

Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables Haute- Normandie

Etat technique et financier de la mise en oeuvre du schéma à fin 2025

Version finalisée du 31 mars 2026

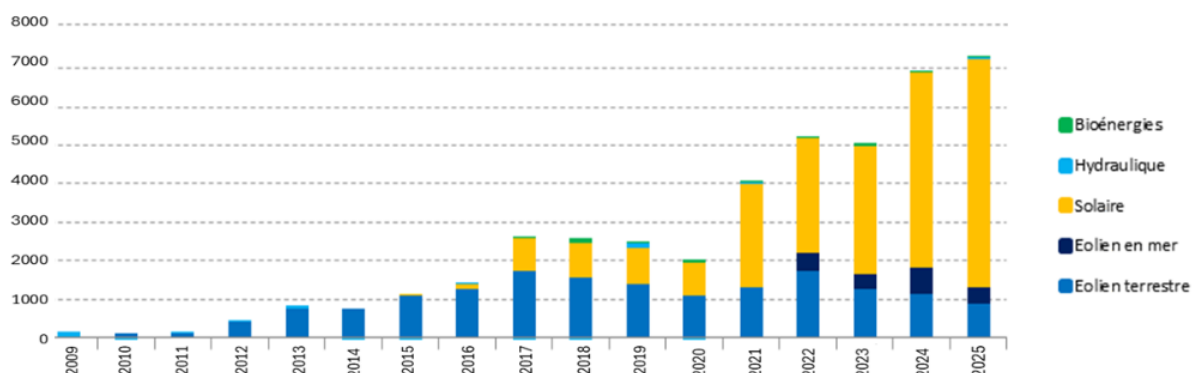
Poursuivre la transition énergétique en cohérence avec la politique de décarbonation de l'état

En 2025, la dynamique de raccordement des énergies renouvelables (EnR) a de nouveau franchi un cap historique, avec un volume record de 7 300 MW nouvellement raccordés, reflet d'un engagement collectif croissant en faveur de la transition énergétique. Ces nouvelles installations, en croissance de 10% par rapport à 2024, sont majoritairement raccordées sur le RPD et traduisent le dynamisme des installations photovoltaïques, qui représentent 5 900 MW, dont 3 700 MW 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.

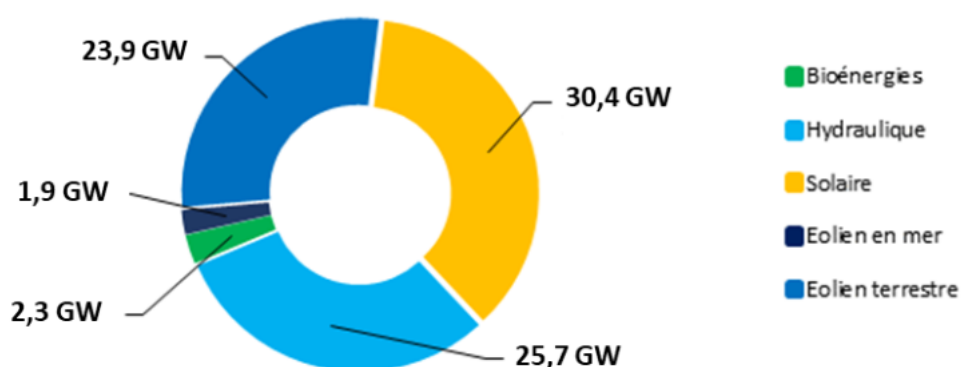
La France dispose désormais d'un parc de production EnR de plus de 84 000 MW, incluant l'ensemble des filières renouvelables, dont les parcs éoliens en mer. La capacité solaire installée totale a dépassé en 2025 celle des installations hydrauliques : ainsi le parc hydraulique historique représente désormais moins du tiers de la capacité EnR installée, alors que les installations éoliennes et photovoltaïques représentent environ 66% du parc¹.

Evolution annuelle de la puissance EnR raccordée (MW)



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

Répartition par filière au 31/12/2025 (MW)



Répartition des volumes d'EnR raccordés par filière (en MW)

Bilan électrique 2025

A date, en raison d'une meilleure acceptabilité par rapport aux autres filières, notamment en termes d'insertion paysagère et d'appropriation par les territoires, on constate une prédominance accrue des projets photovoltaïques (PV), principalement des projets de faible puissance. Les puissances unitaires varient toujours considérablement selon les projets, avec un dynamisme accru des installations de puissance modérée, tandis que le développement de projets de raccordement de plusieurs centaines de MW se poursuivent. On constate parallèlement une tendance de baisse continue des raccordements éoliens.

