Le réseau de transport d'électricité

ENEDIS
L'ELECTRICITE EN RESEAU

Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables Bretagne

Etat technique et financier

de la mise en œuvre du schéma à fin 2024

Version finalisée
du 1er juillet 2025

SOMMAIRE

Sommaire **2**

Préambule **10**

Evolution de la production EnR **11**

Aménagements du schéma **14**

Cartographie des travaux **16**

Avancement des travaux **18**

Etat financier du schéma **19**

Conclusion **21**

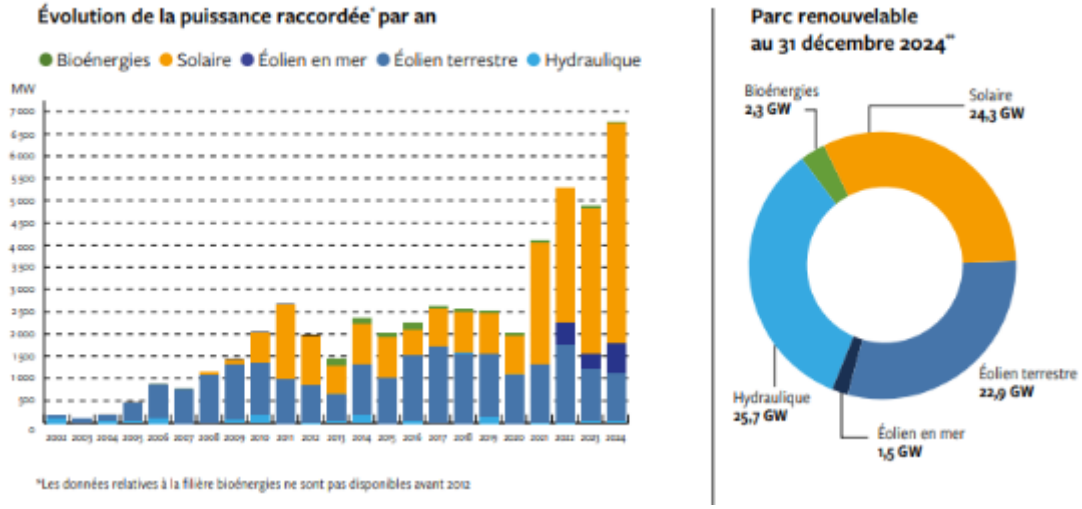
Annexes et clés de lecture **22**

Accélérer la transition énergétique : un impératif collectif, une mobilisation en actes

En 2024, la dynamique de raccordement des énergies renouvelables (EnR) a franchi un cap historique, avec un volume record de 5 900 MW nouvellement raccordés, reflet d'un engagement collectif croissant en faveur de la transition énergétique. Cette croissance de 9,3 % par rapport à 2023 est majoritairement raccordée sur le RPD et principalement portée par le dynamisme des installations photovoltaïques, qui représentent 4 700 MW, dont 3 GW de projets raccordés en basse tension.

Ce mouvement s'inscrit dans la trajectoire définie par l'État pour faire du mix énergétique français un levier de souveraineté, de compétitivité et de résilience face aux défis climatiques.

La France dispose désormais d'un parc de production EnR de plus de 76 000 MW, incluant l'ensemble des filières renouvelables, dont les trois premiers parcs éoliens en mer. Le parc hydraulique représente environ le tiers de la capacité installée, alors que les installations éoliennes et photovoltaïques représentent environ 63% du parc[1].



Evolution annuelle des volumes d'EnR raccordés (en MW)

Un changement d'échelle soutenu par une stratégie industrielle et territoriale structurante

La transition énergétique ne peut réussir qu'à condition d'être accompagnée par une transformation profonde des infrastructures de réseau. Les plans stratégiques portés par RTE et Enedis — respectivement à travers le Schéma Décennal de Développement du Réseau (SDDR) et le Plan de Développement des Réseaux — traduisent cette ambition en cohérence avec les ambitions de l'Etat en matière d'évolution du mix énergétique. Leur mise en œuvre repose sur trois piliers :

- La construction ciblée de nouveaux ouvrages dans toutes les régions, couplée à l'optimisation du réseau existant ;
- La priorisation des investissements au regard des besoins réels d'accueil d'EnR, en veillant à optimiser le bénéfice pour la collectivité ;
- Une coordination renforcée avec les producteurs, rendue possible par une information transparente sur la mise à disposition des capacités d'accueil et les délais de travaux associés.

En anticipation de la mise en œuvre de ces plans stratégiques de développement et renforcement des réseaux publics, Enedis et RTE ont collaboré afin de définir un ordonnancement des projets d'infrastructures nécessaires à l'augmentation des capacités d'accueil. Cet ordonnancement constitue une réponse concrète à l'impératif de rapidité, de coût maîtrisé, et de lisibilité dans les parcours de raccordement.

Afin d'assurer la transparence sur cette démarche et d'offrir de la visibilité sur la mise à disposition de capacités d'accueil sur le réseau, des cartographies des travaux indiquant les dates de mises en service des ouvrages et la capacité d'accueil dégagées pour les énergies renouvelables sont mises à la disposition des parties prenantes sur le site de RTE. Ces cartographies régionales seront actualisées régulièrement et devraient permettre aux porteurs de projets d'affiner leur stratégie de développement.

Le nouveau cadre réglementaire : un levier de transformation à structurer

Le décret du 21 juillet 2024, issu de la loi APER, redéfinit le pilotage des S3REnR (Schémas Régionaux de Raccordement aux EnR). Il introduit une logique de planification évolutive, ancrée dans la réalité des territoires et adaptée aux nouveaux enjeux industriels.

Les principales avancées sont :

- **La mise en place d'une plateforme d'échange numérique** permettant une prise en compte plus fine des prévisions d'installations de production d'électricité pour l'élaboration des nouveaux schémas.
- **Des délais raccourcis pour les révisions** des schémas, en cohérence avec les rythmes de développement des projets.
- **Un horizon de planification des schémas plus long,** de 10 à 15 ans, permettant de mieux dessiner les ouvrages de réseaux à prévoir.
- **La création d'ouvrages prioritaires**, destinés à anticiper les dynamiques de projets avérés et éviter les effets de projets à long développement très incertains bloquants.
- **L'introduction de "réservoirs de travaux"** : dispositifs permettant de répondre aux demandes nouvelles de raccordement qui n'auraient pas été anticipées dans la révision d'un schéma.
- **Une concertation renforcée** avec les collectivités et acteurs de l'aménagement du territoire, pour une planification qui croise ambitions énergétiques et développement local.

Ce cadre pose les bases d'un pilotage plus agile, à condition qu'il soit porté par un dialogue stratégique permanent entre l'État, les gestionnaires de réseaux, les producteurs et les collectivités.

En complément de l'évolution du cadre réglementaire, un cycle de concertation avec les parties prenantes s'est engagé afin de décliner les dispositions du nouveau décret dans les Documentations Techniques des Réseaux (DTR) des gestionnaires de réseau. Ce cycle d'échanges doit notamment permettre de renforcer la cohérence entre les cibles locales de production à raccorder à l'horizon 2035 et les objectifs fixés au niveau national. Il doit également préciser la mise en place des dispositifs qui rendront la planification plus rapide et plus efficiente pour accélérer les raccordements de production, en particulier dans les zones à forte dynamique. Cette planification doit notamment s'appuyer (i) sur la définition de zones d'accélération et (ii) sur l'identification d'ouvrages prioritaires.

Par ailleurs, la circulaire « Ferracci » signée par le ministre de l'Industrie et de l'Énergie le 21 mars 2025, révisant la circulaire dite « Fontaine », a été élaborée sous l'égide de la DGEC. Son objectif principal est de simplifier et d'accélérer le processus de concertation à l'amont des travaux d'infrastructures publiques de transport et de distribution d'électricité, en particulier dans le cadre du développement des énergies renouvelables (EnR).

Dans l'attente, les dernières adaptations de schémas permettant l'émission d'offres de raccordement

Pour répondre rapidement à la dynamique croissante des projets d'énergies renouvelables terrestres, les gestionnaires de réseau ont pris des mesures proactives en notifiant les dernières adaptations avant l'entrée en vigueur du nouveau cadre de réalisation des S3REnR. En 2024, une seule adaptation du schéma Occitanie a été notifiée, permettant de libérer un volume de capacités réservées supplémentaires de 1 230 MW. Trois adaptations ont également été notifiées depuis début 2025 sur les schémas Centre-Val de Loire, Grand Est, et Haute Normandie. L'échec de l'adaptation envisagée dans la région Bourgogne-Franche-Comté a par ailleurs été acté, du fait du non-respect des critères de l'adaptation induit par l'ampleur des travaux nécessaires : le processus de révision dans le nouveau cadre a donc été lancé au plus tôt.

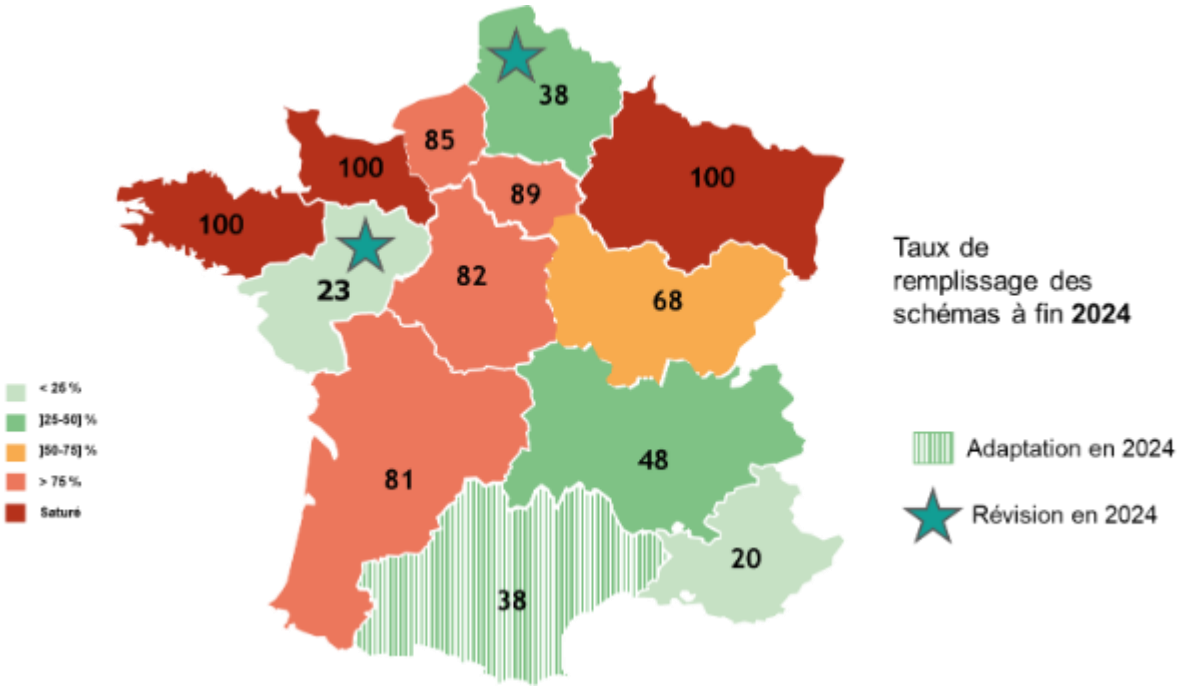
Adaptations de schémas réalisées et en cours à fin 2024

Les nouvelles dispositions de la loi APER ne prévoient plus la possibilité d'adaptation de schémas aux bénéfices des nouveaux mécanismes décrits supra. En particulier, une nouvelle flexibilité (mobilisation d'un réservoir de travaux prédéfinis) viendra compléter les transferts de capacité réservée et de travaux, pour continuer d'émettre des offres de raccordement entre deux processus de révisions.

Un nouveau cycle de révision des S3REnR bénéficiant des avancées de la loi APER est lancé.

A fin 2024, 66% de la capacité d'accueil des réseaux réservée aux projets EnR est affectée à des projets en cours de développement. Ce taux de réservation des capacités des schémas est en forte augmentation par rapport à celui observé fin 2023 (45%) compte-tenu en particulier de la forte dynamique des raccordements de PV BT, malgré la révision ou l'adaptation de trois schémas en 2024. Ainsi, l'entrée en vigueur des schémas Hauts-de-France et Pays de la Loire début 2024 ont permis la

création de près de 10,5 GW supplémentaires de capacités réservées. Le schéma Bretagne, en cours de révision, devrait entrer en vigueur au 2nd trimestre 2025.



L'entrée en vigueur du décret de juillet 2024 fixant les nouvelles dispositions relatives aux modalités d'évolution d'un S3REnR, permet l'ouverture d'un cycle de révisions de l'ensemble des schémas. Ce décret, fruit d'un long processus législatif et de discussions intenses, impose le lancement des révisions avant fin janvier 2026 et leur achèvement dans un délai d'environ deux ans, soit entre début 2027 et début 2028. Les gestionnaires de réseau ont donc débuté les travaux de révision, en étroite coopération avec les services déconcentrés de l'Etat, les collectivités, les producteurs et les autres parties prenantes. Ce processus de révision se déroule en cohérence avec la dynamique de raccordement constatée, les capacités encore disponibles et les trajectoires de développement des EnR voulues par l'Etat. Cette trajectoire concerne des projets de moyenne et grande puissance mais aussi de nombreux projets raccordés en basse tension - la « production diffuse » - qui s'inscrivent dans une dynamique très forte, dans certaines régions. Ainsi, les gestionnaires de réseau sont invités, lors des révisions, à fournir une vision indicative du développement de cette production diffuse.

A ce jour, trois révisions de schémas (Bourgogne-Franche-Comté, Nouvelle Aquitaine et Centre Val de Loire) ont officiellement été lancées. Les étapes préparatoires au lancement des révisions ont par ailleurs été entamés pour plusieurs autres schémas, à savoir la phase de collecte des prévisions d'installation de production et également celles de construction des scénarios pilotées par les DREAL.

