est possible, et que l'ensemble des postes soient végétalisés.

La part du réseau dans l'artificialisation des sols doit rester de l'ordre de 0,2% des surfaces artificialisées même si l'emprise totale associée aux postes augmente avec le développement du réseau prévu dans le SDDR.

L'emprise sur les fonds marins est aujourd'hui très réduite. L'incidence sur la faune et la flore marines pendant la pose des équipements est très localisée dans l'espace et dans le temps : le passage des engins peut faire fuir les espèces mobiles (crustacés, poissons), mais de manière temporaire. En revanche, les espèces peu

mobiles ou fixes perdent leur habitat sur la surface affectée.

Selon la synthèse bibliographique IFREMER²⁵, l'impact des travaux d'installation des liaisons sous-marines lié au remaniement du substrat sur les espèces qui vivent sur les fonds marins (en phase travaux), est jugé généralement faible. En effet, la majorité des habitats et des espèces concernées est résiliente aux travaux, et l'étendue des perturbations est généralement limitée à quelques mètres de part et d'autre du tracé des câbles.

En phase d'exploitation (une fois les travaux effectués), les installations sous-marines (protections externes de câbles et postes en mer) constituent des récifs artificiels sur lesquels peuvent s'installer de nouvelles espèces (anémones de mer, moules, certains poissons, etc.).

Pour en savoir plus, consulter la vidéo sur la bio-colonisation des fondations et câbles en mer : Film – Focus sur la bio-colonisation des fondations et câbles | Parc éolien en mer de Saint-Nazaire



Installation de Paimpol Bréhat, matelas de béton protégeant le câble de raccordement trois mois après l'installation (à gauche) et deux ans après l'installation (à droite).

© IFREMER, R&D SPECIES

²⁵. Carlier Antoine, Vogel Camille, Alemany Juliette (2019). Synthèse des connaissances sur les impacts des câbles électriques sous-marins: Phases de travaux et d'exploitation. Étude du compartiment benthique et des ressources halieutiques. Ref. ODE/DYNECO/LEBCO/2019. IFREMER. <https://doi.org/10.13155/61975>

Afin de mieux connaître l'impact des liaisons sous-marins sur l'environnement, RTE mène de nombreux projets de R&D, les résultats et études en cours sont disponibles sur le site institutionnel de RTE ([Réseau électrique en mer](#)).

Le SDDR prévoit un rythme de croissance significatif des raccordements éolien en mer et plus marginal des interconnexions (aucun projet supplémentaire en plus de ceux déjà en cours de réalisation). Cela va entraîner une forte augmentation des longueurs de liaisons sous-marines, ainsi que des surfaces associées. Néanmoins, celles-ci ne représenteront toujours qu'une très faible partie des pertes/changements d'habitats et perturbations physiques (respectivement moins de 0,4% et 0,01% des eaux territoriales de la métropole

à l'horizon 2040 par rapport aux autres activités en mer tels que la pêche, l'aquaculture, les infrastructures portuaires, *etc.*).

RTE s'efforce également d'éviter les habitats sensibles (bancs de maerl, herbiers, vasières intertidales, *etc.*) et les zones protégées (aucune zone de protection dite réglementaire ne sera traversée : zone cœur de parc national, réserve centrale de biosphère, réserves naturelles, aire spécialement protégée d'importance méditerranéenne). En revanche, certaines zones Natura 2000 seront traversées (celles-ci représentent près de 1/3 des eaux territoriales), du fait de la localisation même des parcs éoliens offshore. Des mesures d'évitement et de réduction sont systématiquement mises en œuvre afin de limiter les effets de raccordements des parcs.

Émissions de gaz à effet de serre et ressources minérales

Les principales sources d'émissions de gaz à effet de serre du réseau

Les **émissions de gaz à effet de serre** issues de l'activité industrielle de RTE (hors bureaux, déplacements des salariés, *etc.*) sont de l'ordre de 800 ktCO₂éq/an en moyenne entre 2018 et 2023, ce qui correspond à 0,2% des

émissions françaises. Elles sont issues de trois principales sources : les pertes d'électricité sur le réseau (60%), la construction d'infrastructures (20%) et les fuites de SF₆ ou hexafluorure de soufre (15%).

Aujourd'hui le réseau de transport d'électricité, c'est :

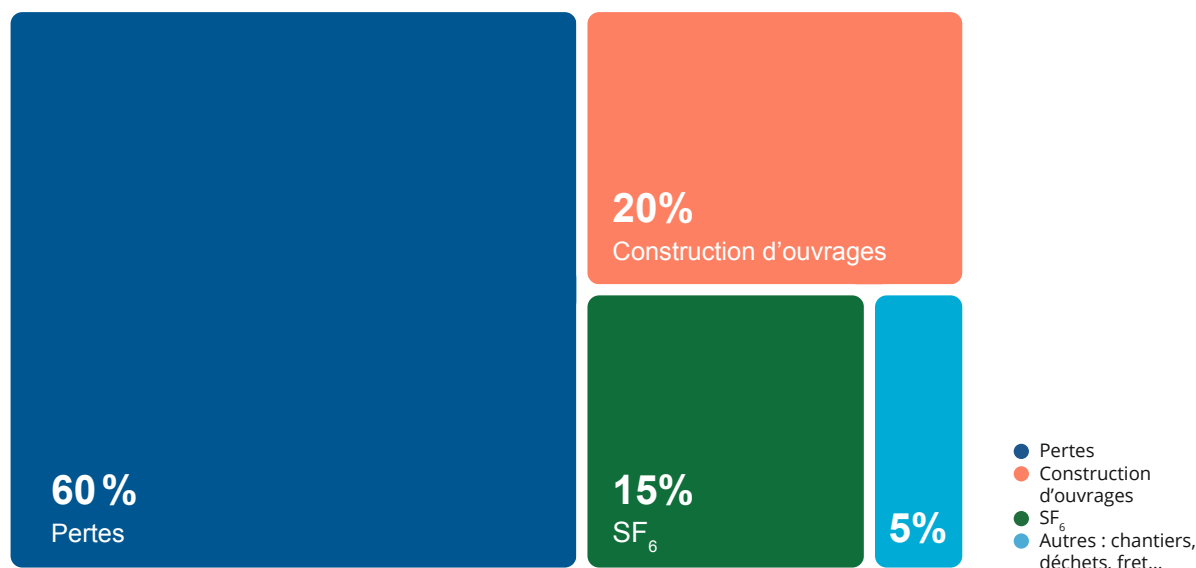


Structure des
postes et pylônes
17 Mt de béton
2,5 Mt d'acier



Câbles aériens et souterrains
& matériel électrique des postes
580 kt d'aluminium
130 kt de cuivre

800 ktCO₂éq/an émissions liées à l'activité industrielle de RTE
(hors bureaux déplacements des salariés, etc.)



Empreinte carbone du réseau de transport d'électricité, moyennée sur la période 2018-2023

- **Les pertes électriques sur le réseau de transport** sont le premier poste d'émissions de RTE : elles représentent plus de la moitié des émissions du réseau. Le volume de pertes (aujourd'hui d'environ 2,4% de l'électricité transitant sur les lignes) varie en fonction de la quantité d'énergie injectée sur le réseau, de l'intensité du courant, de la distance entre production et consommation et des caractéristiques structurelles du réseau. Les émissions sont calculées en fonction du facteur d'émission de l'électricité consommée, c'est-à-dire, la quantité de gaz à effet de serre émis pour un kWh d'électricité au moment où elle est consommée. Ainsi, la décarbonation du mix électrique français va contribuer à diminuer les émissions associées à ce poste car le facteur d'émission sera réduit.
- Le deuxième poste correspond à l'**emploi d'acier** (principalement pour les pylônes), **de béton** (pour les fondations de postes, pylônes ou encore certaines

liaisons souterraines) **et d'aluminium** (pour les câbles et les composants électriques) pour la construction des infrastructures. Ces trois matériaux sont fortement émetteurs de gaz à effet de serre, à cause de leur processus de fabrication.

- **Les fuites de SF₆ (hexafluorure de soufre)** représentent le troisième poste d'émissions de gaz à effet de serre de RTE. Il s'agit d'un gaz utilisé comme isolant dans les postes électriques sous enveloppe métallique (PSEM). Son utilisation permet de « compacter » les postes électriques en raccourcissant les distances de sécurité par rapport à un poste aérien pour lequel les équipements électriques sont séparés par de l'air. Le gaz étant maintenu à forte pression dans l'enceinte du poste, une petite quantité peut s'en échapper via des fuites. Or, le SF₆ est un gaz à effet de serre très puissant, dont le **pouvoir de réchauffement global** est largement supérieur à celui du CO₂.



Pour en savoir plus :
dernier bilan
des émissions
de gaz à effet
de serre de RTE



Production de bobines de câbles à l'usine TRIMET de Saint-Jean-de-Maurienne

© TRIMET France

Ressources minérales

Les principaux métaux à enjeux utilisés par RTE dans son activité industrielle sont le cuivre et l'aluminium : ce sont des composants essentiels des équipements électriques et des câbles.

Ces matériaux sont considérés comme critiques en raison de risques sur leur chaîne d'approvisionnement. L'aluminium est confronté à deux enjeux : géopolitique d'une part, car une partie importante de la production est située en Chine, énergétique d'autre part, car la production est fortement dépendante de la variabilité du prix de l'électricité et donc des crises énergétiques.

Le cuivre, lui, fait face à un risque d'équilibre offre-demande dès 2030. Selon l'Observatoire français des ressources minérales pour les filières industrielles²⁶, le déficit mondial pourrait atteindre 15% de la demande à l'horizon 2035. Cela s'explique par une demande qui augmente, notamment dans les secteurs des

transports (véhicules électriques), des appareils électroménagers et des infrastructures, face à une production mondiale de cuivre stable. Les analyses réalisées dans les *Futurs énergétiques 2050* illustrent ce risque de tension. Elles montrent que la demande en cuivre pour les batteries des véhicules électriques pourrait représenter plus de 10% et jusqu'à 20% de la consommation de cuivre de 2018 et celle pour les infrastructures du système électrique (production, réseau, stockage) entre 5 et 15%.

De plus, leur extraction génère des impacts environnementaux locaux : consommation d'eau, création de déchets miniers, pressions sur la biodiversité, émissions de gaz à effet de serre, etc. Les tensions sur les marchés mondiaux accroissent les impacts environnementaux que génèrent leur extraction, puisque celle-ci se fait dans des conditions contraintes afin de répondre à la forte demande mondiale.

²⁶. Situation du cuivre en 2035 : Quel positionnement de l'OFREMI ? | Ofremi.fr



LE RECYCLAGE PEUT-IL COMBLER LES BESOINS EN RESSOURCES MINÉRALES ?

Les besoins de matière identifiés dans le cadre du SDDR sont conséquents et impliquent des impacts et des risques détaillés ci-contre. Pour les limiter, il est possible d'utiliser des matières issues de filières de recyclage. Cependant, la maturité de ces filières diffère selon les matériaux, qui demandent souvent une grande pureté pour répondre aux besoins techniques. Leur mise en place dépend d'une grande diversité d'acteurs et de facteurs que RTE travaille actuellement à cartographier.

Plus largement, les analyses réalisées dans les *Futurs énergétiques 2050* montrent que le recyclage ne sera pas suffisant pour couvrir les besoins en matières du système électrique dans son ensemble compte tenu que la dynamique d'investissement nécessaire à la décarbonation et ce même dans des scénarios s'appuyant sur la sobriété.

Les leviers d'optimisation, de mutualisation et de priorisation des investissements et de sobriété des besoins industriels sont donc essentiels pour modérer les besoins en ressources minérales.

Cuivre	Le volume global de déchets contenant du cuivre est très faible par rapport aux besoins du réseau, particulièrement pour le développement des réseaux en mer. Cependant, RTE teste dès aujourd'hui la faisabilité du recyclage de ses propres déchets, pour combler des besoins plus limités, mais pour lesquels il est impossible de se passer du cuivre comme le bobinage des transformateurs.
Aluminium	<p>L'aluminium fait partie des matériaux pour lesquels l'utilisation de matières secondaires constitue un levier de réduction des besoins en ressources minérales pour le réseau électrique :</p> <ul style="list-style-type: none"> ► 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. ► 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. ► En 2025, RTE et Nexans ont signé un contrat pour valoriser environ 600 tonnes d'aluminium par an. Les câbles installés par RTE contiendront 10 % d'aluminium recyclé dès cette année. ► La prochaine étape est d'augmenter progressivement le taux d'aluminium recyclé pour viser 30 % à l'horizon 2040.
Acier	La filière de recyclage de l'acier est déjà développée, y compris pour les infrastructures du réseau. Les enjeux résident dans la traçabilité de la matière, pour garantir sa provenance.
Béton	Les critères de béton bas-carbone qu'exige RTE pourraient favoriser l'introduction de granulats de béton recyclés à l'avenir, bien qu'ils soient aujourd'hui principalement destinés aux applications routières.

Ce que propose le SDDR

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.

Les gains associés à la décarbonation du système électrique ont été chiffrés par RTE dans le Bilan prévisionnel 2023.

Par exemple, la décarbonation des usages électriques en France permet de baisser de 50 millions de tonnes de CO₂eq par an les émissions liées à la consommation d'énergie français en 2030 par rapport à 2019.

Le SDDR articule une stratégie qui répond donc à l'ambition de décarbonation de l'économie et apporte des gains dans ce cadre mais conduit à faire croître le réseau et son empreinte environnementale

À l'horizon 2040, selon la stratégie proposée, l'empreinte carbone totale du réseau augmentera par rapport à la situation actuelle, en raison de la construction de nouvelles infrastructures.

Cette hausse est principalement due aux phases d'extraction des ressources minérales et de fabrication des équipements (80% de hausse). La mise en œuvre de la stratégie proposée dans le SDDR entraînerait également une hausse de la consommation de ressources minérales (3 à 5 fois plus élevée qu'aujourd'hui en fonction des ressources considérées).

Chiffres clés



**0,8 millions
de tonnes/an CO₂eq**
Émissions annuelles moyennes
entre 2019 et 2023

**1,15 millions
de tonnes/an CO₂eq**
Émissions annuelles
prévues à horizon 2040

Concernant les impacts liés à l'utilisation de matériaux, RTE propose notamment de poursuivre et de compléter la mise en oeuvre des leviers d'évitement et de réduction suivants.

Objectifs	Stratégie proposée dans le SDDR
-55 % d'émissions de GES liées au SF6	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Poursuite des actions de maintenance pour colmater les fuites sur les postes existants ▶ Remplacement des postes électriques les plus concernés par les fuites ▶ Étude de solutions alternatives au SF6 dans les nouveaux postes.
Favoriser les matériaux « bas-carbone » pour construire le réseau	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Évolution de la politique d'approvisionnement en attribuant un poids de 10% dans les achats (contre 2 à 5% aujourd'hui) aux critères environnementaux. ▶ Ces critères reposent essentiellement sur le recyclage des matériaux, ainsi que l'électrification des procédés (utilisation de fours à arc électrique plutôt que de hauts fourneaux à charbon).
Porter le taux d'aluminium recyclé dans les câbles à au moins 30 % et en conséquence réduire de 15 à 25 % les besoins d'aluminium primaire	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Passage à l'échelle de l'utilisation de matériaux recyclés dans les différents matériels utilisés pour le réseau électrique. ▶ Sur le plan technique, ce niveau de recyclage constitue un défi pour la filière car l'aluminium requis est d'une haute pureté métallurgique.