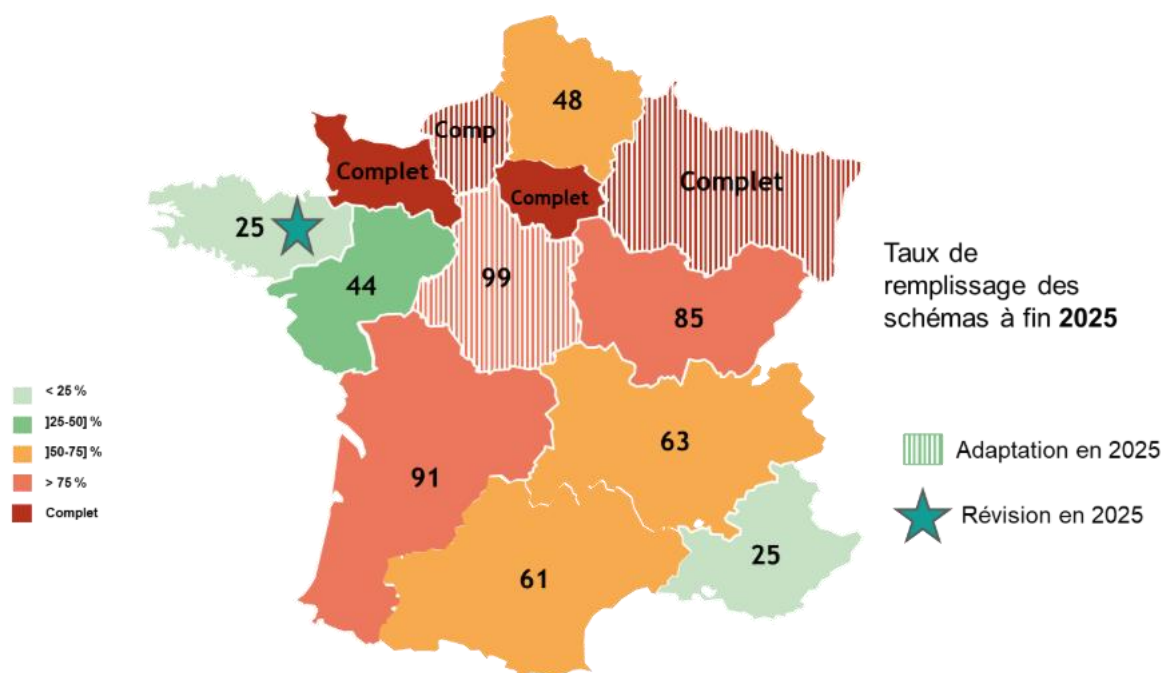
Les dernières adaptations et révisions de schémas dans le régime « *Pré-APER* » sont entrées en vigueur

Pour répondre rapidement à la dynamique croissante des projets d'énergies renouvelables terrestres, et notamment à des saturations locales de postes en partie provoquées par des raccordement massifs de parcs de petite puissance non pilotable, de dernières adaptations ont été notifiées avant l'entrée en vigueur du nouveau cadre de réalisation des S3REnR, APER. En 2025, trois adaptations ont été conduites à leur terme en Centre Val de Loire, Grand Est et Haute Normandie, permettant de libérer un volume de capacités réservées supplémentaires de 2 GW.



Adaptations de schémas réalisées et en cours à fin 2025

Pour éviter la désoptimisation de la planification des réseaux induites par les adaptations, le dispositif APER n'a pas reconduit ce système d'adaptation de schémas aux bénéfices de nouveaux mécanismes : 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.



A fin 2025, 73% 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 augmentation par rapport à celui observé fin 2024 (66%) compte-tenu en particulier de la forte dynamique des raccordements de PV BT, malgré la révision ou l'adaptation de quatre schémas en 2025. Ainsi, l'entrée en vigueur du schéma Bretagne mi 2025 a permis la création de 4,4 GW supplémentaires de capacités réservées qui sont venues s'ajouter aux 2 GW dégagées par les adaptations des schémas Grand Est, Centre Val de Loire et Haute Normandie.

Les schémas de Grand-Est, Ile-de-France et Normandie sont complets à fin 2025.

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 2025, 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 de l'ordre de 6 000 demandes, grâce à des propositions bien accueillies par les parties prenantes.

Cependant, cette dynamique intense révèle des contraintes localisées sur un nombre restreint de postes sources (de l'ordre de 130 postes à fin 2025) 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. Ces solutions sont mises en œuvre dans les cas où une contrainte de transit est identifiée à très court terme. Elles servent d'expérimentation pour minimiser les contraintes dans des zones dynamiques de raccordement dans l'attente des révisions.

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. 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.

Les gestionnaires de réseaux, en collaboration avec les services de l'état, cherchent à mieux caractériser la file d'attente pour planifier une infrastructure économique et pertinente

Les gestionnaires de réseaux en collaboration avec la CRE et la DGEC ont mené une analyse afin d'affiner la file d'attente et mieux caractériser la maturité des projets. Cette maturité a été appréciée en particulier à l'aune de trois critères :

- Disposer d'un « droit d'accès au réseau »
- Être en possession d'une autorisation administrative (en particulier l'autorisation d'urbanisme)
- Bénéficier d'un soutien public ou avoir sécurisé son financement (mécanisme de soutien de l'Etat ou « PPA »).

Prenant pour appui ces travaux, RTE mène des réflexions pour intégrer les travaux méthodologiques de consolidation et de qualification de la file d'attente dans les révisions des schémas. L'objectif serait ainsi de mieux estimer le réalisme de la file d'attente et ainsi :

1. Eviter un phénomène de saturation contractuelle du réseau avec des projets d'installation EnR qui « bloqueraient » l'accès à la capacité disponible pour des projets potentiellement plus matures
2. Réaliser le bon dimensionnement des ouvrages et leur planification au bon endroit et au bon moment.

Une coordination approfondie RTE-Enedis sur ce sujet est en cours.