Optimisation du raccordement des projets de petite puissance dans les zones saturées

Les gestionnaires de réseaux mettent en œuvre des stratégies pour accélérer le raccordement des projets de petite puissance, même dans les zones à forte saturation. En 2024, la dynamique de raccordement des projets photovoltaïques diffus reste robuste, y compris dans les zones rurales où la capacité d'accueil supplémentaire ne sera disponible qu'après des travaux significatifs. Les initiatives lancées par RTE et Enedis depuis 2022 pour proposer des solutions de raccordement anticipé ont permis de traiter plus de 4 000 demandes, grâce à des propositions bien accueillies par les parties prenantes.

Cependant, cette dynamique intense révèle des contraintes localisées sur un nombre croissant de postes sources depuis la fin de l'été 2024. Pour répondre à ces défis, les gestionnaires de réseaux intensifient leurs efforts pour optimiser le raccordement des installations, notamment dans les milieux agricoles. En l'absence de pilotabilité des installations photovoltaïques de faible puissance à date, RTE et certains gestionnaires de réseaux explorent des leviers supplémentaires, tels que l'appel à des flexibilités additionnelles.

Les prochaines révisions des schémas S3REnR devront intégrer de manière adéquate le volume de production diffuse, en tenant compte des évolutions des modalités de soutien aux installations photovoltaïques, notamment en raison de la modification du tarif « S21 ». Ces ajustements visent à aligner la taille des installations au bénéfice des projets de puissances plus élevées, pour se conformer aux objectifs de développement à moyen terme du gouvernement.

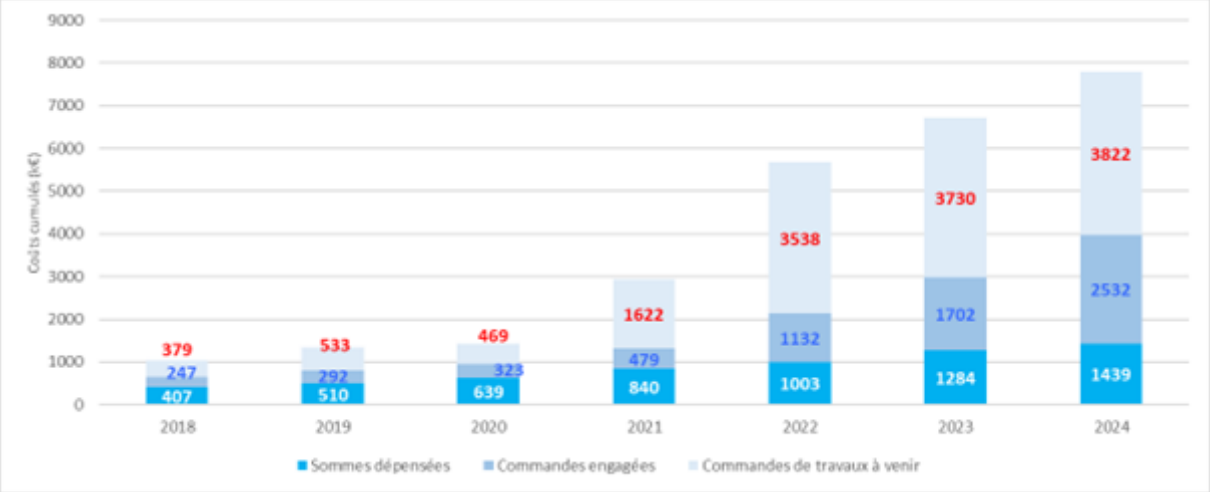
Mise en œuvre de solutions flexibles pour un raccordement rapide et économique

Pour accélérer les raccordements de production d'énergies renouvelables tout en minimisant les coûts pour la collectivité, les gestionnaires de réseaux adoptent massivement des solutions flexibles, telles que les automates d'écrêtements. Ces dispositifs, déployés par RTE, repoussent les limites d'utilisation du réseau existant et optimisent son dimensionnement.
Enedis a lancé une expérimentation d'écrêtements dans les départements des Landes et de la Somme, augmentant ainsi la capacité d'accueil des postes sources d'environ 200 MW dans le cadre du projet Reflex. Des projets en développement bénéficient déjà de ces nouvelles capacités. Enedis prévoit une généralisation progressive de ce principe, avec une première phase de déploiement de Reflex sur une centaine de transformateurs entre 2025 et 2027, suivie d'une généralisation à partir de 2028 grâce aux outils et méthodes industrielles développées.

Des investissements en hausse continue pour adapter l'infrastructure à la dynamique des EnR

En 2024, les demandes de raccordement ont continué de croître fortement par rapport aux années précédentes. La prédominance des projets photovoltaïques (PV) reste notable, en raison de leur meilleure acceptabilité par rapport aux autres filières, notamment en termes d'insertion paysagère et d'appropriation par les habitants, surtout pour les nombreux projets de faible puissance. Les puissances unitaires varient considérablement selon les projets, avec un dynamisme accru des installations de puissance modérée, tandis que les demandes de raccordement de plusieurs centaines de MW se poursuivent.

Cette dynamique entraîne une augmentation des volumes d'investissement pour développer les ouvrages prévus dans les schémas S3REnR révisés. Ces investissements sont réalisés en adéquation avec les dynamiques de croissance locale et sont conjointement ordonnancés pour piloter l'effort industriel de mise à disposition de capacités de manière efficace.



Evolution des investissements cumulés pour les créations et les renforcements à fin 2024

La forte croissance des commandes engagées depuis 2022 se poursuit, illustrant l'accélération du financement des ouvrages inclus dans les schémas par les gestionnaires de réseau et les producteurs. De plus, l'évolution des commandes de travaux à venir met en évidence les enjeux d'investissement auxquels les gestionnaires de réseaux doivent faire face pour accueillir les EnR.

Les gestionnaires des réseaux font évoluer leur stratégie d'approvisionnement pour garantir des solutions d'infrastructure au meilleur coût avec des délais maitrisés, dans un contexte international tendu.

Dans un contexte international marqué par une compétition accrue, les gestionnaires de réseaux adaptent leur stratégie d'approvisionnement pour garantir des solutions d'infrastructure au meilleur coût et avec des délais maîtrisés.
Cette adaptation repose, pour RTE sur une organisation industrielle développée pour RTE dans le cadre du SDDR elle consiste à modifier la stratégie d'approvisionnement de l'entreprise dans le but de reconstituer les capacités de production de la filière, de permettre le passage à l'échelle, et d'assurer la

maîtrise de composants clés de la chaîne de valeur en Europe en général et en France en particulier, tout en contenant les prix.
Les gestionnaires de réseaux se concentrent sur plusieurs axes stratégiques :

1. **Sécurisation des approvisionnements** : En planifiant, massifiant et standardisant les matériels, ils assurent une disponibilité continue des ressources nécessaires.
2. **Visibilité accrue pour les fournisseurs** : En s'engageant sur des volumes plus importants et des durées de contrats prolongées (jusqu'à 8 à 10 ans, contre 3 à 5 ans habituellement), ils offrent une stabilité et une prévisibilité aux partenaires commerciaux.
3. **Anticipation des commandes** : Pour garantir la mise en œuvre de leurs engagements, ils anticipent une partie de leurs commandes.
4. **L'industrialisation des travaux :** la mise en œuvre de solution standards, de type bâtiment industriel pré équipé en matériel, appelées « postes source express », permet à Enedis de construire plus rapidement les postes sources pour répondre aux demandes de raccordement des producteurs.

En outre, les gestionnaires de réseaux appliquent largement le principe de **dimensionnement durable** des liaisons de raccordement des postes sources. Cette approche consiste à prévoir un dimensionnement supérieur aux besoins de court terme, évitant ainsi des travaux successifs et les incertitudes associées, tout en optimisant l'efficacité économique.
Cette stratégie industrielle, visant à optimiser les coûts et les délais de mise en service des infrastructures, est mise en œuvre par l'ordonnancement des ouvrages et suit la dynamique de raccordement dans les territoires.

PREAMBULE

Le S3REnR Bretagne est entré en vigueur le 7 août 2015. Après deux adaptations successives en 2022, ce schéma a mis à disposition des projets de production EnR une capacité d'accueil de 1683 MW. La quote-part globale s'élève à 20.14 k€/MW (valeur actualisée au 01/02/2025). Les montants d'investissements de l'état initial et du schéma sont détaillés ci-dessous.

Investissements du schéma :

- Créations financées par la quote-part payée par les producteurs : 34.9 M€ dont 23.2 M€ GRD
- Renforcements financés par le TURPE : 14.5 M€ dont 14.5 M€ GRD

Autres investissements des gestionnaires de réseau, contribuant à l'accueil des EnR (Etat initial) : 167.7 M€

Le présent document a pour objet d'établir un état technique et financier de la mise en œuvre de ce S3REnR à la date du 31 décembre 2024 (année N-1), conformément à l'article D321-21-1 du code de l'énergie.

Une synthèse nationale des états techniques et financiers sur la même année est mise à disposition sur le site de RTE. Pour mémoire, le précédent état technique et financier annuel à fin 2023 est disponible sur le site Internet de RTE. Cet état technique et financier a été élaboré conjointement avec ENEDIS, présenté à la DREAL Bretagne et publié sur le site internet de RTE. Il a également été annexé au bilan d'exécution du programme d'investissement adressé à la CRE. Les gestionnaires de réseau ont établi cet état en cohérence avec les chiffres du panorama des EnR publié par ailleurs. Le S3REnR, la cartographie associée, le rapport de concertation et le présent état technique et financier annuel sont disponibles sur le site internet de RTE à l'adresse : https://www.rte-france.com/projets/s3renr.

EVOLUTION DE LA PRODUCTION ENR

Dynamique de raccordement EnR

298 MW d'installations EnR raccordées en 2024

Le parc de production d'énergies renouvelables en service atteint 2507 MW (+13 % par rapport à 2023). Le volume des projets en développement atteint 1127 MW (+39 % par rapport à 2023).

Bilan de la production (en MW)

Etat d'avancement	Gestionnaire	2023	2024
En service	RTE	325	325
En service	ENEDIS	1884	2182
En service	ELD	0	0
En développement	RTE	0	93
En développement	ENEDIS	810*	1034
En développement	ELD	0	0

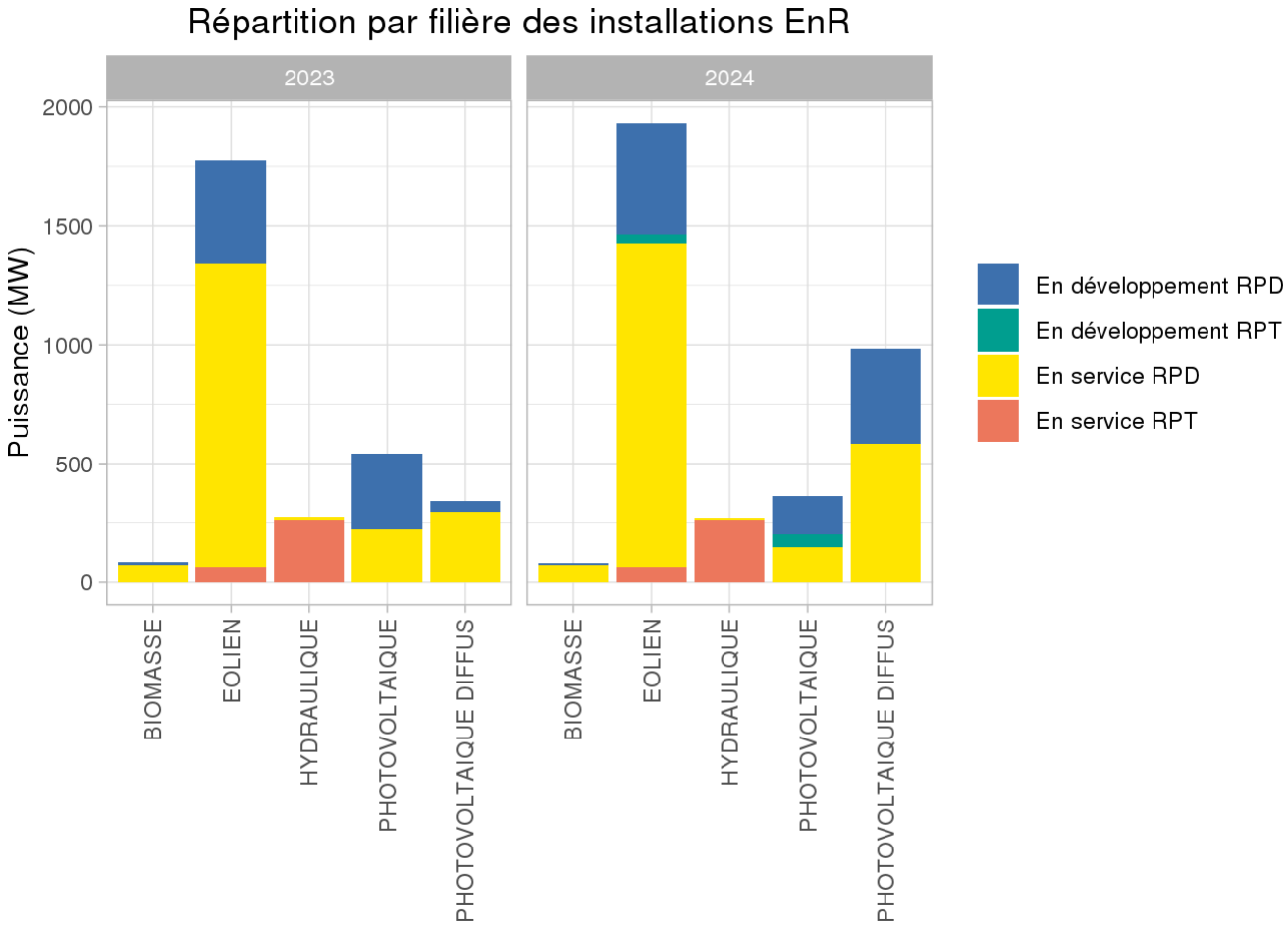
*Donnée retraitée après la publication des ETF 2023

87 MW de production éolienne raccordée en 2024

La dynamique annuelle de raccordement de la production éolienne est de +7 %. Le volume total de projets éoliens en service et en développement affiche 1932 MW à fin 2024 (+9 % par rapport à 2023).

