Point d'étape sur la mise en œuvre du SDDR 2019

Période 2019-2024

SOMMAIRE

1. Bilan d'exécution : RTE rend compte de la mise en œuvre du dernier SDDR sur la période 2019-2024 4

2. Renouvellement : de grands programmes industriels ont été structurés et ont permis un doublement des investissements 10

3. Ossature numérique : la mise en œuvre s'appuie sur une stratégie révisée en profondeur suite à la délibération de la Commission de régulation de l'énergie 15

4. Adaptations et raccordements : le principe du dimensionnement optimal a été mis en œuvre et des adaptations plus structurelles du réseau 400 kV sont en cours de concertation 19

5. Réseaux en mer : le raccordement des premiers appels d'offres a été un succès et la sécurisation des approvisionnements pour les suivants a été engagée 26

6. Interconnexions : la trajectoire a été ajustée depuis 2019 et les capacités d'échanges entre la France et ses voisins augmentent progressivement 30

7. Environnement : les actions pour limiter les incidences environnementales ont été précisées et se mettent en place dans un contexte de croissance des activités sur le réseau 35

1. Bilan d'exécution : RTE rend compte de la mise en œuvre du dernier SDDR sur la période 2019-2024

1.1 LE SDDR 2019 A DONNÉ UNE PREMIÈRE VISION DES BESOINS D'INVESTISSEMENT DANS LE RÉSEAU PUBLIC DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ, DANS UN CONTEXTE DE DIVERSIFICATION DU MIX ÉLECTRIQUE

Le précédent SDDR a été publié en octobre 2019. Il projetait l'évolution du réseau public de transport d'électricité à l'horizon 2035.

Les orientations publiques en matière de politique énergétique étaient alors issues des projets de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 2) et de stratégie nationale bas carbone (SNBC 2). Elles étaient centrées sur la question de la diversification du mix de production : fermeture de 14 réacteurs nucléaires d'ici 2035 (dans l'objectif de réduire la part du nucléaire à 50 % à cet horizon), progression des énergies renouvelables terrestres et maritimes (avec un objectif de 40 % de production renouvelable en 2030), hausse modérée de la consommation d'électricité via l'essor des véhicules électriques, le développement du *power-to-gas*, et la poursuite des progrès d'efficacité énergétique. Ces perspectives ont été déclinées dans le SDDR 2019 à travers l'étude d'un scénario « projet de PPE 2 ».

L'analyse était par ailleurs complétée par l'étude des scénarios « Volt », « Ampère » et « Watt » décrits dans le Bilan prévisionnel 2017 afin d'évaluer la sensibilité des résultats à des configurations contrastées de mix électrique.

	2019	Projet de PPE 2	
		2025	2035
Consommation	476 TWh	485 TWh	522 TWh
		(conforme trajectoire SNBC 2)	
Photovoltaïque	10 GW	28 GW	67 GW
		(rythme médian PPE 2 2024-2028 puis prolongement)	
Éolien terrestre	16 GW	29 GW	49 GW
		(rythme médian PPE 2 2024-2028 puis prolongement)	
Éolien en mer	0 GW	3,5 GW	10 GW
		(anticipation des AO 4 à 8)	
Nucléaire	63 GW	63 GW	52 GW
		(fermeture de 14 réacteurs d'ici 2035)	

Figure 1 – Principales hypothèses du scénario « projet de PPE 2 » étudié dans le SDDR 2019

En complément des études menées en lien avec la programmation de l'État, RTE avait choisi d'élargir le périmètre du SDDR 2019 pour donner aux parties prenantes une vision consolidée des besoins d'évolution du réseau public de transport d'électricité.

D'une part, l'horizon d'étude a été allongé à quinze ans afin de tenir compte des cibles à 2035.

D'autre part, de nouveaux volets industriels (renouvellement, ossature numérique, réseaux en mer) ont été intégrés au schéma, ainsi que des volets transverses (analyses financières, analyses environnementales).

Il a fait l'objet d'une consultation publique en mai 2018. Cette consultation, qui portait en particulier sur les enjeux des études, les hypothèses des scénarios, et les modélisations, a regroupé une vingtaine de réponses d'acteurs externes et permis de valider le cadrage du schéma.

Sur l'ensemble des volets industriels, RTE avait présenté dans le SDDR 2019 des perspectives d'investissement dans le réseau de transport d'électricité de l'ordre de 33 Md€$_{2019}$ sur la période 2021-2035. Les années 2019 et 2020 avaient pour objectif d'être consacrées à la préparation de la mise en œuvre industrielle des principes définis dans le document. Les grands enjeux associés à cette trajectoire sont rappelés dans la figure 2.

Le présent document restitue un bilan d'exécution synthétique des cinq premières années de mise en œuvre de ce schéma.

Figure 2 – Principaux enjeux du SDDR 2019

1.2 À L'ISSUE DE SA PUBLICATION, LE SDDR 2019 A ÉTÉ SOUMIS À LA MINISTRE EN CHARGE DE L'ÉNERGIE, À LA COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE, ET À L'AUTORITÉ ENVIRONNEMENTALE

Le SDDR 2019 a été soumis à l'issue de sa publication, aux autorités suivantes :

Ministre en charge de l'énergie

La Ministre en charge de l'énergie a vérifié la cohérence du schéma avec les orientations de politique énergétique données par l'État à cette époque. Elle a soutenu le recours au souterrain dans la mesure du possible (pour les niveaux de tension HTB1-2) et validé le principe des grandes stratégies technico-économiques proposées dans le SDDR, en particulier le dimensionnement optimal des réseaux de répartition. Ces éléments ont été retranscrits dans le contrat de service public signé entre RTE et l'État en mars 2022.

Commission de régulation de l'énergie

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a examiné de manière approfondie le SDDR et la stratégie d'investissement de RTE, mené une concertation, et rendu un avis public au travers de la délibération n°2020-200 publiée en juillet 2020[1]. Cet avis a conduit à cadrer les futurs programmes d'investissement annuels de RTE, faisant également l'objet de délibérations.

Dans cet avis, la CRE a indiqué qu'elle était favorable aux orientations stratégiques et aux principes du SDDR. Elle souscrivait en particulier aux propositions de RTE à condition qu'elles soient justifiées sous l'angle technico-économique. La CRE s'est notamment prononcée en faveur des leviers d'optimisation des coûts proposés dans le SDDR 2019 et en particulier le dimensionnement optimal.

À l'inverse, elle a remis en cause l'hypothèse d'un recours à la technologie souterraine pour les travaux sur le réseau HTB1 (et en zones rurales pour les travaux sur le réseau HTB2) comme principe par défaut. Elle a également demandé à RTE des compléments sur plusieurs stratégies (télécom, zéro-phyto, etc.) ou de renforcer les possibilités d'accueil des flexibilités en complément ou en substitution du réseau.

Cette délibération a conduit RTE à :

- s'engager sur des révisions de stratégies présentées dans le SDDR 2019 (fin du recours systématique au souterrain, limitation de l'extension de l'infrastructure de fibre optique, réduction du nombre de sites traités sans produit phytosanitaire) ou d'hypothèses relatives à la valorisation du CO_2 pour les décisions d'investissement de l'entreprise ;
- préciser les cibles à atteindre sur la période 2021-2024 du TURPE 6 (la CRE a notamment proposé de mettre en place un dispositif de régulation pour la réalisation de certains travaux, comme la peinture de supports dans le cadre du plan corrosion) ou dans le cadre des programmes d'investissements annuels (pour le renouvellement des systèmes de contrôle-commande et le raccordement des postes au réseau télécom de RTE) ;
- approfondir la stratégie sur le recours aux flexibilités pour le réseau via la rédaction d'une feuille de route prévoyant le lancement d'appels d'offres expérimentaux pour la réservation de capacité de stockage permettant de reporter voire d'éviter des investissements de réseau (le premier a été attribué fin 2024).

Autorité environnementale

L'Autorité environnementale a rendu un avis délibéré en décembre 2019[2].

Elle a apprécié la présence, dans le SDDR 2019, d'un chapitre dédié offrant une vue synthétique des actions prévues par RTE pour prendre en compte l'environnement dans son schéma.

1. Délibération de la CRE sur le SDDR 2019 : https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Communiques_de_presse/import/200723_2020-200_SDDR_transp_RTE.pdf
2. Avis délibéré de l'AE sur le SDDR 2019 : https://www.igedd.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/191218_sddrte_delibere_cle796677.pdf

Elle a recommandé en revanche d'approfondir certains enjeux, tels que ceux relatifs aux milieux naturels (avifaune, zones Natura 2000, milieux marins), à l'adaptation au changement climatique, à la comparaison de la stratégie au regard des obligations réglementaires, et de faire évoluer la méthodologie pour présenter les impacts différentiels par rapport à divers scenarios (dont la situation actuelle).

Cet avis a conduit RTE à renforcer ses analyses environnementales dans l'étude *Futurs énergétiques 2050* publiée en 2021 ainsi que dans le nouveau SDDR publié en 2025.

La réalisation de ce bilan d'exécution répond également à une demande récurrente de l'Autorité environnementale à l'égard des maîtres d'ouvrage sur les plans-programmes.

1.3 LE SDDR 2019 S'EST MIS EN PLACE DANS UN CONTEXTE DÉFAVORABLE

Le contexte qui a suivi la publication du SDDR 2019 a été marqué par une succession de crises : sanitaire en 2020-2021, énergétique en 2022-2023, puis une inflation généralisée depuis 2022.

Ces événements ont eu un impact sur le système électrique (dont certains des effets sont encore visibles en 2024) notamment sur la consommation d'électricité et le rythme de développement des énergies renouvelables.

Ils ont également pesé sur les chaînes d'approvisionnement européennes et mondiales (augmentation des prix des matières premières et de l'énergie, difficultés d'approvisionnements de certains composants) et les calendriers de travaux (par exemple pour le renouvellement des systèmes de contrôle-commande). Les conséquences sur l'évolution du réseau de transport ont néanmoins été relatives : il n'y a pas eu de ruptures importantes d'approvisionnement mais, bien que les effets inflationnistes aient été contenus, ils ont eu un impact sur les prix payés par RTE.

Au-delà de l'effet des crises, de nouvelles tensions sur les approvisionnements sont apparues au cours des deux dernières années dans un contexte où de nombreux gestionnaires de réseau annoncent simultanément des programmes importants de développement, raccordement et renouvellement du réseau. Dans ce contexte, RTE a engagé une révision profonde de sa politique d'achats dès 2023. Celle-ci sera détaillée dans le prochain SDDR.

1.4 LA CROISSANCE DES INVESTISSEMENTS DANS LE RÉSEAU PUBLIC S'EST MATÉRIALISÉE SUR LA PÉRIODE 2019-2024, EN PARTICULIER SUR LE RENOUVELLEMENT ET LES RACCORDEMENTS MARITIMES

Suite à la publication du SDDR 2019, l'enjeu principal pour RTE a été d'industrialiser les grandes stratégies décrites dans le schéma.

RTE a ainsi lancé des grands programmes de renouvellement et d'entretien des infrastructures de réseau (plan corrosion, plan PSEM, plan zéro-phyto), a généralisé le principe de dimensionnement optimal dans les schémas S3REnR, et a mené un volume important d'études pour pouvoir engager des travaux.

Au-delà des enjeux d'opérationnalisation, la mise en œuvre du SDDR devait conduire à une première croissance des dépenses d'investissements dans le réseau. Le SDDR prévoyait des investissements de l'ordre de 1,9 Md€$_{2019}$ en moyenne sur la période 2021-2025, contre 1,3 Md€$_{2019}$/an réalisés sur les années précédentes (les années 2019 et 2020 n'étaient en revanche pas intégrées dans les perspectives d'investissement du SDDR).

Ce niveau moyen n'a pas été atteint sur les premières années (2021 et 2022). Néanmoins, les investissements réalisés ont bien été en croissance sur toute la période, avec une accélération plus marquée en 2023 et 2024, conséquence de l'industrialisation des grands programmes. En particulier, le renouvellement et les raccordements maritimes ont connu les plus fortes hausses.

Par ailleurs, après une tendance à la sous-exécution des programmes d'investissements annuels sur les années précédentes, RTE a exécuté (et même dépassé) les niveaux prévus en 2023 et en 2024[3]. Le niveau des investissements réseau sur l'année 2024 (2,3 Md€$_{2024}$) est même supérieur à celui prévu dans le SDDR 2019 en moyenne pour la période 2021-2025.

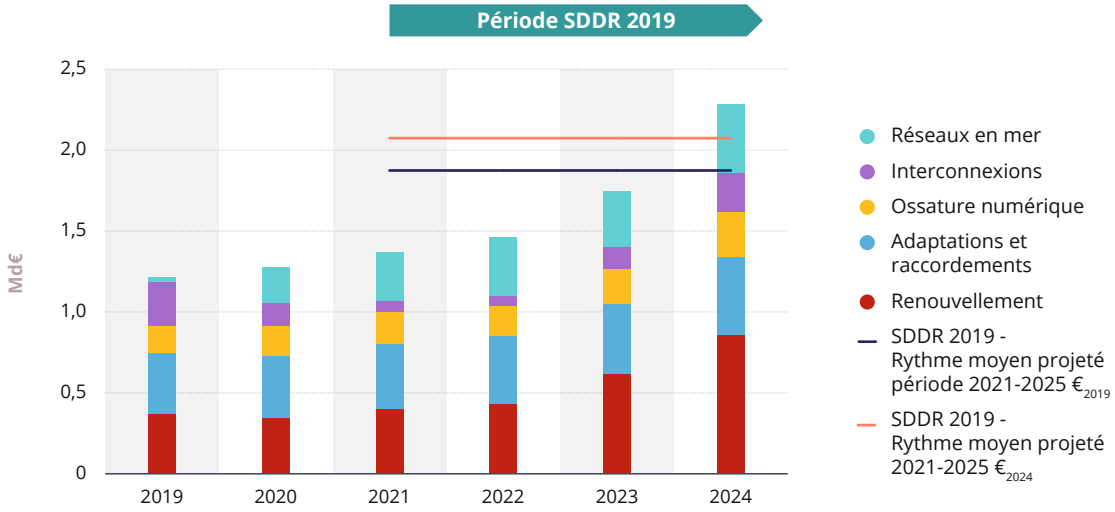


Figure 3 – Investissements réalisés pour le réseau de transport d'électricité entre 2019 et 2024

3. Le programme d'investissement de RTE pour l'année 2024 a notamment été actualisé à mi-année. Il a fait l'objet d'une délibération dédiée de la CRE (n° 2024-174, publiée le 26 septembre 2024).