Un cadrage des ambitions des futurs schémas a été réalisé pour assurer une cohérence entre les objectifs des schémas S3REnR à réviser avec les objectifs de l'état.

Pour se conformer au décret APER de juillet 2024, un cycle de révisions de l'ensemble des schémas s'est ouvert. Début 2025, 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.

Les premiers scénarios de capacité globale issus des concertations régionales, ont montré une décorrélation entre les chiffres proposés en région et les scénarios du projet de PPE. En parallèle de la publication du décret PPE rendue publique le 12/2/2026, un travail de déclinaison régionale a été réalisé par les services de l'Etat avec l'appui de RTE pour proposer des cibles cohérentes avec les enjeux énergétiques et stratégiques de l'Etat, entraînant une temporisation des travaux régionaux au 2nd semestre 2025.

Ceci a permis la relance des révisions. Les dossiers d'éclairage permettant au préfet de région de fixer la capacité du schéma ont donc été envoyés fin 2025 pour les régions les plus avancées - Bourgogne-Franche-Comté, Nouvelle Aquitaine et Centre Val de Loire.

Les gestionnaires des réseaux ont débuté la révision des autres schémas mi-janvier 2026, conformément aux dispositions du décret APER. Les travaux des éclairages au préfet, basées notamment sur la déclinaison régionale retenue par la DGEC, et lui permettant de définir l'ambition régionale d'un schéma vont se poursuivre toute l'année 2026.

L'objectif est de finaliser la révision des schémas en deux ans environ une fois l'ambition définie par le préfet.

La dynamique d'investissements se poursuit pour adapter l'infrastructure à la dynamique des EnR

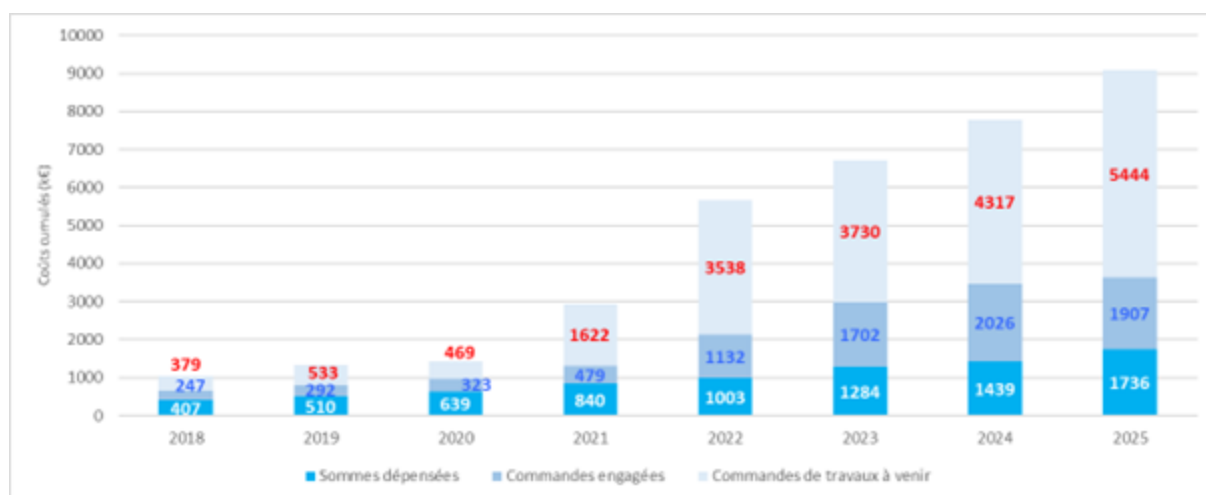
Pour suivre des raccordements toujours en croissance, les gestionnaires de réseau poursuivent leur mobilisation industrielle en augmentant des volumes d'investissement et développent les ouvrages prévus dans les schémas S3REnR actuels. Ces investissements sont réalisés en adéquation avec les dynamiques de croissance locale et sont conjointement ordonnancés pour piloter l'effort industriel de mise à disposition de capacités de manière efficace.

Dans le contexte :

- i. de révision de tous les schémas avec une priorisation des schémas ayant des niveau de saturation important
- ii. d'une hausse structurelle des coûts reflet des tensions sur les marchés
- iii. et d'investissements massifs réalisés et à venir par les gestionnaires des réseaux

les ouvrages les plus attendus pour permettre le raccordement des projets matures seront priorisés.

Par ailleurs les ouvrages identifiés comme moins utiles techniquement, n'ayant pas fait l'objet de demande de raccordement client, bénéficiant d'un bilan économique incertain ou identifiés comme problématiques au sein des territoires font l'objet d'une étude approfondie avant une possible reconduction dans les schémas révisés dans un format plus économique, au bénéfice des territoires, des producteurs et de la collectivité.



Evolution des investissements cumulés pour les créations et les renforcements à fin 2025

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 de réseaux concertent les nouvelles dispositions issues de la loi « APER »

Suite à la publication du décret dit « APER » le 21 juillet 2024, des concertations menées par Enedis et RTE ont débuté pour décliner dans leurs documentations techniques de référence (DTR) respectives les nouvelles dispositions s'appliquant à l'élaboration et la vie des S3REnR.

Ces dispositions visent à améliorer l'efficacité de la planification puis du raccordement au bénéfice de toutes les parties prenantes.