213 MW de production photovoltaïque raccordée en 2024

La dynamique annuelle de raccordement de la production photovoltaïque est de +41 %. Le volume total de projets photovoltaïques en service et en développement affiche 1346 MW à fin 2024 (+53 % par rapport à 2023).



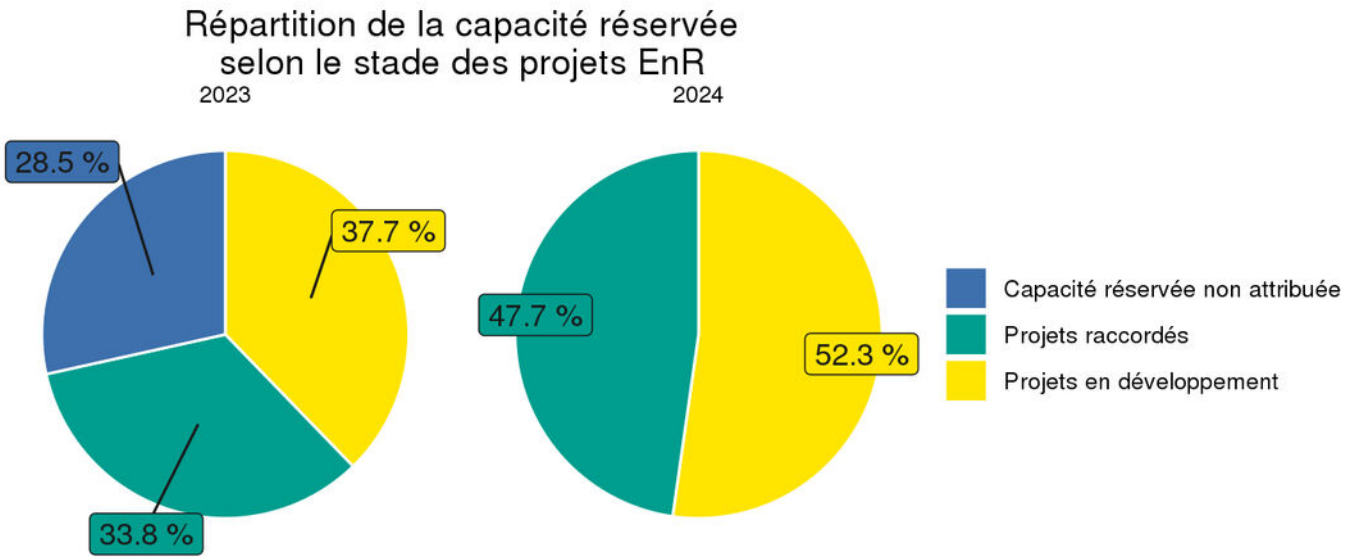
Entre 2023 et 2024, le seuil utilisé pour représenter le photovoltaïque diffus dans le graphe ci-dessus est passé de 100 kVA à 250 kVA. La chute du volume de projets photovoltaïques et la hausse du volume de projets photovoltaïques diffus résultent uniquement d'un changement de catégorie des projets.

Affectation des capacités réservées

479 MW de capacités réservées attribuées en 2024

Les graphiques ci-dessous présentent l'évolution de l'affectation des capacités réservées du S3REnR aux installations de production d'énergies renouvelables à fin 2024 et fin 2023, hors installations de production diffuse de puissance inférieure au seuil en vigueur au moment de leur entrée en file d'attente (0 kVA, 36 kVA ou 100 kVA), et hors appel d'offres éolien posé en mer.

L'intégralité des capacités réservées du S3REnR sont consommées depuis le 28 mai 2024. Les demandes de raccordement continuent d'être instruites en anticipation du schéma révisé en application du régime de saturation jusqu'à l'entrée en vigueur du prochain S3RENR dans la limite des capacités techniques disponibles avec les travaux du schéma en application



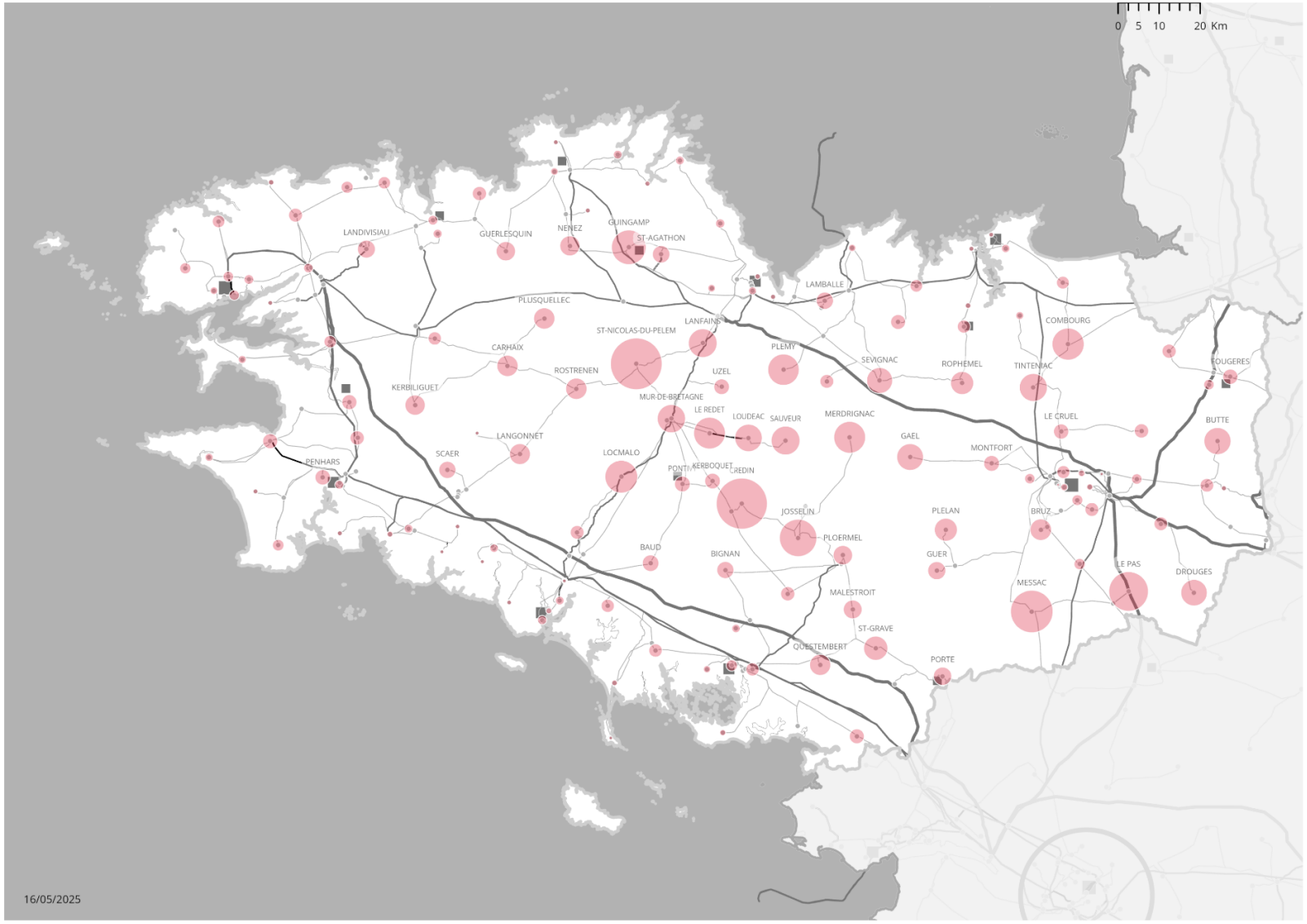
100 % de la capacité du schéma allouée à fin 2024

Depuis la publication du S3REnR Bretagne, 1683MW dont 48 % ont été mis en service. Les capacités réservées de chacun des postes du S3REnR sont disponibles en annexe 5. Les capacités d'accueil du schéma sont mises à jour régulièrement sur le site internet Caparéseau.fr.

La localisation des capacités réservées attribuées est représentée sur la carte ci-dessous.

BRETAGNE
Capacité de la région

Le réseau de transport d'électricité



Capacité réservée (MW)

CR Restante — CR Attribuée

85
40
5

Réseau électrique

- 63 - 90 - 150 kV
- 225 kV
- 400 kV
- Courant continu

Type d'ouvrage

- Poste
- Ligne

Administratif

- Agglomérations

Sources: RTE (Patrimoine), IGN - Admin Express 2025 (Limites Administratives et Agglomérations)

Conception et réalisation: Centre National d'Expertise du Réseau (CNER)
Contact: rte-cner-cartographies@rte-france.com

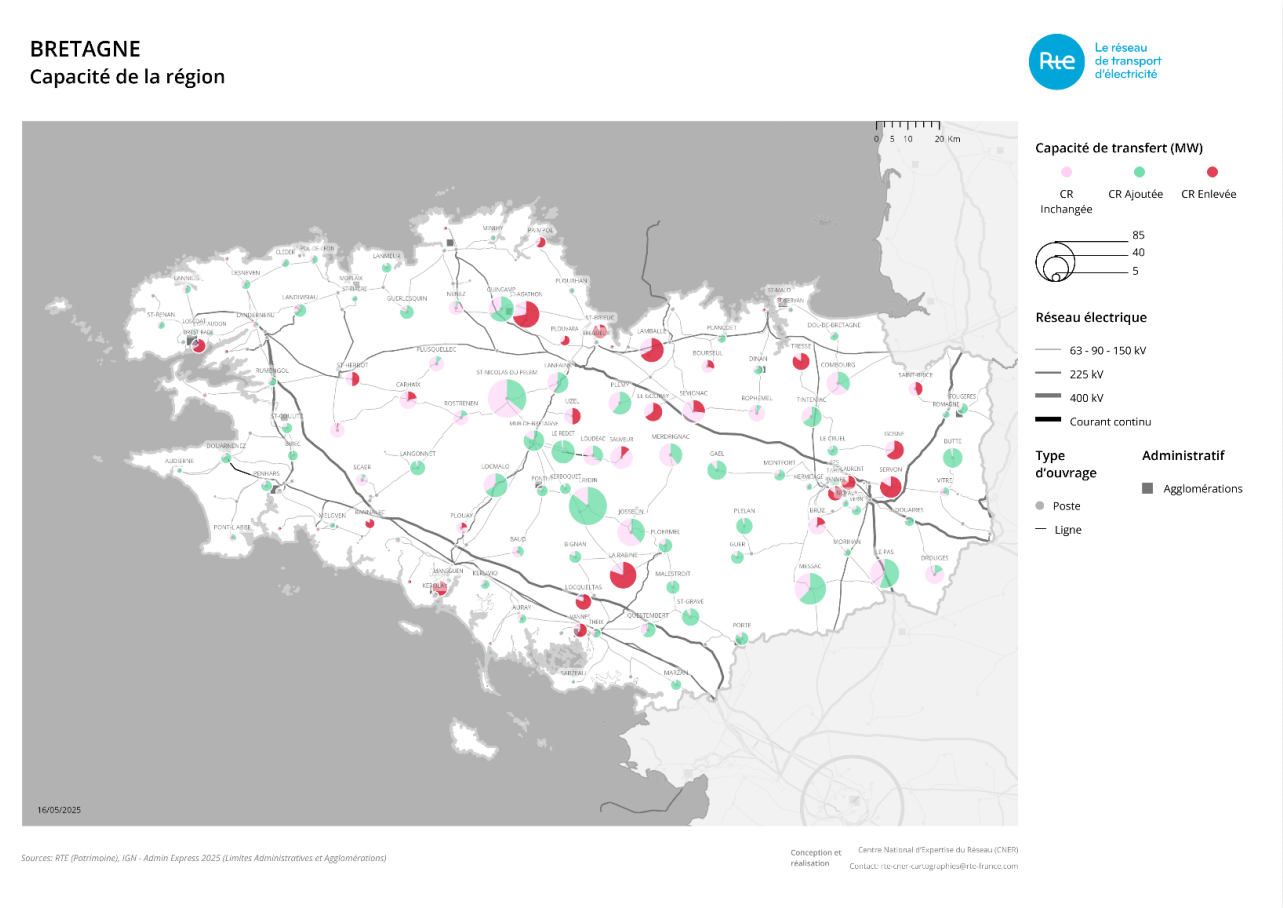
AMENAGEMENTS DU SCHEMA

Afin de prendre en compte les besoins des producteurs pour la localisation et le volume de leurs projets d'installations EnR, le S3REnR Bretagne a fait l'objet de transferts de capacité réservée sur l'année 2024.

408 MW ont été transférés en 2024

Ce volume représente 171 transferts.

La liste complète des transferts et, le cas échéant, des travaux ajoutés et modifiés figure en annexe 2.