2. Renouvellement : de grands programmes industriels ont été structurés et ont permis un doublement des investissements

Le réseau de transport d'électricité en France est plus âgé que les réseaux européens : lors de la publication du dernier SDDR 2019, l'âge moyen des pylônes était de 48 ans (dont 11 % de plus de 80 ans) et l'âge moyen des câbles était de 40 ans (dont 5 % de plus de 80 ans).

Le vieillissement moyen du réseau était amené à naturellement évoluer sur les quinze années couvertes par le SDDR et en particulier à partir de 2030 (un nombre important de lignes ayant été construites lors de la reconstruction du pays après la Seconde Guerre mondiale).

Le SDDR 2019 présentait ainsi un programme soutenu de renouvellement des infrastructures.

2.1 LE SDDR 2019 A DÉFINI PLUSIEURS GRANDS PROGRAMMES INDUSTRIELS DE RENOUVELLEMENT, MIS EN ŒUVRE DEPUIS PAR RTE

Dans le SDDR 2019, RTE a articulé sa stratégie de réponse aux enjeux de renouvellement au travers de plusieurs grands programmes industriels : plan corrosion, renouvellement des conducteurs aériens vétustes, renouvellement des liaisons souterraines obsolescentes (c'est-à-dire non maintenues par les équipementiers sur l'horizon d'étude) et plan PSEM (rénovation des postes les plus émetteurs en gaz à effet de serre).

Concrètement, cette structuration par programme a permis *(i)* de réaliser un cycle d'études techniques et de les massifier, *(ii)* d'être en mesure de mener à bien un volume plus important de travaux à partir de 2022, et *(iii)* d'enclencher un travail avec les fournisseurs d'équipements sur la massification et la standardisation des achats, en particulier des pylônes (pour le plan corrosion). Sur ce dernier point, l'accroissement des études a été un levier de crédibilité pour les fournisseurs.

Plan corrosion

Ce programme consistait à répondre à la dégradation constatée des supports en acier noir situés en zone corrosive (le long des littoraux, dans les zones urbaines ou industrielles).

Il a permis d'augmenter fortement les volumes de peinture entre 2021 et 2023 sur les pylônes de lignes pour renforcer leur protection (passage de près de 35 000 t de pylônes peints en 2021 à près de 50 000 t en 2023).

Il prévoyait également le remplacement (séquencé sur une vingtaine d'années) des pylônes en acier noir situés en zones de corrosivité les plus fortes (dans lesquelles les actions seules de maintenance et d'entretien seraient insuffisantes). Des échanges ont été menés avec le régulateur dans le cadre du TURPE 6 : ils ont conduit à définir un séquencement du programme, démarrant par une progression cible pour la période 2021-2024 (à 650 pylônes remplacés en moyenne par an) qui sera amenée à croître dans les prochaines années.

La dynamique s'est effectivement accélérée sur ces travaux : sur les 26 800 supports identifiés en 2019, près de 3 700 ont été remplacés entre 2021 et 2024 (dont plus de 900 en 2023 et plus de 1 600 en 2024).

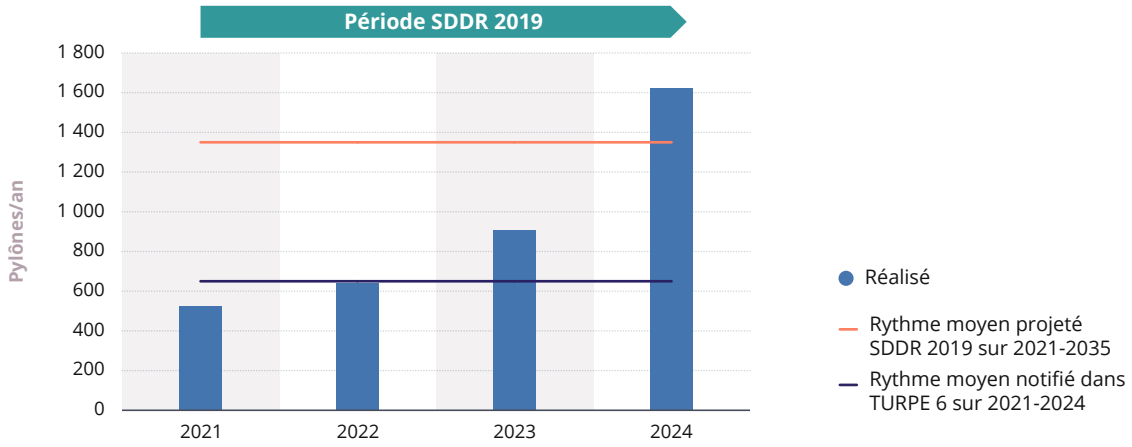


Figure 4 – Remplacement annuel des supports en acier noir en zone de corrosivité forte

Renouvellement des liaisons vétustes ou obsolètes

Pour les liaisons aériennes, au-delà de celle portant sur les supports en acier noir en zone de corrosivité (voir plan corrosion), la croissance des opérations de renouvellement s'est également faite sur les conducteurs (notamment vieux et vétustes). Pour ces matériels, le rythme moyen de renouvellement ou de dépose prévu dans le SDDR 2019 (600 km/an) a été atteint en 2021, puis dépassé (700 à 900 km/an entre 2022 et 2024).

Ces travaux ont permis à RTE de limiter le vieillissement du réseau. La part des ouvrages dont l'âge est supérieur à 80 ans est restée comparable à celle de 2019. L'âge moyen des conducteurs est néanmoins désormais supérieur à 45 ans (contre environ 40 ans en 2019). Ce point confirme qu'au-delà du volume des conducteurs renouvelés, les opérations menées ont bien été ciblées sur ceux qui présentaient les plus forts enjeux de vétusté.

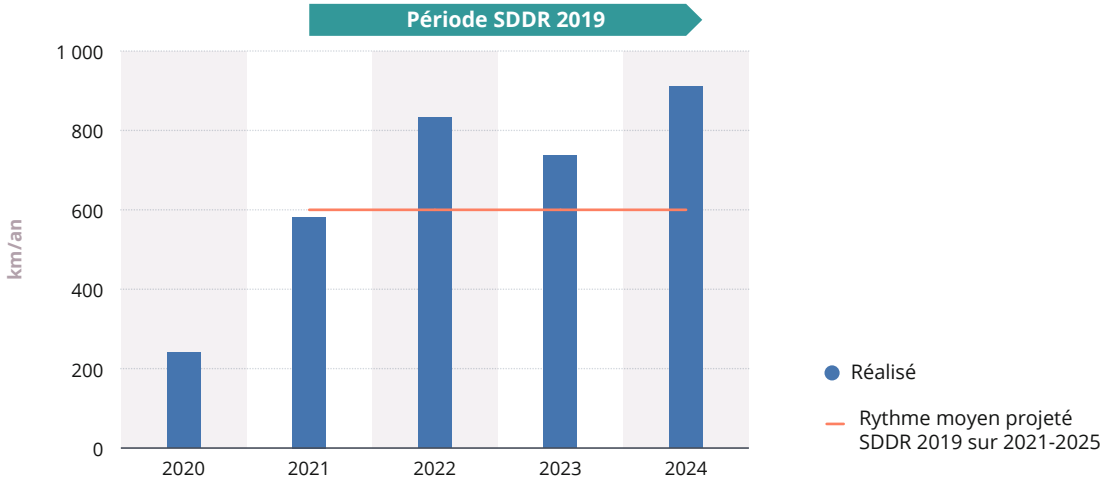


Figure 5 – Longueur de circuits aériens faisant l'objet de renouvellement ou de dépose des conducteurs

Le SDDR 2019 avait également identifié le risque d'obsolescence de certaines liaisons souterraines (non maintenues par les équipementiers sur l'horizon d'étude), conduisant RTE à devoir remplacer les anciennes technologies de câble à pression d'huile[4] à horizon 2030 et à papier imprégné à horizon 2040 (dont les trois quarts se situent dans les régions Île-de-France et Normandie). Le SDDR 2019 n'avait toutefois pas précisé de trajectoire spécifique.

Depuis, RTE a lancé un cycle d'études techniques, défini une trajectoire permettant d'atteindre l'objectif à 2030, organisé la chaîne de valeur, et démarré de premiers travaux : sur la période 2020-2024 près de 70 km ont été remplacés ou déposés. Pour la période 2024-2030, les prochaines étapes de reconstruction des liaisons sont planifiées, en particulier en Île-de-France où compte tenu des contraintes foncières et de la sensibilité des infrastructures de réseau tous les projets sont en phase d'études de détail, de concertation ou en travaux.

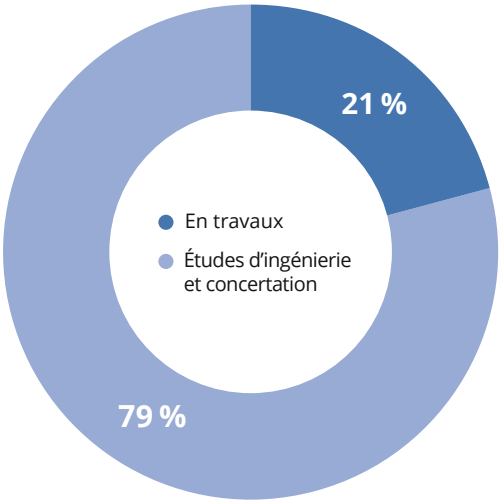


Figure 6 – Planification des projets de construction 2025-2030 en substitution des lignes souterraines à pression d'huile (hors dépose)

4. Les liaisons souterraines dites «à pression d'huile» sont composées des câbles à huile fluide et oléostatiques.

Plan PSEM

Ce plan vise à réhabiliter les postes sous enveloppe métallique (PSEM) présentant des taux de fuites importants de SF_6 (gaz isolant sous pression ayant un fort pouvoir de réchauffement climatique).

Il prévoyait notamment la reconstruction de 24 postes et la mise en bâtiment de 11 postes. À l'issue des échanges avec le régulateur suite à la publication du SDDR 2019, ce volume a été précisé et prévoit désormais 18 postes à reconstruire et 5 à mettre en bâtiment sur une quinzaine d'années.

À fin 2024, les travaux de reconstruction sont terminés sur trois postes (en Île-de-France) et un quatrième poste a été démantelé (dans le Loiret). Les travaux de mise en bâtiment sont également en cours de finalisation sur deux postes.

RTE a en parallèle mis en place une nouvelle solution de colmatage des fuites à travers des opérations rapides et sans mise en indisponibilité des ouvrages. Brevetée en 2021, cette méthode s'est avérée très performante et permet de diviser par environ 80 les coûts unitaires de ces opérations.

Grâce à cette méthode, ainsi qu'aux autres actions de reconstruction, l'objectif du SDDR 2019 de baisser les rejets de gaz SF_6 a été atteint : ils ont baissé d'environ 45% entre le niveau moyen de 2015 à 2018 (environ 6 t/an) et celui de 2024 (3,3 t/an).

RTE prévoit par ailleurs de faire évoluer la stratégie de ce plan, qui sera actualisée dans le prochain SDDR.

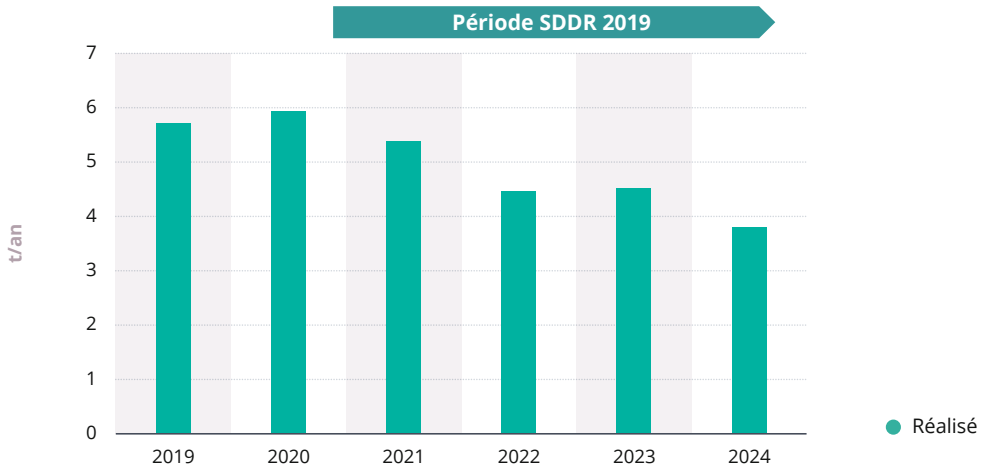


Figure 7 – Émissions annuelles totales de SF_6

Renouvellement des matériels dans les postes

Pour ces matériels, le SDDR 2019 n'avait défini qu'une enveloppe budgétaire, sans cible précise sur la consistance associée. Il en résulte une accélération moins marquée du volume d'opérations (avec par exemple, par an : environ 20 réhabilitations de transformateurs de puissance, remplacement de 700 transformateurs de mesure, mise à niveau ou remplacement de 500 sectionneurs).