3.3 Les leviers pour maximiser les retombées économiques sur le territoire national

La France dispose d'une filière industrielle reconnue dans les réseaux électriques.

Cette filière a vu ses commandes diminuer à partir des années 1990. La baisse d'activité s'est traduite par des fermetures de sites. Depuis, les fournisseurs sont prudents quant aux annonces lorsqu'il s'agit d'investir dans leur appareil de production.

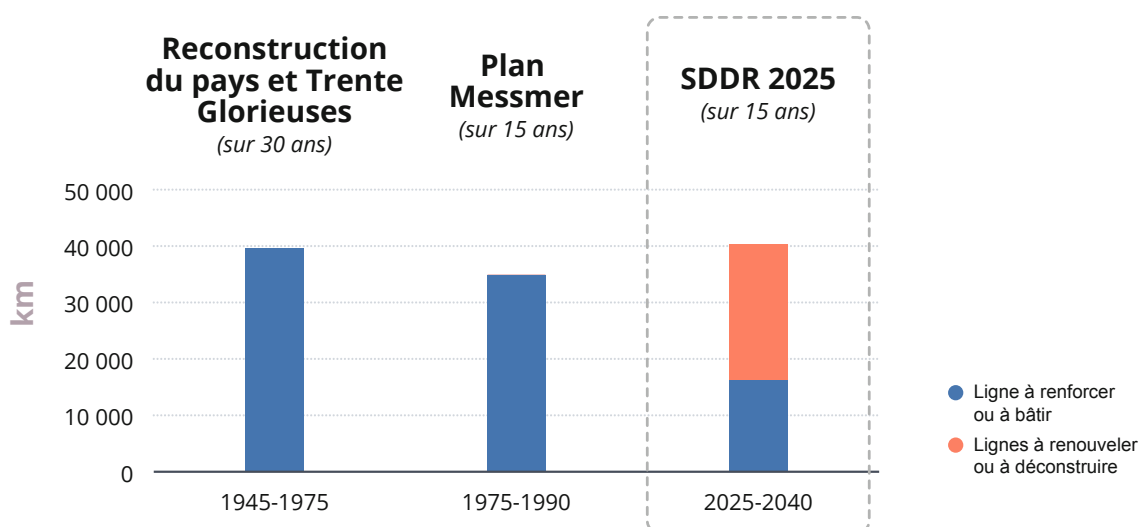
Pour accompagner la bascule vers un système électrique neutre en carbone, il est à la fois possible de s'appuyer sur une filière industrielle et des sites de production localisés en France et nécessaire de crédibiliser les perspectives.

Il s'agit de l'un des enjeux majeurs du SDDR.

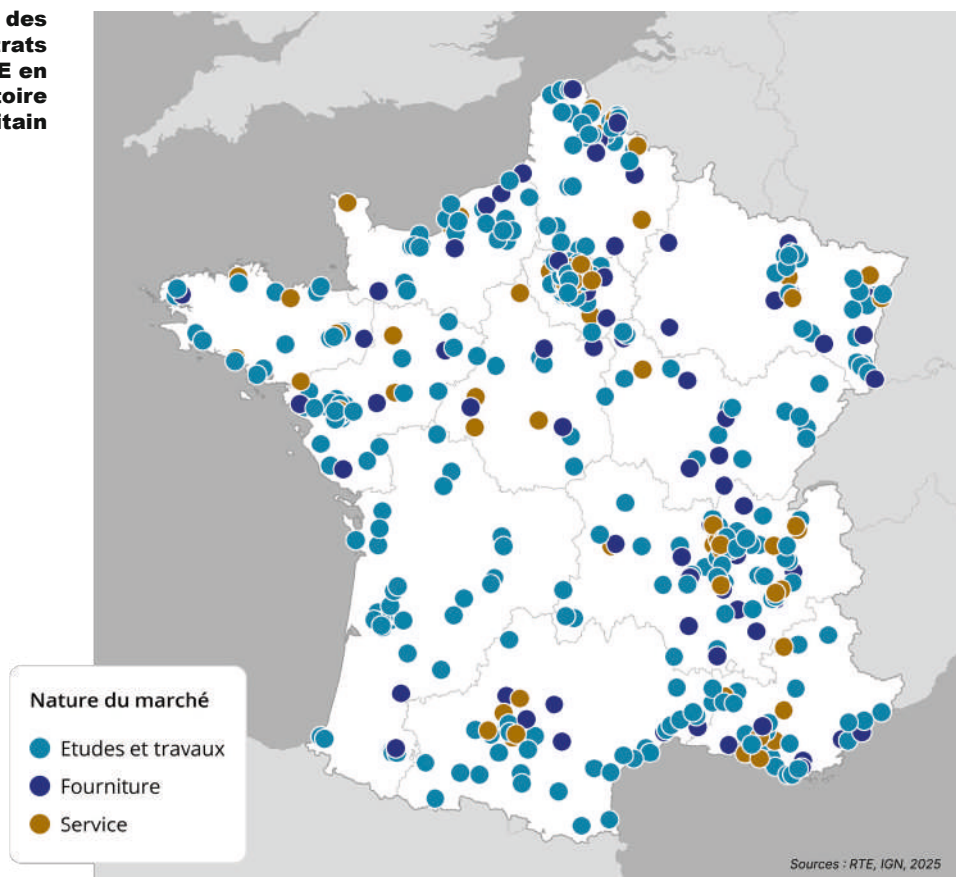
D'ici 2040, la trajectoire industrielle du SDDR correspond à un besoin de l'ordre de 40 000 km de lignes et 400 postes électriques

Il s'agit d'un programme d'équipements comparable à celui mis en œuvre lors de la reconstruction du pays après la Seconde

Guerre mondiale ou encore à celui du développement du parc électronucléaire entre 1975 et 1990 (Plan Messmer).



Localisation des principaux contrats actifs de RTE en 2024 sur le territoire français métropolitain



QUELQUES DONNÉES SUR LES ACHATS DE RTE EN 2024



**2,9
milliards d'euros
d'achats de RTE**



**550
milliards d'euros
d'achats directs**
auprès des PME (petites et
moyennes entreprises)



**11 200
fournisseurs**
en relation commerciale
avec RTE en 2024



dont **95 %** des marchés
relatifs aux études et
travaux et **70 %** des marchés
de fournitures (achat des
matériels) localisés en France

L'ampleur des besoins est un défi industriel pour les fabricants de matériels de réseau et les entreprises d'études et de travaux, et une opportunité de réinvestissement dans l'appareil de production et de formation



Pour en savoir plus sur le programme industriel et les retombées économiques du SDDR, consulter la fiche n°2 des orientations du SDDR

Les besoins associés à la proposition de SDDR sont conséquents et peuvent être résumés comme suit :

40 000 km de lignes nécessitant des travaux d'ici à 2040

(60 % à renouveler et 40 % à renforcer ou à bâtir)



RENOUVELER

24 000 km
et 85 000 pylônes



80 % du réseau
adapté au changement
climatique



RENFORCER

16 000 km de lignes
dont 2 500 km de lignes
en mer à courant continu
dont plus de
4 000 km de THT
≈ 400 nouveaux postes

8 000 à 12 000 recrutements par an à l'échelle de la filière

Ce programme industriel doit être mis en œuvre dans un contexte particulier. D'une part, les crises successives (sanitaire puis énergétique) et les tensions géopolitiques ont bouleversé les chaînes d'approvisionnement. D'autre part, la croissance des besoins en équipements de réseau à l'échelle mondiale a favorisé l'apparition de goulets d'étranglements importants sur plusieurs maillons clés de la chaîne de fabrication.

Par conséquent, au cours des dernières années, la plupart des matériels de réseau a été soumise à une inflation spécifique des coûts et à un allongement des délais de livraison.

Par exemple, la durée d'approvisionnement en transformateurs de puissance est passée d'un an et demi en 2020 à quatre ans aujourd'hui, pour un prix moyen doublé sur la période.

Quelles sont les actions actuellement mises en œuvre par RTE pour la gestion de son approvisionnement et de ses besoins en ressources humaines ?

En tant que donneur d'ordre de ce grand programme industriel, RTE accompagne la transformation de son écosystème industriel et fait évoluer sa stratégie d'approvisionnement.

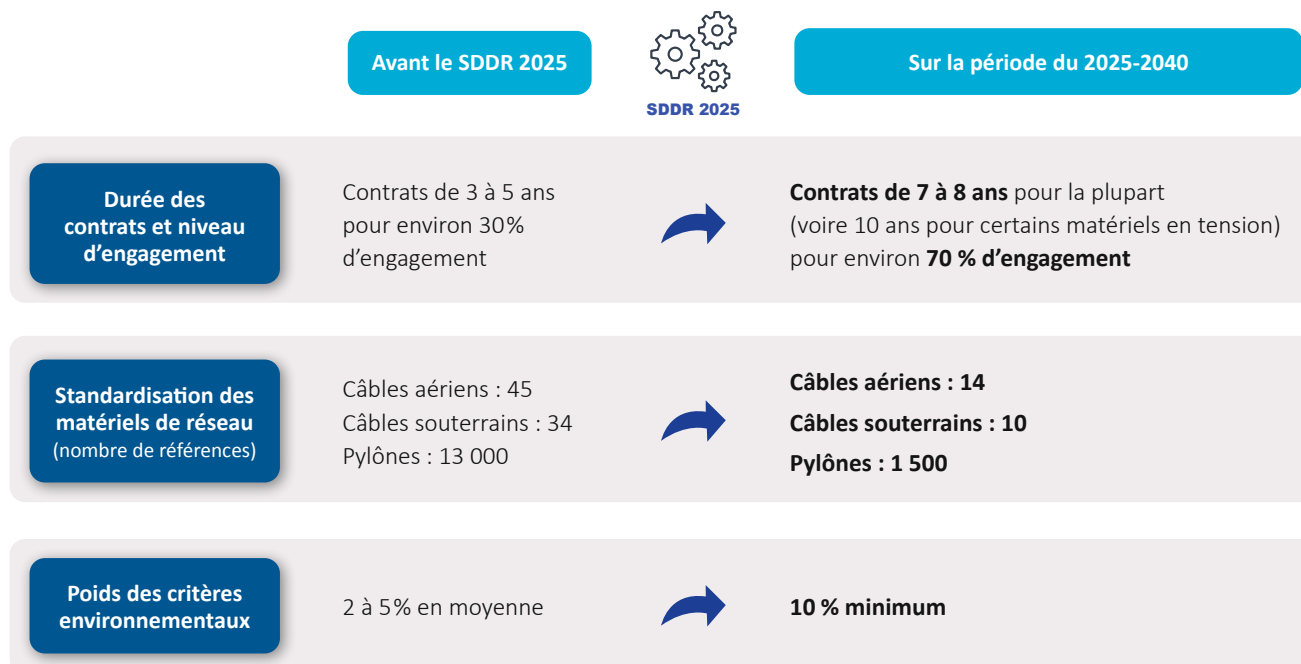
- **En assurant une cohérence d'ensemble dans ses différents programmes d'ingénierie (renouvellement, raccordement et renforcement) pour éviter de saturer de demandes les mêmes filières industrielles.**

Sur le volet industriel, et sur la base de la version finale du SDDR, RTE définira un rythme de travaux compatible avec une montée en charge progressive des besoins en équipements, afin d'éviter toute rupture brutale dans le rythme d'approvisionnement.

- **En poursuivant la refonte de sa stratégie d'approvisionnement**, en étroite coopération avec ses partenaires industriels, qui se sont exprimés dans le cadre de la [consultation publique organisée en 2024](#).

Cette approche repose sur :

- la simplification, la massification et la standardisation des achats de matériels ;
- la visibilité donnée aux fournisseurs par l'augmentation des engagements contractuels pris par RTE, ainsi que l'allongement de la durée des marchés-cadres ;
- la réduction de l'empreinte carbone en augmentant la prise en compte de considérations environnementales dans les achats.



- **En mobilisant les entreprises françaises pour répondre à l'effort de réinvestissement dans le réseau**, afin de contribuer activement à la souveraineté industrielle du pays. Par exemple, RTE vise un taux

de 75% des équipements terrestres et 50% des équipements maritimes (câbles sous-marins et postes en mer) fabriqués en France



Création de la FIERE (filière industrielle française des entreprises des réseaux électriques) pour accompagner la transition énergétique et la réindustrialisation du territoire

Les entreprises de réseaux électriques (RTE et ENEDIS) et les organisations professionnelles (GIMELEC, SYCABEL, SERCE) ont créé le 4 juin 2025 une association nommée la FIERE (filière industrielle française des entreprises des réseaux électriques), afin d'accompagner la transition énergétique et la réindustrialisation du territoire.

La FIERE doit faciliter le changement d'échelle de l'ensemble des acteurs de l'écosystème industriel afin de répondre aux besoins d'équipements des réseaux de transport et de distribution d'électricité.

La FIERE doit permettre que l'investissement dans les réseaux électriques contribue à la croissance et à l'attractivité de la France et renforce sa souveraineté industrielle et énergétique.

L'association s'est fixé les objectifs suivants :

- Renforcer la base industrielle en France et en Europe en faisant en sorte que les investissements dans les réseaux permettent de créer de la valeur et des emplois en France et en Europe ;
- Soutenir l'effort en matière de recherche et de développement et créer les innovations nécessaires au réseau de demain (équipements, exploitation du système électrique et intégration de l'intelligence artificielle) ;
- Accompagner le développement des compétences dans la filière des réseaux électriques.

- **En engageant, en coopération avec ses partenaires, un travail de renforcement de l'attractivité des métiers de la filière et de l'appareil de formation**, pour faciliter la création de 58 000 emplois d'ici 2030

(gestionnaires de réseaux, fournisseurs, prestataires). RTE a créé 1 000 nouveaux emplois sur les quatre dernières années et recrutera 700 personnes en 2025.



Création du programme « Écoles des réseaux pour la transition énergétique » pour répondre aux besoins de recrutements de l'ensemble de la filière

Afin de répondre aux impératifs de la transition énergétique et de l'adaptation au changement climatique, RTE et Enedis prévoient d'investir près de 200 milliards d'euros d'ici 2040 pour moderniser et renforcer les réseaux électriques. Cette transformation d'ampleur nécessite un recrutement massif au sein des 1 600 entreprises de la filière, qui emploie déjà environ 100 000 personnes.

À ce jour, les besoins combinés de la filière des réseaux et d'autres filières électriques et d'ingénierie sont plus importants que les capacités de formation, ce qui milite pour le renforcement de l'offre de formation. Financée par l'État dans le cadre du programme « Compétences et métiers d'avenir » du plan France 2030, l'étude « [Besoins en emplois et compétences de la filière des réseaux électriques](#) » identifie un besoin de recrutement de la filière à 58 000 personnes d'ici 2030, dont 4 300 recrutements par RTE.