Les sujets d'ores et déjà abordés ont été les suivants :

- Une remise à plat de l'ensemble des notions utilisées dans le cycle de vie des schémas S3REnR pour contribuer à une meilleure visibilité par les parties prenantes du dispositif, à la fois pendant les révisions et une fois les schémas révisés en vigueur ;
- Les modalités d'organisation des campagnes de recensement de prévisions d'installations de production d'électricité EnR, pour l'établissement des hypothèses nécessaires aux études réseau permettant de planifier les investissements réseaux nécessaires à la mise à disposition de la capacité globale de raccordement régionale ;
- Les modalités d'application des critères techniques et économiques qui s'imposent aux investissements qui peuvent intégrer la planification, conformément à l'arrêté du 29 mars 2025 ;
- Les modalités de mise en œuvre du droit de priorité à l'instruction des demandes de raccordement au réseau public de transport d'installations de production d'électricité EnR (évolution de la procédure raccordement au RPT) ;
- Les modalités de mise en œuvre du «réservoir de travaux», dédié au raccordement d'installations sur le RPD ;

La concertation se poursuivra au premier semestre 2026.

L'amélioration de l'offre cartographique grâce à une concertation approfondie pour la refonte de l'outil Capareseau

Caparéseau est un outil cartographique de référence pour l'ensemble des parties prenantes locales et nationales. Il met à disposition les données sur les capacités de raccordement au niveau des postes (i), les informations de dynamique globale par schéma S3REnR (ii) et la planification de l'infrastructure de réseau de transport et de distribution (iii) ; la donnée est alimentée par les gestionnaires de réseaux.

Afin de palier une problématique d'interface peu lisible pour certaines parties prenantes et du nouveau dispositif issu de la loi APER, RTE a lancé une concertation approfondie avec l'ensemble des acteurs d'octobre 2025 à février 2026 pour définir des fonctionnalités et données de Caparéseau.

Une phase de définition d'un socle de principes dégageant des lignes directrices pour le futur outil présenté dans l'instance de concertation de RTE en octobre a précédé une concertation approfondie menée en collaboration étroite RTE-Enedis, avec les GRD.

Pendant la période de développement de l'outil à venir, des séances de concertation seront également organisées avec les producteurs EnR et les distributeurs, afin de co-construire l'ergonomie et les parcours utilisateurs tout au long de l'année 2026 pour un objectif très ambitieux de livraison de l'outil : le 1er janvier 2027.

Cette concertation, nécessaire pour répondre aux nouveaux besoins des utilisateurs ainsi que la date butoir de livraison de Capareseau, est considérée par la Commission de régulation de l'énergie comme une action prioritaire dans sa délibération TURPE 7 HTB, assortie d'une régulation incitative. RTE met donc tout en œuvre pour s'y conformer, en ne sacrifiant pas cet objectif à la qualité et le besoin impérieux de mise à disposition d'un outil fonctionnel et utile.

PRÉAMBULE

Le S3REnR Haute-Normandie a été approuvé par le préfet de région le 13/11/2014. Ce schéma initial a mis à disposition des projets de production EnR une capacité d'accueil de 1158 MW, dont 611 MW de capacités nouvellement créées s'ajoutant aux 547 MW préexistants. La quote-part globale s'élève à 17.44 k€/MW (valeur actualisée au 01/02/2026). 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 : 26.5 M€ dont 23.6 M€ GRD
- Renforcements financés par le TURPE : 5.2 M€ dont 2.6 M€ GRD

Autres investissements des gestionnaires de réseau, contribuant à l'accueil des EnR (Etat initial dont anciens schémas) : 24.5 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 2025 (année N-1), après 11 années d'application, 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 2024 est disponible sur le site Internet de RTE. Cet état technique et financier a été élaboré conjointement avec ENEDIS et RTE/ENEDIS, présenté à la DREAL Haute-Normandie 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

195 MW d’installations EnR raccordées en 2025

Le parc de production d’énergies renouvelables en service atteint 1215 MW (+19 % par rapport à 2024). Le volume des projets en développement atteint 615 MW (

2025

-10

% par rapport à 2024).

Bilan de la production (en MW)

Etat d'avancement	Gestionnaire	2024	2025
En service	RTE	0	113
	ENEDIS	1020	1102
	ELD	0	0
En développement	RTE	121	75
	ENEDIS	561	540
	ELD	0	0
Total		1702	1830