2.2 PLUSIEURS LEVIERS DE MAÎTRISE DES COÛTS ONT ÉTÉ MIS EN ŒUVRE

Le SDDR 2019 identifiait trois leviers possibles de maîtrise des coûts, en cours de mise en œuvre :

(i) **Extension de la durée de vie des composants via la supervision :**
Afin de mieux connaître l'état de son patrimoine et d'ajuster son portefeuille de projets de renouvellement, RTE s'appuie désormais sur des capteurs de supervision pour plusieurs de ses actifs stratégiques (par exemple sur 128 transformateurs de puissance, sur 7 PSEM, sur l'ensemble des liaisons souterraines en câbles à pression d'huile, etc.), et sur la réalisation de diagnostics ponctuels (les diagnostics sur les conducteurs aériens sont passés d'environ 20 en 2019 à plus de 70 en 2023). La supervision d'autres actifs (disjoncteurs, sectionneurs, pylônes) est en cours d'expérimentation avant d'envisager, le cas échéant, un déploiement plus généralisé.

(ii) **Mutualisation des travaux d'adaptation et de renouvellement :**
L'augmentation des opérations de renouvellement représente également une opportunité de mutualisation avec les enjeux d'adaptations futures du réseau, également attendues en croissance. RTE a ainsi augmenté les études techniques associées pour optimiser le dimensionnement des ouvrages potentiellement concernés. Les effets de ces études concernent des projets qui seront mis en service après 2024.

(iii) **Évolution des normes prescriptives pour le renouvellement des infrastructures (normes « Eurocodes ») :**
Si RTE se conforme bien désormais à ces normes depuis 2019, cette évolution ne montre pas, à date, d'impact généralisable à la hausse ou à la baisse sur les coûts des projets.

2.3 LA CROISSANCE DES INVESTISSEMENTS DANS LE RENOUVELLEMENT S'EST ACCÉLÉRÉE AU COURS DES DERNIÈRES ANNÉES, DEVENANT LE PREMIER POSTE DE DÉPENSES DE RTE

Les investissements du volet renouvellement se sont nettement accélérés suite au SDDR 2019 et au lancement de nouveaux programmes, en particulier au cours des deux dernières années (2023-2024).

Ils ont permis d'avoir de réels effets sur l'état du réseau, notamment sur l'âge des infrastructures (la proportion de conducteurs vétustes s'est par exemple stabilisée depuis 2019).

Alors qu'ils étaient de près de 370 M€$_{2019}$ lors de la publication du SDDR 2019, ceux-ci sont de l'ordre de 850 M€$_{2024}$ à la fin de l'année 2024, soit plus du double en cinq ans.

Depuis 2023, le renouvellement constitue le premier poste d'investissement de RTE sur le réseau de transport d'électricité.

3. Ossature numérique : la mise en œuvre s'appuie sur une stratégie révisée en profondeur suite à la délibération de la Commission de régulation de l'énergie

Au-delà de l'infrastructure électrique, RTE est également gestionnaire et opérateur d'une infrastructure de télécommunications, visant à garantir l'observabilité, la commandabilité et la protégeabilité du réseau électrique.

La stratégie décrite dans le SDDR 2019 répondait principalement à trois enjeux : l'extension des réseaux de télécommunications de propriété RTE, le vieillissement naturel des systèmes de contrôle-commande et le déploiement de solutions numériques et de supervision.

3.1 LA STRATÉGIE D'EXTENSION DES RÉSEAUX DE TÉLÉCOMMUNICATIONS A ÉTÉ PRÉCISÉE ET SON DÉPLOIEMENT SE MET EN PLACE

En plus des 1000 postes déjà reliés au réseau télécom appartenant à RTE en 2019, le précédent SDDR prévoyait d'y raccorder 600 nouveaux postes d'ici 2030 : 100 contribuant à la sûreté du système électrique en cas de *black-out* et 500 pour la reprise de postes connectés à des services gérés par des opérateurs tiers.

Suite à la délibération de la CRE, RTE a fait évoluer sa stratégie :

- Les projets de fibrage des sites nécessaires à la sûreté du système ont été maintenus dans la trajectoire : les études et les travaux de ces projets sont lancés et seront finalisés en 2026-2027.
- Les réseaux télécoms gérés par des opérateurs tiers et repris par RTE ont été encadrés par un coût d'investissement « plafond ». Pour ces derniers, le raccordement se fait ainsi principalement par opportunité dans le cadre d'autres projets (par exemple en déployant la fibre dans les câbles de garde lors de remplacement de conducteurs ou de création de nouvelles lignes).

Les évolutions apportées à la stratégie suite au SDDR ont retardé sa mise en œuvre de deux ans environ. Au global, 150 sites additionnels ont été raccordés au réseau de télécommunications de RTE entre 2020 et 2023.

Le besoin de reprendre les services gérés par des opérateurs s'est renforcé à la suite de l'annonce en 2019 de l'autorité de régulation des télécoms de fermer le réseau historique d'Orange (dit de « boucle locale cuivre »), contraignant RTE à traiter plus de 3000 sites additionnels d'ici 2030. Cet enjeu est développé dans le chapitre « ossature numérique » du prochain SDDR.

D'autres projets de renouvellement de réseaux télécoms obsolètes ont également été approuvés par le régulateur en 2021.

3.2 LE RYTHME DE RENOUVELLEMENT DES SYSTÈMES DE CONTRÔLE-COMMANDE A ÉTÉ RÉVISÉ

Le SDDR 2019 prévoyait un rythme volontariste de renouvellement des systèmes de contrôle-commande (600 tranches/an d'ici 2030) pour répondre au vieillissement naturel et numériser l'ensemble du parc d'ici 2035.

Il n'a toutefois pas été atteint dans les années suivant le SDDR, en raison d'aléas externes (en particulier la crise sanitaire) et de dépriorisations successives des projets. Cela a conduit à décaler certains marchés ou phases travaux, et n'a pas permis de renvoyer de signal clair aux fournisseurs et sous-traitants. De plus, dans ses délibérations, la CRE a requestionné les critères de renouvellement utilisés par RTE.

Dans ce contexte, RTE a revu en 2023 sa stratégie : le renouvellement se fait désormais sur critère d'âge ce qui conduit à un rythme de renouvellement de 550 tranches/an, *a minima* jusqu'à la fin de la décennie.

Ce niveau a été atteint en 2023. Cette cible n'a cependant pas été atteinte en 2024 : le volume de travaux à prévoir sur cette année avait été mal anticipé. RTE s'appuie sur ce retour d'expérience pour renforcer le dispositif permettant d'atteindre la cible de manière régulière et mettre en place un pilotage plus resserré de la trajectoire.

Sur la période, le taux de numérisation du parc a progressé de 32 % en 2019 à plus de 50 % en 2024.

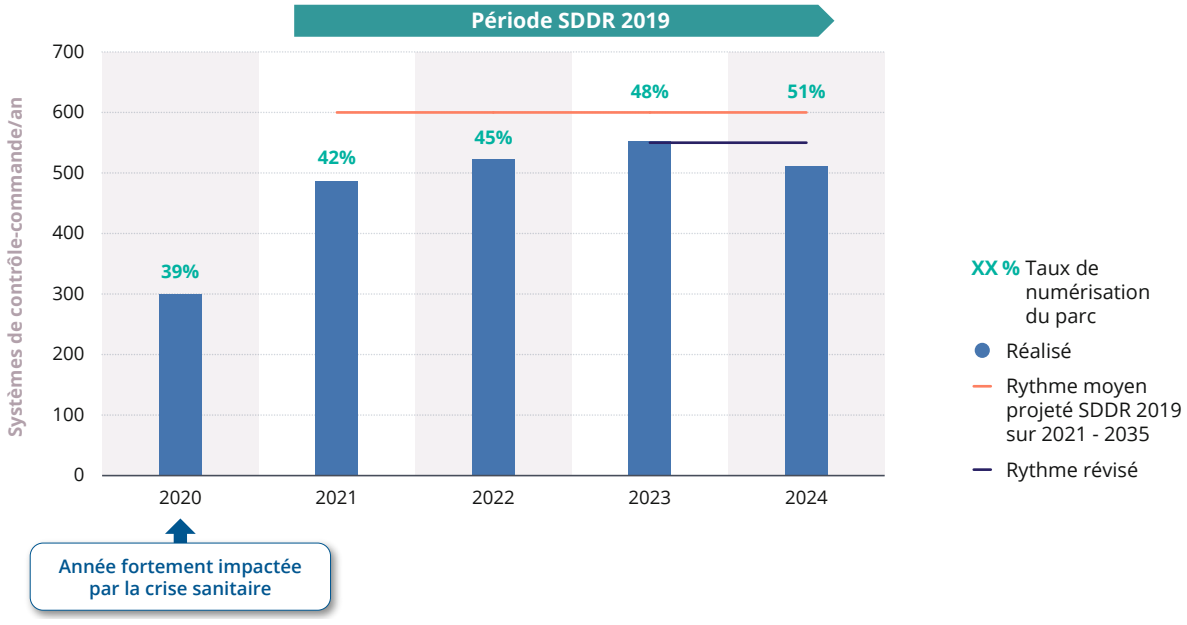


Figure 8 – Renouvellement des systèmes de contrôle-commande

3.3 LE DÉPLOIEMENT DE SOLUTIONS DE SUPERVISION ET D'ÉCRÊTEMENT DE PUISSANCE EN TEMPS RÉEL DU RÉSEAU A NÉCESSITÉ UN DÉLAI DE STRUCTURATION ET D'APPRENTISSAGE PLUS IMPORTANT QU'ANTICIPÉ

La stratégie du SDDR 2019 reposait notamment sur le déploiement de près de 1500 dispositifs d'automates de limitation de production et de systèmes *dynamic line rating* d'ici 2035.

Automates

À la suite du SDDR, RTE a revu en profondeur sa stratégie pour les automates en la réorientant vers un objectif de déploiement d'environ 200 automates de zones (NAZA) d'ici 2035. Ces automates pouvant surveiller plusieurs ouvrages du réseau simultanément (jusqu'à plusieurs dizaines), le déploiement de ces 200 dispositifs équivaut *in fine* à celui de plus d'un millier d'automates de limitations de production dits « simples ».

Le déploiement de ces automates de zones s'est toutefois enclenché avec du retard. Les premières années suivant le SDDR ont davantage constitué une phase d'apprentissage avec les parties prenantes (en particulier les gestionnaires de réseaux de distribution) qu'un déploiement industriel pour RTE : développement des solutions techniques, analyse du comportement opérationnel sur les premiers démonstrateurs, consolidation des protocoles de communication (RTE, gestionnaires de réseau de distribution, producteurs), définition du cadre contractuel, etc.

À fin 2024, 15 automates de zones étaient déployés et trois de plus l'ont été en janvier 2025. Les futurs déploiements priorisent les zones en contraintes, et le rythme de déploiement doit s'établir autour d'une dizaine par an.

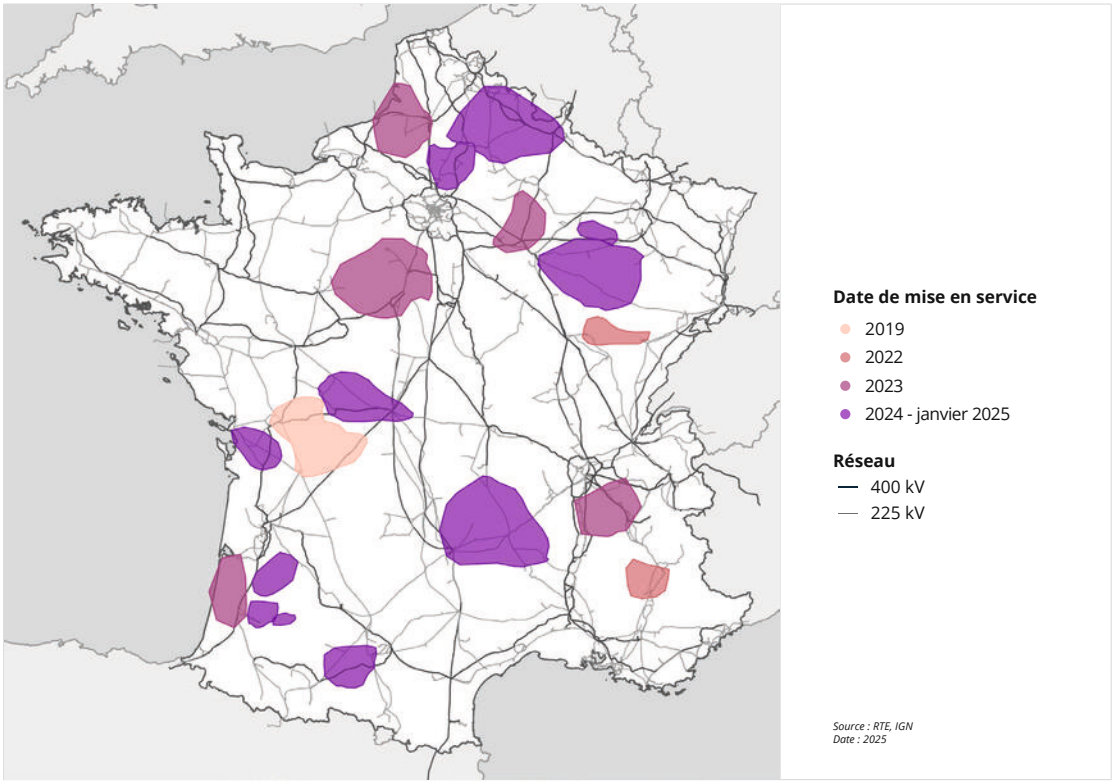


Figure 9 – Périmètre de couverture des zones NAZA à fin janvier 2025

Dispositifs de *dynamic line rating (DLR)*

Le SDDR 2019 envisageait également de poursuivre l'installation de DLR pour gérer les transits et éviter des investissements dans les réseaux (en déterminant dynamiquement la capacité de transit d'une liaison aérienne en fonction des conditions météorologiques locales en temps réel).