CARTOGRAPHIE DES TRAVAUX

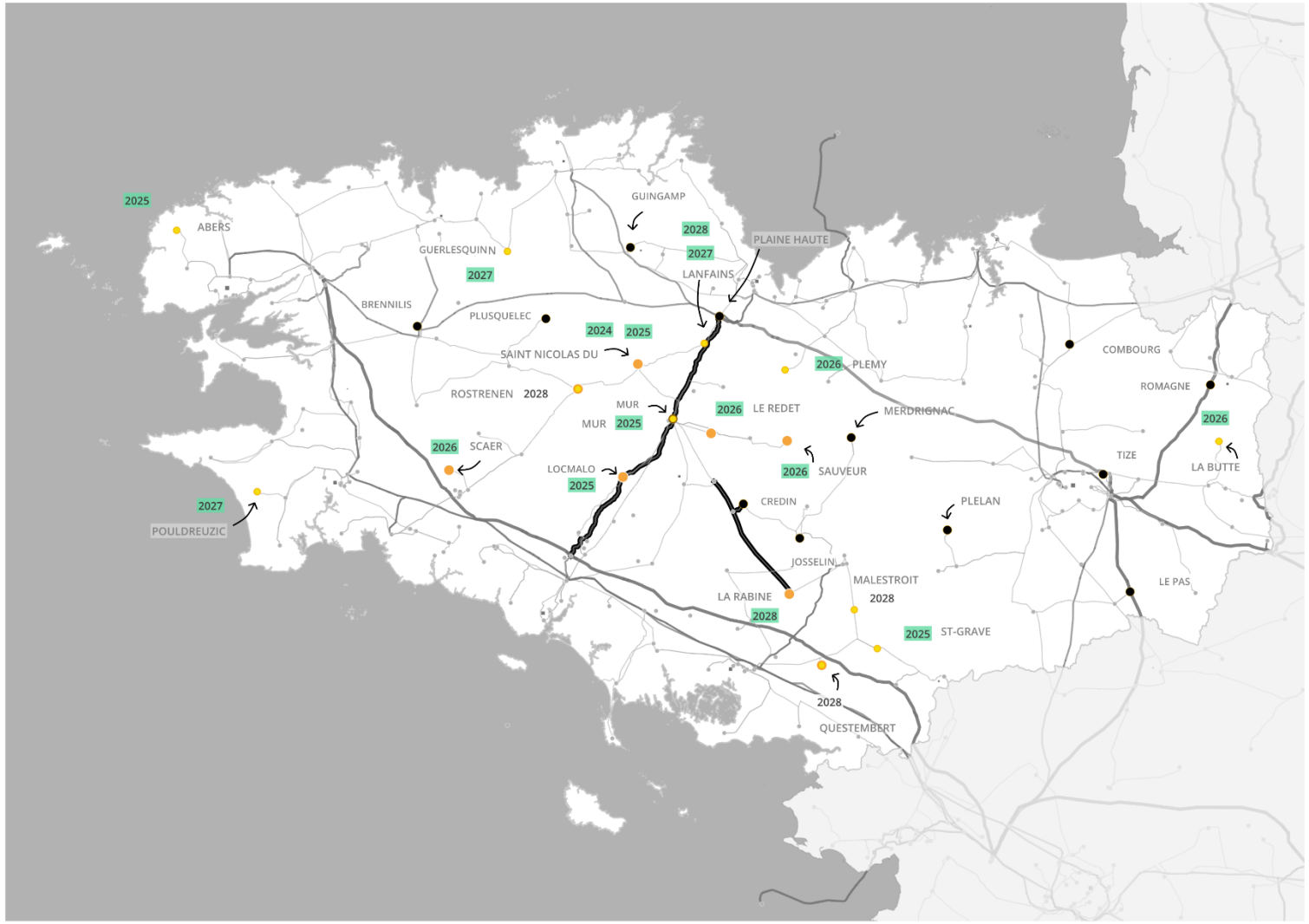
La cartographie ci-après représente les ouvrages renforcés ou créés inscrits au S3REnR avec leur date de mise en service prévisionnelle. Les ouvrages de l'état initial du S3REnR et le réseau existant sont présents sur la carte (fond de carte). Seuls les ouvrages inscrits au schéma sont détaillés.

A noter que les dates de mises en service prévisionnelles pourront évoluer en fonction de la dynamique de développement des EnR.

BRETAGNE

Calendrier prévisionnel de mise en oeuvre des projets de travaux prévus au S3REnR

Le réseau de transport d'électricité



Investissements et adaptation

- Renforcement de poste - Implantation connue
- Création de transformateur ou création de poste avec implantation certaine
- Liaison mise en service
- Postes mis en service

Date de mise en service prévisionnelle

- 20XX — Projet déclenché
- 20XX — Projet non déclenché (Date indicative)

Réseau électrique

- 63 - 90 - 150 kV
- 225 kV
- 400 kV

Type d'ouvrage

- Poste
- Ligne

Administratif

- Agglomérations

Sources: RTE (Patrimoine), IGN - Admin Express 2025 (Limites Administratives et Agglomérations)

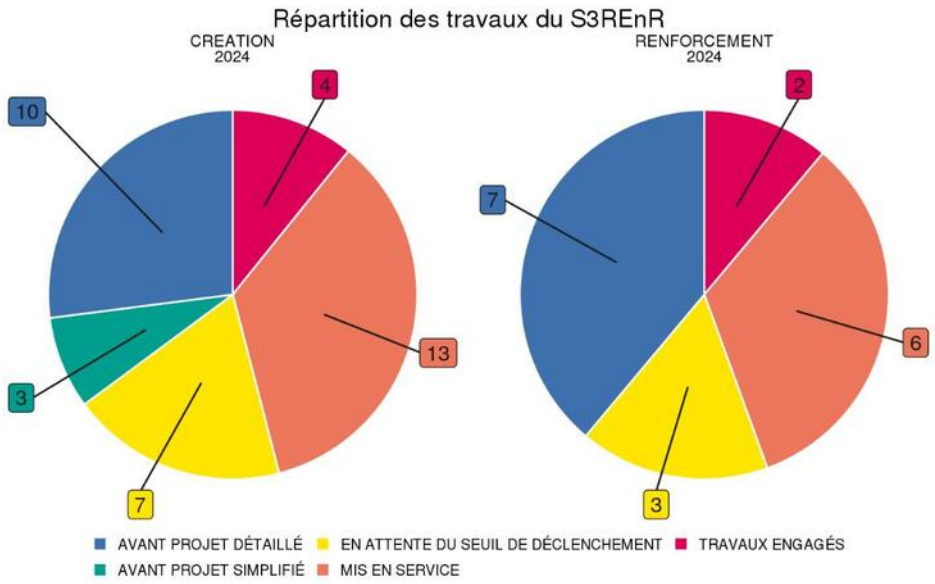
Les informations publiées sont mises à disposition à titre indicatif. Elles ne sont pas engageantes pour les gestionnaires de réseau, notamment dans le cadre des études et relations contractuelles relatives au raccordement. Les gestionnaires de réseau ne pourront être tenus responsables de l'interprétation ou de l'usage qui pourraient être faits de ces informations.

Conception et réalisation
Centre National d'Expertise du Réseau (CNER)
Contact: rte-cner-cartographies@rte-france.com

AVANCEMENT DES TRAVAUX

26 % des ouvrages de création sont en service

En complément, à fin 2024 81 % des ouvrages de création inscrits au schéma ont atteint le seuil de déclenchement de leurs travaux, et 83 % des ouvrages de renforcement.

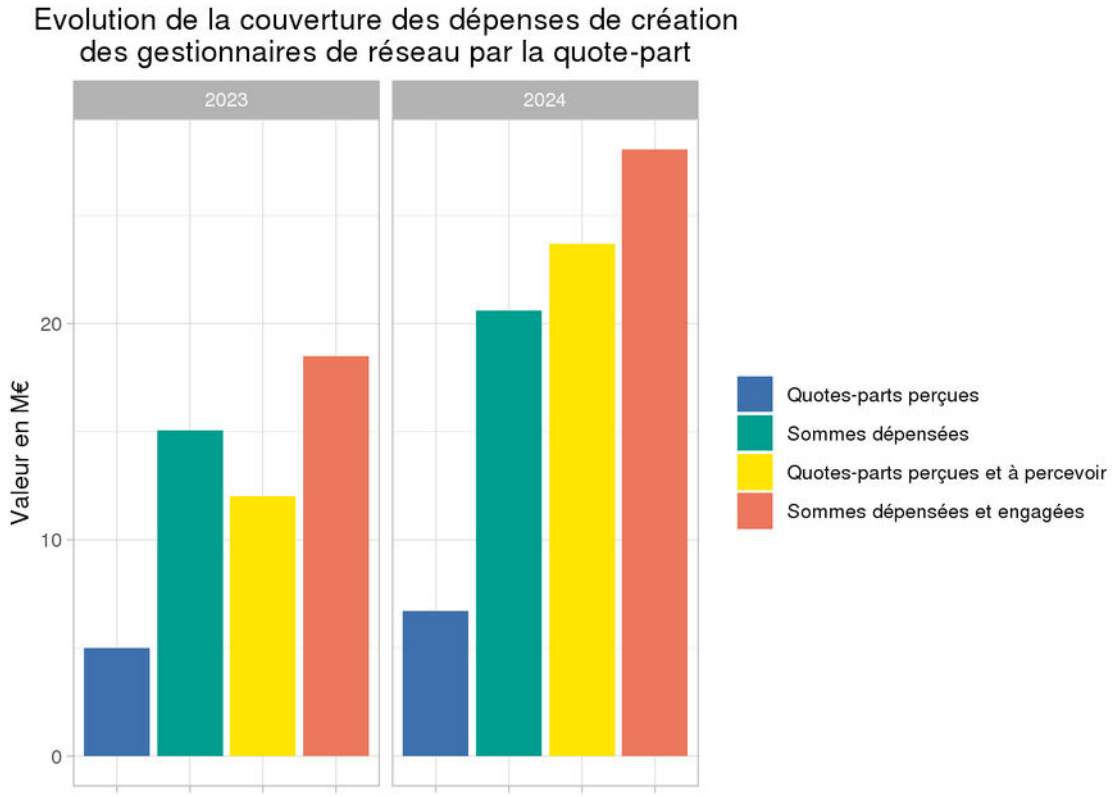


La liste détaillée des travaux de création et de renforcement du schéma ainsi que leur avancement, l'état du seuil de déclenchement, le seuil d'engagement, et leurs coûts figurent en annexe 2. Les différents stades d'avancement des projets inscrits au schéma sont détaillés en annexe 3.

ETAT FINANCIER DU SCHEMA

6.7 M€ de quote-part versée par les producteurs et 20.6 M€ dépensés pour les travaux de création à fin 2024

Le montant de quote-part versé par les producteurs représente 33 % des sommes dépensées par les gestionnaires de réseau pour les créations à fin 2024. Ces recettes de quote-part sont à mettre en regard des éléments de dépense des gestionnaires de réseau qui s'étalent sur la durée des schémas représentés sur le graphique ci-dessous.

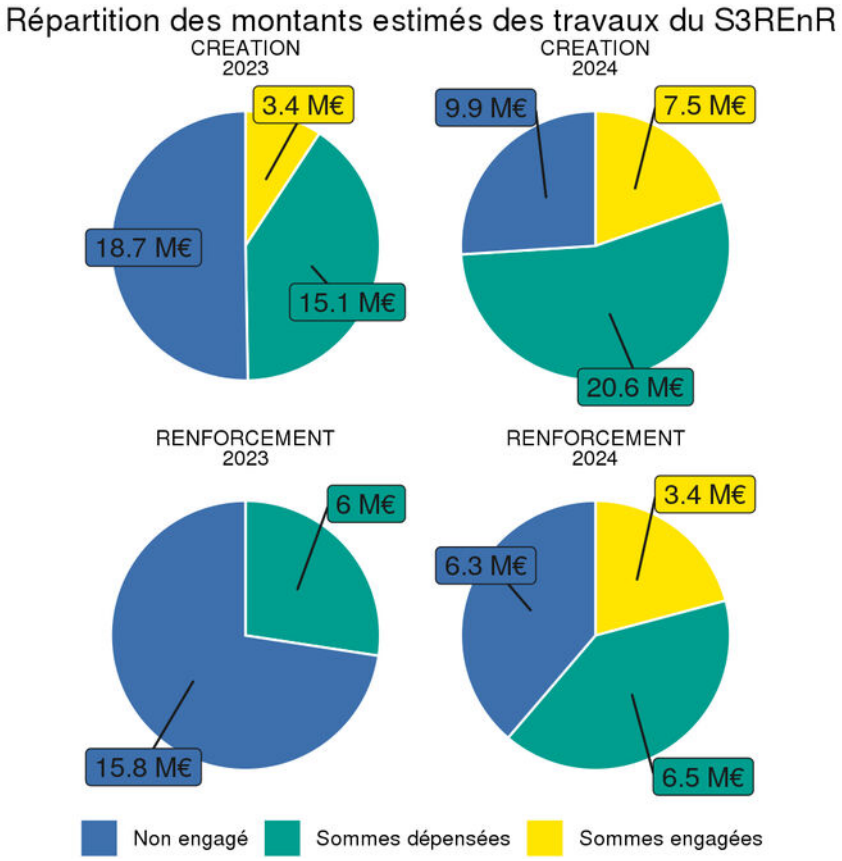


9.6 M€ (28 % du coût prévisionnel des travaux de création)

Il s'agit du montant qui serait perçu par les gestionnaires de réseau si les installations de production diffuse étaient soumises au paiement de la quote-part du S3REnR. Ces installations sont exonérées du paiement de la quote-part, mais sont comprises dans la capacité réservée du schéma (au dénominateur du calcul de la quote-part unitaire). Par conséquent, une partie du coût prévisionnel des investissements de création du S3REnR n'est pas financée au titre de la quote-part versée par les producteurs EnR, mais supportée par les gestionnaires de réseau, via le TURPE. Sur le schéma Bretagne 606 MW de production diffuse en service et en développement depuis l'approbation du S3REnR sont recensés à fin 2024.