Face à cet enjeu, le programme « Écoles des réseaux pour la transition énergétique », lancé en 2023 par RTE, Enedis et les organisations professionnelles du secteur, œuvre



à renforcer l'attractivité des métiers et formations. Construit en partenariat avec le ministère de l'Éducation nationale et de l'enseignement supérieur et le ministère du Travail et de l'Emploi, ce programme fédère plus de 150 lycées en Bac Pro Métiers de l'électricité et de ses environnements connectés (MELEC) et BTS électrotechnique, qui dispensent des formations professionnalisantes orientées vers les métiers des « réseaux électriques » partout en France. Ce dispositif inclut également des formations professionnelles, en partenariat avec France Travail, pour favoriser la reconversion et la réinsertion vers les métiers de la filière des réseaux électriques.

Salariés de RTE inspectant des infrastructures du réseau

© RTE

ILLUSTRATIONS DE LA NOUVELLE STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT PROPOSÉE PAR RTE POUR LE SDDR 2025

EXEMPLE N° 1

Sécurisation de l'approvisionnement en câbles souterrains jusqu'en 2028

- ▶ Contrat signé en octobre 2024 avec 5 fournisseurs (Nexans, Prysmian, Hellenic, NKT et Solidal)
- ▶ Montant global du marché : 1 milliard d'euros
- ▶ Pour faire quoi ? fourniture et montage d'environ 5 200 kilomètres de câbles souterrains pour les niveaux de tension allant de 90 000 à 400 000 volts.
- ▶ Où seront fabriqués les matériels ?
 - L'ensemble des câbles sera exclusivement produit en Europe
 - Un tiers des câbles sera produit en France, au sein de l'usine de Nexans à Bourg-en-Bresse (Ain) et celles de Prysmian à Gron (Yonne) et à Montereau-Fault-Yonne (Seine-et-Marne). RTE réserve ainsi la quasi-totalité des capacités de production françaises encore disponibles jusqu'en 2028, soit la production de plus de 1 700 km de câbles.

L'engagement pris par RTE a permis à Prysmian de déclencher son investissement dans l'ouverture d'une nouvelle ligne de production de câbles sur son site de Seine-et-Marne. Ces contrats démontrent que les investissements réalisés par RTE dans le réseau français contribuent directement à l'effort de réindustrialisation, ainsi qu'au développement de l'emploi et la création de valeur sur le territoire national.

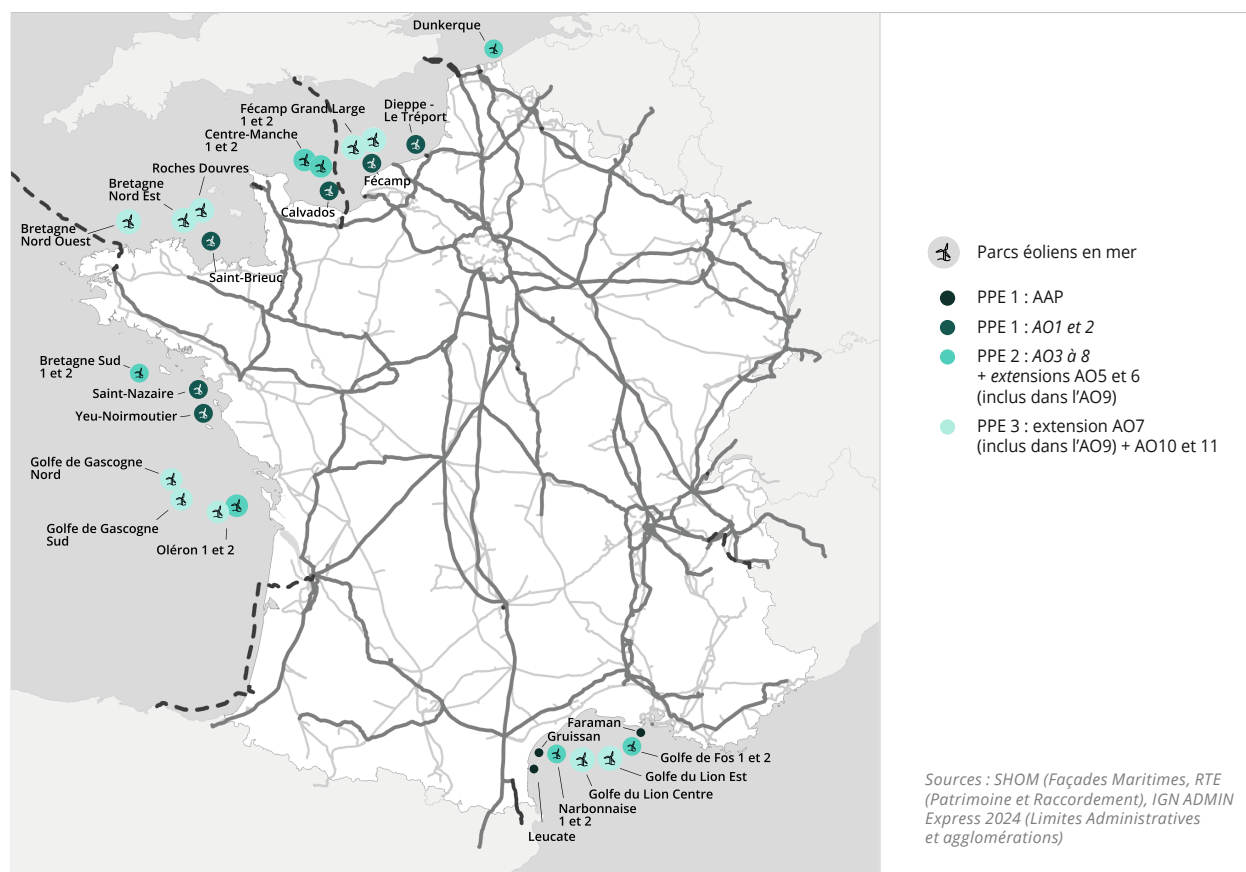
EXEMPLE N° 2

Signature d'un contrat pour la construction des plateformes en mer et des stations de conversion pour le raccordement de 3 parcs éoliens en mer situés au large de la Normandie (parcs Centre-Manche 1 et 2) et de la Charente Maritime (parc Oléron)

- ▶ Contrat signé en mai 2024 avec le consortium Chantiers de l'Atlantique - Hitachi Energy
- ▶ Montant global du marché : 4,5 milliards d'euros
- ▶ Pour faire quoi ? Construction de 3 plateformes électriques à courant continu en mer et de 3 stations de conversion terrestres
- ▶ Où seront fabriqués les matériels ? La quasi-totalité des retombées économiques se concentreront en Europe et les matériels seront intégralement assemblés sur les chantiers navals de Saint-Nazaire).

Ce contrat, d'une ampleur inédite pour RTE, marque le changement d'échelle dans le développement des parcs en mer et positionne la France dans le paysage des quelques nations européennes capables de construire des grands postes électriques et des stations de conversion à courant continu en mer.

Les enjeux industriels du programme éolien en mer



Cartographie pour le développement des parcs éoliens en mer en France

La planification de l'éolien en mer fixe les objectifs, identifie les zones de développement de l'éolien en mer et organise un séquençage des appels

d'offres (AO) lancés par l'État qui permettent de sélectionner les producteurs chargés de construire et d'exploiter les parcs éoliens en mer.

Où en est-on concrètement sur le plan des raccordements ?

- **PPE1** : à mi-2025, RTE a mis à disposition des producteurs les 7 premiers raccordements de la PPE 1 dans les délais et dans le budget cible. L'enjeu consiste maintenant à finaliser les raccordements des deux derniers parcs de cette première PPE.
- **PPE2** : au cours des deux dernières années, RTE a sécurisé son approvisionnement pour le raccordement des parcs de la PPE 2 par l'intermédiaire d'appels d'offres multi-projets. L'enjeu consiste

maintenant à réaliser les phases d'autorisation administrative puis les phases travaux.

- **PPE3 (en cours de discussion)** : pour les parcs du projet de PPE 3, l'enjeu pour RTE réside dans la préparation du plan industriel, la sécurisation des approvisionnements et le respect de l'équilibre économique global du programme éolien en mer.

Quels sont les principaux défis ?

- **Le marché des matériels spécifiques aux raccordements maritimes est très concentré et saturé par les commandes simultanées des différents pays européens.** En effet, de nombreux maillons clés de la chaîne de valeur européenne des équipements de réseau maritime (ex. câbles sous-marins) sont soumis à d'importantes tensions.
- **La forte puissance des futurs parcs éoliens en mer (PPE 2 et PPE 3), ainsi que leur implantation de plus en plus éloignée des côtes** nécessite le recours à la technologie du courant continu

(HVDC) et l'utilisation de postes en mer plus grands.

Dans ce contexte, RTE a engagé un travail spécifique avec la filière pour construire une chaîne de valeur industrielle performante maximisant les retombées économiques sur le territoire français et européen.

Ce travail doit être mis en œuvre sur l'ensemble de la chaîne de valeur concourant à la réalisation de ces projets (notamment lors de la phase d'études techniques et environnementales, sur les prestations d'appui à la maîtrise d'ouvrage, les travaux à terre, etc.).

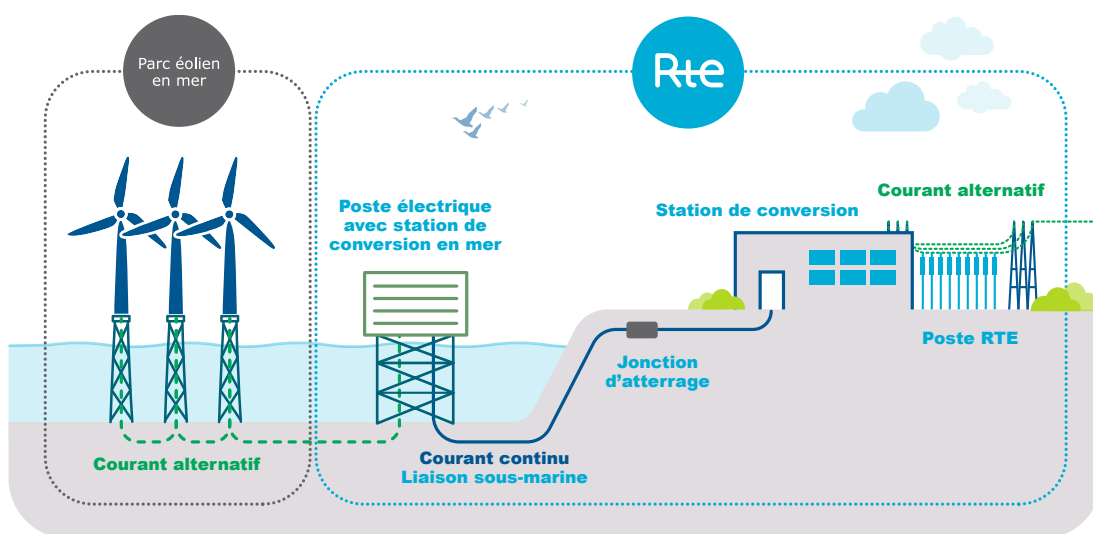


Schéma de fonctionnement d'un parc éolien en mer à courant continu (HVDC)

1

2

1. Vue artistique d'un poste en mer
© RTE / LA CEN / HAM & JUICE

2. Station de conversion terrestre et poste de jonction avec le réseau de transport d'électricité terrestre
© RTE



Ce que propose le SDDR

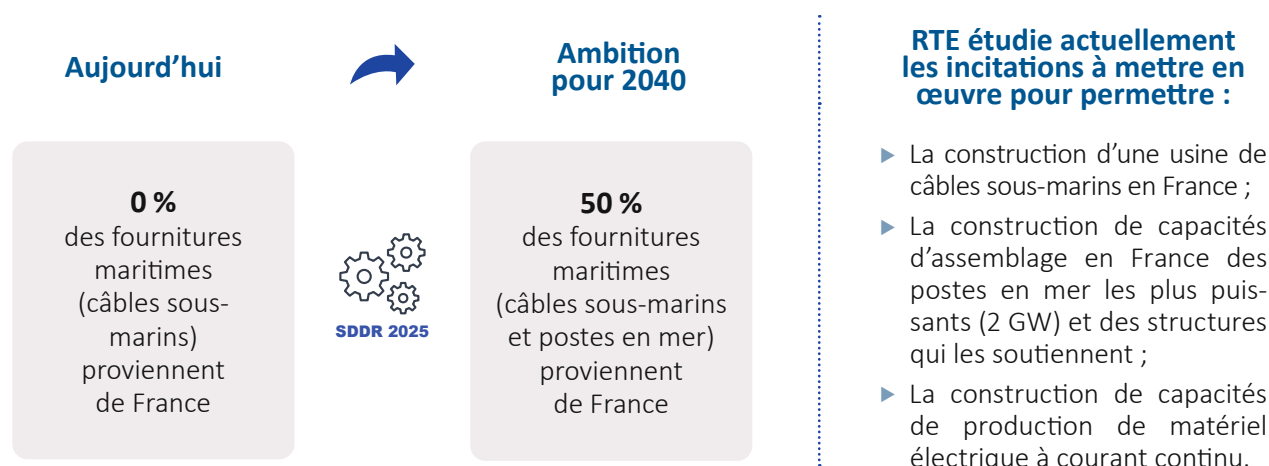
Dans la stratégie de référence, RTE prévoit une trajectoire de raccordement du programme éolien en mer représentant un investissement de 37 milliards d'euros sur quinze ans pour permettre la mise en service de 22 GW d'éolien en mer d'ici 2040.

RTE propose une stratégie fondée sur la maîtrise industrielle et économique du programme, en planifiant un rythme de raccordement régulier compatible avec le développement d'une filière française d'équipements de réseau maritimes pour le réseau.

1) S'assurer de la compétitivité économique globale de la filière à l'échelle du système électrique dans un contexte où l'éloignement des parcs par rapport aux côtes et la tension sur les chaînes d'approvisionnement entraînent une hausse significative des coûts des raccordements.

2) Structurer une filière industrielle française pour les raccordements en mer. RTE a l'ambition de localiser en France 50% des retombées économiques pour les raccordements des parcs de la PPE 3.

3) Lisser le rythme des mises en service de manière à construire une trajectoire maîtrisée sur le plan industriel et compatible avec la capacité opérationnelle de RTE et de ses sous-traitants. La stratégie proposée dans le SDDR vise un rythme de raccordement stable compris entre un et deux raccordements par an entre 2025-2040 plutôt qu'une alternance de phases d'accélération et de ralentissement, inefficace sur le plan industriel. Au-delà du rythme annuel, le séquençage géographique du programme aura également de l'importance.



Ambition de la part française à l'horizon 2040 dans les approvisionnements en équipements de réseau pour les raccordements en mer»

Quelles sont les conséquences potentielles d'un raccordement des parcs éoliens en mer de la PPE 3 sans tenir compte des enjeux industriels du réseau de transport ?

La mise en service des parcs sans tenir compte des enjeux industriels du réseau conduirait à l'adoption d'un rythme de travaux irrégulier sur le plan industriel.

Un tel rythme soulèverait des questions de faisabilité financière, industrielle et de gestion des compétences pour tout l'écosystème de l'éolien en mer.