À fin 2024, 22 liaisons aériennes sont équipées de capteurs DLR. Si l'historique de fonctionnement est encore récent, le retour d'expérience semble montrer que les DLR peuvent permettre de limiter les écrêtements de production dans les zones de forte implantation éolienne. Dans celles-ci, les périodes venteuses (et donc de besoins d'évacuation importants) peuvent en effet correspondre à l'augmentation simultanée des capacités de transits permise par le dispositif (des vents importants peuvent « refroidir » la ligne et permettre des capacités de transits plus importants, mesurées par les DLR).

4. Adaptations et raccordements : le principe du dimensionnement optimal a été mis en œuvre et des adaptations plus structurelles du réseau 400 kV sont en cours de concertation

Le SDDR 2019 a montré que l'évolution du mix électrique prévue par les orientations publiques des projets de PPE 2 et de SNBC 2 nécessitait une adaptation du réseau existant de transport d'électricité. La stratégie était alors présentée en trois temps :

- sur 2020-2025 : une optimisation des réseaux 63-90 kV pour permettre un accueil rapide des nouvelles installations de production renouvelable terrestre, à moindre coût ;
- sur 2025-2030 (à partir de 50 GW d'énergies renouvelables terrestres installées) : la mise en service d'adaptations sur les réseaux 225 kV ;
- sur 2030-2035 : des adaptations très structurantes du réseau de grand transport (400 kV) dans quatre zones pour accompagner la diversification du mix électrique et la poursuite du développement des échanges européens.

4.1 RTE APPLIQUE LE DIMENSIONNEMENT OPTIMAL DANS LES S3REnR, PERMETTANT DE LIBÉRER PLUSIEURS GIGAWATTS DE CAPACITÉS D'ACCUEIL

Le dimensionnement optimal était le principal levier de maîtrise des coûts pour l'adaptation des réseaux, et plus largement du SDDR 2019. Il consiste à adapter les règles de dimensionnement du réseau pour éviter de renforcer ou construire des ouvrages dont l'utilité ne serait avérée que quelques heures par an. Cela implique, pour éviter la surcharge du réseau et assurer le bon fonctionnement du système électrique, de réaliser des écrêtements de production renouvelable.

Il devait permettre d'économiser ou de reporter des investissements significatifs sur le réseau de transport, de l'ordre de 7 à 9 Md€ évalués sur la période 2021-2035.

Ce principe a été approuvé par la CRE et soutenu par la Ministre de l'énergie, puis transcrit dans la doctrine de dimensionnement du réseau. Il est appliqué depuis pour la planification territoriale associée au développement des EnR (S3REnR) et pour répondre aux demandes de raccordement des producteurs.

Ces schémas ont évolué depuis 2019, conformément au processus prévu : ils ont tous été révisés au moins une fois, à l'exception des régions Bretagne, Normandie et Île-de-France (les révisions sont lancées à fin 2024). Ils intègrent un rehaussement des capacités d'accueil : près de 90 GW cumulées en 2024 contre moins de 30 GW en 2019[5].

5. Les capacités prévues (ou capacités réservées) dans les schémas S3REnR correspondent aux capacités d'accueil allouées au raccordement d'énergies renouvelables dans les postes électriques. Ces capacités d'accueil peuvent être déjà existantes ou reposer sur des travaux. Le cas échant, ces travaux sont définis dans les schémas.

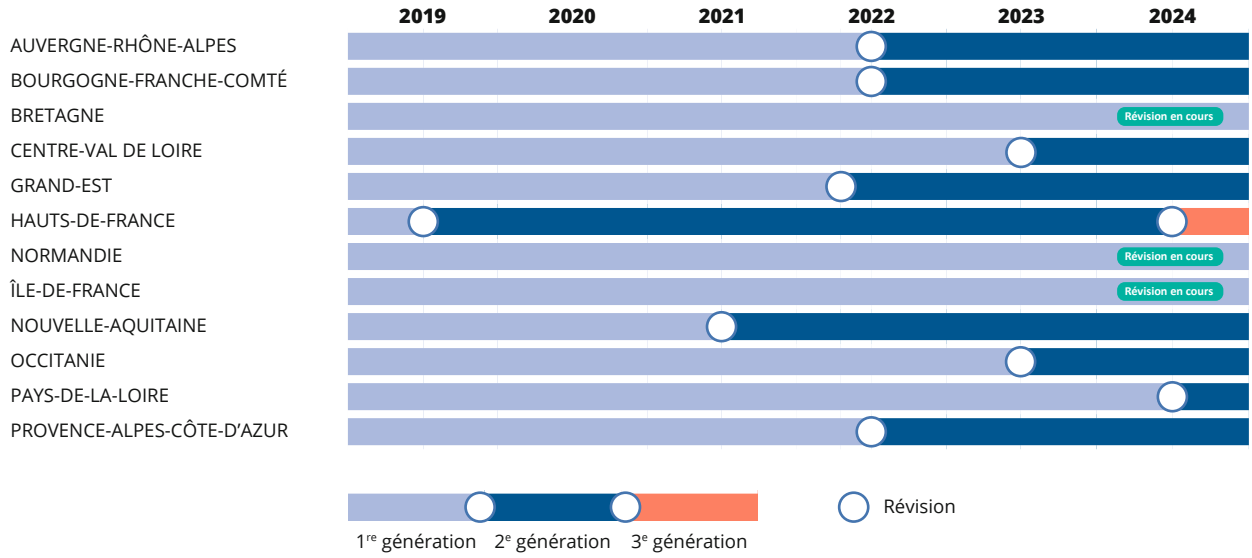


Figure 10 – Révision des S3REnR depuis 2019

L'intégration du dimensionnement optimal a permis de libérer « d'un coup » une capacité d'accueil significative sur le réseau. Les analyses montrent notamment un gain de 10 à 30 % de la capacité d'accueil sur certaines zones étudiées (Aisne, Charente-Maritime, Landes, Aude). Extrapolé à l'échelle de l'ensemble du territoire, cela pourrait représenter de l'ordre de 10 à 20 GW de capacité d'accueil dégagée sans investissement.

Il a ainsi eu les effets escomptés dans le SDDR 2019 : capacités d'accueil libérées rapidement, économies d'investissement, moins d'infrastructures sur le territoire, etc.

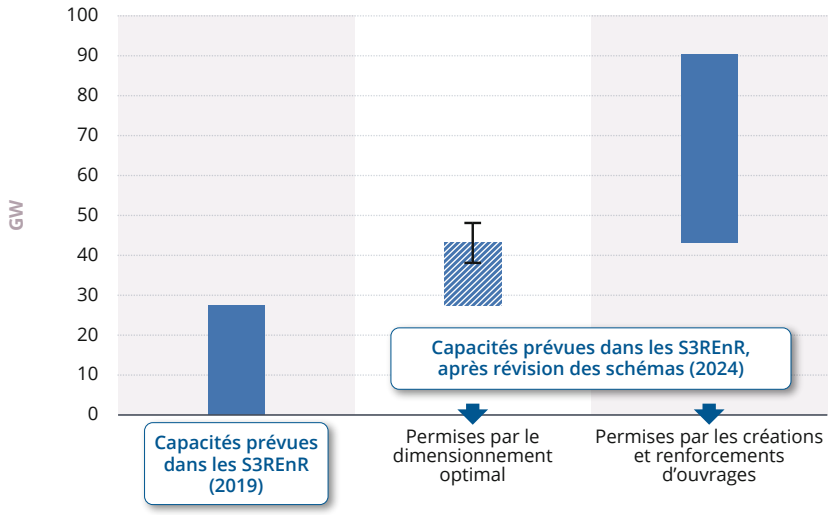


Figure 11 – Évolution des capacités prévues dans les S3REnR

La mise en œuvre du dimensionnement optimal s'accompagne d'une augmentation assumée des contraintes de transit sur les réseaux à gérer par des écrêtements de la production EnR terrestre (de 0,3% de la production en moyenne, selon les scenarios de mix énergétique, à horizon 2035 et à réseau complet). Ces limitations ont augmenté, passant de quelques GWh en 2020 à près de 200 GWh en 2023.

L'énergie non évacuée représente en 2023 de l'ordre de 0,3% de la production renouvelable terrestre. L'atteinte de ce seuil dès 2023 s'explique par la mise en œuvre du dimensionnement optimal, par le retard pris dans le déploiement d'automates NAZA (conduisant à effectuer ces limitations de façon manuelle, et donc moins optimisée, voir partie 3.3), et parce que certains producteurs se raccordent de manière anticipée par rapport aux développements prévus de réseau (et ont donc temporairement un accès avec limitations).

RTE a évalué, dans le SDDR 2019, à 1,5 Md€ les gains en investissement associés à la mise en œuvre du dimensionnement optimal sur la période 2019-2025.

Dans le cadre des révisions des S3REnR, RTE doit mener une étude des contraintes résiduelles (publiée pour la première fois en 2020 et actualisée depuis[6]). En se basant sur cette étude, RTE est en mesure de confirmer l'ordre de grandeur indiqué dans le SDDR 2019. Les renforcements évités dans un premier temps grâce au dimensionnement optimal pourraient néanmoins s'avérer nécessaires plus tard afin d'accompagner la poursuite de la croissance des énergies renouvelables.

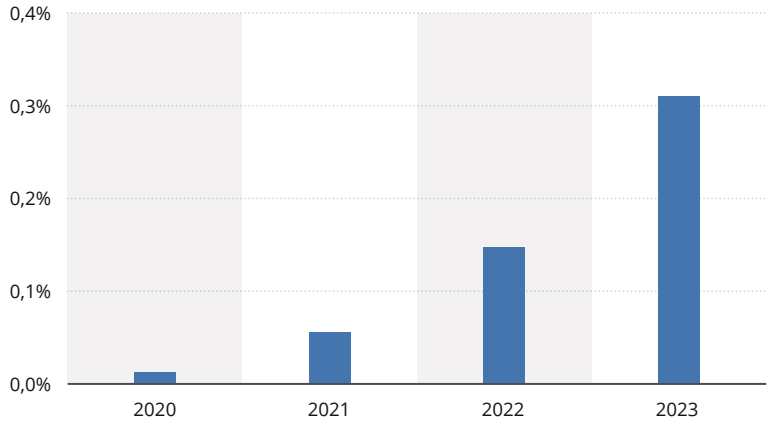


Figure 12 – Évolution de l'énergie non évacuée à réseau complet (en % de la production EnR terrestre annuelle)

6. Carte des contraintes résiduelles sur le réseau de transport à horizon 3-5 ans publiée par RTE : https://www.contraintes-reseau-s3renr-rte.com/

4.2 EN COHÉRENCE AVEC LE SDDR 2019, RTE A MAÎTRISÉ SES DÉPENSES D'INVESTISSEMENTS D'ADAPTATIONS

En parallèle de la mise en place du dimensionnement optimal et de la révision des S3REnR, le SDDR 2019 prévoyait pour les premières années des dépenses d'adaptations du réseau pour des projets décidés avant la publication du SDDR 2019 et listés en annexe du rapport.

Il s'agissait principalement de projets issus de S3REnR de première génération et de projets pour la sécurisation de la consommation de certaines agglomérations.

Ces projets ont bien été réalisés depuis la publication du SDDR 2019 (des décalages ont pu être observés par rapport aux estimations initiales en raison d'un retard sur les dynamiques locales, et des consistances ont pu être révisées pour tenir compte des opportunités de restructurations locales du réseau).

4.3 RTE A ÉTÉ GLOBALEMENT PERFORMANT POUR LES DÉLAIS DE RACCORDEMENT D'USAGERS AU RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ SUR LES DERNIÈRES ANNÉES

Le nombre de raccordements terrestres mis à disposition est en augmentation, passant de 45 en 2020 à 60 en 2023 (pour l'ensemble des usagers producteurs, consommateurs et distributeurs).

Sur ces projets, les délais de raccordement au cours des dernières années ont été relativement stables.

En particulier, pour les raccordements nécessitant la mise en service de nouveaux actifs de réseau, les délais moyens pour l'ensemble des usagers (consommateurs, distributeurs, producteurs), ont été de l'ordre de trois ans et demi entre la signature de la proposition technique et financière (devis engageant) et la signature de la convention de raccordement (déclenchement des travaux par le client), et d'un an entre la signature de la convention de raccordement et la mise à disposition du raccordement. Néanmoins, ces délais moyens peuvent masquer des écarts et certains projets ont

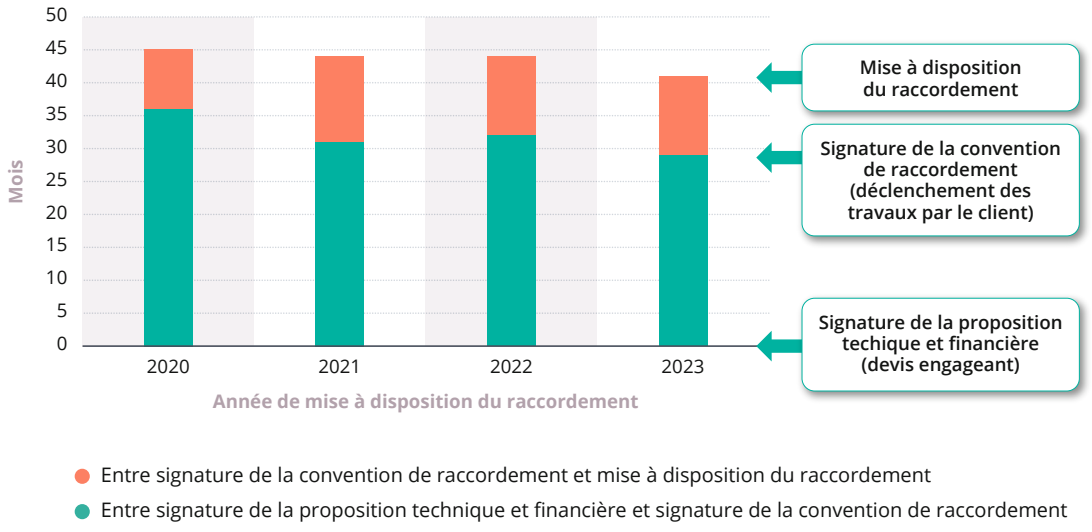


Figure 13 – Délais pour les raccordements nécessitant la mise en service de nouveaux actifs de réseau (en moyenne pour l'ensemble des consommateurs, producteurs, distributeurs)

pu connaître un raccordement plus long – ou plus court. Un des principaux enjeux du prochain SDDR sera de continuer à améliorer cette performance et de rendre compte de manière plus précise des durées de raccordement (et des enjeux associés). Ceci est d'autant plus important dans la perspective d'une augmentation significative des demandes de raccordements.