27.2 M€ dépensés par les gestionnaires de réseau

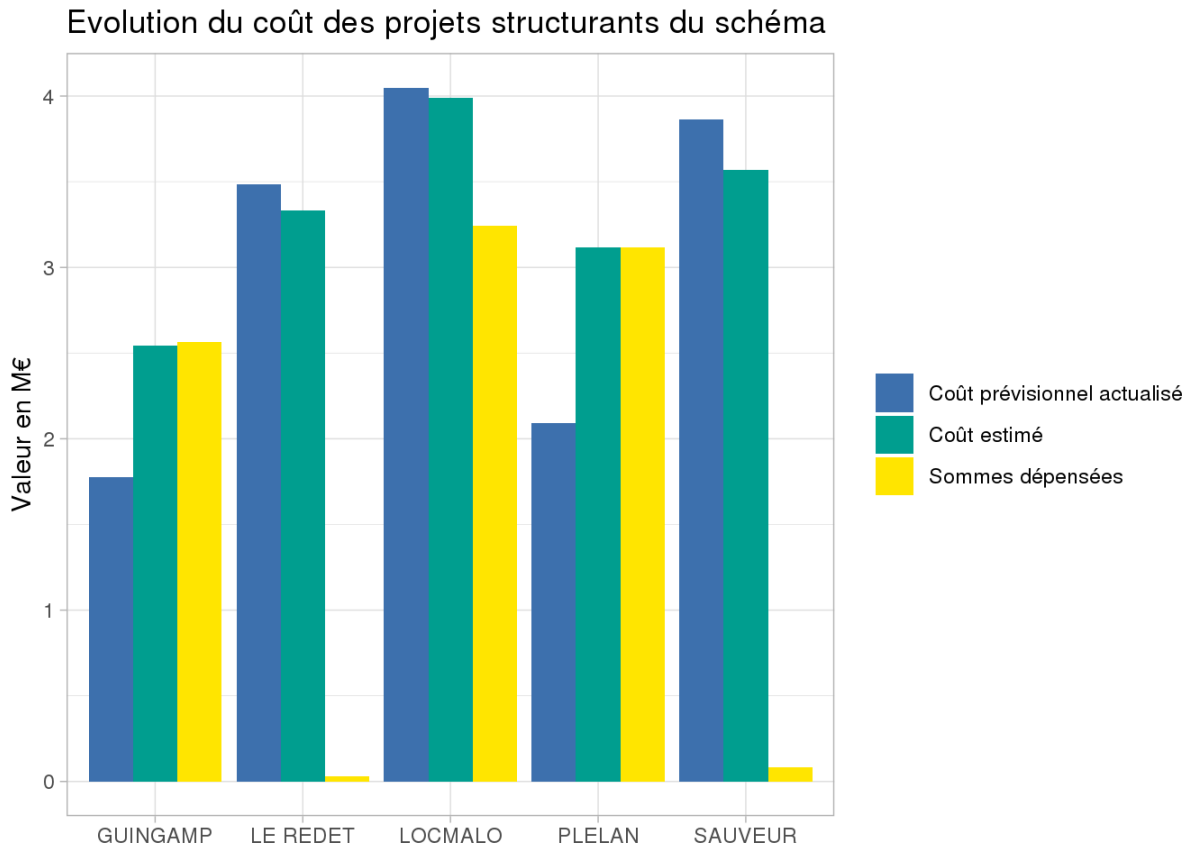
Au titre des investissements de création et de renforcement, soit environ 50 % des montants estimés des travaux.



Le coût estimé des travaux de création est de 37.9 M€

Ce montant représente une évolution de 9 % du coût des investissements de création par rapport au coût prévisionnel actualisé du schéma de 34.9 M€. Cette évolution de 3 M€ découle principalement des évolutions de consistance des travaux décidés à l'issue des études techniques détaillées, de l'évolution des prix des marchés postes et de la mise en place de paliers numériques dans les postes qui n'avaient pas été pris en compte initialement.

Le graphique suivant permet de visualiser l'évolution du coût des projets les plus structurants du S3REnR (coût prévisionnel, coût estimé, sommes dépensées).



CONCLUSION

Ce bilan du S3REnR Bretagne permet de consolider les enseignements suivants :

- La poursuite de la mise en service d'ouvrages, qu'ils soient de l'état initial ou inscrits dans le schéma, contribue à la libération d'un volume toujours plus important de capacité réservée aux producteurs ;
- L'attribution des capacités réservées du S3REnR conduit à recourir au mécanisme de transfert de capacités et de travaux à isocoûts.

ANNEXES ET CLES DE LECTURE

Evolution de la production EnR

Ce chapitre détaille dans un premier temps les évolutions de la production d'énergie renouvelable. Le premier paragraphe inclut le segment des puissances inférieures à 250 kVA, mais exclut les énergies renouvelables dont les conditions de raccordement sont fixées dans le cadre d'un appel d'offres (éolien en mer). Dans le paragraphe suivant, seules les capacités réservées au segment de puissance supérieur à 250 kVA sont abordées.

Les informations de ce chapitre sont constituées suivant les règles statistiques usuelles des gestionnaires de réseau, de façon à garantir la cohérence des données avec leurs autres publications. En particulier, on adopte la règle ci-dessous pour la localisation des gisements EnR dans le périmètre des S3REnR, qui peut différer de façon marginale de celle définie pour le calcul et le suivi des quotes-parts (la QP d'une installation est celle de son poste de raccordement) :

- Pour le RPT : la localisation correspond à la localisation géographique de la centrale de production qui est dans la majorité des cas la même que celle du poste de raccordement. Les centrales de production situées géographiquement dans la région mais raccordées dans une autre sont donc prises en compte. Néanmoins des différences peuvent exister si la centrale est géographiquement sur plusieurs régions ou en pleine mer (éolien offshore).
- Sur le RPD d'Enedis : RTE et Enedis tiennent compte du code INSEE du Point De Livraison (PDL). Si une installation est sur plusieurs régions, alors le PDL déterminera la région d'affectation. Dans des cas marginaux, il est possible qu'une installation ait son PDL dans une région A, mais qu'elle soit raccordée sur le poste source d'une région B. Dans ce cas, cette installation est comptée dans la région A dans le paragraphe 1 et dans la région B dans le cadre du S3REnR (§2) de ce chapitre.

Aménagements du schéma

Les transferts de capacité réservée notifiés au préfet de région pour l'année 2024 sont détaillés ci-dessous.

Poste de destination	Capacité réservée avant transfert (MW)	Capacité réservée après transfert (MW)	Poste d'origine	Capacité réservée avant transfert (MW) poste d'origine	Capacité réservée après transfert (MW) poste d'origine
AMBON	7.9	11.0	ALLAIRE	18.1	15.0
ARGENTRE-DU-PLESSIS	-1.9	1.0	POULDREUZIC	32.7	29.8
ARGENTRE-DU-PLESSIS	1.0	2.0	ROSTRENEN	100.7	99.7
AUDIERNE	2.9	3.0	LES ABERS	20.0	19.9

Poste de destination	Capacité réservée avant transfert (MW)	Capacité réservée après transfert (MW)	Poste d'origine	Capacité réservée avant transfert (MW) poste d'origine	Capacité réservée après transfert (MW) poste d'origine
AURAY	1.8	4.0	SCAER	77.5	75.3
BAUD	1.2	3.2	POULDREUZIC	29.8	27.8
BAUD	3.2	4.2	ROSTRENEN	99.7	98.7
BAUD	4.2	6.0	ST-NICOLAS-DU-PELEM	110.5	108.7
BIGNAN	24.8	25.0	LOCMALO	71.7	71.5
BREST RADE	-2.1	2.0	DINAN	-4.7	-8.8
BRIEC	-1.0	0.0	KERHELLEGANT	41.2	40.2
BRIEC	0.0	1.0	ST-COULITZ	14.1	13.1
BRUZ	12.4	15.0	LE REDET	46.8	44.2
BUTTE	-22.6	-15.6	KERHELLEGANT	40.2	33.2
BUTTE	-15.6	-14.0	NENEZ	19.6	18.0
BUTTE	-14.0	2.0	PLOUVARA	31.0	15.0
CARHAIX	10.8	14.0	ALLAIRE	15.0	11.8
CLEDER	-3.7	-0.7	POULDREUZIC	27.8	24.8
CLEDER	-0.7	1.0	ST-GRAVE	26.4	24.7
COATAUDON	2.8	2.9	GOURIN	1.1	1.0
COATAUDON	2.9	3.0	SAINT-SULAN	1.1	1.0
COMBOURG	22.8	29.0	TADEN	0.2	-6.0
CREDIN	-3.0	4.0	GUERLESQUIN	69.7	62.7
CREDIN	4.0	14.0	MALESTROIT	67.4	57.4
CREDIN	14.0	24.0	QUESTEMBERT	87.1	77.1
CREDIN	24.0	40.0	ROSTRENEN	98.7	82.7
DINAN	-9.6	-4.6	LOCMALO	71.5	66.5

Poste de destination	Capacité réservée avant transfert (MW)	Capacité réservée après transfert (MW)	Poste d'origine	Capacité réservée avant transfert (MW) poste d'origine	Capacité réservée après transfert (MW) poste d'origine
DINAN	-4.6	18.4	SCAER	75.3	52.3
DOL-DE-BRETAGNE	-0.5	3.0	KERHELLEGANT	33.2	29.7
DOUAIRES	-2.4	-2.1	DOUARNENEZ	18.1	17.8
DOUAIRES	-2.1	-1.0	ST-COULITZ	13.1	12.0
DOUAIRES	-1.0	0.0	ST-NICOLAS-DU-PELEM	108.7	107.7
DROUGES	34.6	34.7	QUESTEMBERT	77.1	77.0
DROUGES	34.7	45.0			
ERQUY	0.3	0.7	ALLAIRE	11.8	11.4
ERQUY	0.7	1.0	TIZE	1.3	1.0
FOUGERES	-4.1	-2.1	BIGNAN	25.0	23.0
FOUGERES	-2.1	-1.3	CESSON (SNCF)	2.8	2.0
FOUGERES	-1.3	0.7	GUERLESQUIN	62.7	60.7
FOUGERES	0.7	1.0	KEROLAY	4.8	4.5
FOUGERES	1.0	2.0	ROSTRENEN	82.7	81.7
GAEL	10.0	11.2	GUERLESQUIN	60.7	59.5
GAEL	11.2	18.0	ROSTRENEN	81.7	74.9
GOSNE	-2.2	-1.5	GUIDEL	2.8	2.1
GOSNE	-1.5	-1.0	KEROLAY	4.5	4.0
GOSNE	-1.0	1.0	MESSAC	11.1	9.1
GOSNE	1.0	11.0	MORIHAN	17.0	7.0
GOSNE	11.0	12.0	ST-NICOLAS-DU-PELEM	107.7	106.7
GUER	-3.7	2.8	GUERLESQUIN	59.5	53.0

Poste de destination	Capacité réservée avant transfert (MW)	Capacité réservée après transfert (MW)	Poste d'origine	Capacité réservée avant transfert (MW) poste d'origine	Capacité réservée après transfert (MW) poste d'origine
GUER	2.8	3.8	ROSTRENEN	74.9	73.9
GUER	3.8	4.0	TADEN	-6.0	-6.2
GUEZENNEC	0.8	0.9	CONCARNEAU	1.1	1.0
GUEZENNEC	0.9	1.0	KERLOURY	1.1	1.0
GUINGAMP	39.6	39.8	LE PAS	63.3	63.1
GUINGAMP	39.8	40.0	QUIBERON	1.2	1.0
KERBILIGUET	13.3	14.0	ST-GRAVE	24.7	24.0
KERBILIGUET	14.0	15.0	ST-HERBOT	12.0	11.0
KERLIVIO	3.1	5.0	DOUARNENEZ	17.8	15.9
LA GRANDE-HAYE	0.8	0.9	LE REDET	44.2	44.1
LA GRANDE-HAYE	0.9	1.0	ST-MALO	3.7	3.6
LA RABINE	-1.0	4.0	TADEN	-9.0	-14.0
LANDERNEAU	0.6	1.0	PLUSQUELLEC	18.7	18.3
LANDERNEAU	1.0	2.0	ST-PIERRE	0.0	-1.0
LANDIVISIAU	-1.5	-0.2	BOURSEUL	11.3	10.0
LANDIVISIAU	-0.2	0.0	LOCMALO	66.3	66.1
LANDIVISIAU	0.0	5.0	ST-NICOLAS-DU-PELEM	106.7	101.7
LANFAINS	-3.7	13.0			
LANGONNET	-4.6	5.0	QUESTEMBERT	77.0	67.4
LANGONNET	5.0	6.0	ROSTRENEN	73.9	72.9
LANMEUR	7.1	7.4	BENODET	15.7	15.4
LANMEUR	7.4	8.0	LA CROIX GIBAT	1.6	1.0

Poste de destination	Capacité réservée avant transfert (MW)	Capacité réservée après transfert (MW)	Poste d'origine	Capacité réservée avant transfert (MW) poste d'origine	Capacité réservée après transfert (MW) poste d'origine
LANNILIS	-4.3	-4.2	DINAN	18.4	18.3
LANNILIS	-4.2	-3.2	LORIENT	6.0	5.0
LANNILIS	-3.2	1.0	MALESTROIT	54.1	49.9
LE CRUEL	-0.1	0.7	DINAN	-8.8	-9.6
LE CRUEL	0.7	4.0	MALESTROIT	57.4	54.1
LE GOURAY	4.4	4.6	LOCMALO	66.5	66.3
LE GOURAY	4.6	6.0	ST-BRIEUC	3.4	2.0
LES TALUS	5.4	5.7	LES ABERS	16.3	16.0
LES TALUS	5.7	6.0	PLOUGASTEL	1.3	1.0
LESNEVEN	2.5	4.5	KERHELLEGANT	29.7	27.7
LESNEVEN	4.5	4.7	MANEGUEN	-0.8	-1.0
LESNEVEN	4.7	5.0	PLEMY	19.3	19.0
LOCQUELTAS	0.4	2.0	TRESSE	6.8	5.2
LOSCOAT	-0.2	2.0	LE PAS	63.1	60.9
MANEGUEN	-1.0	1.0	BENODET	15.4	13.4
MARZAN	0.3	2.2	MALESTROIT	49.9	48.0
MARZAN	2.2	5.0	TADEN	-6.2	-9.0
MELGVEN	-1.8	1.0	LE REDET	44.1	41.3
MERDRIGNAC	30.4	31.4	ROSTRENEN	72.9	71.9
MERDRIGNAC	31.4	33.0	ST-MALO	3.6	2.0
MESSAC	9.1	11.1	BENODET	13.4	11.4
MESSAC	11.1	16.1	GUERLESQUIN	53.0	48.0
MESSAC	16.1	17.1	ROSTRENEN	71.9	70.9
MESSAC	17.1	20.1	SCAER	52.3	49.3