Il est indispensable d'assurer un rythme régulier de raccordement des parcs éoliens en mer sur l'ensemble de la période considérée, afin d'éviter des ruptures brutales caractérisées par une alternance de phases de ralentissement et d'accélération. Une telle instabilité représenterait un risque pour les capacités opérationnelles de RTE et la continuité des activités des industriels de la filière.

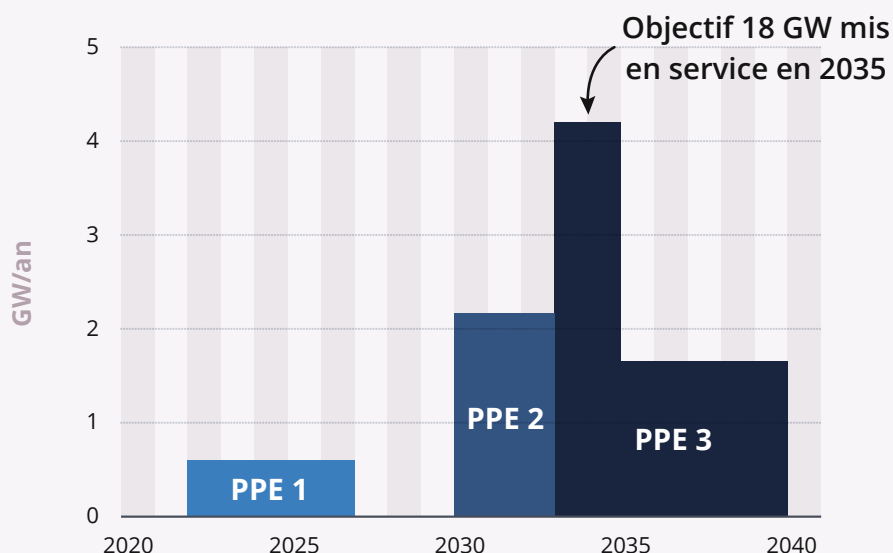
La trajectoire proposée par RTE, qui prévoit un calendrier de raccordement optimisé, sans que le décalage du calendrier initial – permettant la mise en service d'une puissance d'éolien en mer de 18 GW en 2035 – n'excède deux ans est conforme au projet de PPE 3 tel qu'il a été soumis à consultation publique en mars 2025.



Pour en savoir plus sur la stratégie proposée par RTE pour le raccordement de l'éolien en mer, consulter la fiche n°6 des orientations du SDDR

À titre de comparaison, la mise en service de 26 GW d'éolien en mer à l'horizon 2040, dont 18 GW à horizon 2035, conduirait à 9 milliards d'euros d'investissement de plus sur 15 ans par rapport à la trajectoire proposée par RTE et à une ambition de ~25% de fournitures d'équipements maritime en France.

La mise en service de 18 GW d'éolien en mer à l'horizon 2040 conduirait quant à elle à 9 milliards d'investissement en moins sur 15 ans par rapport à la trajectoire proposée par RTE et à une ambition de 70% de fournitures d'équipements maritimes en France.



Rythme industriel du raccordement pour l'éolien en mer en l'absence de démarche pour lisser le rythme

3.4 Les possibilités d'adaptation de la trajectoire d'investissement

Ce que propose le SDDR

La stratégie de référence proposée par RTE dans le SDDR représente un besoin d'investissement dans le réseau de l'ordre de 100 milliards d'euros sur la période 2025-2040.

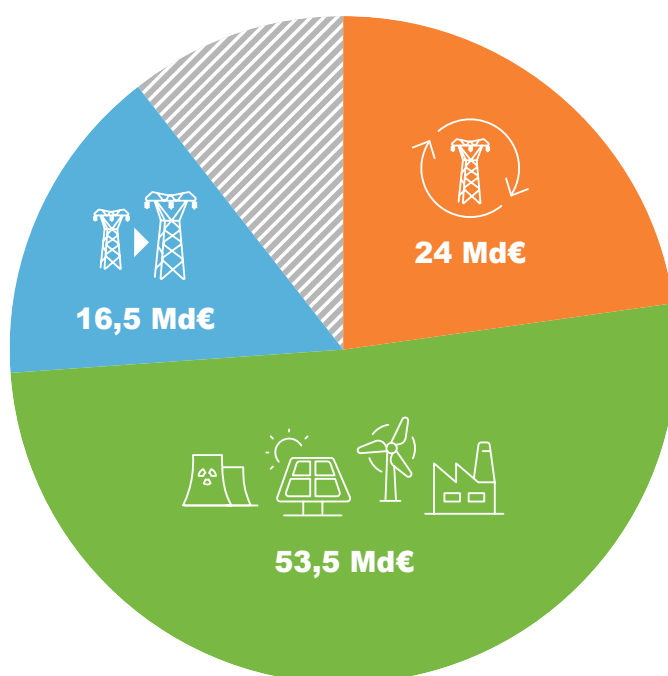
Le réseau public de transport d'électricité joue un rôle essentiel dans l'attractivité et la compétitivité économiques des territoires en France. Il permet d'acheminer de très grandes quantités d'électricité et garantit une continuité d'alimentation très élevée (99,9995% de continuité d'alimentation) : ceci est un atout pour l'industrie. Tous les systèmes électriques ne sont pas dimensionnés pour transiter de très fortes quantités d'électricité et n'ont pas d'aussi hauts taux de fiabilité.

Par ailleurs, le réseau de transport d'électricité est financé à bas coût : ceci est dû au fait que RTE est une entreprise dont les revenus sont considérés comme stables et qui peut emprunter avec des bons taux sur les marchés. Ainsi, le financement des investissements est peu coûteux par rapport à d'autres investissements dans le système énergétique (par exemple : moyens de production d'électricité).

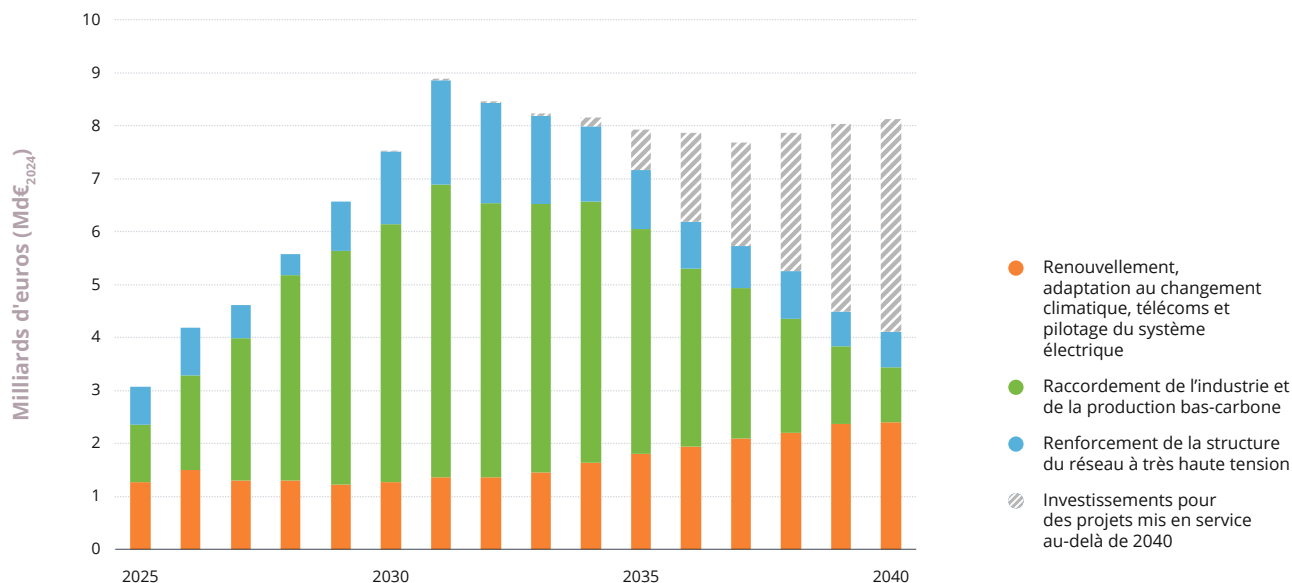
RTE a chiffré le plan d'investissement dans le réseau public de transport d'électricité à l'horizon 2040 : il s'établit à environ 100 milliards d'euros sur 15 ans dans un scénario de transformation effective des usages énergétiques.

Volumes d'investissement proposés pour les trois grands axes du SDDR (milliards d'euros)

- Renouvellement, adaptation au changement climatique, télécoms et pilotage du système électrique
- Raccordement de l'industrie et de la production bas-carbone
- Renforcement de la structure du réseau à très haute tension
- Investissements pour des projets mis en service au-delà de 2040



Pour en savoir plus, consulter les fiches n°15 et n°16 des orientations du SDDR



Planification des investissements pour les trois axes du SDDR (milliards d'euros)

La décomposition des différentes priorités est connue. RTE propose plusieurs leviers de priorisation sur chacune des grandes priorités industrielles présentées dans le SDDR : renouvellement, raccordement et renforcement de la structure du réseau à très haute tension.

En complément de la vision par priorité industrielle, RTE a donné une visibilité sur le rythme d'investissement annuel. Ce travail n'avait pas été réalisé dans le dernier SDDR mais est important pour cet exercice, au regard des montants envisagés mais aussi pour travailler sur les besoins de la chaîne industrielle. C'est ce travail en vision annuelle qui a aussi permis de proposer des priorisations et des « rythmes d'investissement ». Par exemple, le renouvellement du réseau se stabilise entre 2025 et 2030 pour deux raisons : (i) d'une part pour

identifier des leviers de performance qui permettront une accélération entre 2030 et 2040 et (ii) d'autre part pour tenir compte des capacités des fournisseurs dans une période où le raccordement des premières zones industrielles et les projets de la phase n°1 du renforcement de la structure du réseau à très haute tension devront être mis en service et feront appel aux mêmes entreprises et compétences chez les fournisseurs de RTE que celles requises pour le programme de renouvellement.

Dans la trajectoire proposée par RTE et dans la perspective d'une transformation effective du secteur énergétique, les investissements augmentent fortement entre 2025 et 2030, puis se stabilisent autour de 8 milliards d'euros par an sur la période 2030-2040.

COMPARAISON DES PROJECTIONS D'INVESTISSEMENTS ANNUELS MOYENS POUR LE RENFORCEMENT DES RÉSEAUX À TRÈS HAUTE TENSION EN EUROPE (À TERRE ET EN MER)

Les gestionnaires de réseau de transport d'électricité proposent des plans d'investissement en croissance dans tous les pays européens.

Plusieurs ont communiqué sur des prévisions d'investissement annuels multipliés par quatre à six pour les prochaines années.

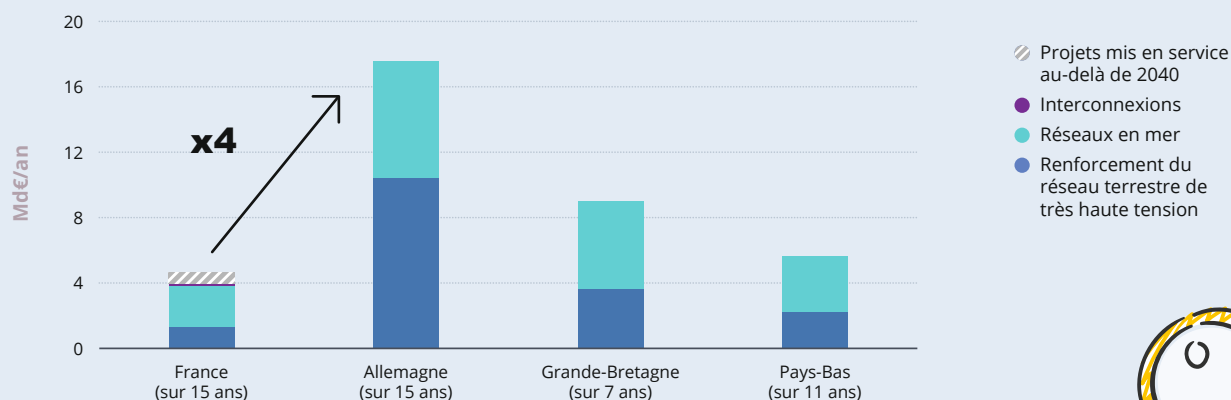
Sur un périmètre équivalent, le plan français est quatre fois moins important que le plan allemand, deux fois moins important que le plan britannique et une fois et demie moins important que le plan néerlandais.

La Commission européenne a fait des réseaux une priorité de son mandat, en s'appuyant notamment sur les rapports Letta et Draghi qui ont souligné le rôle

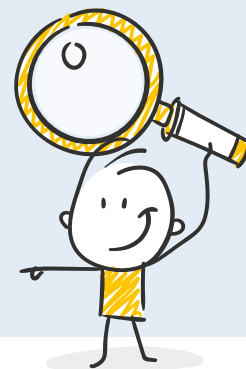
des réseaux électriques dans l'atteinte des objectifs de compétitivité et de souveraineté de l'Union européenne.

Le plan d'investissement français se situe dans la fourchette basse des plans d'investissement européens. C'est d'autant plus significatif que RTE exploite un réseau plus important que ses voisins (beaucoup de gestionnaires de réseau sont en charge du développement et de l'exploitation du réseau 225 000 et 400 000 volts uniquement – voir partie 1 sur la description du périmètre de responsabilité de RTE) et que la majorité des gestionnaires de réseau ne communiquent pas sur leurs investissements en matière de renouvellement et de moyens de pilotage du réseau.

Pour en savoir plus, consulter le rapport Compass Lexecon sur la comparaison internationale des plans d'investissement dans les réseaux de transport d'électricité



Comparaison des investissements annuels moyens pour le renforcement des réseaux de très haute tension en Europe (à terre et en mer)



Une trajectoire d'investissement adaptable sur les 15 prochaines années

La trajectoire d'investissement n'est pas figée. La majorité des projets ne sont pas encore lancés, c'est en particulier le cas sur la période 2030-2040.

L'objectif du SDDR est de définir une stratégie, qui sera ensuite déclinée dans les projets jusqu'à la prochaine révision du schéma. Cet effet est assez visible : dans la trajectoire 2025-2030, 75% des investissements représentent des projets engagés dans la phase de mise en œuvre du schéma 2019.

Pour nourrir la discussion sur les possibilités d'évolution de la stratégie et de la trajectoire d'investissement associée, RTE présente dans sa proposition de SDDR des stratégies alternatives pour chaque paramètre et les conséquences en termes de soutenabilité financière, technique, et industrielle.

La stratégie finale pour le réseau public tiendra compte des enseignements du débat public ainsi que de l'examen de la Commission de régulation de l'énergie, de l'avis de l'Autorité environnementale et de l'avis de l'État. Elle tiendra également compte de la planification énergétique nationale.

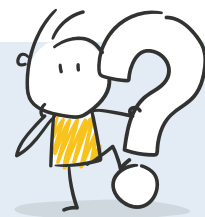
Le rythme concret des investissements sera lié d'une part à la traduction effective des orientations de l'État dans les décisions économiques des acteurs privés (au-delà de RTE) – en particulier pour le volet raccordement. Il sera lié d'autre part à l'évolution de l'écosystème industriel. En effet, en fonction de la capacité des fournisseurs à répondre aux besoins de RTE et des coûts associés aux différents marchés, la trajectoire pourra être revue.