4.4 POUR ACCOMPAGNER LA DÉCARBONATION, RTE A PROPOSÉ EN 2022 UNE NOUVELLE APPROCHE DE PLANIFICATION ET DES CALENDRIERS DE PROJET AVEC DES MISES EN SERVICE TRÈS RAPIDES

Les demandes pour de futurs raccordements sont en très nette hausse par rapport aux volumes constatés historiquement (elles ont été multipliées par quatre entre 2020 et 2023), en particulier pour des stockeurs et de nouveaux consommateurs (nouvelles industries, décarbonation de procédés existants, *data centers)*. Les projets ciblent pour la plupart des dates de mises en service avant la fin de la décennie.

Dans ce contexte, RTE s'est organisé depuis 2022 pour planifier des infrastructures mutualisées et prioritaires dans plusieurs zones géographiques soumises à de fortes dynamiques de raccordement, à commencer par les trois grandes zones de décarbonation (Dunkerque, Le Havre – Port-Jérôme, Fos-sur-Mer). Plusieurs autres zones ont depuis bénéficié de ce dispositif.

Toutes les mises en service sont prévues dans des calendriers compatibles avec ceux des industriels. Les études et les procédures administratives ont été lancées avec une accélération très significative dès les phases initiales des projets s'appuyant sur plusieurs évolutions législatives (lois d'accélération et industrie verte). Dans ces zones, des offres de raccordement mutualisées ont été proposées pour limiter les coûts. Elles ont fait l'objet d'approbation par la CRE.

Ces projets constituent la première étape vers une politique de l'offre en matière de développement du réseau, en assurant une transparence sur les zones dans lesquelles RTE investit (horizon, capacité, prix).

Le raccordement de consommateurs constitue de fait une priorité du prochain SDDR.

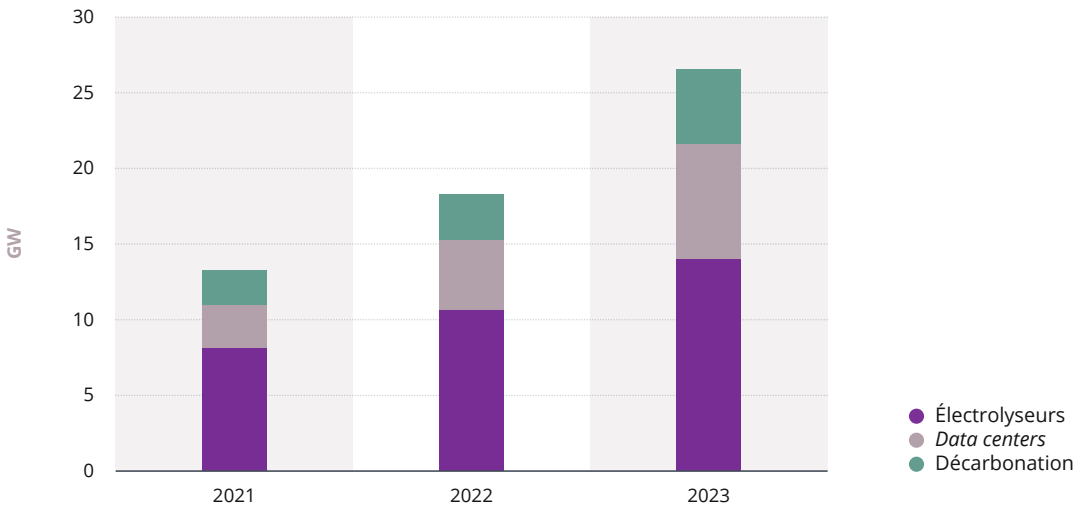


Figure 14 – Somme des demandes de raccordements de consommateurs au réseau de transport

4.5 RTE A MENÉ DES ÉTUDES APPROFONDIES ET LANCÉ DES CONCERTATIONS POUR PRÉCISER LES BESOINS DE RENFORCEMENTS DE LA STRUCTURE 400 KV À HORIZON 2030-2035

Le SDDR 2019 identifiait quatre zones nécessitant des adaptations structurantes du réseau de grand transport à l'horizon 2030-2035 : Normandie-Manche-Paris, Massif central-Centre, façade atlantique, et Rhône-Bourgogne.

Pour que d'éventuels renforcements du réseau soient développés à cet horizon, RTE a mené des études approfondies visant à commencer par les investissements les moins structurants et d'identifier si des besoins plus conséquents étaient nécessaires avant d'engager des études d'ingénierie et des concertations.

Elles ont ainsi conduit d'une part à prévoir le remplacement de matériels dans 17 postes 400 kV (disjoncteurs, couplages de barres, transformateurs de mesure) à l'origine de goulets d'étranglement sur le réseau de grand transport et d'éviter avant 2030 un premier niveau de contraintes.

Elles ont d'autre part permis de proposer une stratégie de renforcements sur trois zones de contraintes pour l'horizon 2030-2035 :

- Sur la zone Normandie-Manche-Paris, RTE prévoit un projet de 80 km de ligne aérienne (400 kV) entre Amiens (Somme) et Petit-Caux (Seine-Maritime). La mise en service, prévue à l'horizon 2034 (date calée sur les besoins réels), permettra de renforcer le réseau normand, transporter l'énergie produite par les nouveaux réacteurs EPR 2 à Penly et les futures éoliennes en mer en Normandie, d'accompagner la décarbonation et l'industrialisation de la vallée de la Seine, et d'alimenter une partie des besoins industriels à Dunkerque. Il apportera une capacité supplémentaire de transit de 6000 MW.

  Ce projet a fait l'objet d'une concertation préalable du public entre novembre 2022 et février 2023. La concertation a permis de définir un fuseau de moindre impact. La concertation continue se poursuit et permettra de déterminer le tracé précis de la ligne. Le dossier de demande de déclaration d'utilité publique a été déposé en septembre 2024. L'enquête publique est envisagée au second semestre 2025.

- Sur la zone Massif central-Centre, RTE prévoit un projet de liaison entre Chaingy (Loiret) et Dambron (Eure-et-Loir), dont la mise en service est prévue à horizon 2030 pour renforcer la puissance disponible dans la région (2300 MW de capacité de transit supplémentaire), accompagner les objectifs de décarbonation et de réindustrialisation (électrification des usages, développement des énergies décarbonées en France et, plus spécifiquement, des énergies renouvelables dans la région). Il s'inscrit donc dans la dynamique de développement économique et industriel du territoire.
  Ce projet contribue par ailleurs à la solidarité électrique entre régions. Cette zone du réseau constitue en effet un carrefour important entre le réseau du sud-ouest (constitué de régions fortement productrices d'électricité) et le réseau francilien (marqué par une consommation importante et qui a vocation à croître, notamment sous l'effet des usages numériques). Elle est également un support aux grands échanges transfrontaliers sud > nord-est.
  La concertation préalable du public qui s'est tenue de septembre à octobre 2024 sera suivie de la phase de concertation continue, sous l'égide de garants nommés par la CNDP. La demande de déclaration d'utilité publique doit intervenir sur le second semestre 2025.

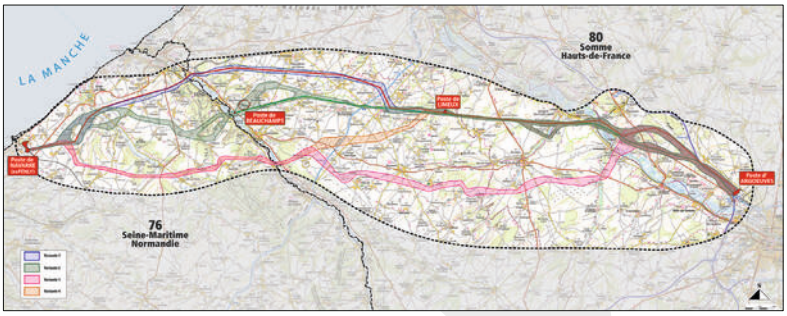
- Sur la façade atlantique, RTE étudie un projet de liaison entre la Loire-Atlantique et la Gironde pour répondre aux enjeux de renforcement d'un axe stratégique du réseau dans un contexte d'évolution du mix énergétique français et européen et de développement de l'éolien en mer dans l'Atlantique. RTE envisage pour cette liaison une solution HVDC sous-marine qui permettra également de collecter l'énergie des parcs éoliens en mer décidés par l'État sur la façade, notamment le deuxième parc éolien en mer au large de l'île d'Oléron. Les premières mises en service sont prévues autour de 2033-2034, en cohérence avec le planning d'arrivée des premiers parcs éoliens en mer de la façade.
  La concertation autour de ce projet a été lancée en 2024 et continuera tout au long de l'année

2025, en parallèle d'études techniques, environnementales et économiques (qui intégreront notamment la hausse des coûts sur les matériels HVDC). Ces études permettront d'affiner la consistance (technique et financière) du projet d'environ 400 km de long (dont 270 km en mer et 130 km à terre).

Toutes les informations relatives à ces projets sont disponibles sur le site internet de RTE[7].

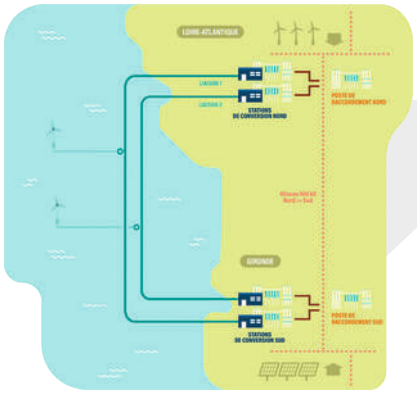
Sur la zone Rhône-Bourgogne, la stratégie devra être complétée une fois des incertitudes levées notamment liées à l'évolution du nucléaire dans la vallée du Rhône.

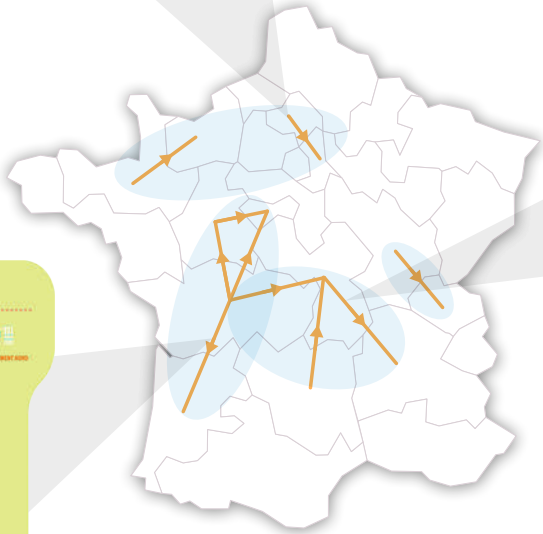
Ce premier programme de renforcements constitue une tête de série pour les besoins d'évolution à venir sur la structure de réseau, qui feront l'objet d'un chapitre dédié dans le prochain SDDR.

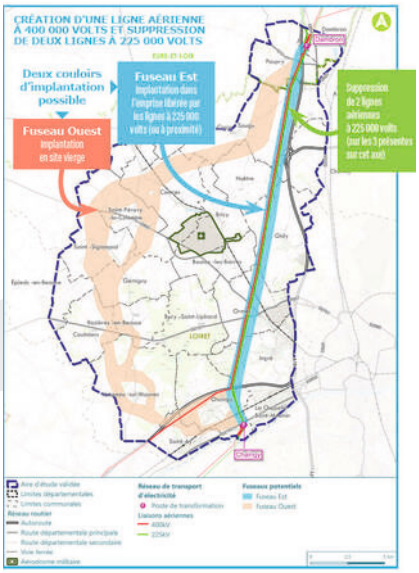


Amiens - Petit-Caux
(mise en service en 2034)

Gironde - Loire-Atlantique
(études économiques en cours sur l'impact de la hausse des coûts HVDC, pour une mise en service en 2033-2024)







Chaingy - Dambron
(mise en service en 2030)

Figure 14 – Somme des demandes de raccordements de consommateurs au réseau de transport

7. Liste des grands projets de RTE : https://www.rte-france.com/projets/nos-projets

5. Réseaux en mer : le raccordement des premiers appels d'offres a été un succès et la sécurisation des approvisionnements pour les suivants a été engagée

RTE est le maître d'ouvrage des projets de raccordement des parcs éoliens en mer et en assure le financement depuis l'entrée en vigueur des lois hydrocarbures de 2017 et ESSOC d'aout 2018. Lors de la publication du précédent SDDR, aucun parc n'était alors en service, et les orientations publiques étaient celles du projet de PPE 2, qui visait de l'ordre de 10 GW installés à l'horizon 2035. Depuis, au travers du projet de Stratégie française pour l'énergie et le climat (SFEC) et du Pacte éolien en mer, les pouvoirs publics ont rehaussé cet objectif avec une cible de 18 GW installés pour ce même horizon (et de 45 GW en 2050).