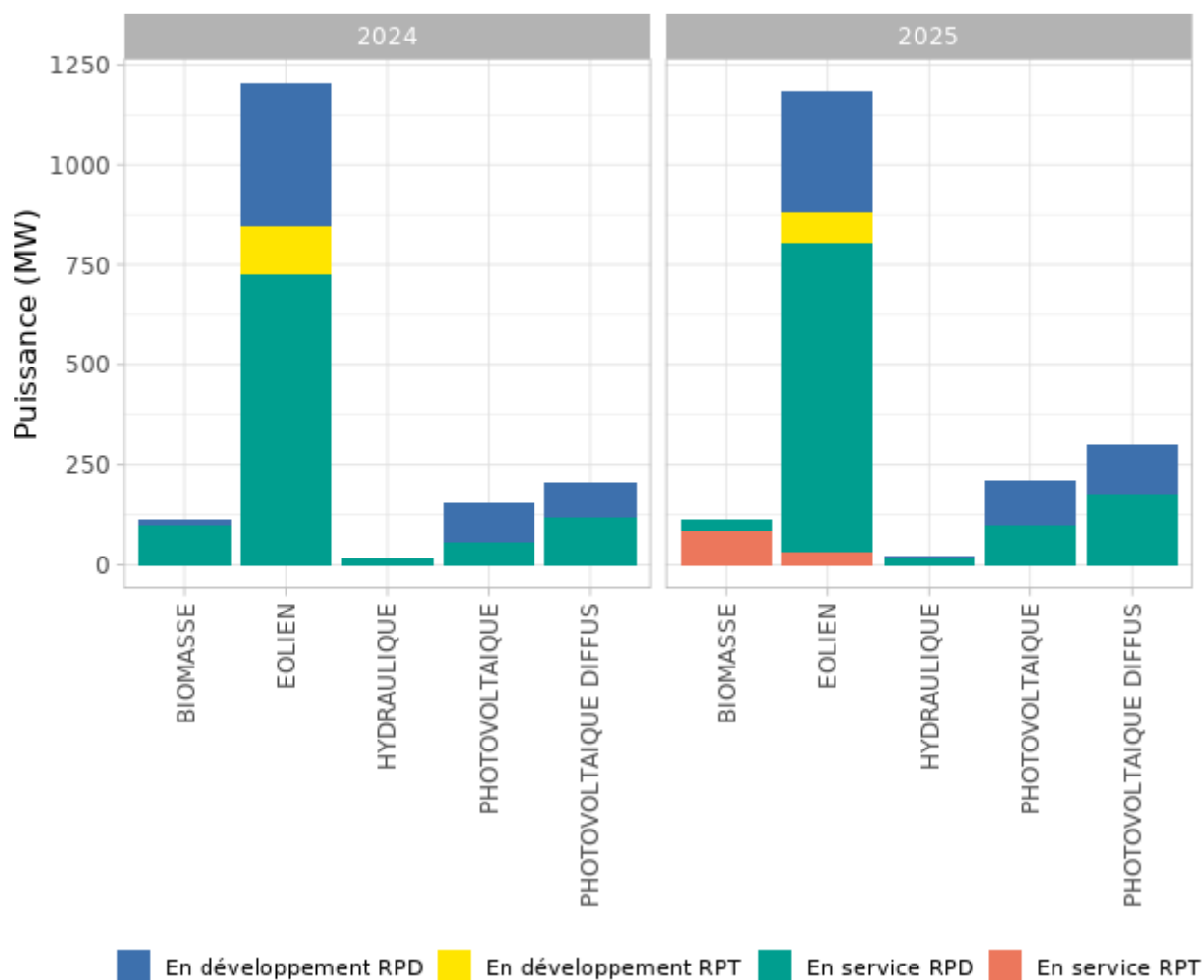
80 MW de production éolienne raccordée en 2025

La dynamique annuelle de raccordement de la production éolienne est de +11 %. Le volume total de projets éoliens en service et en développement affiche 1184 MW à fin 2025 (-2 % par rapport à 2024).

100 MW de production photovoltaïque raccordée en 2025

La dynamique annuelle de raccordement de la production photovoltaïque est de +57 %. Le volume total de projets photovoltaïques en service et en développement affiche 511 MW à fin 2025 (+41 % par rapport à 2024).