En tout état de cause, la trajectoire proposée ne fixe pas un rythme d'investissement pour les quinze prochaines années.

Le plan d'investissement proposé n'est donc pas ferme, sa mise en œuvre est soumise à plusieurs conditions, notamment les suivantes :

- ▶ une absence d'augmentation des coûts du réseau par rapport aux trajectoires de référence ;
- ▶ le maintien d'objectifs de politique énergétique encourageant l'électrification des usages et le développement des énergies renouvelables ;
- ▶ les décisions des acteurs privés sur le volet raccordement ;
- ▶ une augmentation de la consommation d'électricité, confirmant l'électrification des consommations énergétiques.

Pour en savoir plus, consulter les fiches thématiques des orientations du SDDR, et en particulier la synthèse de la stratégie de référence et les alternatives possibles



LES MODALITÉS DE FINANCEMENT DES INVESTISSEMENTS NÉCESSAIRES POUR LE DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

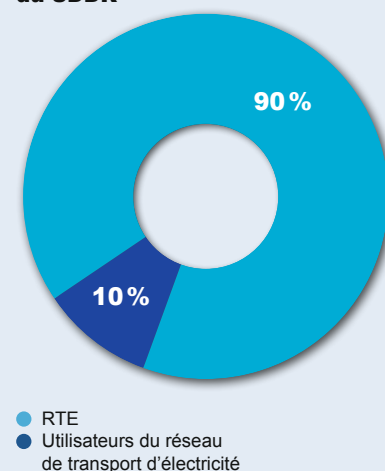
En tenant compte de l'ensemble des règles définies par le législateur, environ 90% des investissements sont à la charge de RTE. Ces investissements sont financés directement par RTE, en mobilisant des fonds propres et en recourant à l'endettement.

Les utilisateurs (producteurs, consommateurs, gestionnaires de réseaux de distribution, stockeurs) qui souhaitent se raccorder au réseau de transport d'électricité contribuent aux investissements

du SDDR à hauteur d'environ 10% (voir l'encadré sur la répartition des coûts de raccordement entre RTE et un utilisateur du réseau de transport d'électricité dans la [partie 2.2](#)).

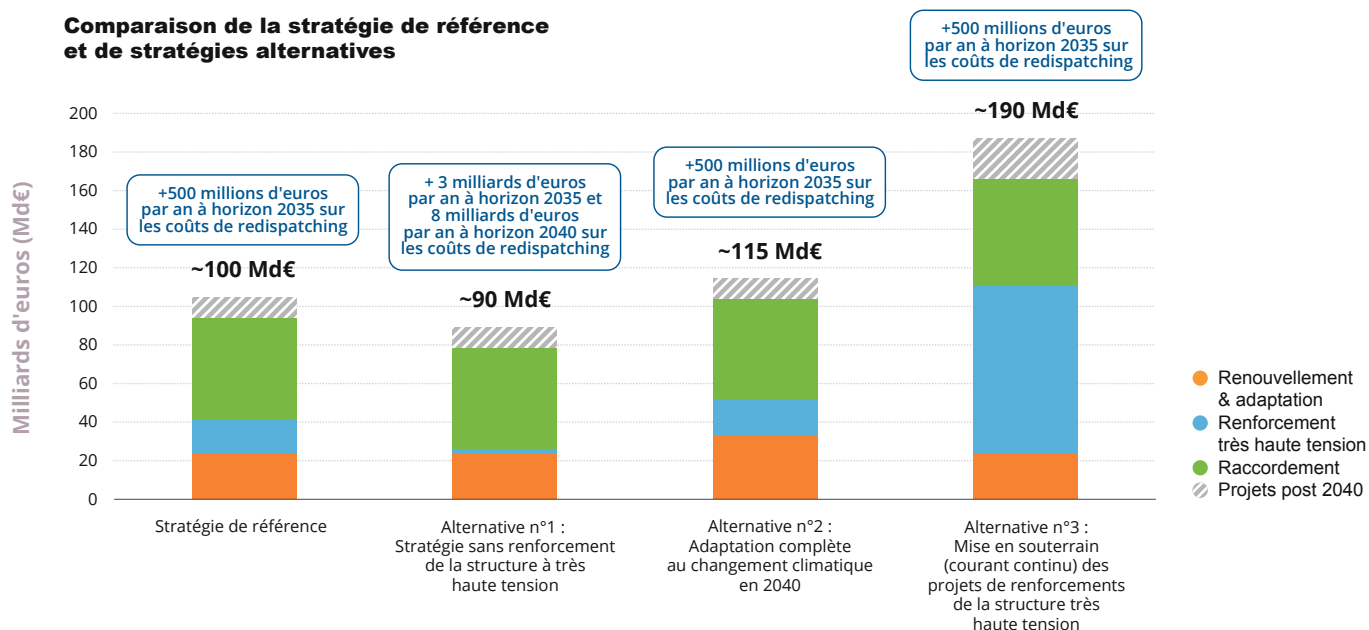
Pour finir, une part très marginale des investissements est financée par des fonds publics, notamment via des subventions européennes pour les interconnexions et la contribution des collectivités territoriales pour la mise en souterrain de certains ouvrages.

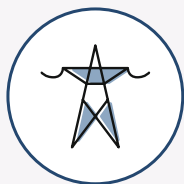
Répartition des investissements du SDDR



Quelques exemples de trajectoires financières alternatives en lien avec des choix stratégiques différents de ceux proposés dans la stratégie de référence du SDDR

Comparaison de la stratégie de référence et de stratégies alternatives



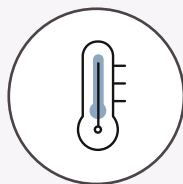


ALTERNATIVE N° 1 :
Absence de renforcement
de la structure à très
haute tension

Le choix de ne pas renforcer la structure du réseau réduirait la trajectoire d'investissement d'environ 14 milliards d'euros sur 15 ans par rapport à la stratégie proposée par RTE.

En contrepartie d'une baisse des coûts d'investissement dans le réseau, cette trajectoire entraînerait une hausse très importante des coûts d'exploitation de l'ordre de plus 3 milliards par an en 2035 et plus 8 milliards par an en 2040 pour gérer les congestions dans un scénario type PPE. Ces coûts sont répercutés directement sur les consommateurs (à l'inverse des investissements) – cf. encadré sur le TURPE, p.154.

Sur le plan technique, cette stratégie aurait un impact fort sur le parc de production (modulation du nucléaire comme des renouvelables de l'ordre de 70 TWh en 2040).



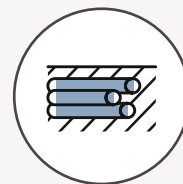
ALTERNATIVE N° 2 :
Adaptation complète au
changement climatique
en 2040

La mise en résilience totale des infrastructures du réseau de transport d'électricité impliquerait de quadrupler le rythme annuel d'investissements dans le renouvellement.

Cette trajectoire serait très performante sur le plan climatique. En effet, elle permet de diviser par plus de deux la durée d'adaptation de l'infrastructure, alors que celle-ci est déjà sensible au changement climatique.

Sur le plan industriel, elle impliquerait une refonte beaucoup plus importante des contrats avec les fournisseurs et une structuration beaucoup plus profonde de la filière. Cette stratégie s'accompagnerait probablement d'une demande beaucoup plus forte de la filière d'engagements de RTE.

Par ailleurs, le planning de travaux serait très soutenu et il y aurait donc un impact à prévoir sur les utilisateurs du réseau pour permettre une telle concentration de travaux.

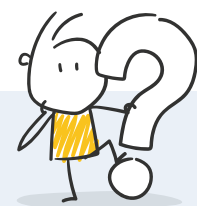


ALTERNATIVE N° 3 :
Mise en souterrain des
projets de renforcements
de la structure à très
haute tension

La mise en souterrain des projets de renforcements de la structure à très haute tension du réseau impose de recourir massivement à la technologie en courant continu (HVDC).

Cela représente une hausse de l'ordre de 40 à 70 milliards d'euros par rapport à la stratégie proposée.

Par ailleurs, elle pourrait conduire à retarder certains projets, du fait d'une forte saturation des capacités de production européennes sur cette technologie.



Concernant la facture annuelle d'électricité des ménages, le TURPE HTB est et restera une composante minoritaire du tarif réglementé de vente d'électricité sur la période TURPE 7 (2025-2028). Ces éléments sont déjà connus et publics (délibération de la CRE relative au TURPE 7 HTB²⁷).

À plus long terme, l'évolution de la facture d'électricité des ménages dépendra de l'évolution du TURPE HTB, mais également des autres composantes du tarif de l'électricité (y compris les composantes fiscales qui représentent près d'un tiers de la facture actuelle). Sur le tarif de réseau, la trajectoire d'investissement du SDDR entraîne un effet haussier mais modéré dans un scénario d'électrification des usages (de l'ordre de l'inflation +1%). Le réseau de transport restera une composante minoritaire de la facture.

Par ailleurs, à horizon 2040, la facture énergétique globale des ménages devrait avoir largement évolué vers une répartition différente des dépenses énergétiques entre les différentes consommations énergétiques (pétrole, gaz et électricité). Cela invitera donc à raisonner au périmètre global de la facture énergétique et non au seul périmètre de la facture d'électricité. En effet, la transition énergétique contribue à réduire la consommation de combustibles fossiles et donc la dépendance physique aux pays producteurs d'hydrocarbures, ce qui a un effet positif substantiel sur la balance commerciale de la France. Dans la projection du scénario A du Bilan prévisionnel de RTE, l'électrification des usages contribuerait à une réduction de la facture énergétique de 5 à 10 milliards d'euros par an à l'horizon 2030-2035.

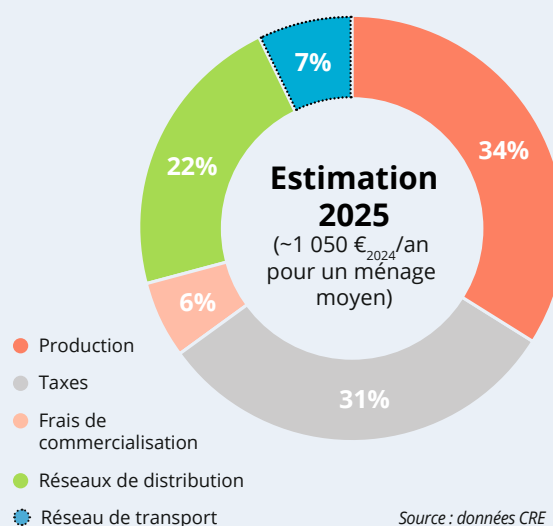
27. [Délibération de la CRE du 13 mars 2025 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité \(TURPE 7 HTB\)](#)

QUELLE EST LA PART DU COÛT DU RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ DANS LA FACTURE D'ÉLECTRICITÉ ANNUELLE DES PARTICULIERS ?

En 2025, selon les calculs retenus par la Commission de régulation de l'énergie, le coût du réseau de transport d'électricité (part du TURPE HTB) représente 7% de la facture annuelle d'électricité d'un consommateur moyen au tarif réglementé.

Décomposition de la facture annuelle d'un consommateur résidentiel au tarif réglementé de vente de l'électricité en 2025

~74 €₂₀₂₄/an (pour un ménage moyen)





QU'EST-CE QUE LE TURPE ?

L'activité des gestionnaires de réseaux publics est régulée par la Commission de régulation de l'énergie, qui fixe le montant du tarif d'utilisation du réseau public d'électricité (TURPE) :

- ▶ le TURPE HTA-BT pour les réseaux de distribution
- ▶ le TURPE HTB pour le réseau de transport d'électricité

Le TURPE couvre une période de quatre ans. Le TURPE actuel – dit TURPE 7 – a été adopté pour les années 2025 à 2028.

Pour cette période de quatre ans, la Commission de régulation de l'énergie fixe un revenu autorisé que RTE doit respecter.

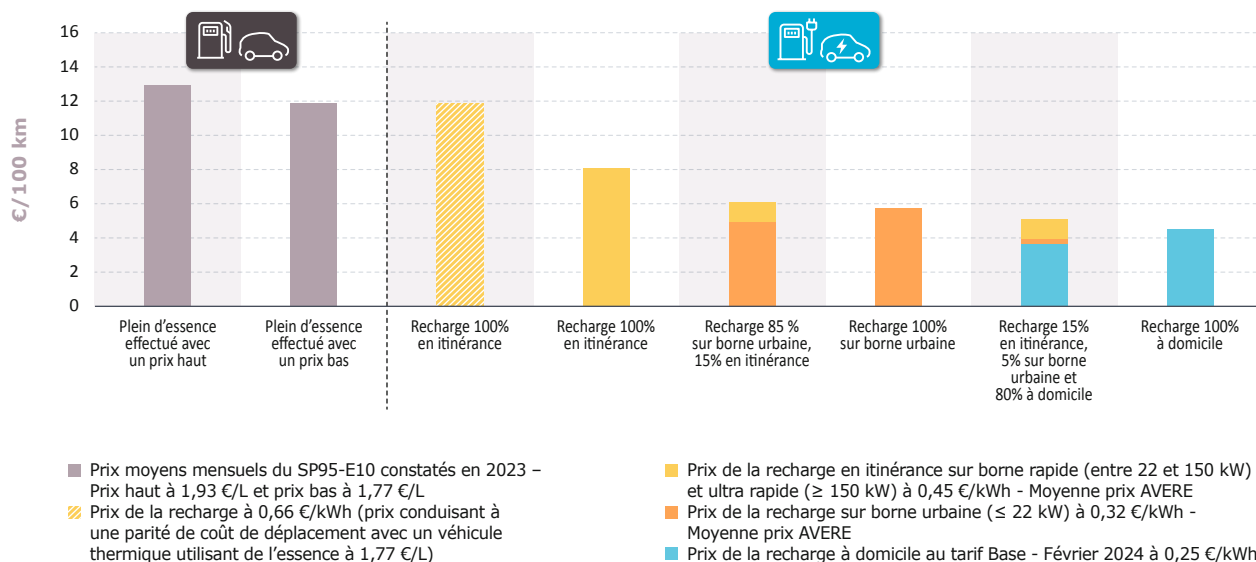
Le TURPE-HTB est acquitté par les distributeurs et les consommateurs d'électricité. Les industriels électro-intensifs (c'est-à-dire ceux qui consomment beaucoup d'électricité) bénéficient d'un tarif spécifique (abattement électro-intensif).

Le TURPE-HTB permet de financer les dépenses nécessaires à l'entretien et au développement des réseaux de transport d'électricité, les dépenses nécessaires à l'exploitation du système électrique, les charges de personnel et l'amortissement des investissements.

Pour s'assurer que les investissements sont efficaces, la Commission de régulation de l'énergie valide tous les ans le programme d'investissement de RTE et vérifie sa compatibilité avec le SDDR. Elle vérifie également l'équilibre économique des différents projets d'investissement.

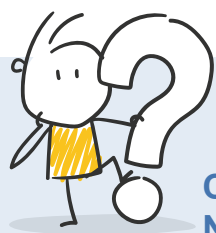
Les amortissements des investissements représentent une composante minoritaire des coûts couverts par le TURPE (environ un tiers). Ceci est dû au fait que les investissements ne sont pas payés « en une fois » mais sur une durée de quarante ans.