Pour cela, trois programmes de raccordement sont actuellement mis en œuvre par RTE, avec des stades d'avancement différents.

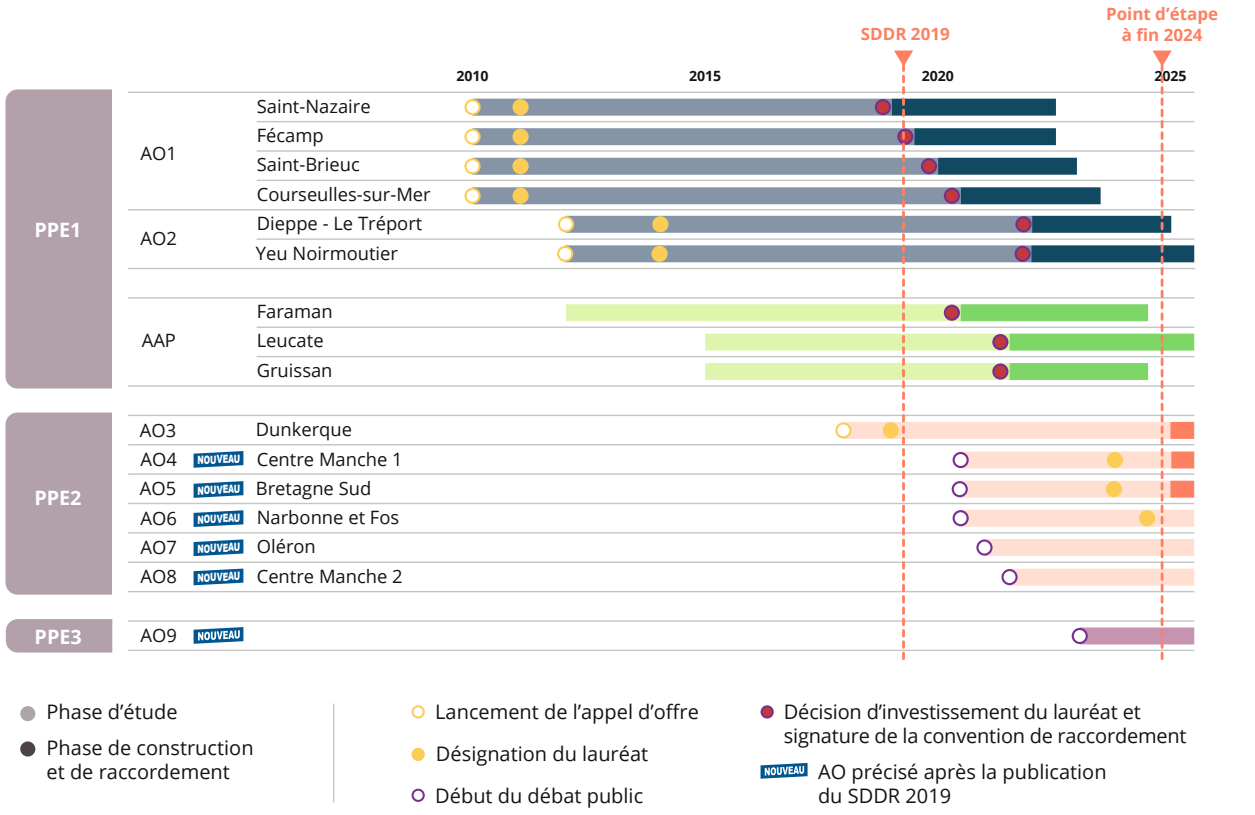


Figure 16 – Avancée des raccordements des parcs éoliens en mer depuis le SDDR 2019

5.1 POUR LES PARCS DE LA PPE 1, RTE DÉMONTRE SA CAPACITÉ À TENIR LES CIBLES INDUSTRIELLES ET ÉCONOMIQUES AFFICHÉES DANS LE SDDR 2019 ET À LES DÉPASSER

À fin 2024, trois parcs éoliens en mer sont en service (Saint-Nazaire, Fécamp, Saint-Brieuc). Avec la mise à disposition du raccordement du parc de Courseulles-sur-Mer en décembre 2023, l'ensemble des raccordements nécessaires aux parcs de l'appel d'offres n°1 ont été mis à disposition des producteurs par RTE dans les délais.

En parallèle, les raccordements des parcs de l'appel d'offres n°2 (Dieppe-Le Tréport, Yeu-Noirmoutier) sont en phase travaux à des stades avancés.

S'agissant des appels à projets flottants, le parc de Faraman a été mis en service par le producteur, le raccordement du parc de Gruissan a été mis à disposition (le parc n'est en revanche pas encore installé) et le raccordement du parc de Leucate est en phase travaux. Le projet d'éolien flottants sur la façade atlantique (Groix-Belle-Ile) a quant à lui été suspendu.

Pour les parcs déjà raccordés (AO 1) et ceux en cours (pour l'AO 2), le coût de raccordement moyen est inférieur à la référence de coût affichée dans le SDDR 2019[8] (540 k€/MW contre 630 k€/MW, hors poste en mer dont RTE n'a pas la maîtrise d'ouvrage).

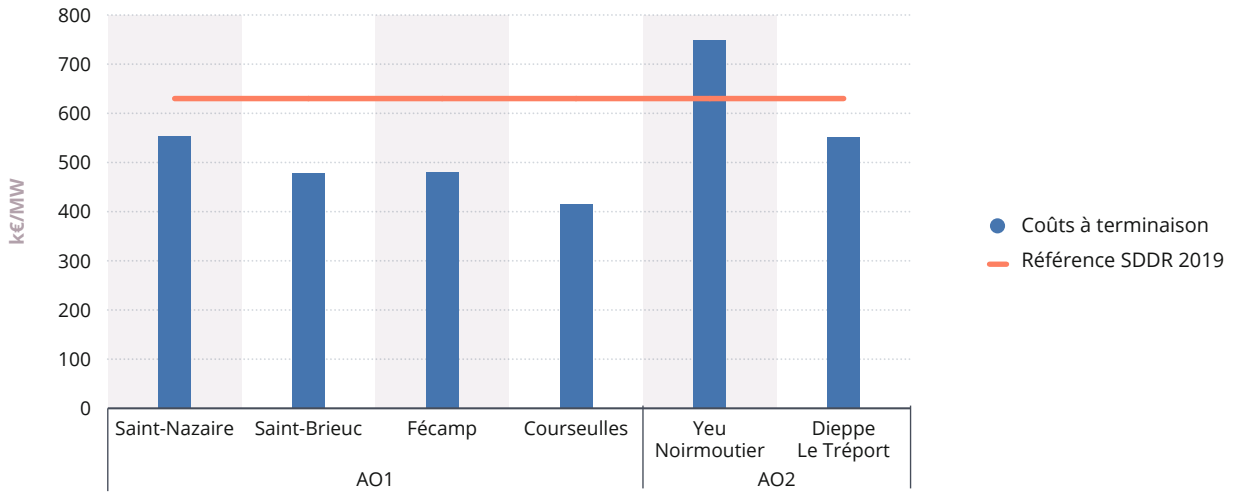


Figure 17 – Coûts à terminaison des raccordements de parcs éoliens en mer des AO 1 et 2

Pour les projets du premier programme de raccordement de l'éolien en mer, RTE démontre ainsi sa capacité à être un opérateur performant sur les plans industriels et économiques, en respectant les cibles de coûts, de consistances, et de délais annoncés dans le SDDR 2019.

8. Seul le projet Yeu-Noirmoutier se situe au-dessus de la cible en raison d'une zone de raccordement complexe, composée de sols rocheux sur l'essentiel du tracé.

5.2 POUR LES APPELS D'OFFRES SUIVANTS, RTE MET EN ŒUVRE LES LEVIERS PRÉVUS AU SDDR 2019 POUR STRUCTURER UN PROGRAMME HOMOGÈNE ET OPTIMISER LES RACCORDEMENTS

Les projets de la PPE 2 correspondent aux AO 3 à 8 ainsi que les extensions des AO 5 et 6.

RTE s'est attaché à mettre en œuvre les leviers d'optimisation proposés dans le cadre du SDDR 2019, même si ces projets sont techniquement hétérogènes (distances à la côte, profondeur, technologie). Le programme industriel qui en découle est fondé sur un nombre réduit de paliers technologiques de raccordement : (i) le courant alternatif 225 kV (comme pour la PPE 1) pour le parc posé de l'AO 3 et pour les parcs flottants (AO 5 et 6 et leurs extensions), et (ii) le courant continu 320 kV pour les parcs posés des AO 4, 7 et 8. Cette approche vise à permettre la standardisation dans les méthodes et pour le matériel utilisé, et à assurer un effet de répétitivité pour gagner en performance d'un raccordement à l'autre.

Les projets des AO 5 et 6 permettent par ailleurs de réaliser une mutualisation des raccordements. Des extensions de ces parcs sont prévues et bénéficieront de la même infrastructure de raccordement que le premier parc raccordé afin d'optimiser les coûts associés.

Les projets sont actuellement au stade de la concertation et des études avant le lancement des phases de chantier à partir du premier semestre 2025 pour le premier parc de Dunkerque (AO 3).

Dans le prochain SDDR, RTE soumettra une cible de coût et un calendrier de raccordement tenant compte des calendriers d'attribution de l'État (à fin décembre 2024, les AO 3, 4, 5 et 6 sont attribués).

5.3 POUR TENIR LES CALENDRIERS DE LA PPE 2, RTE A ENGAGÉ DÈS 2023 UNE REFONTE PROFONDE DE SA STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT

L'AO 3 pour le parc de Dunkerque représentait le premier raccordement incluant le poste en mer à la charge de RTE avec des puissances similaires aux AO 1 et 2. La stratégie d'approvisionnement pour ce raccordement s'est mise en place en parallèle de la phase de développement du parc et de l'avancée des demandes d'autorisations. Les consultations ont été lancées début 2023 et les marchés ont été attribués fin 2024.

L'accélération rapide de la demande européenne et mondiale à partir de 2022 conduit à saturer une grande partie de la chaîne de valeur du raccordement, sur tous les composants (câble, plateforme en mer, stations de conversion).

Dans ce contexte, RTE a fait évoluer en profondeur sa stratégie en standardisant, massifiant et simplifiant ses achats, et en réduisant la durée des consultations. Trois marchés multi-projets

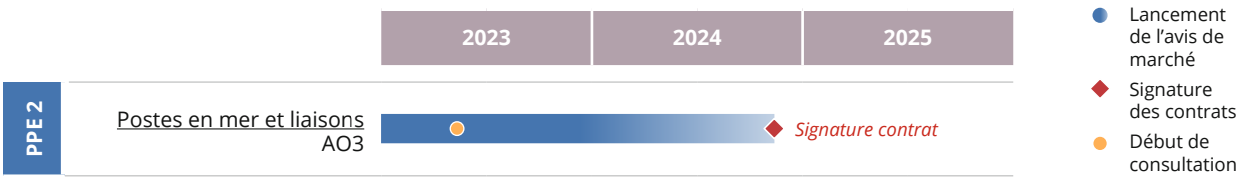


Figure 18 – Marchés d'approvisionnements AO 3 lancés par RTE

ont ainsi été lancés en 2023 dans le but de sécuriser l'approvisionnement des raccordements des AO 4 à 8 :

- un marché pour les postes en mer et stations de conversion HVDC des AO 4, 7 et 8 ;
- un marché pour les postes en mer HVAC des AO 5 et 6 (et leurs extensions) ;
- un marché pour les câbles pour les AO 4 à 8 (et les extensions des AO 5 et 6).

Le premier marché a été attribué au printemps 2024 au consortium Chantiers de l'Atlantique - Hitachi Energy (pour 4,5 Md€) et permet des retombées économiques importantes sur le territoire français.

Les deuxième et troisième marchés sont en cours d'attribution et les signatures des contrats sont respectivement prévues début 2025 et mi-2025.

RTE poursuit également cette stratégie de marchés multi-projets pour les parcs de la PPE 3 (en la concentrant autour des paliers techniques HVDC 320 kV et 525 kV) : les premières consultations sont en cours de lancement début 2025.