Poste de destination	Capacité réservée avant transfert (MW)	Capacité réservée après transfert (MW)	Poste d'origine	Capacité réservée avant transfert (MW) poste d'origine	Capacité réservée après transfert (MW) poste d'origine
MINIHY	-0.9	1.0	DOUARNENEZ	15.9	14.0
MONTFORT	-3.8	-2.0	LES ABERS	19.9	18.1
MONTFORT	-2.0	2.0	LOCMALO	66.1	62.1
MONTFORT	2.0	3.0	ROSTRENEN	70.9	69.9
MORIHAN	7.0	11.0	KERHELLEGANT	27.7	23.7
MORLAIX	-0.6	0.0	LE PAS	60.9	60.3
MORLAIX	0.0	1.0	ST-HERBOT	11.0	10.0
NOYAL	-2.3	0.7	LAMBALLE	20.5	17.5
NOYAL	0.7	0.9	MUR-DE-BRETAGNE	30.2	30.0
NOYAL	0.9	1.0			
PAIMPOL	1.2	2.2	SCAER	49.3	48.3
PENHARS	7.0	8.0	POULDREUZIC	24.8	23.8
PLANCOET	3.0	4.0	KERHELLEGANT	23.7	22.7
PLELAN	14.2	16.0	LES ABERS	18.1	16.3
PLELAN	16.0	17.0	POULDREUZIC	23.8	22.8
PLEMY	19.0	27.0	SAUVEUR	31.2	23.2
PLOEREN	0.3	2.0	ST-NICOLAS-DU-PELEM	101.7	100.0
PLOERMEL	-5.5	1.9	QUESTEMBERT	67.4	60.0
PLOERMEL	1.9	4.0	ROSTRENEN	69.9	67.8
PLOUAY	-2.7	0.3	LOCMALO	62.1	59.1
PLOUAY	0.3	0.4	SCAER	48.3	48.2
PLOUAY	0.4	0.6	TRESSE	5.2	5.0
PLOURHAN	-1.2	1.0	SCAER	48.2	46.0

Poste de destination	Capacité réservée avant transfert (MW)	Capacité réservée après transfert (MW)	Poste d'origine	Capacité réservée avant transfert (MW) poste d'origine	Capacité réservée après transfert (MW) poste d'origine
PLOUVARA	15.0	15.4	BENODET	11.4	11.0
PLOUVARA	15.4	16.0	DINARD	1.6	1.0
PLOUVARA	16.0	17.0	ST-COULITZ	12.0	11.0
PONT-L ABBE	2.7	3.2	PLUSQUELLEC	18.3	17.8
PONT-L ABBE	3.2	4.0	ROMAGNE		
PONTIVY	6.2	14.0	ROSTRENEN	67.8	60.0
PORTE	4.0	5.0	PLOEREN	2.0	1.0
PORTE	5.0	5.4	PLUZUNET	2.7	2.3
PORTE	5.4	7.4	POULDREUZIC	22.8	20.8
PORTE	7.4	8.0	ST-LAURENT	0.7	0.1
QUIMPER	1.2	1.6	JOSSELIN	48.4	48.0
QUIMPER	1.6	2.0	KERBOQUET	11.4	11.0
QUIMPERLE	1.6	1.8	PAIMPOL	2.2	2.0
QUIMPERLE	1.8	2.0			
ROMAGNE			GUERLESQUIN	48.0	43.0
ROPHEMEL	9.0	12.3	DINAN	18.3	15.0
ROPHEMEL	12.3	13.0	KERHELLEGANT	22.7	22.0
ROPHEMEL	13.0	14.0	ROSTRENEN	60.0	59.0
RUMENGOL	-2.0	0.0	LOCMALO	59.1	57.1
RUMENGOL	0.0	2.0	ST-NICOLAS-DU-PELEM	100.0	98.0
SAINT-BRICE	2.1	2.2	ALLAIRE	11.4	11.3
SAINT-BRICE	2.2	5.0	POULDREUZIC	20.8	18.0
SAUVEUR	23.2	37.2	DROUGES	45.0	31.0

Poste de destination	Capacité réservée avant transfert (MW)	Capacité réservée après transfert (MW)	Poste d'origine	Capacité réservée avant transfert (MW) poste d'origine	Capacité réservée après transfert (MW) poste d'origine
SERVON	-0.3	2.0	LE PAS	60.3	58.0
SEVIGNAC	28.8	28.9	LANNION	2.1	2.0
SEVIGNAC	28.9	29.0	MESSAC	20.1	20.0
ST-AGATHON	10.4	10.8	KERLOUAN	1.4	1.0
ST-AGATHON	10.8	11.2	RENNES	2.4	2.0
ST-FIACRE	-0.1	2.0	LOCMALO	57.1	55.0
ST-PIERRE	-1.0	0.0	KERHELLEGANT	22.0	21.0
ST-PIERRE	0.0	1.0	POULDREUZIC	18.0	17.0
ST-POL-DE-LEON	-0.1	0.6	CROZON	3.7	3.0
ST-POL-DE-LEON	0.6	2.6	GUERLESQUIN	43.0	41.0
ST-POL-DE-LEON	2.6	3.0	PLOUGASTEL	1.7	1.3
ST-RENAN	3.1	3.5	BARRE-THOMAS (LA)	1.4	1.0
ST-RENAN	3.5	4.0	VERN	-3.5	-4.0
ST-SERVAN	0.8	0.9	DOUARNENEZ	14.0	13.9
ST-SERVAN	0.9	1.0	GUIDEL	2.1	2.0
TADEN	-14.0	0.0	DINAN	15.0	1.0
TADEN	0.0	1.0	LORIENT	5.0	4.0
THEIX	5.1	5.6	LAMBALLE	17.5	17.0
THEIX	5.6	6.0	UZEL	12.1	11.7
TINTENIAC	17.8	18.1	ALLAIRE	11.3	11.0
TINTENIAC	18.1	21.0	SAUVEUR	37.2	34.3
VANNES	1.0	1.7	PERROS	1.7	1.0

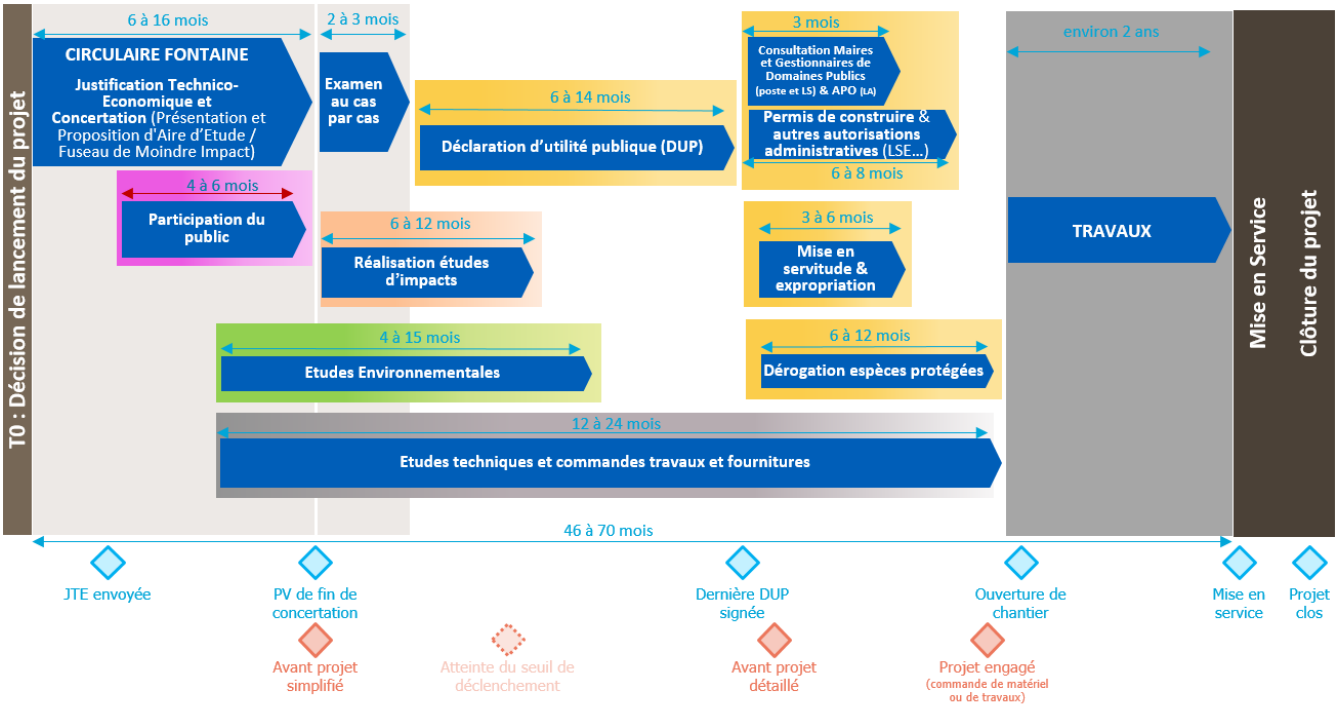
Poste de destination	Capacité réservée avant transfert (MW)	Capacité réservée après transfert (MW)	Poste d'origine	Capacité réservée avant transfert (MW) poste d'origine	Capacité réservée après transfert (MW) poste d'origine
VANNES	1.7	2.0	PLUZUNET	2.3	2.0
VANNES	2.0	3.0	SCAER	46.0	45.0
VERN	-4.0	0.0	BIGNAN	23.0	19.0
VERN	0.0	1.0	BREST RADE	2.0	1.0
VITRE	0.7	4.0	SAUVEUR	34.3	31.0

Avancement des travaux

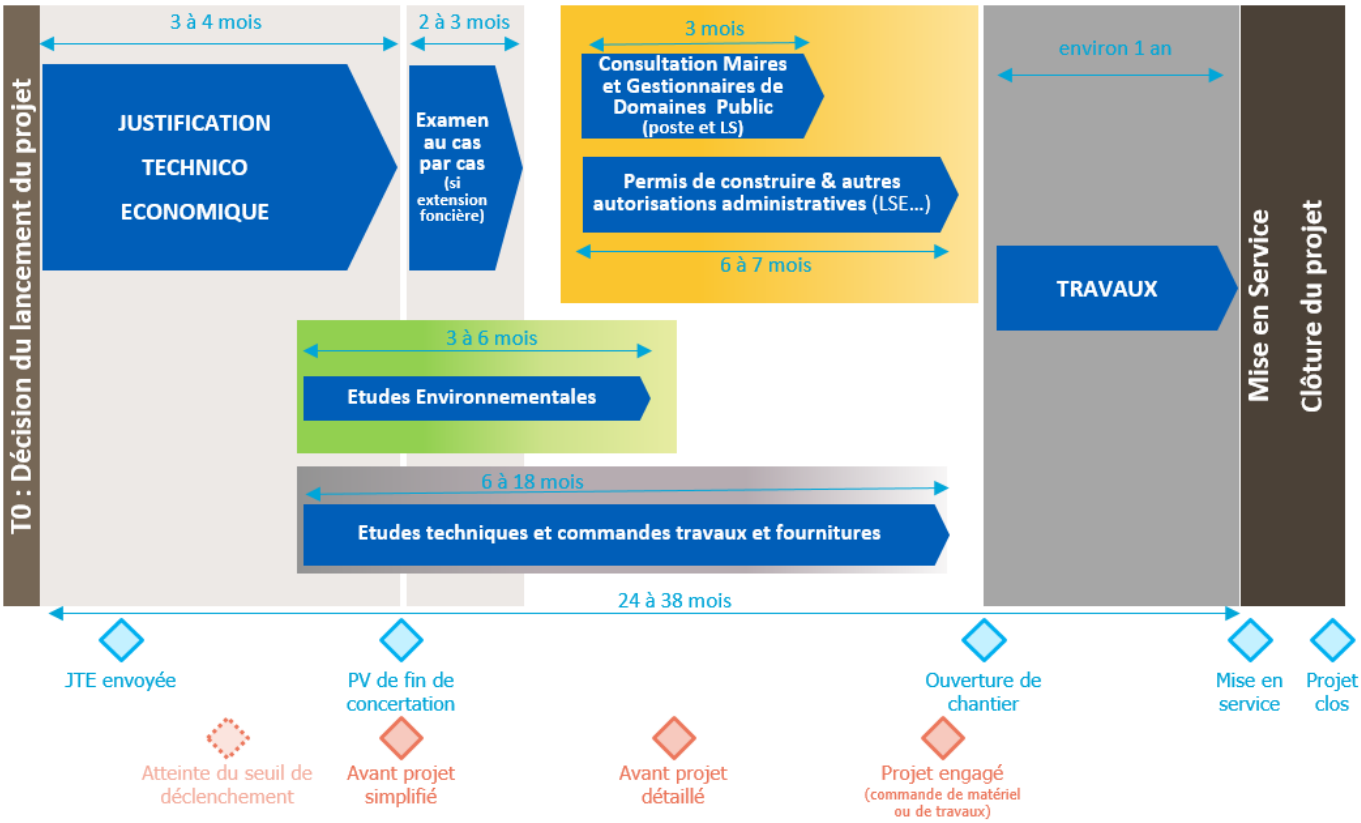
Les travaux de l'état initial du S3REnR, en tant que socle des travaux indispensables à la création de capacités d'accueil, ainsi que les travaux inscrits dans le schéma permettent l'accès prioritaire des énergies renouvelables aux réseaux d'électricité. On trouvera ci-après un état d'avancement de ces ouvrages ainsi que leurs éléments financiers. Des éléments explicatifs figurent en commentaire ou en fin de tableau lorsque le coût estimé dépasse le coût prévisionnel actualisé au TP12a de plus de 10 % et 100 k€.

A noter que l'élaboration des S3REnR est réalisée à un stade d'anticipation et dans des délais tels que les analyses de consistance des travaux sont établies sur la base des seules informations immédiatement accessibles, voire « à dire d'expert », et restent relativement sommaires. Une fois ces consistances sommaires définies à priori, chaque ouvrage est ensuite valorisé sur la base de coûts d'ordre. Ainsi, les coûts prévisionnels indiqués dans les S3REnR présentent des incertitudes, qui ne sont levées qu'à l'issue des études de détails et de la concertation des projets.

A titre d'illustration, les deux graphiques suivants permettent de visualiser l'échéancier normatif des jalons d'avancement des investissements de réseau selon le planning des études techniques, de concertation et de l'instruction administrative, d'une part dans le cas d'un projet simple relevant de la concertation Fontaine et d'autre part dans le cas d'un projet complexe (exemple de la création d'un nouveau poste source).