Répartition par filière des installations EnR

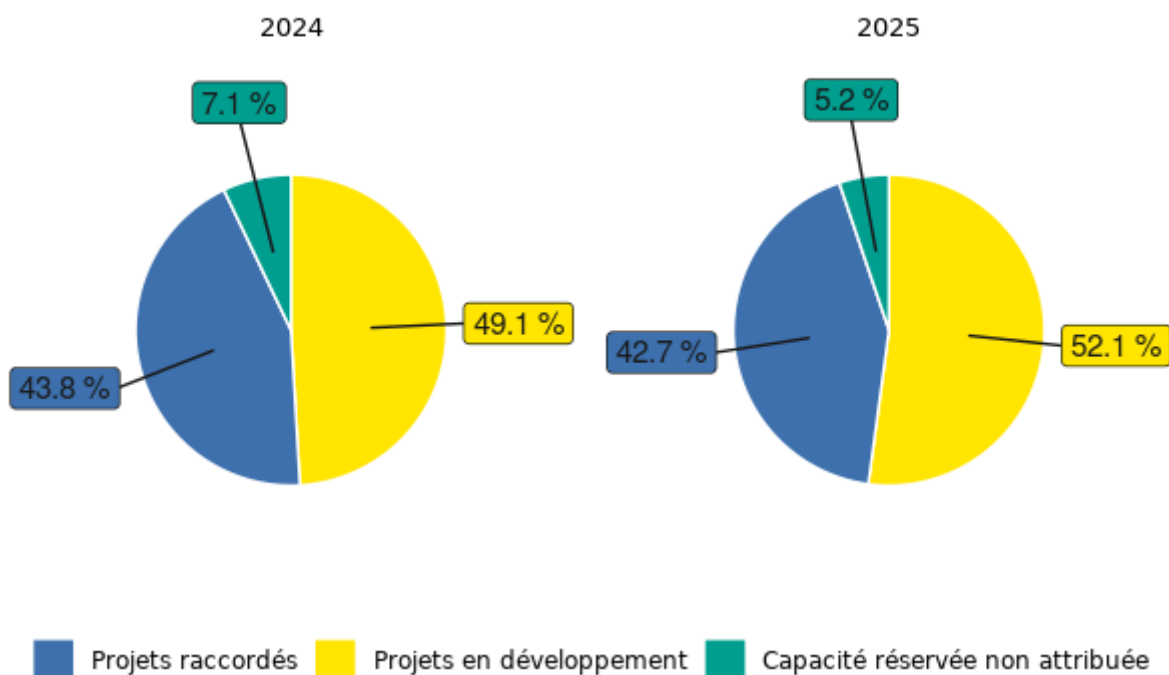


Affectation des capacités réservées

260 MW de capacités réservées attribuées en 2025

Les graphiques ci-dessous présentent l'évolution de l'affectation des capacités réservées du S3REnR aux installations de production d'énergies renouvelables à fin 2025 et fin 2024, 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.

Répartition de la capacité réservée selon le stade des projets EnR



95 % de la capacité du schéma allouée à fin 2025

Depuis la publication du S3REnR Haute-Normandie, 1095.4 MW ont été affectés, dont 516.3 MW (45 %) 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.

HAUTE NORMANDIE Capacité de la région

Capacité réservée (MW)

● CR Restante

● CR Attribuée



Réseau électrique

— 63 - 90 - 150 kV

— 225 kV

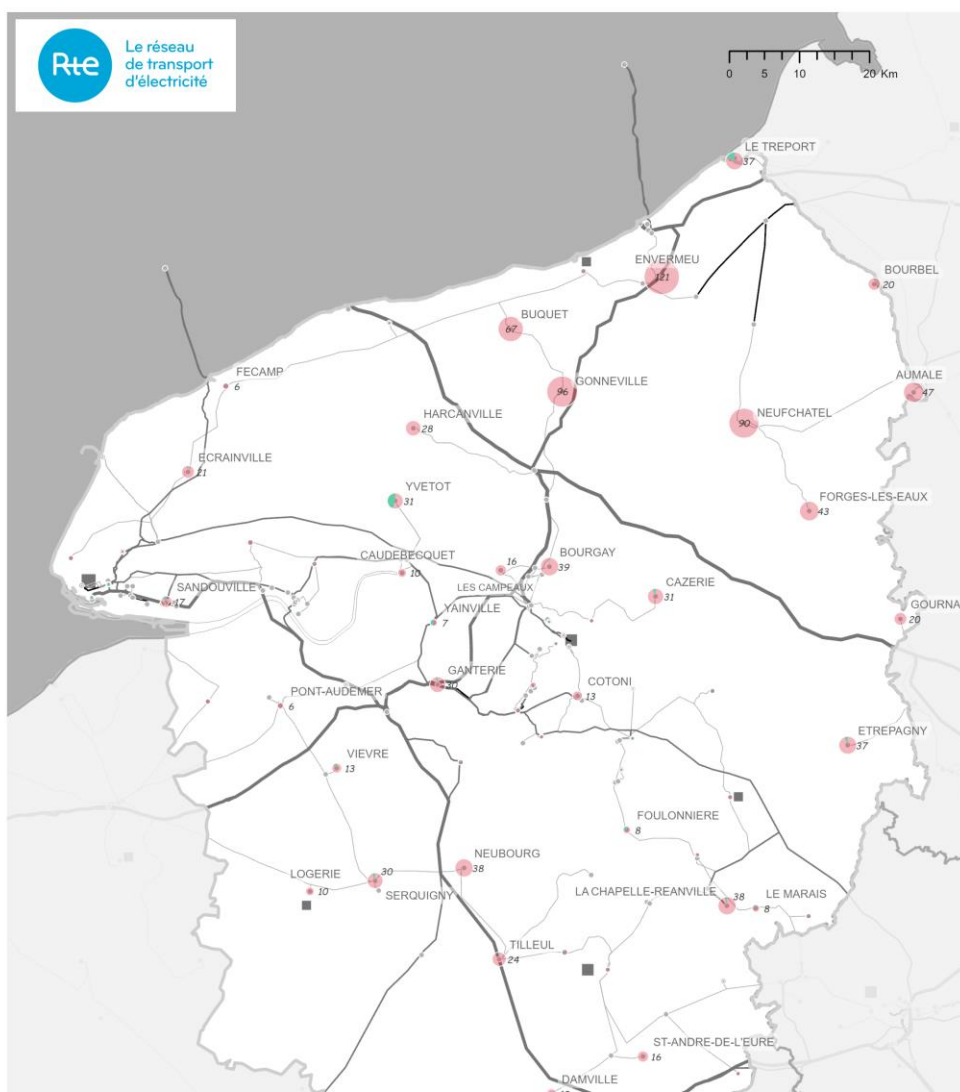
— 400 kV

Administratif ■ Agglomérations

Type d'ouvrage

● Poste

— Ligne



AMÉNAGEMENTS DU SCHÉMA

Afin de prendre en compte les besoins des producteurs pour la localisation et le volume de leurs projets d'installations EnR, le S3REnR Haute-Normandie a fait l'objet de transferts de capacité réservée sur l'année 2025.

61 MW ont été transférés en 2025

Ce volume représente 41 transferts.