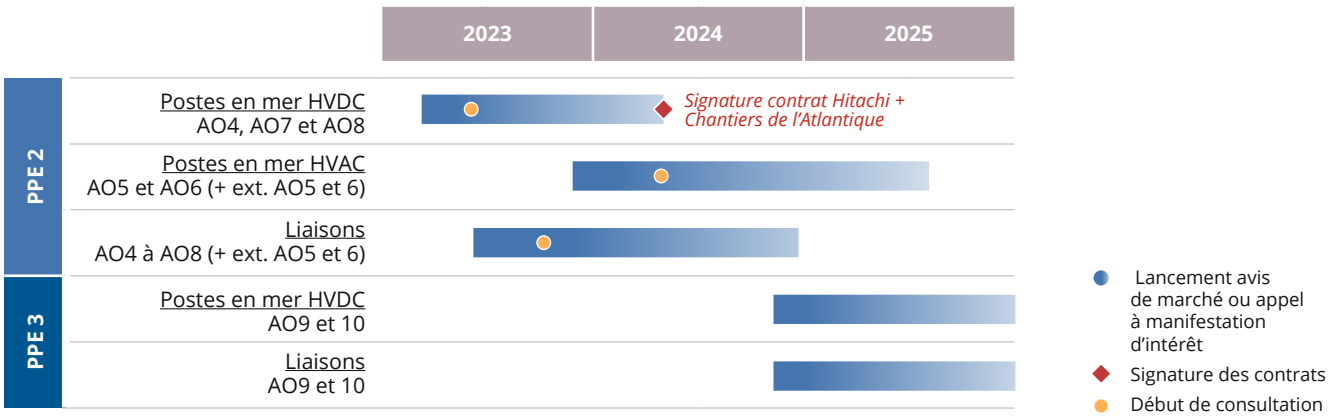


Figure 19 – Marchés d'approvisionnements lancés par RTE entre 2023 et 2025

6. Interconnexions : la trajectoire a été ajustée depuis 2019 et les capacités d'échanges entre la France et ses voisins augmentent progressivement

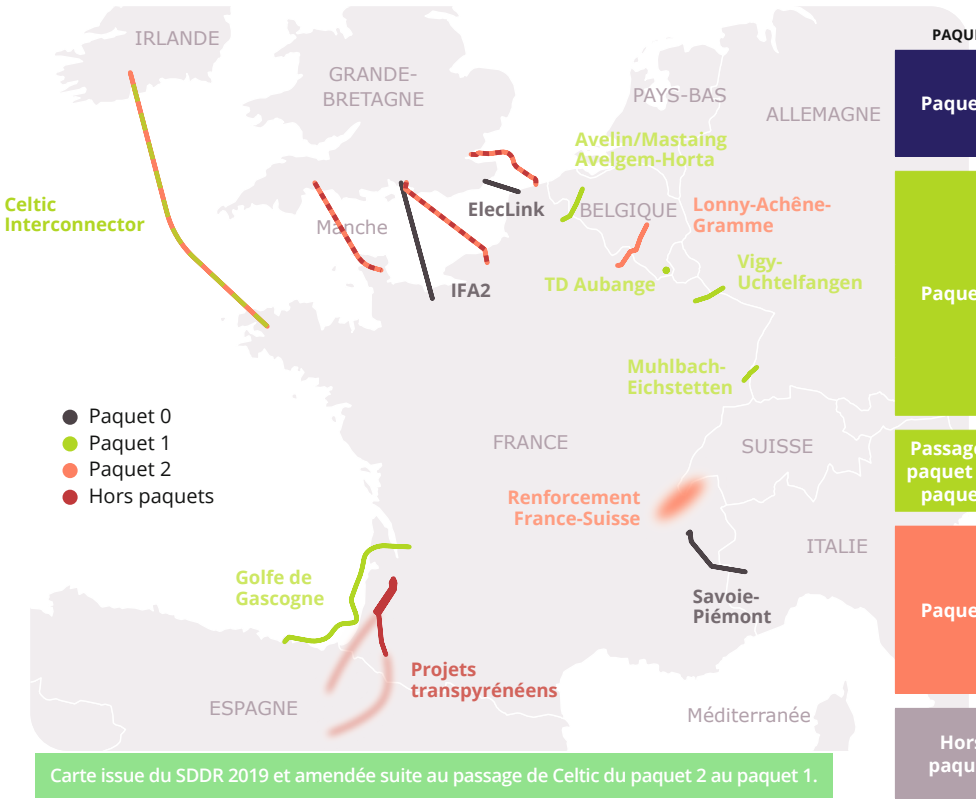
Le SDDR 2019 proposait une liste de projets d'interconnexion au travers d'une approche par paquets :

- le paquet 0 (ou paquet « certain ») regroupait les projets en cours de construction et dont la mise en service était prévue sous trois ans ;
- le paquet 1 (ou paquet « sans regret ») regroupait les projets présentant un bon degré d'avancement dans la concertation ou ceux paraissant dans tous les cas bénéfiques pour la collectivité ;
- le paquet 2 (ou paquet « sous conditions ») regroupait les projets sur lesquels planaient des incertitudes réglementaires, financières ou techniques.

Le projet Celtic Interconnector, initialement présenté dans le paquet 2, a été reclassé dans le paquet 1 dès 2019 suite à l'obtention d'une subvention européenne permettant de lever les dernières incertitudes (conformément à la délibération de la CRE sur le SDDR 2019).

D'autres projets (hors paquet) étaient également étudiés mais leur mise en service n'était pas considérée sur l'horizon du SDDR 2019, avant 2035.

Cette logique devait notamment permettre à la fois de doubler les capacités d'échange entre 2019 et 2035 mais aussi de lisser les dépenses d'investissements.



Carte issue du SDDR 2019 et amendée suite au passage de Celtic du paquet 2 au paquet 1.

PAQUET	OUVRAGE	STATUT
Paquet 0	IFA2	En service
	ElecLink	En service
	Savoie-Piémont	En service
Paquet 1	Golfe de Gascogne	En travaux, mise en service prévue en 2028
	Avelin - Avelgem	En service
	TD Aubange	En service
	Vigy - Uchtelfangen	Non démarré, mise en service prévue en 2029
	Muhlbach - Eichstetten	Non démarré, mise en service prévue en 2029
Passage du paquet 2 au paquet 1	Celtic Interconnector	En travaux, mise en service prévue en 2027
Paquet 2	Lonny - Achêne - Gramme	En développement, mise en service prévue en 2030
	France - Grande Bretagne 1	À l'étude
	Renforcement France-Suisse	Abandonné
Hors paquet	France - Grande Bretagne 2	À l'étude
	Transpyrénéens	À l'étude

Figure 20 – Cartographie des projets d'interconnexions dans le SDDR 2019[9]

9. Un projet de renouvellement et d'augmentation des capacités était également prévu sur la ligne Argia-Hernani.

6.1 LES CAPACITÉS D'ÉCHANGE ONT AUGMENTÉ GRÂCE À LA MISE EN SERVICE DE L'ENSEMBLE DES INTERCONNEXIONS DU PAQUET 0 ET DES PREMIERS PROJETS DU PAQUET 1

Les projets du paquet 0 ont tous été mis en service depuis la publication du dernier SDDR :

- le projet IFA2 avec la Grande-Bretagne, mis en service début 2021 en cohérence avec le calendrier prévu ;
- le projet ElecLink avec la Grande-Bretagne : malgré la mise à disposition du raccordement par RTE en décembre 2019, cette interconnexion a été mise en service en 2022 (en raison de délais pour l'obtention d'agrément de la Commission intergouvernementale pour les travaux).
- le projet Savoie-Piémont avec l'Italie en 2023 avec près de trois ans de retard du fait de difficultés dans la conception, la réalisation et la mise en conduite des stations de conversion.

Ces projets se sont achevés avec des coûts à terminaison en ligne avec les prévisions hautes initiales, et ont permis à RTE de consolider son expertise sur les matériels HVDC.

Deux projets du paquet 1 à la frontière belge, comportant des travaux plus modestes (renforcement de l'axe Avelin-Avelgem et remplacement de transformateurs-déphaseurs dans le poste d'Aubange), ont également été mis en service en 2022.

La mise en service de tous ces projets a permis d'augmenter les capacités d'échange de la France avec ses voisins : alors qu'elles étaient estimées à 15 GW à l'export et 12 GW à l'import en 2019, les capacités d'échange sont désormais estimées à environ 23 GW à l'export et 19 GW à l'import[10].

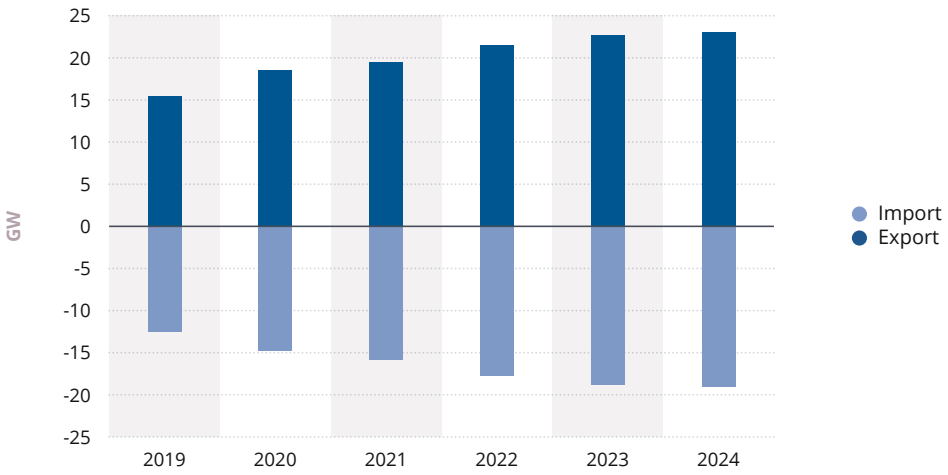


Figure 21 – Évolution des capacités d'échange aux frontières depuis le SDDR 2019

10. De nombreuses évolutions permettent d'augmenter les capacités d'échange entre la France et ses voisins : mise en service de nouvelles infrastructures, renforcement et modernisation d'infrastructures existantes (interconnexion entre la France et la Belgique comme Avelin-Avelgem par exemple ou renforcements de réseaux internes) et évolutions de l'organisation des marchés permettant une utilisation plus optimale des infrastructures (extension du calcul de capacité d'échanges coordonné à douze pays d'Europe de l'ouest et d'Europe centrale).

6.2 LE COÛT DES PROJETS GOLFE DE GASCOGNE ET CELTIC INTERCONNECTOR A ÉTÉ REVU À LA HAUSSE, ET CES PROJETS SONT DÉSORMAIS EN PHASE TRAVAUX

Pour les deux plus gros projets présentés dans le SDDR 2019 (Golfe de Gascogne et Celtic Interconnector), la stratégie reposait sur un séquencement de leur mise en service dans des calendriers distincts.

Le tracé de Golfe de Gascogne a été modifié suite à l'identification d'un effondrement du gouf sous-marin de Capbreton, rendant nécessaire la réalisation d'un contournement terrestre. Une relance de la concertation pour déterminer un nouveau fuseau a été effectuée. Ce contournement a conduit à décaler le projet de trois ans par rapport à ce qui était prévu dans le SDDR 2019. Le projet est en phase travaux et doit entrer en service en 2028. Il permettra d'atteindre un palier de 5 GW de capacités d'interconnexion avec l'Espagne conformément aux orientations gouvernementales.

Le projet Celtic est également en phase travaux. La mise en service est prévue en 2027.

Les coûts des projets ont été actualisés suite à la passation des marchés. Les tensions mondiales sur les marchés des matériels HVDC ont conduit à une hausse des coûts de 460 M€ sur Golfe de Gascogne et 380 M€ sur Celtic entre la signature des contrats (en aout 2022 pour Celtic et janvier 2023 pour Golfe de Gascogne) et les estimations réalisées au moment du SDDR 2019. Les régulateurs ont renégocié le partage des coûts entre GRT sur le financement du projet Golfe de Gascogne.

Les analyses technico-économiques confirment que, malgré l'augmentation des coûts, ces projets conservent une valeur pour la collectivité européenne.

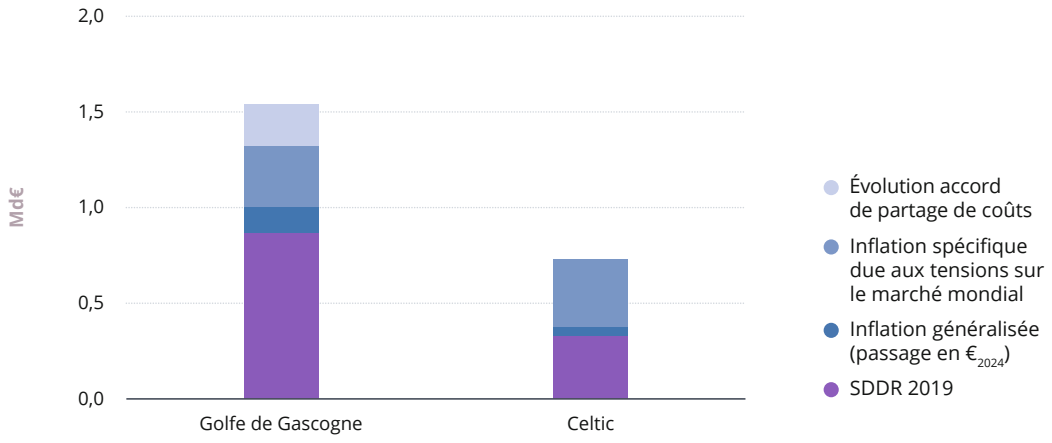


Figure 22 – Évolution des coûts des projets Celtic et Golfe de Gascogne (part RTE)

6.3 RTE A MENÉ DES ÉTUDES APPROFONDIES SUR LES AUTRES PROJETS IDENTIFIÉS DANS LE SDDR 2019

Les projets du paquet 1 avec l'Allemagne (Vigy-Uchtelfangen, Muhlbach-Eichstetten) subissent des retards de deux à trois ans par rapport au calendrier envisagé lors du SDDR 2019. Ces projets n'étaient pas au même stade de maturité (des renforcements internes sur le réseau allemand ont été prioritaires entre 2023 et 2026) et n'ont été inscrits dans le schéma de développement allemand qu'en 2021, étape nécessaire avant qu'ils puissent entrer en réalisation. Leur date de réalisation est incertaine, affichée à 2029, elle dépend largement des GRT allemands.

RTE poursuit les études pour définir les prochaines étapes de sa stratégie sur les autres projets du paquet 2 :

- RTE a travaillé avec Elia afin de lancer le projet Lonny-Achène-Gramme et prévoit une mise en service en 2030 ;
- la stratégie pour d'éventuels projets avec la Suisse est à l'étude mais suppose des travaux sur des ouvrages du côté du réseau interne suisse.

S'agissant des projets hors paquet (projets avec la Grande-Bretagne et projets transpyrénéens avec l'Espagne), le SDDR 2019 ne prévoyait pas de mise en service sur l'horizon 2035 mais que leur intérêt serait à réinterroger, notamment selon les évolutions des mix électriques. Des études ont ainsi été menées. Les analyses d'impact (techniques, économiques, environnementales, etc.) sont détaillées dans le nouveau SDDR.