Echéancier des jalons d'avancement et des procédures pour un projet complexe



Echéancier des jalons d'avancement et des procédures pour un projet simple relevant de la concertation Fontaine

La consolidation des études techniques aboutit à la rédaction de l'avant-projet détaillé qui fournit la meilleure estimation des coûts avant de lancer les commandes de travaux et de fournitures. Ce coût estimé reste néanmoins susceptible d'évoluer, bien que dans une moindre

mesure, jusqu'à la clôture du projet. Des précisions sur les différents jalons d'avancement figurent ci-dessous :

- JTE envoyée : envoi officiel du premier projet de JTE à l'autorité administrative compétente (Ministre chargé de l'Energie pour les liaisons HTB2 et HTB3, Préfet pour les autres niveaux de tension).
- Avant-projet simplifié : évaluation technico-économique du projet à partir des éléments de consistance estimés à un stade amont du projet, cette étape permet la comparaison technico-économique de différentes solutions.
- PV de fin de concertation : il s'agit du procès-verbal formalisé à l'issue de l'ensemble du processus de concertation qui se déroule en 3 temps : élaboration et validation du dossier de justification technico-économique, concertation sur l'aire d'étude sous l'égide du préfet et concertation sur le fuseau/emplacement de moindre impact.
- Demande d'examen au cas par cas : certains projets d'ouvrage sont systématiquement soumis à évaluation environnementale, pour d'autres il est nécessaire d'adresser une demande d'examen au cas par cas auprès de la MRAe (Mission régionale d'autorité environnementale) pour déterminer s'ils y sont soumis ou non. Cette évaluation environnementale consiste à réaliser une étude d'impact pour étudier les incidences du projet sur l'environnement et la santé, puis à consulter l'Autorité environnementale, les collectivités territoriales, et le public (via une enquête publique) afin que l'autorité compétente autorise le projet.
- Avant-projet détaillé : la cible technique et financière du projet est finalisée en intégrant les résultats de la concertation et des études techniques de détails.
- Dernière DUP signée : la déclaration d'utilité publique (DUP) permet à l'Administration de reconnaître le caractère d'intérêt général d'un projet d'ouvrage électrique. Elle lui confère ainsi toute sa légitimité et garantit également sa faisabilité foncière. En effet, en cas d'échec d'acquisition de terrain ou de convention amiables, la DUP permet d'engager une procédure d'expropriation ou de mise en servitude. La déclaration d'utilité publique peut nécessiter la réalisation d'une évaluation environnementale selon la nature du projet d'ouvrage.
- En attente du seuil de déclenchement : le volume des projets EnR en développement dans la zone ne justifie pas d'engager les travaux, le seuil de déclenchement n'est pas atteint.
- Travaux engagés : une première commande de matériel ou de travaux a été réalisée.
- En service : l'ouvrage est en service (éventuellement partiellement dans le cas de plusieurs ouvrages). Pour autant, il peut encore y avoir des travaux en cours, le coût estimé du projet n'est pas encore définitif.

Les gisements initialement prévus dans le S3REnR peuvent évoluer au cours du schéma, avec des zones qui se développent plus vite que prévu et d'autres où le gisement identifié ne se concrétise pas par l'arrivée de projets EnR.

Dans ces conditions, les gestionnaires de réseau adaptent leurs pratiques vis-à-vis des projets de réseau prévus dans le schéma, tout en s'inscrivant dans le cadre réglementaire en vigueur. Ainsi, ils anticipent au mieux les évolutions de réseau attendues dans les zones dynamiques ou peuvent temporiser les études et la concertation dans les zones où, d'une part, le gisement du S3REnR actuel ne se concrétise pas, et d'autre part, les perspectives, partagées avec les acteurs, confirment la tendance.

Avancement des travaux de l'état initial

Travaux de l'état initial réalisé par ENEDIS			
Ouvrage	**Etat d'avancement**	**Date prévisionnelle de mise en service**	**Commentaires**
AURAY renforcement TR	TRAVAUX TERMINÉS	2014	
BRUZ renforcement TR	TRAVAUX TERMINÉS	2014	
GRANDE HAYE réalisation poste source	TRAVAUX TERMINÉS	2016	
HERMITAGE renforcement TR	TRAVAUX TERMINÉS	2013	
KERLIVIO renforcement TR	TRAVAUX TERMINÉS	2016	
LA BUTTE renforcement TR	TRAVAUX TERMINÉS	2017	
LOCQUELTAS renforcement TR	TRAVAUX TERMINÉS	2016	
MORIHAN renforcement TR	TRAVAUX TERMINÉS	2015	
PORTE renforcement TR	TRAVAUX TERMINÉS	2ème semestre 2021	
ROMAGNE (FOUGERES Sud Ouest) réalisation poste source	TRAVAUX TERMINÉS	2ème semestre 2019	
SARZEAU renforcement TR	TRAVAUX TERMINÉS	2016	
SERVON renforcement TR	TRAVAUX TERMINÉS	2014	
TINTENIAC renforcement TR	TRAVAUX TERMINÉS	2013	
TIZE réalisation poste source	TRAVAUX TERMINÉS	1er semestre 2019	
TRESSE renforcement TR	TRAVAUX TERMINÉS	2012	

Travaux de l'état initial réalisé par RTE			
Ouvrage	**Etat d'avancement**	**Date prévisionnelle de mise en service**	**Commentaires**
Ajout transformateur 400/225 kV de Plaine Haute	MISE EN SERVICE	S2 2015	
Aménagement du poste de Brennilis	MISE EN SERVICE	S1 2017	
CREDIN : Aménagement du poste	MISE EN SERVICE	S1 2021	
Credin – Kerboquet - La Rabine : Création liaison 63 kV	MISE EN SERVICE	S2-2019	
Création poste 225 kV Mur	MISE EN SERVICE	S1 2021	
Créations liaisons 225 kV Calan Mur et Mur Plaine Haute	MISE EN SERVICE	S2 2017	
Raccordement du poste source ERDF de FOUGERES SUD OUEST (Romagné)	MISE EN SERVICE	S2 2019	
TIZE : Raccordement du poste source	MISE EN SERVICE	S1 - 2019	

Avancement des travaux du S3REnR

Travaux de création réalisé par ENEDIS								
Ouvrage	**Seuil de déclenchement des travaux**	**Etat d'avancement**	**Semestre prévisionnel de mise en service mis à jour**	**Coût prévisionnel indiqué dans le S3REnR (en k€)**	**Coût prévisionnel actualisé au 31/12 avec l'indice TP12a (en k€)**	**Coût estimé au 31/12 (en k€)**	**Montant déjà dépensé à la date d'établissement du bilan ou de l'état (en k€)**	**Projet engagé**
CREDIN Création TR HTB1/HTA et d'une 1/2 rame HTA	OUI	MIS EN SERVICE	2 ème semestre 2020	1338	1644	1726	1726	OUI
GUINGAMP Création TR HTB1/HTA et d'une 1/2 rame HTA	OUI	MIS EN SERVICE	2 ème semestre 2021	1394	1713	2480	2480	OUI
JOSSELIN Création TR HTB1/HTA	OUI	MIS EN SERVICE	2ème semestre 2018	1030	1266	1714	1714	OUI
JOSSELIN Création de deux 1/2 rames HTA	OUI	MIS EN SERVICE	2ème semestre 2018	728	895	915	915	OUI
LA RABINE Création TR HTB1/HTA	OUI	AVANT PROJET DÉTAILLÉ	2ème semestre 2027	1200	1349	1349		NON
LA RABINE Création d'une 1/2 rame HTA	OUI	AVANT PROJET DÉTAILLÉ	2ème semestre 2027	158	194	194		NON
LANFAINS Création d'une 1/2 rame HTA	OUI	AVANT PROJET DÉTAILLÉ	2ème semestre 2027	364	447	447		NON
LE REDET Création TR HTB1/HTA	OUI	AVANT PROJET DÉTAILLÉ	1er semestre 2026	1200	1276	1276		OUI
LOCMALO Création TR HTB1/HTA	OUI	TRAVAUX ENGAGÉS	1er semestre 2025	1200	1276	1420	1390	OUI

Travaux de création réalisé par ENEDIS								
Ouvrage	**Seuil de déclenchement des travaux**	**Etat d'avancement**	**Semestre prévisionnel de mise en service mis à jour**	**Coût prévisionnel indiqué dans le S3REnR (en k€)**	**Coût prévisionnel actualisé au 31/12 avec l'indice TP12a (en k€)**	**Coût estimé au 31/12 (en k€)**	**Montant déjà dépensé à la date d'établissement du bilan ou de l'état (en k€)**	**Projet engagé**
LOCQUELTAS Création d'une 1/2 rame HTA	NON	EN ATTENTE DU SEUIL DE DÉCLENCHEMENT		364	447	447		NON
MERDRIGNAC Création TR HTB1/HTA	OUI	MIS EN SERVICE	2ème semestre 2021	1030	1266	1462	1462	OUI
MESSAC Création d'une 1/2 rame HTA	OUI	AVANT PROJET DÉTAILLÉ	2ème semestre 2025	364	447	447		OUI
PLELAN Création TR HTB1/HTA	OUI	MIS EN SERVICE	2 ème semestre 2022	1030	1266	1492	1492	OUI
QUESTEMBERT Création TR HTB1/HTA	NON	EN ATTENTE DU SEUIL DE DÉCLENCHEMENT		1200	1349	1349		NON
ROSTRENEN Création TR HTB1/HTA	NON	EN ATTENTE DU SEUIL DE DÉCLENCHEMENT		1200	1276	1276		NON
ROSTRENEN Création d'une 1/2 rame HTA	NON	EN ATTENTE DU SEUIL DE DÉCLENCHEMENT		364	447	447		NON
SAUVEUR Création TR HTB1/HTA	OUI	AVANT PROJET DÉTAILLÉ	2ème semestre 2026	1200	1276	1276	32	OUI
SAUVEUR Création d'une 1/2 rame HTA	OUI	AVANT PROJET DÉTAILLÉ	2ème semestre 2026	308	379	379		NON
SCAER Création TR HTB1/HTA	OUI	AVANT PROJET DÉTAILLÉ	1er semestre 2026	1200	1276	1276	50	OUI

Travaux de création réalisé par ENEDIS								
Ouvrage	**Seuil de déclenchement des travaux**	**Etat d'avancement**	**Semestre prévisionnel de mise en service mis à jour**	**Coût prévisionnel indiqué dans le S3REnR (en k€)**	**Coût prévisionnel actualisé au 31/12 avec l'indice TP12a (en k€)**	**Coût estimé au 31/12 (en k€)**	**Montant déjà dépensé à la date d'établissement du bilan ou de l'état (en k€)**	**Projet engagé**
ST NICOLAS DU PELEM Création TR HTB1/HTA	OUI	TRAVAUX ENGAGÉS	1er semestre 2025	1200	1276	1395	1378	OUI
ST NICOLAS DU PELEM Création TR HTB1/HTA et d'une 1/2 rame HTA	OUI	MIS EN SERVICE	1er semestre 2024	1338	1644	2393	2393	OUI
ST NICOLAS DU PELEM Création d'une 1/2 rame HTA	OUI	TRAVAUX ENGAGÉS	1er semestre 2025	364	447	530	510	OUI
UZEL Création d'une 1/2 rame HTA	NON	EN ATTENTE DU SEUIL DE DÉCLENCHEMENT		308	379	379		NON

Travaux de renforcement réalisé par ENEDIS								
Ouvrage	**Seuil de déclenchement des travaux**	**Etat d'avancement**	**Semestre prévisionnel de mise en service mis à jour**	**Coût prévisionnel indiqué dans le S3REnR (en k€)**	**Coût prévisionnel actualisé au 31/12 avec l'indice TP12a (en k€)**	**Coût estimé au 31/12 (en k€)**	**Montant déjà dépensé à la date d'établissement du bilan ou de l'état (en k€)**	**Projet engagé**
ABERS: Mutation d'un TR HTB1/HTA	OUI	TRAVAUX ENGAGÉS	1er semestre 2025	740	787	920	45	OUI
COMBOURG: Mutation d'un TR HTB1/HTA	OUI	MIS EN SERVICE	2ème semestre 2021	600	737	1090	1090	OUI
GUERLESQUIN: Mutation d'un TR HTB1/HTA	OUI	AVANT PROJET DÉTAILLÉ	1er semestre 2027	740	787	787		NON
LA BUTTE: Mutation d'un TR HTB1/HTA	OUI	AVANT PROJET DÉTAILLÉ	2ème semestre 2026	740	787	787	0	OUI
LANFAINS: Mutation d'un TR HTB1/HTA	OUI	AVANT PROJET DÉTAILLÉ	2ème semestre 2027	800	899	899		NON
LANFAINS: Mutation d'un TR HTB1/HTA	OUI	AVANT PROJET DÉTAILLÉ	2ème semestre 2027	740	787	787		NON
LE PAS: Mutation d'un TR HTB1/HTA	OUI	MIS EN SERVICE	2ème semestre 2023	740	787	1095	1095	OUI
LOCMALO: Mutation d'un TR HTB1/HTA	OUI	MIS EN SERVICE	2ème semestre 2021	600	737	1095	1095	OUI
MALESTROIT: Mutation d'un TR HTB1/HTA	NON	EN ATTENTE DU SEUIL DE DÉCLENCHEMENT		800	899	899		NON
MUR DE BRETAGNE: Mutation d'un TR HTB1/HTA	OUI	AVANT PROJET DÉTAILLÉ	2ème semestre 2025	800	899	899	25	OUI

Travaux de renforcement réalisé par ENEDIS								
Ouvrage	**Seuil de déclenchement des travaux**	**Etat d'avancement**	**Semestre prévisionnel de mise en service mis à jour**	**Coût prévisionnel indiqué dans le S3REnR (en k€)**	**Coût prévisionnel actualisé au 31/12 avec l'indice TP12a (en k€)**	**Coût estimé au 31/12 (en k€)**	**Montant déjà dépensé à la date d'établissement du bilan ou de l'état (en k€)**	**Projet engagé**
PLEMY: Mutation d'un TR HTB1/HTA	OUI	AVANT PROJET DÉTAILLÉ	2ème semestre 2026	740	787	787	40	OUI
PLUSQUELLEC: Mutation d'un TR HTB1/HTA	OUI	MIS EN SERVICE	2ème semestre 2018	600	737	760	760	OUI
POULDREUZIC: Mutation d'un TR HTB1/HTA	OUI	AVANT PROJET DÉTAILLÉ	2ème semestre 2027	740	787	787		NON
QUESTEMBERT: Mutation d'un TR HTB1/HTA	NON	EN ATTENTE DU SEUIL DE DÉCLENCHEMENT		800	899	899		NON
ROSTRENEN: Mutation d'un TR HTB1/HTA	OUI	MIS EN SERVICE	2ème semestre 2020	600	737	1124	1124	OUI
ROSTRENEN: Mutation d'un TR HTB1/HTA	NON	EN ATTENTE DU SEUIL DE DÉCLENCHEMENT		740	787	787		NON
ST GRAVE: Mutation d'un TR HTB1/HTA	OUI	TRAVAUX ENGAGÉS	1er semestre 2025	800	899	958	440	OUI
ST NICOLAS DU PELEM: Mutation d'un TR HTB1/HTA	OUI	MIS EN SERVICE	2ème semestre 2020	600	737	827	827	OUI