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

Adaptation du schéma Haute-Normandie

- Ouest Amiénois : Ajout d'une SELF série sur la liaison 225 kV Limeux-Ouest Amiénois
- Forges les Eaux : Mutation TR 411 20 MVA vers 36 MVA
- Forges les Eaux : Création du TR 412 36 MVA + ½ rame
- Neufchâtel : Création du TR 413 36 MVA + ½ rame

HAUTE NORMANDIE

Capacité de la région

Capacité transférée (MW)

● Capacité ajoutée

● Capacité enlevée

Réseau électrique

— 63 - 90 - 150 kV

— 225 kV

— 400 kV

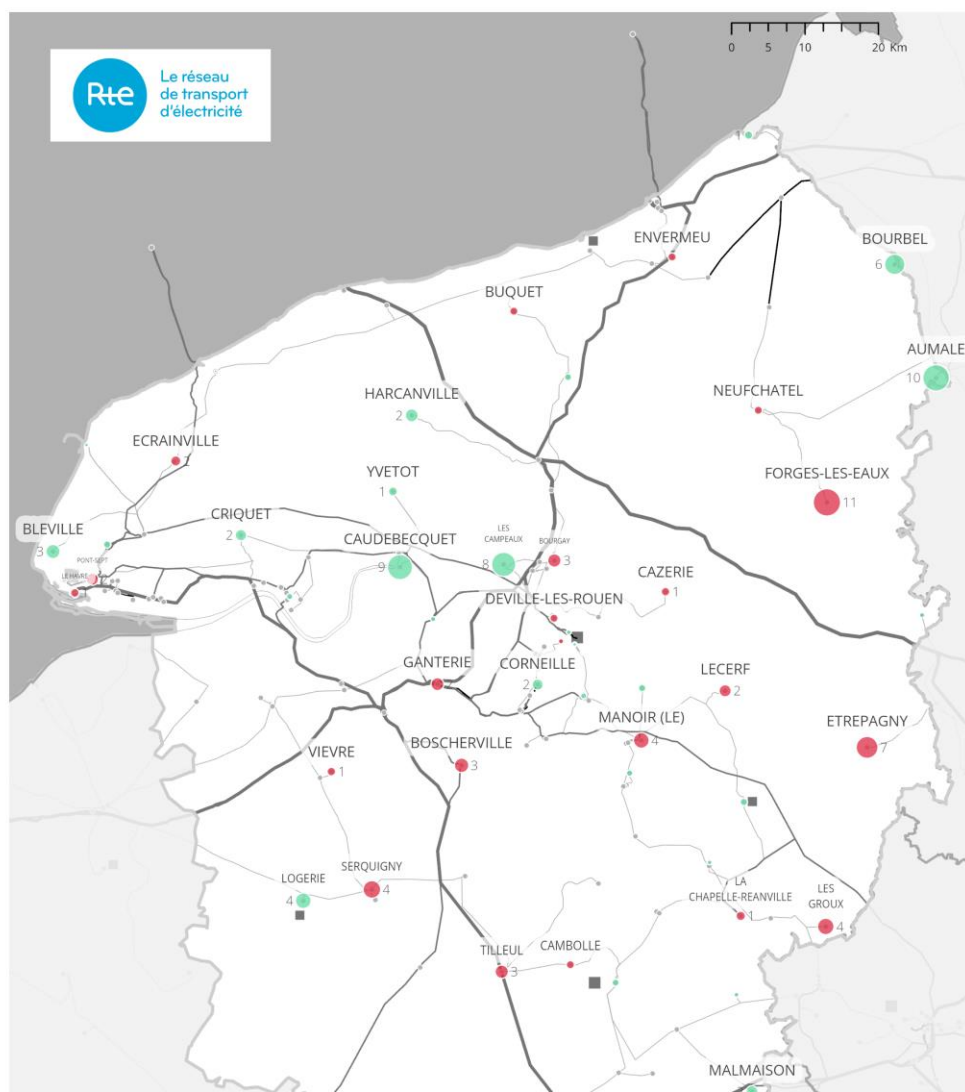
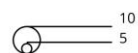
Type d'ouvrage