6.4 L'AUGMENTATION DES CAPACITÉS D'ÉCHANGE A PERMIS UNE HAUSSE DES EXPORTS FAVORABLE POUR LA BALANCE COMMERCIALE DE LA FRANCE

Le développement des capacités d'interconnexion permet d'augmenter les échanges possibles aux frontières françaises. Ces interconnexions et le bon fonctionnement des marchés permettent de favoriser la gestion des risques pour la sécurité d'approvisionnement (comme cela a pu être observé lors de la crise énergétique et l'hiver 2022-2023), ainsi que la balance commerciale du pays.

En particulier, en s'appuyant sur une production d'électricité bas-carbone importante en France (nucléaire et renouvelable), les niveaux d'exportation d'électricité ont été significatifs en particulier en 2024 : le solde net s'est établi à 89 TWh en 2024, ce qui constitue un record (le précédent, datant de 2002, était de 77 TWh).

Il est important de rappeler que les capacités d'échange aux frontières ne sont pas liées uniquement à la capacité technique des conducteurs d'une interconnexion. Les capacités d'échange sont calculées sur la base d'une méthode définie dans un règlement européen et appliquée par chaque GRT au sein de ses frontières. Elles varient tout au long de l'année (en fonction des conditions météorologiques, du programme de production, des maintenances programmées sur les interconnexions et des congestions sur les réseaux internes, etc).

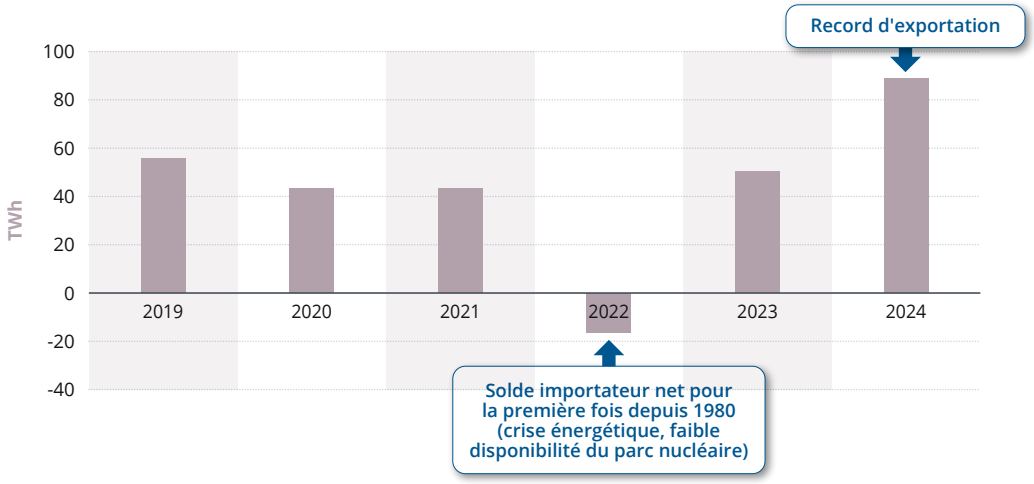


Figure 23 – Solde des échanges commerciaux entre la France et les pays voisins entre 2019 et 2024

À titre d'exemple, au printemps 2024, des travaux de maintenance étaient programmés sur les grands axes du réseau français, ainsi que sur certaines liaisons transfrontalières, comme c'est habituellement le cas du printemps jusqu'au début de l'automne, période à laquelle le réseau est habituellement moins sollicité. La combinaison de ce programme de travaux, du faible niveau de consommation, et de l'importance des exports favorisés par la compétitivité du parc de production bas-carbone de la France, a conduit à réduire temporairement, sur certaines journées et certaines plages horaires, les capacités d'échange du pays avec ses voisins. Ces actions ont permis d'éviter des situations de surcharge du réseau mais n'ont néanmoins pas empêché la France de maintenir un niveau d'export très soutenu et de contribuer de manière significative aux échanges européens.

7. Environnement : les actions pour limiter les incidences environnementales ont été précisées et se mettent en place dans un contexte de croissance des activités sur le réseau

La stratégie de référence du SDDR 2019 s'appuie sur des principes d'optimisation économique et de performance environnementale. Elle a fait l'objet d'une évaluation environnementale stratégique conduite en parallèle de l'élaboration du SDDR et dont le rapport a été publié avec le SDDR.

Par rapport à une stratégie d'investissements moindres et non-optimisés dans le réseau, la stratégie du SDDR 2019 devait contribuer à une baisse significative des émissions de CO_2 du système électrique, à une diminution de l'empreinte visuelle du réseau, à une maîtrise des besoins en ressources minérales, et à l'atteinte de l'objectif de zéro perte nette de biodiversité.

Depuis, les connaissances sur les pressions environnementales exercées non seulement par RTE mais aussi par l'ensemble du système électrique ont progressé. La prise en compte des avis émis et des nouvelles ambitions climatiques et environnementales en Europe a conduit RTE à définir de nouveaux objectifs alignés sur les objectifs de la taxonomie verte européenne.

Émissions de gaz à effet de serre

Entre 2019 et 2023, les émissions du système électrique ont baissé de plus de 4 $Mt_{CO2}eq$. Cela est la conséquence d'un volume de production fossile relativement faible où la place du charbon est désormais anecdotique, d'une progression de la production renouvelable permettant de maintenir la part décarbonée de la production totale d'électricité (malgré la moindre disponibilité du parc nucléaire) et de la baisse de la consommation sur la période.

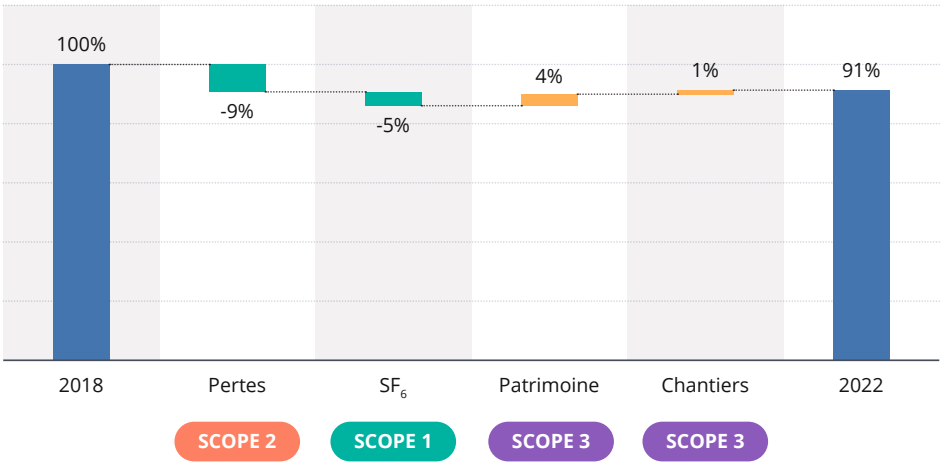
Au périmètre de RTE, comme présenté dans son BEGES[11], les émissions de gaz à effet de serre pour les activités industrielles de RTE ont baissé de 9 % entre 2018 et 2022.

Cette diminution est en premier lieu portée par la baisse des émissions liées aux pertes électriques (du fait de la réduction *a priori* conjoncturelle du volume d'énergie transitée sur le réseau et du facteur d'émission du mix électrique).

Cela résulte aussi des actions mises en place par RTE à la suite du SDDR 2019 pour limiter les émissions de SF_6, qui sont les principales émissions de gaz à effet de serre totalement à sa main, grâce à la nouvelle solution de colmatage des fuites développée par RTE et grâce au plan PSEM (voir partie 2.1). Ces baisses sont contrebalancées par la croissance des investissements (entraînant une augmentation des émissions liées au patrimoine et aux chantiers) nécessaire à la transition énergétique.

Par ailleurs, RTE a publié en 2023 son premier plan de transition pour la période 2023-2026. Il prévoit une poursuite de la réduction des émissions liées au SF_6 et aux activités tertiaires, mais une augmentation des émissions liées à la croissance du patrimoine industriel de RTE.
L'amélioration des connaissances liées à l'empreinte des infrastructures du réseau (en particulier par des analyses de cycle de vie) permet également d'affiner l'évaluation des émissions associées aux différents matériels (lignes aériennes, souterraines, postes aériens, PSEM, postes en mer, etc.). Depuis 2019, une dizaine de nouvelles analyses en cycle de vie ont été réalisées sur les matériels de réseau au sein de RTE.

11. Bilan des émissions des gaz à effet de serre



Scope 1 = émissions de GES directes
Scope 2 = émissions indirectes du système électrique

Scope 3 = les émissions indirectes de l'entreprise, ayant lieu en amont ou en aval dans la chaîne de valeur de l'entreprise

Figure 24 – Évolution des émissions de CO_2

Source : Bilan de gaz à effet de serre 2022 corrigé des activités tertiaires

Empreinte visuelle

La stratégie de référence du SDDR 2019 devait conduire à une baisse progressive de l'empreinte visuelle du réseau principalement portée par la mise en souterrain des infrastructures HTB1 (nouvelles ou renouvelées), et par la dépose d'ouvrages dont le contexte ne justifie plus la présence.

Dans sa délibération, la CRE a remis en cause la proposition d'un recours systématique à la technologie souterraine sur le réseau HTB1 (et les zones rurales du réseau HTB2). RTE s'est dès lors engagé à recourir de manière préférentielle à la technologie souterraine uniquement dans certains cas spécifiques, tels qu'en zones d'habitat regroupé pour la HTB1 et en zones urbaines (en dehors des couloirs existants) pour la HTB2. Cela a été précisé dans le contrat de service public signé en 2022.

En pratique, aujourd'hui :

- le renouvellement des liaisons aériennes se fait principalement en technologie aérienne (85 % en HTB1 et à 95 % en HTB2) ;
- les adaptations se font en majorité en technologie souterraine pour la HTB1 (65 %) et en technologie aérienne pour la HTB2 (70 %) ;
- les raccordements se font essentiellement en technologie souterraine (90 % en HTB1 et HTB2) ;
- 100 à 300 km de liaisons aériennes sont déposés chaque année (hors renouvellement en lieu et place).

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

Ressources minérales

Le SDDR 2019 présentait des besoins croissants de ressources minérales, mais limités notamment par les leviers d'optimisation du développement de réseau intégrés dans la stratégie de référence. En particulier, le dimensionnement optimal a depuis été effectivement mis en œuvre et a permis de limiter le développement du réseau sur la période, et donc de contenir l'utilisation de ressources minérales (voir partie 4.1).

Le rapport identifiait également des opportunités de mettre en place des filières d'écoconception et de tendre vers une stratégie d'économie circulaire en réutilisant les matériaux d'ouvrages déposés.

De premières expérimentations ont été menées notamment en 2022 sur le recyclage des conducteurs en alliage d'aluminium (en partie réalisé à partir de matière recyclée issue de câbles déposés). D'autres tests sur les matériels contenant du cuivre (câbles sous-marins, transformateur) sont envisagés pour poursuivre la démarche d'économie circulaire.

Ces expérimentations permettent, en plus de démontrer la faisabilité technique, d'identifier les enjeux organisationnels, logistiques et économiques pour envisager la mise en place d'une filière industrielle structurée.

Biodiversité

Le SDDR 2019 présentait un objectif de zéro perte nette de biodiversité, sans préciser la déclinaison opérationnelle de cet objectif. La difficulté à quantifier l'atteinte de celui-ci a incité RTE à se concentrer sur la maîtrise des pressions et une meilleure connaissance des impacts de son réseau sur la biodiversité.

Conformément à la réglementation, RTE continue de mettre en œuvre la démarche ERC (éviter, réduire, compenser) pour l'ensemble de ses projets, aussi bien terrestres que marins. RTE poursuit également ses actions afin de mieux mesurer ses impacts sur les milieux terrestres et marins.

Les actions spécifiques pour l'avifaune se poursuivent, à travers l'installation de balises avifaune (environ 50 km/an pour plus de 2500 km de liaisons équipées à fin 2023), et de dispositifs comme les nichoirs ou plateformes pour cigognes sur les pylônes.

À la suite des échanges menés avec le régulateur, la stratégie de gestion des sites sans recours aux produits phytosanitaires (zéro-phyto) a été révisée entre 2019 et 2021. Malgré un retard sur les objectifs fixés dans le SDDR 2019, une nette accélération est engagée depuis 2022 (près de 50 sites aménagés en 2022 et 2023, contre 4 en 2020). À terme, l'ambition de RTE de stopper l'usage de produits phytosanitaires dans tous ses postes perdure. La mise en œuvre de la stratégie zéro-phyto est encadrée afin de respecter un coût surfacique moyen fixé par la CRE et priorise les sites réglementairement contraints, faisant l'objet d'engagements spécifiques ou identifiés comme « vulnérables » vis-à-vis des pollutions des eaux souterraines et de surface.

Enfin, initiés avant le SDDR 2019, RTE déploie progressivement différents aménagements durables de la végétation sous ses lignes électriques : les surfaces traitées ont augmenté de plus de 500 ha, soit une augmentation de près de 50 % entre 2019 et 2023 (via la restauration ou plantation de lisières étagées, la gestion par pâturage ou par fauche, la restauration de milieux ouverts, etc.).

Postérieurement au SDDR 2019, RTE s'est fixé comme objectif d'ici 2029 d'arrêter du 15 mars au 15 août les travaux de gyrobroyage sur tout le territoire et tous les types de travaux d'entretien de la végétation dans les zones sensibles pour la biodiversité, afin de préserver les périodes propices à la nidification et à la reproduction des oiseaux. Les solutions envisagées pour atteindre cet objectif seront présentées dans le prochain SDDR.

RTE Réseau de transport d'électricité, Société anonyme à Directoire et Conseil de surveillance au capital de 2132285690 € - RCS Nanterre 444 619 258 - Mise en page : Good Eye'D - © Fotolia : sharpnose - Impression sur papiers issus de forêts gérées durablement.

Le réseau
de transport
d'électricité

RTE
Immeuble WINDOW - 7C Place du Dôme,
92073 PARIS LA DEFENSE CEDEX
www.rte-france.com

IMPRIM'VERT