Comparaison du coût en énergie pour 100 km parcourus entre un véhicule thermique et un véhicule électrique, sous différentes hypothèses de prix des énergies et d'utilisation de bornes de recharge



RTE a par exemple mené des analyses sur la différence de budget pour un consommateur entre une voiture à essence et une voiture électrique. Ce point illustre l'importance de ne pas regarder

uniquement la composante réseau ou uniquement la facture d'électricité mais la facture énergétique d'ensemble.



COMMENT RTE PAIE SES FOURNISSEURS SI LES CONSOMMATEURS NE PAIENT LES INVESTISSEMENTS QU'APRÈS LEUR MISE EN SERVICE ET SUR UNE PÉRIODE DE 40 ANS ?

RTE paie ses investissements sur ses fonds propres, ou plus rarement par l'intermédiaire de subventions (par exemple, RTE bénéficie de subventions européennes pour les projets d'interconnexion Celtic et Golfe de Gascogne). Pour financer ces investissements, RTE s'endette.

Actuellement, RTE est une entreprise bien notée par l'agence de notation économique Standard and Poor's et emprunte donc à un bon taux sur les

marchés par rapport à d'autres entreprises du secteur de l'énergie. C'est ce qui permet d'avoir des investissements financés à bas-coût.

Par exemple, le 1^{er} juillet 2025, RTE a levé 1 milliard d'euros grâce à une vente d'obligations vertes. L'opération de levée de fonds a suscité un fort intérêt, permettant à RTE d'obtenir des conditions de financement particulièrement avantageuses.

Conclusion : Quelles suites au débat public ?

À l'issue des quatre mois de débat public, conformément au code de l'environnement, deux documents seront publiés par la CNDP :

- ▶ un compte-rendu des débats établi par la Commission particulière du débat public ;
- ▶ un bilan dressé par le président de la Commission nationale du débat public.

Dans les trois mois suivant cette publication, RTE publiera sa décision de maître d'ouvrage. Dans ce document public, RTE motivera sa décision de poursuite du plan/programme et ses conditions.

RTE réaffirme son engagement à prendre en compte les enseignements du débat public dans la stratégie définitive pour le réseau public de transport d'électricité à l'horizon 2040.

Les contributions recueillies pourront ainsi être utilisées pour ajuster, enrichir et prioriser les orientations définitives du SDDR.

La stratégie définitive tiendra également compte de la consultation et de l'examen de la Commission de régulation de l'énergie, de l'avis de l'Autorité environnementale et de la réponse de l'État.

Sur cette base, RTE publiera une stratégie définitive. RTE estime que cette stratégie pourra être publiée en 2026 (même si cela dépend du calendrier des différentes autorités, qui n'est pas connu à la date de rédaction de ce dossier).

Le public pourra s'exprimer à nouveau dans le cadre d'une participation du public par voie électronique, sur une version consolidée du SDDR.

Ainsi, la stratégie définitive pour le développement et l'adaptation du réseau public de transport d'électricité, dont la publication aura lieu courant 2026, sera ajustée pour tenir compte des avis rendus par les différentes autorités compétentes et les enseignements tirés du débat public. Elle intégrera également l'évolution de la réglementation, notamment de la programmation pluriannuelle de l'énergie, celle des contrats de raccordement, des appels d'offres de planification (par exemple : relatifs à l'éolien en mer) ainsi que des révisions des schémas de raccordement au réseau des énergies renouvelables.



Dresse un bilan et un compte-rendu du débat public



Se prononce sur l'évaluation environnementale



Valide la stratégie technico-économique et cadre les investissements



S'assure de la cohérence avec les objectifs publics



Annexe n°1 :

Le SDDR en questions

Naviguez dans le document au travers de questions thématiques :

Scénarios du SDDR et prospective

Sur quels scénarios climatiques se base le SDDR, et que prend en compte le SDDR pour faire ses projections à l'horizon 2040 ?	Partie 2.1 p. 41 Annexe n° 4 « Scénarios » Consultation publique du SDDR – document B Chapitre 8 « Climat » des <i>Futurs énergétiques 2050</i>
Sur quels scénarios de consommation et de production se base le SDDR ?	Partie 1.5 p. 22 Annexe n° 4 « Scénarios » Bilan prévisionnel 2023
Comment ont été élaborées les orientations du SDDR ?	Partie 1.5 p. 22-28 Fiche 1 des orientations du SDDR Bilan de la consultation publique Consultation publique – document A
Que se passe-t-il si les objectifs de politique énergétique évoluent au cours de la période de mise en œuvre du SDDR ?	Partie 1.5 p. 24-25 Fiche 15 des orientations du SDDR

Articulation avec les autres plans et programmes et procédures

Pourquoi est-ce RTE qui porte le SDDR et pas l'État ?	Parties 1.2 et 1.3 p. 12-16 Directive sur le marché intérieur de l'électricité article 51 Code de l'énergie article L. 321-6
À quelles autres procédures et consultations administratives est soumis le SDDR ?	Partie 1.2 p. 13 Partie 1.6 p. 29-31 Code de l'énergie article L. 321-6 Code de l'environnement articles L. 121-8 et L. 122-4
Comment le SDDR s'articule-t-il avec les autres plans et schémas en matière énergétique ?	Voir partie 1.5 p. 23
Quelles sont les nouveautés du SDDR 2025 par rapport au SDDR publié en 2019 ?	Voir partie 1.2 p. 14
Et si le schéma n'est pas adopté ?	Voir partie 1.2 p. 15

Débat public

Quelles sont les étapes à venir après le débat public ?	Conclusion p. 156 Fiche 1 des orientations du SDDR
Quelle est la place du débat public dans le processus de conception du SDDR ?	Partie 1.6, p. 29-30 Fiche 1 des orientations du SDDR

Enjeux

Quel est le rôle du réseau de transport d'électricité dans la décarbonation et la réindustrialisation ?	Partie 1.4 p. 18-21 Partie 2.2 p. 52-53 Synthèse des orientations du SDDR
Comment le développement du réseau électrique contribue-t-il à la transition énergétique ?	Partie 1.4, p. 20 Synthèse des orientations du SDDR Fiches 15 et 16 des orientations du SDDR
La filière industrielle est-elle prête pour tenir le rythme de développement du réseau envisagé par RTE ?	Partie 3.2 p. 112-135 Fiche 2 des orientations du SDDR

Consommateurs et stockeurs

Qui sont les nouveaux utilisateurs du réseau ?	Partie 2.2 p. 56-57 Fiches 5, 5A, 5B, 5C des orientations du SDDR
À quoi servent les batteries ?	Partie 2.2 p. 62 Partie 2.3 p. 79 Fiche 8 des orientations du SDDR
Que propose le SDDR pour accélérer les délais de raccordement au réseau de transport d'électricité ?	Partie 2.2 p. 65-79 Fiches 5 à 9 des orientations du SDDR

Nucléaire

Combien de réacteurs nucléaires RTE compte-t-il raccorder d'ici 2040 ?	Partie 2.2 p. 59 Fiches 9 et 10 des orientations du SDDR
Quelles conséquences en cas de retard ou d'abandon des travaux de construction des nouveaux réacteurs nucléaires ?	Partie 1.5 p. 28 Fiche 9 des orientations du SDDR
Quelles conséquences en cas d'accélération des travaux de construction des nouveaux réacteurs nucléaires ?	Partie 1.5, p. 24-25 Fiches 9 et 10 des orientations du SDDR

Énergies renouvelables terrestres et éolien en mer

Quels sont les besoins associés au développement des énergies renouvelables terrestres ?	Partie 2.2, p. 60-62 Fiches 7 et 10 des orientations du SDDR
Quelles conséquences si l'on raccorde plus ou moins d'énergies renouvelables au réseau ?	Partie 2.2, p. 74 Fiches 7 et 10 des orientations du SDDR
Que se passe-t-il si les pouvoirs publics choisissent de ralentir sur l'éolien en mer ?	Partie 1.5, p. 24-25 Fiches 6 et 12 des orientations du SDDR

Adaptation du réseau au changement climatique

Que propose le SDDR pour adapter le réseau aux inondations et aux fortes chaleurs ?	Partie 2.1 p. 40-51 Fiche 3 des orientations du SDDR
En quoi les effets du changement climatique peuvent-ils fragiliser ou perturber le réseau de transport d'électricité ?	Partie 2.1 p. 32-39 Fiche 3 des orientations du SDDR Plan national d'adaptation au changement climatique (résilience du système énergétique) Consultation publique du SDDR – document B

Impacts paysagers et environnementaux du SDDR

Le SDDR va-t-il entraîner la création de nouvelles lignes aériennes ?	Partie 3.1.1, p. 104-105 Fiches 10 et 13 des orientations du SDDR
Pourquoi ne pas recourir uniquement aux lignes souterraines ?	Partie 3.1.2, p. 106-111 Fiches 10 et 13 des orientations du SDDR
Des mesures sont-elles prévues pour limiter l'impact des lignes aériennes sur les oiseaux ?	Partie 3.1.1, p. 104-105 Fiche 14 des orientations du SDDR
N'y a-t-il pas un risque sur l'approvisionnement en matières premières pour construire le réseau et ses équipements électriques ?	Partie 3.1.2, p. 106-111 Fiche 14 des orientations du SDDR Futurs énergétiques 2050, Chapitre 12 « L'analyse environnementale »
Quelles sont les mesures prises par RTE pour éviter, réduire et compenser les impacts du réseau sur l'environnement ?	Partie 3.1, p. 103 Fiche 14 des orientations du SDDR

Coûts et financement du SDDR

Qui paie les investissements réalisés dans le cadre du SDDR ?	Partie 2.2, p. 65 Partie 3.3, p.136-146
Quel impact des investissements du SDDR sur la facture d'électricité ?	Partie 3.3, p.136-146 Fiche 16 des orientations du SDDR
La stratégie de développement du réseau proposée est-elle plus ou moins chère que dans les pays voisins ?	Partie 3.3, p.136-146 Fiche 16 des orientations du SDDR Comparaison internationale réalisée par un tiers pour le compte de RTE et de la CRE - Compass Lexecon

Annexe n°2 :

Lexique

Artificialisation des sols	L'artificialisation des sols correspond à la transformation d'un sol à caractère agricole, naturel ou forestier par des actions d'aménagement (par exemple : des surfaces construites comme des routes, des bâtiments ou des parkings mais également des équipements sportifs et de loisirs, <i>etc.</i>), pouvant entraîner son imperméabilisation totale ou partielle.
Automate NAZA	Le NAZA (Nouvel Automate de Zone Adaptatif) est une solution numérique qui permet de réduire, de manière temporaire, le volume de production des installations solaires et éoliennes d'une zone géographique donnée. Il permet d'éviter la saturation du réseau en cas de pics importants et ponctuels de production d'énergies renouvelables, ce qui permet d'éviter de renforcer ou de construire de nouvelles infrastructures de réseau dont l'utilité ne serait avérée que quelques heures par an.
Black-out	<p>Un black-out est une perte subie et incontrôlée de l'alimentation en électricité. Le black-out doit être distingué du délestage, qui est une action contrôlée par les gestionnaires de réseau. Du point de vue technique, le black-out est qualifié d'incident de grande ampleur. Il correspond au niveau 3 de la classification des incidents. Cette classification a été définie dans la réglementation européenne.</p> <p>Pour aller plus loin sur le sujet du black-out du 28 avril 2025 sur la péninsule ibérique : Foire aux questions : black-out du 28 avril 2025 sur la péninsule ibérique RTE</p>
Champ électromagnétique (CEM)	Ils apparaissent dès qu'un courant électrique circule, comme lorsqu'une lampe est allumée, lors du passage d'un train ou de l'utilisation d'une ligne électrique. Ils sont composés de deux types de champs : le champ électrique, qui dépend de la tension (comme la pression dans un tuyau d'eau), et le champ magnétique, qui dépend du courant (comme le débit d'eau qui circule).
Congestion	Il y a congestion sur un réseau électrique lorsque les capacités physiques des lignes électriques sont atteintes. Il n'est donc plus possible d'augmenter les flux d'électricité sur les lignes concernées.
Contrôle-commande	Le contrôle-commande est un équipement installé dans les postes électriques. Les unités de contrôle-commande permettent d'observer, de protéger, de commander à distance et d'assurer un fonctionnement automatique des équipements du réseau public de transport d'électricité. Elles sont reliées aux centres de pilotage du réseau par l'intermédiaire d'un réseau de télécommunications.

Coûts complets du système électrique	À l'échelle du système électrique, les investissements pour le réseau de transport s'ajoutent à ceux des autres composantes. Ainsi, l'ensemble des coûts d'investissement, d'exploitation et de maintenance des installations de production, de la flexibilité, du réseau de transport et de distribution constituent les coûts complets du système électrique.
Coûts d'exploitation	Les coûts d'exploitation sont les charges courantes générées par l'exploitation. Ce sont par exemple : les achats d'énergie pour compenser les pertes sur les réseaux de transport et de distribution, les coûts de congestion, les coûts de maintien de l'équilibre offre-demande, etc.
Courant continu, courant alternatif	<p>Courant continu et courant alternatif sont les deux formes possibles du courant électrique. Dans un cas, les électrons circulent toujours dans le même sens, tandis que dans l'autre, ils se dirigent alternativement vers un côté ou l'autre du câble.</p> <p>Par convention, le réseau aérien (transport et distribution) fonctionne au courant alternatif : les électrons changent de sens toutes les 0,02 s. Cela conduit à une fréquence d'oscillation de 50 Hz, commune à tous les pays européens. Lorsque les infrastructures à courant continu sont construites, elles ont besoin d'un convertisseur pour les relier au réseau à courant alternatif.</p>
Décarbonation	Décarboner un usage, c'est limiter ses émissions de gaz à effet de serre, nocives pour le climat. Par exemple, opter pour une voiture électrique plutôt qu'une voiture thermique, c'est réduire les émissions de gaz à effet de serre liées à son transport individuel à condition que l'électricité utilisée pour recharger le véhicule électrique soit décarbonée. À plus grande échelle, les industriels décarbonnent leurs procédés, en remplaçant par exemple les énergies fossiles (gaz, pétrole, charbon) par des substituts : électricité, hydrogène...
Délestage	Le délestage est une action mise en place pour protéger le réseau électrique. Elle consiste à couper volontairement et temporairement l'électricité dans certaines zones, de manière contrôlée. L'objectif est d'éviter des coupures plus graves ou un black-out généralisé.
Écrêtement	L'écrêtement correspond à la réduction temporaire du volume de production solaire ou éolienne.
Efficacité énergétique	Cela signifie investir dans des technologies ou des solutions qui permettent de réduire la consommation d'énergie tout en maintenant la qualité du service ou du produit (par exemple : isoler les bâtiments et remplacer des ampoules incandescentes par des ampoules LED).
Électrification des usages	Il s'agit de changer le mode de fonctionnement d'un appareil, pour remplacer les énergies fossiles par de l'électricité produite avec des moyens non fossiles (par exemple : voiture électrique, chauffage).