Travaux de création réalisé par RTE									
Ouvrage	**Seuil de déclenchement des travaux**	**Etat d'avancement**	**Semestre prévisionnel de mise en service mis à jour**	**Coût prévisionnel indiqué dans le S3REnR (en k€)**	**Coût prévisionnel actualisé au 31/12 avec l'indice TP12a (en k€)**	**Coût estimé au 31/12 (en k€)**	**Montant déjà dépensé à la date d'établissement du bilan ou de l'état (en k€)**	**Projet engagé**	**Commentaires**
CREDIN : raccordement transfo 63/HTA	OUI	MIS EN SERVICE	2 ème semestre 2020	50	62	36	36	OUI	
GUINGAMP : raccordement d'un transfo 63/HTA	OUI	MIS EN SERVICE	2 ème semestre 2021	50	62	62	86	OUI	
JOSSELIN : raccordement d'un transfo 63/HTA	OUI	MIS EN SERVICE	2ème semestre 2018	50	62	69	69	OUI	
LA RABINE : Raccordement d'un transformateur 63/HTA	OUI	AVANT PROJET DÉTAILLÉ	2ème semestre 2027	70	75	260	0	NON	
LE REDET : Création JDB + Fond de poste + Racc transfo 63/HTA	OUI	AVANT PROJET SIMPLIFIÉ	S2 2026	2058	2209	2058	30	OUI	
LOCMALO : Evolution de la structure du poste (entrée en coupure + JDB + Fond de poste) + Racc transfo 63/HTA	OUI	TRAVAUX ENGAGÉS	1er semestre 2025	2610	2773	2568	1854	OUI	
MERDRIGNAC : création d'un jeu de Barres,	OUI	MIS EN SERVICE	2ème semestre 2021	650	799	1200	1200	OUI	

Travaux de création réalisé par RTE									
Ouvrage	**Seuil de déclenchement des travaux**	**Etat d'avancement**	**Semestre prévisionnel de mise en service mis à jour**	**Coût prévisionnel indiqué dans le S3REnR (en k€)**	**Coût prévisionnel actualisé au 31/12 avec l'indice TP12a (en k€)**	**Coût estimé au 31/12 (en k€)**	**Montant déjà dépensé à la date d'établissement du bilan ou de l'état (en k€)**	**Projet engagé**	**Commentaires**
d'une cellule ligne et d'un fond de poste + Raccordement TR									
PLELAN : Raccordement d'un 2ème Transformateur ENEDIS	OUI	MIS EN SERVICE	2 ème semestre 2022	670	824	1624	1624	OUI	
QUESTEMBERT : Raccordement d'un transformateur 63/HTA	NON	EN ATTENTE DU SEUIL DE DÉCLENCHEMENT		70	75	75	0	NON	
ROSTRENEN : Raccordement d'un tranfo 63/HTA	NON	EN ATTENTE DU SEUIL DE DÉCLENCHEMENT		70	75	75	0	NON	
SAUVEUR : Création JDB + Fond de poste + Racc transfo 63/HTA	OUI	AVANT PROJET SIMPLIFIÉ	2ème semestre 2026	2058	2209	1915	49	OUI	
SCAER : Création JDB + Fond de poste + Racc transfo 63/HTA	OUI	AVANT PROJET DÉTAILLÉ	1er semestre 2026	2156	2291	1747	30	OUI	
ST NICOLAS DU PELEM : Raccordement d'un tranfo	OUI	AVANT PROJET SIMPLIFIÉ		70	75	90	0	NON	

Travaux de création réalisé par RTE									
Ouvrage	**Seuil de déclenchement des travaux**	**Etat d'avancement**	**Semestre prévisionnel de mise en service mis à jour**	**Coût prévisionnel indiqué dans le S3REnR (en k€)**	**Coût prévisionnel actualisé au 31/12 avec l'indice TP12a (en k€)**	**Coût estimé au 31/12 (en k€)**	**Montant déjà dépensé à la date d'établissement du bilan ou de l'état (en k€)**	**Projet engagé**	**Commentaires**
63/HTA									
ST NICOLAS DU PELEM : raccordement d'un transfo 63/HTA	OUI	MIS EN SERVICE	1er semestre 2024	50	62	91	91	OUI	

Etat financier du schéma

Les indicateurs financiers présentés dans ce chapitre sont définis comme suit :

- Quote-part perçue : elle représente la vision à date des règlements réalisés par les producteurs au titre du raccordement de leurs projets. Les installations en service sont réputées avoir versé l'intégralité de la quote-part leur revenant, tandis que seule la facturation partielle des installations en développement est prise en compte selon leur échéancier de paiement ;
- Quote-part perçue et engagée : montant correspondant à l'intégralité de la quote-part due pour le raccordement des projets EnR non diffus en service et en file d'attente inscrits au schéma ;
- Sommes dépensées : il s'agit du cumul des « Sommes déjà dépensées » figurant dans les tableaux détaillés des annexes 2 et 3 aux rubriques « créations » de RTE et des GRD ;
- Sommes engagées ou dépensées et engagées : total des « sommes déjà dépensées » pour les travaux mis en service et des « coûts estimés » pour les travaux engagés figurant dans les tableaux détaillés des annexes 2 et 3 aux rubriques « créations » de RTE et des GRD ;
- Dépenses estimées : somme du « coût estimé » figurant dans les tableaux détaillés des annexes 2 et 3 de tous les travaux de créations de RTE et des GRD.

Capacités réservées par poste

Tableau des capacités réservées au 31 décembre 2024			
Poste	**Capacité réservée sur le poste (MW)**	**Capacité réservée affectée (MW)**	**Capacité réservée résiduelle (MW)**
ARGENTRE-DU-PLESSIS	2.0	2.0	0
LES ABERS	16.0	16.0	0
ALLAIRE	11.0	11.0	0
AMBON	11.0	11.0	0
AUDIERNE	3.0	3.0	0
AURAY	4.0	4.0	0
BELLE-EPINE			0
BARRE-THOMAS (LA)	1.0	1.0	0
BANNALEC	1.0	1.0	0
BAUD	6.0	6.0	0
BENODET	11.0	11.0	0
BERNO			0
BEZON			0
BIGNAN	19.0	19.0	0
BREST RADE	1.0	1.0	0
BRENNILIS			0
BRIEC	1.0	1.0	0
BRUZ	15.0	15.0	0
BUTTE	2.0	2.0	0
BOURSEUL	10.0	10.0	0
LA CROIX GIBAT	1.0	1.0	0
CALANS			0

Tableau des capacités réservées au 31 décembre 2024			
Poste	**Capacité réservée sur le poste (MW)**	**Capacité réservée affectée (MW)**	**Capacité réservée résiduelle (MW)**
CARHAIX	14.0	14.0	0
CESSON (SNCF)	2.0	2.0	0
CLEDER	1.0	1.0	0
COATAUDON	3.0	3.0	0
COMBOURG	29.0	29.0	0
CONCARNEAU	1.0	1.0	0
CREDIN	40.0	40.0	0
CROZON	3.0	3.0	0
LE CRUEL	4.0	4.0	0
CHÂTEAU-MALO			0
DINAN	1.0	1.0	0
DINARD	1.0	1.0	0
DIRINON			0
DOBERIE			0
DOL-DE-BRETAGNE	3.0	3.0	0
DOMLOUP			0
DOUAIRES	0.0	0.0	0
DOUARNENEZ	13.9	13.9	0
DROUGES	31.0	31.0	0
ERQUY	1.0	1.0	0
FOUGERES	2.0	2.0	0
LA GRANDE-HAYE	1.0	1.0	0
GAEL	18.0	18.0	0
GOSNE	12.0	12.0	0

Tableau des capacités réservées au 31 décembre 2024			
Poste	**Capacité réservée sur le poste (MW)**	**Capacité réservée affectée (MW)**	**Capacité réservée résiduelle (MW)**
LE GOURAY	6.0	6.0	0
GOURIN	1.0	1.0	0
GUER	4.0	4.0	0
GUERLESQUIN	41.0	41.0	0
GUEZENNEC	1.0	1.0	0
GUIDEL	2.0	2.0	0
GUINGAMP	40.0	40.0	0
HERMITAGE	3.0	3.0	0
JOSSELIN	48.0	48.0	0
KERANGALL			0
KERBILIGUET	15.0	15.0	0
KERBOQUET	11.0	11.0	0
KERHELLEGANT	21.0	21.0	0
KERLOURY	1.0	1.0	0
KERLIVIO	5.0	5.0	0
KERLOUAN	1.0	1.0	0
KEROLAY	4.0	4.0	0
LAMBALLE	17.0	17.0	0
LANDERNEAU	2.0	2.0	0
LANDIVISIAU	5.0	5.0	0
LANFAINS	13.0	13.0	0
LANGONNET	6.0	6.0	0
LANMEUR	8.0	8.0	0
LANNILIS	1.0	1.0	0

Tableau des capacités réservées au 31 décembre 2024			
Poste	**Capacité réservée sur le poste (MW)**	**Capacité réservée affectée (MW)**	**Capacité réservée résiduelle (MW)**
LANNION	2.0	2.0	0
LESNEVEN	5.0	5.0	0
LISLOCH	1.0	1.0	0
LOCMALO	55.0	55.0	0
LOCQUELTAS	2.0	2.0	0
LORIENT	4.0	4.0	0
LOSCOAT	2.0	2.0	0
LOUDEAC	26.4	26.4	0
MALESTROIT	48.0	48.0	0
MANEGUEN	1.0	1.0	0
MARTYRE (LA)			0
MARZAN	5.0	5.0	0
MELGVEN	1.0	1.0	0
MERDRIGNAC	33.0	33.0	0
MESSAC	20.0	20.0	0
MINIHY	1.0	1.0	0
MORIHAN	11.0	11.0	0
MORLAIX	1.0	1.0	0
MONTFORT	3.0	3.0	0
MUR-DE-BRETAGNE	30.0	30.0	0
NENEZ	18.0	18.0	0
NOYAL	1.0	1.0	0
PONT-L ABBE	4.0	4.0	0
PLEYBER-CHRIST			0

Tableau des capacités réservées au 31 décembre 2024			
Poste	**Capacité réservée sur le poste (MW)**	**Capacité réservée affectée (MW)**	**Capacité réservée résiduelle (MW)**
PLAINE-HAUTE			0
PONT-ROLLAND			0
POTEAU-ROUGE			0
PAIMPOL	2.0	2.0	0
LE PAS	58.0	58.0	0
PENCRAN (SNCF)			0
PENHARS	8.0	8.0	0
PERROS	1.0	1.0	0
PLANCOET	4.0	4.0	0
PLELAN	17.0	17.0	0
PLEMY	27.0	27.0	0
PLOEREN	1.0	1.0	0
PLOERMEL	4.0	4.0	0
PLOUAY	0.6	0.6	0
PLOUGASTEL	1.0	1.0	0
PLOURHAN	1.0	1.0	0
PLOUVARA	17.0	17.0	0
PLUSQUELLEC	17.8	17.8	0
PLUZUNET	2.0	2.0	0
PORTE	8.0	8.0	0
POULDREUZIC	17.0	17.0	0
PONTIVY	14.0	14.0	0
QUESTEMBERT	60.0	60.0	0
QUIBERON	1.0	1.0	0

Tableau des capacités réservées au 31 décembre 2024			
Poste	**Capacité réservée sur le poste (MW)**	**Capacité réservée affectée (MW)**	**Capacité réservée résiduelle (MW)**
QUIMPERLE	2.0	2.0	0
QUIMPER	2.0	2.0	0
LA RABINE	4.0	4.0	0
RANCE-POSTE			0
LE REDET	41.3	41.3	0
RENNES	2.0	2.0	0
ROMAGNE			0
ROPHEMEL	14.0	14.0	0
ROSPEZ			0
ROSTRENEN	59.0	59.0	0
RUMENGOL	2.0	2.0	0
SARZEAU	2.0	2.0	0
SAUVEUR	31.0	31.0	0
SCAER	45.0	45.0	0
SERVON	2.0	2.0	0
SEVIGNAC	29.0	29.0	0
SQUIVIDAN			0
ST-AGATHON	11.2	11.2	0
ST-AVE			0
SAINT-BRICE	5.0	5.0	0
ST-BRIEUC	2.0	2.0	0
ST-COULITZ	11.0	11.0	0
ST-FIACRE	2.0	2.0	0
ST-GRAVE	24.0	24.0	0

Tableau des capacités réservées au 31 décembre 2024			
Poste	**Capacité réservée sur le poste (MW)**	**Capacité réservée affectée (MW)**	**Capacité réservée résiduelle (MW)**
ST-HERBOT	10.0	10.0	0
ST-LAURENT	0.1	0.1	0
ST-POL-DE-LEON	3.0	3.0	0
ST-MALO	2.0	2.0	0
ST-NICOLAS-DU-PELEM	98.0	98.0	0
ST-PIERRE	1.0	1.0	0
ST-RENAN	4.0	4.0	0
ST-SERVAN	1.0	1.0	0
SAINT-SULAN	1.0	1.0	0
TADEN	1.0	1.0	0
LES TALUS	6.0	6.0	0
THEIX	6.0	6.0	0
TINTENIAC	21.0	21.0	0
TIZE	1.0	1.0	0
TREGUEUX	2.0	2.0	0
TRESSE	5.0	5.0	0
UZEL	11.7	11.7	0
VANNES	3.0	3.0	0
VERN	1.0	1.0	0
VITRE	4.0	4.0	0