Émissions de gaz à effet de serre	Les gaz à effet de serre (GES) sont des gaz qui ont la capacité de piéger la chaleur dans l'atmosphère, en empêchant son évacuation vers l'espace. Ce phénomène fonctionne comme dans une serre : la lumière du soleil entre, chauffe l'intérieur, mais la chaleur ne peut pas s'échapper facilement, ce qui provoque l'élévation de la température. Sans GES, la température de surface de la Terre serait en moyenne de -18°C, ceux-ci sont donc essentiels à la vie sur Terre, et naturellement présents dans l'atmosphère. Mais les activités humaines émettent beaucoup de GES, principalement lors de la combustion d'énergies fossiles (gaz, pétrole ou charbon), par exemple dans le moteur d'une voiture ou une chaudière à gaz, ou encore par certains procédés industriels ou dans l'agriculture. Les émissions de GES sont ainsi responsables du réchauffement climatique, que la France, aux côtés de ses partenaires internationaux, s'est engagée à limiter.
Énergies fossiles	Ce sont des énergies que l'homme extrait du sous-sol. Elles proviennent de la décomposition très lente de matière organique (issue d'êtres vivants) accumulée au fond des océans il y a des millions d'années, puis progressivement enfouie dans les profondeurs de la Terre. Le gaz, le pétrole et le charbon sont tous principalement composés de carbone. Lorsqu'ils sont brûlés, ce carbone se transforme en dioxyde de carbone (CO ₂), un gaz à effet de serre qui est relâché dans l'atmosphère et contribue au réchauffement climatique.
Entreprise locale de distribution (ELD)	Ce sont des gestionnaires du réseau public de distribution, à l'instar d'Enedis, qui assurent le service public de distribution de l'électricité sur une zone de desserte qui leur est propre. Si Enedis couvre la majeure partie du territoire français, certaines zones sont desservies par ces entreprises locales. C'est par exemple le cas à Grenoble, Strasbourg ou Metz.
EPR2	L'EPR2 (Evolutionary Power Reactor 2) est un modèle de réacteur nucléaire 3e génération. Ces réacteurs ont une puissance électrique de l'ordre de 1 670 MW par réacteur.
Flexibilité de la consommation	La flexibilité de la consommation consiste à modifier de façon volontaire sa consommation par rapport à son comportement naturel, de manière régulière ou plus ponctuelle. À l'échelle individuelle, cela consiste ainsi à décaler certains usages (comme la recharge d'un véhicule électrique ou le lancement d'une machine à laver) afin de consommer lorsque les prix de l'électricité sont les plus bas.
Fuseau de moindre impact	Le fuseau de moindre impact désigne le tracé ou la zone d'implantation d'un projet linéaire (comme une ligne électrique, une voie ferrée ou une route) qui, parmi les différentes options étudiées, présente les impacts les plus faibles sur les plans environnemental, humain, économique et technique. Ce fuseau est généralement retenu à l'issue d'une analyse multicritère intégrant les enjeux écologiques, les contraintes urbanistiques, les coûts, ainsi que les effets sur les populations riveraines.
Interconnexion	Une interconnexion est une ligne électrique à très haute tension entre deux pays, qui permet de faire circuler de l'électricité à chaque instant entre ces deux pays.

Hydrogène	<p>C'est une molécule-clé de la transition énergétique, car contrairement aux énergies fossiles, son utilisation n'émet pas de gaz à effet de serre. Pour décarboner certains secteurs comme l'industrie ou les transports, il est donc possible d'utiliser de l'hydrogène au lieu des énergies fossiles. Pour être qualifié de « vert », il doit être produit à partir d'électricité bas-carbone par le biais d'un procédé appelé électrolyse de l'eau, qui consiste à séparer grâce à l'électricité au sein d'une molécule d'eau l'oxygène de l'hydrogène.</p> <p>Pour en savoir plus : Hydrogène vert : mythe ou réalité ? RTE</p>
Marchés d'électricité	<p>La finalité des marchés de l'électricité est de garantir un approvisionnement fiable et compétitif en électricité, en permettant un équilibre entre l'offre et la demande à chaque instant, tout en favorisant l'efficacité économique. Ces marchés permettent ainsi aux acteurs du système électrique (les producteurs, les fournisseurs, les gros consommateurs et des intermédiaires tels que des agrégateurs ou des traders d'énergie) de s'échanger de l'électricité à différentes échelles de temps : de plusieurs années à l'avance jusqu'à quelques jours avant le temps réel, la veille pour le lendemain à l'intérieur de la journée. RTE devient ensuite responsable de l'équilibre offre-demande en temps réel et de l'équilibre des flux sur le réseau. Des mécanismes dédiés existent pour que RTE soit en mesure de mobiliser les producteurs et les consommateurs en temps réel.</p>
Mix électrique	<p>L'électricité peut être produite à partir de nombreuses sources : nucléaire, hydraulique, solaire, éolienne, gaz, charbon, biomasse, etc. Le mix électrique désigne la part respective de chaque source dans la production totale d'électricité, généralement calculée sur une année. En 2024, en France, la production électrique provenait à 95 % de source décarbonée : 67 % du nucléaire, 14 % de l'hydraulique, 9 % de l'éolien (terrestre et en mer) et 5 % de solaire.</p> <p>Pour en savoir plus : Bilan électrique 2024</p>
Neutralité carbone	<p>Objectif que la France s'est fixé, aux côtés de ses partenaires européens, à l'horizon 2050. La neutralité carbone consiste à équilibrer les émissions de gaz à effet de serre avec leur absorption, de façon à atteindre un solde net nul. Cela implique de réduire au maximum les émissions, puis de compenser les émissions résiduelles en recourant à des « puits de carbone » naturels (comme les forêts, les sols) ou artificiels (stockage du carbone dans d'anciennes poches de gaz naturel ou dans certains matériaux).</p>
Obsolescence technologique	<p>Dit d'une technologie (ex : de câble électrique) dont les pièces de rechange ne sont plus mises sur le marché par les fournisseurs d'équipements. En cas de panne, il y a donc un risque de ne pas pouvoir effectuer les réparations nécessaires et que le matériel soit inutilisable.</p>
Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)	<p>Elle définit les orientations et priorités d'actions des pouvoirs publics pour la gestion de l'ensemble des formes d'énergie sur le territoire métropolitain continental, afin d'atteindre les objectifs de la politique énergétique française sur deux périodes successives de cinq ans. Il s'agit d'un décret, donc l'élaboration est prévue par la loi.</p> <p>Pour en savoir plus : Programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) Ministères Aménagement du territoire Transition écologique</p>

Plan/programme	Cette notion juridique est issue du droit européen et transposée en droit français. Elle vise les plans, schémas, programmes et autres documents de planification élaborés ou adoptés par l'Etat, les collectivités territoriales ou leurs groupements et les établissements publics en dépendant, ainsi que leur modification, dès lors qu'ils sont prévus par des dispositions législatives ou réglementaires, y compris ceux cofinancés par l'Union européenne. Le SDDR est un plan/programme de portée nationale.
Poste électrique	Véritable nœud du réseau électrique, un poste a plusieurs rôles : transformer le niveau de tension entre deux lignes (par exemple entre une ligne de transport et une ligne de distribution), stopper la circulation du courant en cas d'urgence à l'aide de disjoncteurs, et aiguiller l'électricité vers les lignes en fonction des besoins grâce aux sectionneurs.
Pouvoir de réchauffement global	Le pouvoir de réchauffement global (PRG) mesure combien un gaz à effet de serre (GES) réchauffe la planète par rapport au dioxyde de carbone (CO ₂), qui sert de référence (PRG = 1). Plus le PRG est élevé, plus le gaz réchauffe le climat. Par exemple, le SF ₆ (hexafluorure de soufre) a un PRG d'environ 25 200.
Poste sous enveloppe métallique (PSEM)	Les postes électriques se répartissent en deux grandes catégories : les postes aériens et les postes sous enveloppe métallique (PSEM). Les PSEM présentent l'avantage d'être extrêmement compacts : leur emprise au sol est au moins dix fois inférieure à celle d'un poste aérien. Ils sont donc privilégiés dans les zones à forte densité (en agglomération) ou dans des espaces restreints (sites industriels, par exemple). Dans un PSEM, l'isolation entre les équipements électriques – essentielle pour éviter les courts-circuits – est assurée par un gaz isolant sous pression : l'hexafluorure de soufre (SF ₆). Des travaux de recherche sont en cours pour trouver des solutions de substitution de ce gaz.
Quote-part	Pour certains utilisateurs du réseau, les coûts de raccordement sont en partie mutualisés : c'est le cas notamment pour les producteurs EnR terrestres (éolien terrestre et photovoltaïque) et de certains consommateurs. Dans ce cas, le montant total des travaux est partagé, proportionnellement à la puissance de l'installation individuelle.
Renforcement du réseau	Le renforcement consiste à augmenter la capacité de transit des lignes de façon à pouvoir faire transiter des flux d'électricité plus importants. Le renforcement peut consister à remplacer des câbles existants par des câbles à plus forte puissance, à créer de nouvelles lignes sur des couloirs existants, ou encore à remplacer un poste.
Redispatching	Lorsque le réseau est congestionné, c'est-à-dire que localement, les capacités physiques des lignes électriques sont atteintes, RTE doit réduire les flux en baissant localement la production ou en prenant une action d'effet équivalent. Le fait de réduire les flux à un endroit du réseau a un impact sur l'équilibre offre-demande qu'il faut alors compenser, par exemple en augmentant la production autre part. La somme de ces deux actions est appelée <i>redispatching</i> .
Réseau public de distribution d'électricité	Le réseau de distribution achemine l'électricité depuis le réseau de transport d'électricité jusqu'aux particuliers et aux petites et moyennes entreprises. Il est constitué de lignes à moyenne tension) et de lignes à basse tension.

Réseau public de transport d'électricité	Le réseau public de transport d'électricité, géré par RTE, relie les centres de production aux gros industriels, au réseau ferroviaire et aux réseaux de distribution d'électricité. Il assure la connexion avec les pays frontaliers
Sécurité d'approvisionnement	L'électricité ne pouvant être stockée en grande quantité, le système électrique doit produire ou importer autant d'électricité qu'il n'en consomme, et ce, à chaque instant. Sans cet équilibre, il risque des coupures. La sécurité d'approvisionnement consiste à disposer à tout instant de suffisamment d'électricité pour couvrir les besoins, et en particulier lors d'épisodes de tension pour le système électrique (vague de froid, faible disponibilité de la production, <i>etc.</i>).
Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR)	Dans chaque région, le S3REnR définit, pour une période de dix à quinze ans, les infrastructures de réseau à créer ou à renforcer pour mettre à disposition des producteurs renouvelables terrestres une capacité globale de raccordement. Il définit également la quote-part payée par les producteurs.
Sobriété énergétique	Contrairement à l'efficacité énergétique, fondée sur l'amélioration de la performance technique des équipements, la sobriété énergétique touche à l'implication des individus dans leurs comportements et pratiques de consommation mais également à l'organisation collective de la société et aux modes de vie.
Station de conversion	Elle permet de transformer le courant alternatif en courant continu, et inversement.
Stratégie nationale bas-carbone (SNBC)	La stratégie nationale bas-carbone est la feuille de route de la France pour lutter contre le changement climatique. Elle est prévue par la loi. Pour en savoir plus : Stratégie nationale bas-carbone (SNBC) Ministères Aménagement du territoire Transition écologique
Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)	Il couvre les charges liées à l'ensemble des missions relevant du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité : c'est la source principale de financement de RTE. Ce tarif est payé par tous les utilisateurs connectés au réseau de transport (consommateurs, stockeurs, distributeurs et producteurs). Le TURPE, ses principes et ses méthodes sont fixés par décision du régulateur de l'énergie, la CRE, au terme d'un processus de consultation impliquant les gestionnaires de réseau et l'ensemble des utilisateurs.
Territoire métropolitain continental	Il s'agit du territoire de France métropolitaine en excluant la Corse. RTE est gestionnaire du réseau de transport d'électricité uniquement sur ce territoire, à l'exclusion de la Corse et des territoires d'Outre-mer car ceux-ci ne sont pas connectés (ou de façon limitée pour la Corse) au réseau d'électricité continental. Ces territoires non interconnectés (Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, la Réunion, Saint-Martin, <i>etc.</i>) sont regroupés sous le nom de « zones non interconnectées » (ZNI) et sont exploités par d'autres gestionnaires. Ils bénéficient d'un régime spécial. La Nouvelle-Calédonie et la Polynésie française ont des statuts particuliers et ne sont pas considérées comme des ZNI.

Annexe n°3 : Ressources complémentaires

Documents publiés par RTE



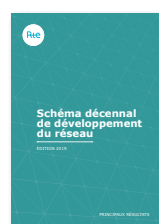
[Futurs énergétiques 2050](#)

Publiés en octobre 2021 à la suite d'un processus d'études et de concertation de deux ans, les **Futurs énergétiques 2050** analysent les évolutions de la consommation et comparent six scénarios différents pour le système électrique qui garantissent la sécurité d'approvisionnement, pour que la France dispose d'une électricité bas-carbone en 2050. Dix-huit enseignements transverses aux six scénarios ont été tirés de cette étude et en constituent le résumé exécutif.



[Bilan prévisionnel 2023-2035](#)

Le **Bilan prévisionnel 2023** est une actualisation des **Futurs énergétiques 2050** sur la période 2023-2035. Son élaboration est une mission légale de RTE (droit européen et français). Il contient des scénarios de nature prospective et d'analyse de risque, dont deux sont utilisés pour l'élaboration du SDDR 2025.



[SDDR 2019](#)

Le **SDDR 2019** correspond à la dernière version du schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité en France. Il identifie les besoins d'évolution du réseau public de transport d'électricité à l'horizon 2035. Il a fait l'objet d'un examen et d'une délibération de la Commission de régulation de l'énergie, d'orientations de l'Etat traduites dans un nouveau contrat de service public et d'un avis de l'Autorité environnementale.



[Bilan d'exécution du SDDR V2019](#)

Dans le **Bilan d'exécution du SDDR 2019**, RTE rend compte de la mise en œuvre du dernier SDDR sur la période 2019-2024.



[Orientations du SDDR 2025](#)

Les **orientations du SDDR 2025**, objet du présent débat public, ont été publiées en février 2025, sous la forme de 16 fiches thématiques. Son élaboration est une mission légale de RTE (droit européen et français). Il fait actuellement l'objet d'un processus d'avis des autorités compétentes (examen de la Commission de régulation de l'énergie, avis de l'Autorité environnementale, orientations de l'état) et d'un débat public organisé par la Commission nationale du débat public.



[Contrat de service public entre l'État et RTE](#)

Le **contrat de service public entre l'État et RTE** est l'un des documents précisant les missions de RTE vis-à-vis de l'État, au regard de la transition énergétique, du système électrique et de l'éclairage des choix énergétiques publics. La dernière version du contrat de service public intègre les orientations de l'État sur le SDDR 2019.



[Bilan électrique 2024](#)

Le **Bilan électrique** présente une vision complète du fonctionnement du système électrique en France pour une année donnée. Il est publié tous les ans par RTE, conformément à ses missions légales et présente un [site internet dédié](#). En 2024, trois faits marquants sont ressortis du Bilan électrique : la consommation électrique a cessé de chuter, la production électrique a été à 95% décarbonée et la France a enregistré le solde exportateur le plus important de son histoire (89 TWh pour une valorisation de 5 milliards d'euros à la balance commerciale).



[Eco2mix :](#)
[Toutes les données de l'électricité en temps réel](#)



[Wiki de l'énergie](#)



[Exemple de S3REnR en Nouvelle-Aquitaine](#)

Documents sur la planification du réseau en Europe



Schéma décennal de développement du réseau européen :

Le **Schéma décennal de développement du réseau européen (TYNDP)** est publié par l'association des gestionnaires de réseau européen – ENTSO-E. La dernière version du TYNDP date de 2024. L'élaboration de ce document est prévue par le droit européen. Il fait l'objet d'un avis de l'Agence des régulateurs européens. Il sert de base pour l'identification des projets d'infrastructures d'intérêt pour l'Europe et pour l'obtention de subventions européennes. Les SDDR nationaux doivent être conformes au TYNDP.

Carte du réseau européen



Documents de la politique énergétique de l'État



La Stratégie française pour l'énergie et le climat (SFEC) est en cours d'actualisation. Elle sera composée de trois documents :

- ▶ Stratégie nationale bas carbone – version projet
- ▶ Programmation pluriannuelle de l'énergie – version projet
- ▶ Plan national d'adaptation au changement climatique – version finale



Le plan national intégré énergie-climat est un document prévu par le droit européen. Chaque Etat membre détaille les mesures qu'il met en place pour atteindre les objectifs climatiques fixés par le cadre communautaire. La dernière version du plan français a été publiée en 2024 et porte sur l'horizon 2030.

Scénarios relatifs au changement climatique



Sur la trajectoire de réchauffement climatique de la France et ses impacts :

Le portail DRIAS met à disposition le rapport suivant :

[A quel climat s'adapter en France selon la TRACC ? – 2ème partie : Variabilité, extrêmes et impacts climatiques](#)

Sur les rapports du Groupe d'experts intergouvernemental du climat (GIEC) :

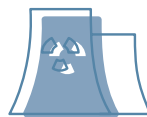
[Le GIEC](#) a pour but de fournir des évaluations détaillées de l'état des connaissances scientifiques, techniques et socio-économiques sur les changements climatiques, leurs causes, leurs répercussions potentielles et les stratégies de parade. Il publie en 2013 les trajectoires de réchauffement qui sont utilisées pour développer la trajectoire de réchauffement de référence pour l'adaptation au changement climatique en France.

Les figures présentant les trajectoires [RCP4.5](#) et [RCP8.5](#) sont disponibles au sein de la première annexe du rapport I : *Atlas of Global and Regional Climate Projections*.

Documents législatifs et réglementaires français adoptés depuis le dernier SDDR et ayant trait à l'évolution des besoins de développement du réseau



La [loi industrie verte](#) a été promulguée le 23 octobre 2023. Elle répond à un double objectif : faire face à l'urgence climatique et réduire de 41 millions de tonnes d'équivalent CO₂ les émissions françaises, et réindustrialiser le pays pour positionner la France en tant que leader des technologies vertes. Elle facilite notamment les implantations industrielles en accélérant les procédures administratives et en identifiant des « projets d'intérêt public majeur » parmi les nouveaux projets industriels pouvant bénéficier d'une procédure exceptionnelle simplifiée, par exemple pour leur raccordement au réseau électrique.



La [loi relative à l'accélération du nucléaire](#) du 22 juin 2023 vise à faciliter les procédures administratives liées à la construction de nouvelles installations nucléaires à proximité des sites nucléaires existants, ainsi qu'au fonctionnement des installations existantes. Elle permet – entre autres – d'accélérer la construction des nouveaux réacteurs EPR2 prévus sur trois sites existants (Penly, Bugey et Gravelines) en réduisant les délais administratifs et en créant une présomption de raison d'intérêt public majeur à la réalisation de réacteurs nucléaires, à partir d'une certaine puissance.

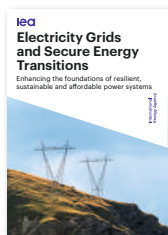


La [loi relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables, dite APER](#) et promulguée le 10 mars 2023, vise à rattraper le retard de la France en matière d'énergies renouvelables et à atteindre les objectifs européens de neutralité carbone d'ici 2050. Elle porte diverses mesures de simplification administrative visant à faciliter le développement des énergies renouvelables, en instituant par exemple une nouvelle planification locale reposant sur l'identification de zones d'accélération pour l'installation d'EnR.



La [décision ministérielle du 17 octobre 2024](#) définit les zones de développement de l'éolien en mer, les capacités et le calendrier associés à chaque zone. Elle fait suite au débat public « La mer en débat » organisé sous l'égide de la CNDP entre novembre 2023 et avril 2024, sur les quatre façades maritimes françaises.

Autres documents



Sur le rôle des réseaux électriques dans la transition énergétique et les tensions mondiales sur les chaînes d'approvisionnement :

L'agence internationale de l'énergie publie un rapport révisé en 2023 : [Electricity Grids and Secure Energy Transitions](#).



Sur les enjeux de formation professionnelle et de recrutement de la filière industrielle des réseaux électriques :

La filière des réseaux électriques (Enedis, RTE, FNT, SERCE, SNER, GIMELEC et SYCABEL) publie un [communiqué de presse](#) pour annoncer la publication de son étude (réalisée par le cabinet d'audit PwC) sur les [besoins en emplois et compétences de la filière des réseaux électriques](#).

Sites internet des autorités administratives indépendantes

CRE

[Commission de
régulation de l'énergie](#)



[Autorité
environnementale](#)

Annexe n°4 :

Scénarios utilisés pour l'élaboration du SDDR

Scénario climatique de référence utilisé pour les orientations du SDDR

Le système électrique français est sensible aux aléas météorologiques, qu'il s'agisse de vagues de froid, de chaleur, d'incendies, d'inondations ou de tempêtes.

Ces situations ont toujours joué un rôle-clé dans le dimensionnement des différentes infrastructures, qu'il s'agisse de la production d'électricité ou des réseaux électriques.

Dans les *Futurs énergétiques 2050*, RTE s'est appuyé sur des modèles climatiques cohérents avec les travaux du Groupe intergouvernemental d'experts sur le climat (GIEC) et a utilisé la trajectoire RCP 4.5 issue du cinquième rapport du GIEC comme scénario climatique de référence.

Des analyses de sensibilité ont été réalisées (climat actuel sur la base du scénario RCP 1.9 et climat plus réchauffé sur la base du scénario RCP 8.5).

Cette évolution méthodologique a été proposée de manière proactive par RTE et a fait l'objet d'un groupe de travail spécifique au cours du cadrage de l'étude.

Les documents sont accessibles sur le site de la concertation²⁸. Les résultats de ces analyses

sont présentés de manière exhaustive au sein du chapitre 8 des *Futurs énergétiques 2050*²⁹. Sur les réseaux, l'impact de la hausse des températures sur les capacités de transit des lignes a notamment été décrit dans ce chapitre des *Futurs énergétiques 2050*.

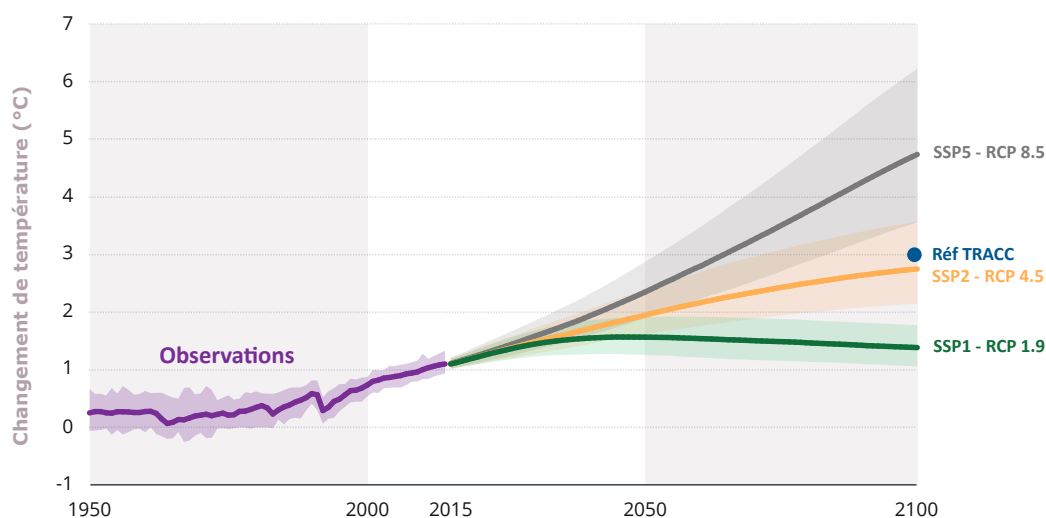
Le SDDR s'inscrit dans la continuité des travaux menés dans les *Futurs énergétiques 2050* et utilise les mêmes référentiels climatiques.

En complément et conformément aux demandes formulées par l'État à tous les opérateurs publics, RTE s'est assuré de la complémentarité entre les scénarios climatiques utilisés dans le SDDR et la trajectoire de référence pour l'adaptation au changement climatique adoptée par l'État (TRACC). La TRACC repose sur la poursuite des politiques d'adaptation existantes et conduit à un réchauffement mondial 2100 de +3 °C en 2100 par rapport à l'ère pré-industrielle (soit +4 °C en moyenne en France métropolitaine).

Le rapport [«À quel climat s'adapter en France selon la TRACC ? – 2^e partie»](#), publié en 2025, et illustre l'évolution du climat sur la France métropolitaine dans le scénario de la TRACC.

28. *Futurs énergétiques 2050* - GT1 référentiel climatique
[Actualité de la Commission Perspectives Système et Réseau | concerte.fr](#)

29. *Futurs énergétiques 2050* – chapitre climat
[FE2050 Rapport complet 8.pdf](#)



Évolution des températures de surface à l'échelle mondiale par rapport à 1850-1900



Scénarios de consommation et de production d'électricité

La construction détaillée des scénarios de consommation et de production d'électricité a été décrite par RTE dans les chapitres correspondants du Bilan prévisionnel 2023 :

- Consommation d'électricité : [Chapitre 2 – La consommation](#)
- Production d'électricité : [Chapitre 3 – La production et le stockage d'électricité](#)
- Scénarios : [Chapitre 4 – Les scénarios](#)
- Europe : [Chapitre 5 – L'Europe](#)

Pour le SDDR, et conformément à ce qui a été détaillé dans la consultation publique de mars 2024 :











- Les scénarios ont été prolongés à l'horizon 2040.
- Le scénario A-référence du Bilan prévisionnel 2023 est globalement cohérent avec le projet de Stratégie française pour l'énergie et le climat.
- Le scénario B-bas correspond à un retard de cinq ans pour atteindre les objectifs du projet de Stratégie française pour l'énergie et le climat.
- Des variantes ont été réalisées pour chaque périmètre : elles portent à la fois sur le volume des différentes filières et la géographie.

Bilan sur les scénarios de référence

Les outils de simulation reposent sur deux scénarios élaborés dans le cadre du Bilan prévisionnel 2023 et prolongés à l'horizon 2040. Ces scénarios reposent sur quatre leviers pour atteindre les objectifs de réindustrialisation et de décarbonation : efficacité énergétique, sobriété, nucléaire et renouvelables.











Le scénario A-réf est un scénario technique cohérent avec les termes du projet de PPE 3.

Le scénario B-bas est un scénario technique qui s'appuie sur un retard de 5 ans par rapport au scénario A-réf.

		Scénario A - ref				Scénario B - bas		
		2024	2030	2035	2040	2030	2035	2040 _{proxy*}
dont	 Consommation française	449 TWh	535 TWh	615 TWh	670 TWh	510 TWh	555 TWh	615 TWh
	 Électrolyse		24 TWh	64 TWh	86 TWh	18 TWh	37 TWh	64 TWh
	 Industrie hors électrolyse	100 TWh	126 TWh	136 TWh	151 TWh	122 TWh	129 TWh	136 TWh
	 Datacenters	10 TWh	20 TWh	29 TWh	32 TWh	18 TWh	23 TWh	29 TWh
dont	 Production française	539 TWh	590 TWh	680 TWh	775 TWh	570 TWh	615 TWh	680 TWh
	 Éolien terrestre	23 GW 43 TWh	32 GW 70 TWh	39 GW 87 TWh	46 GW 105 TWh	26 GW 57 TWh	30 GW 66 TWh	39 GW 87 TWh
	 Photovoltaïque	24 GW 25 TWh	45 GW 54 TWh	68 GW 80 TWh	90 GW 107 TWh	40 GW 47 TWh	55 GW 65 TWh	68 GW 80 TWh
	 Éolien en mer	1,5 GW 4 TWh	4 GW 14 TWh	18 GW 63 TWh	26 GW 93 TWh	4 GW 13 TWh	10 GW 34 TWh	18 GW 63 TWh
	 Nucléaire	61 GW 362 TWh	63 GW 360 TWh	63 GW 360 TWh	69,5 GW 395 TWh	63 GW 360 TWh	63 GW 360 TWh	63 GW 360 TWh
 Échanges (solde)		89 TWh	55 TWh	65 TWh	100 TWh	60 TWh	60 TWh	65 TWh

* Dans le cadre du SDDR, l'horizon 2040 du scénario B est étudié sur la base du scénario A à l'horizon 2035

Programme de simulations

Scénarios globaux		Rythme global de la transition énergétique	2 scénarios de référence (A réf et B bas retard France)	2 variantes (B haut et B bas retard généralisé)
		Renouvellement	5 scénarios de renouvellement	
		Ossature numérique	4 scénarios de renouvellement des tranches de contrôle commande	
Variantes impactant les flux sur le réseau interne et/ou les interconnexions		Consommation hors électrolyse	30 variantes de volume et de localisation de consommation	
		Évolution du parc de production	170 variantes de volume et de localisation	
		Évolution des interconnexions	80 variantes de volume et date d'arrivée des interconnexions	
		Batteries et power-to-gas	220 variantes de volume, de localisation et de mode de fonctionnement (niveau de flexibilité, arbitrage marché, services système, gestion de congestion...)	
Variantes sur les infrastructures		Interconnexions	Jusqu'à 19 projets étudiés dans les différents scénarios/coups temporelles	
		Structure THT (400 kV)	400 renforcements testés dont 280 renforcements ou combinaisons de renforcements aériens et 120 renforcements ou combinaisons de renforcements souterrains (HVDC)	
		Réseaux régionaux (63-90-225 kV)	Plus de 1 000 possibilités pour l'optimisation du raccordement et du renforcement sur un modèle de réseau simplifié	



Le réseau
de transport
d'électricité



RTE
Immeuble WINDOW - 7C Place du Dôme,
92073 PARIS LA DEFENSE CEDEX
www.rte-france.com

Pour participer au débat
public sur le SDDR
[https://www.debatpublic.fr/
reseau-electrique-en-debat](https://www.debatpublic.fr/reseau-electrique-en-debat)



MAÎTRE D'OUVRAGE PROPOSITION DE SCÉNARIO D'ÉVALUATION DU DÉVELOPPEMENT DURABLE

2025 au 14 septembre 2026