○ Poste

— Ligne

Administratif

■ Agglomérations

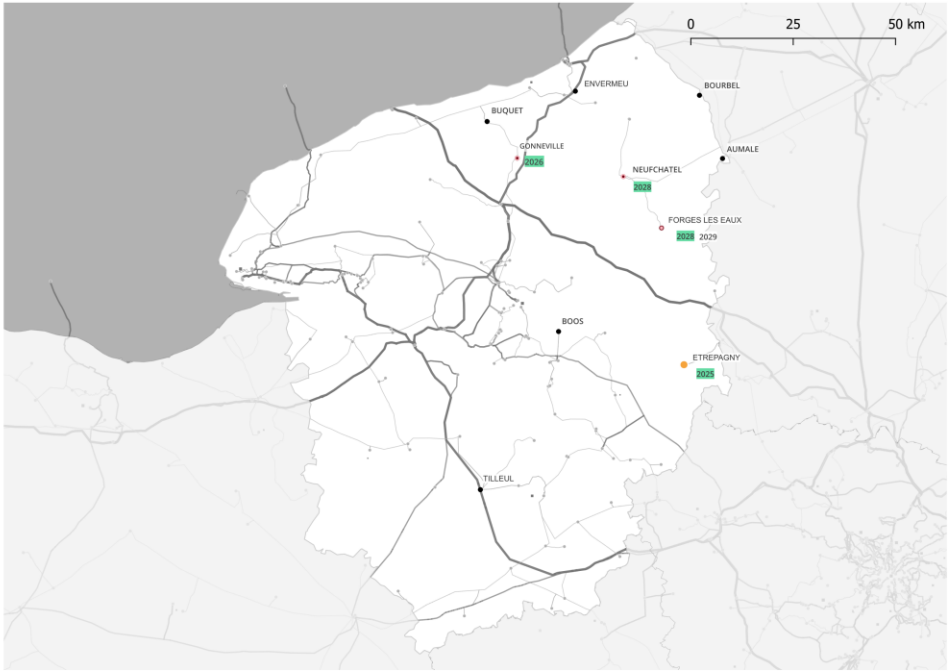


CARTOGRAPHIE DES TRAVAUX

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.

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



Investissements et adaptation

- Création de transformateur ou création de poste - implantation certaine
- Renforcement de transformateur
- Création de transformateur
- 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.

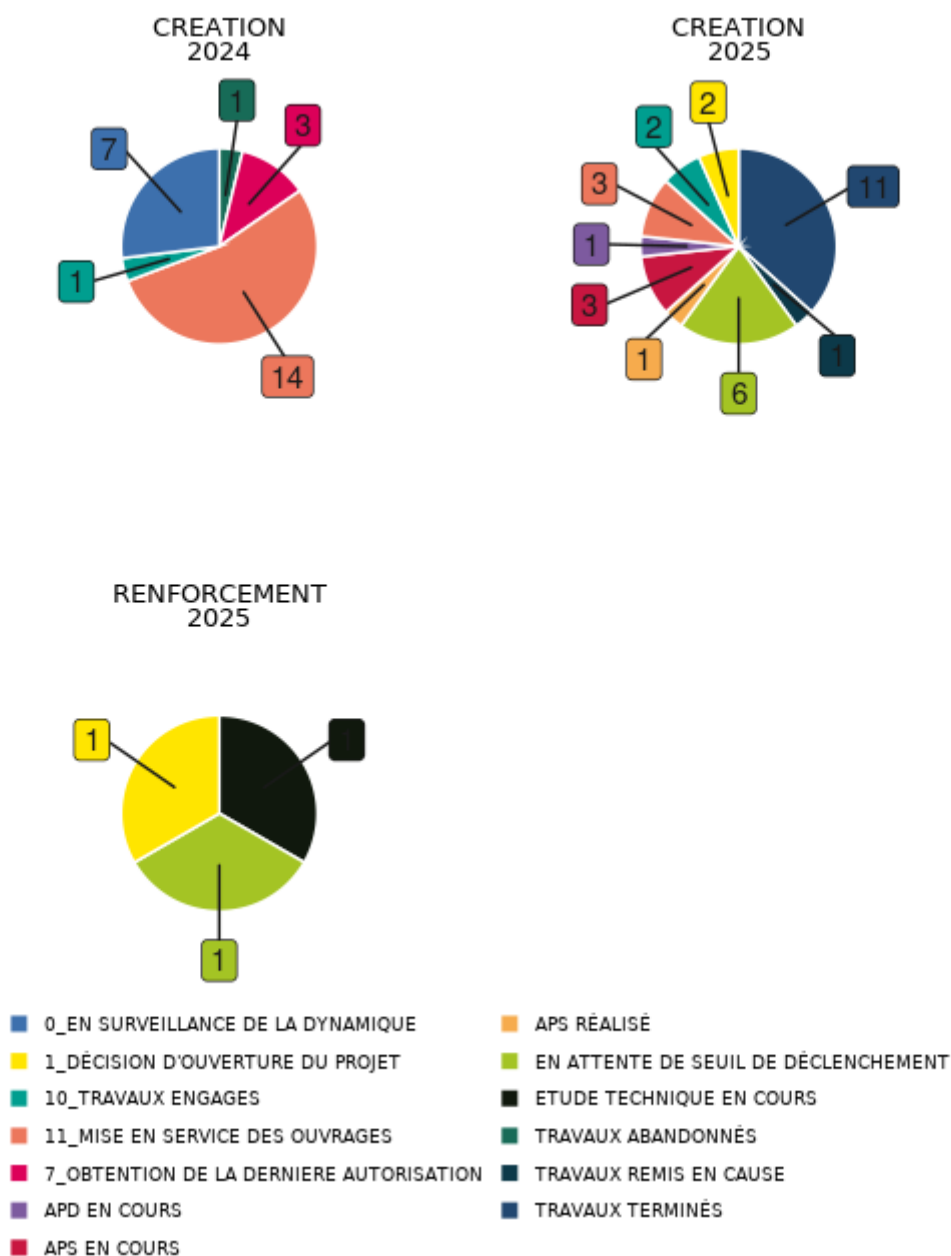
Conception et réalisation Direction Technique (DT)
Contact: rte-cvcr-cartographies@rte-france.com

AVANCEMENT DES TRAVAUX

8 % des ouvrages de création sont en service

En complément, 79 % des ouvrages de création inscrits au schéma ont atteint le seuil de déclenchement de leurs travaux, et 100 % des ouvrages de renforcement.

Répartition des travaux du S3REnR

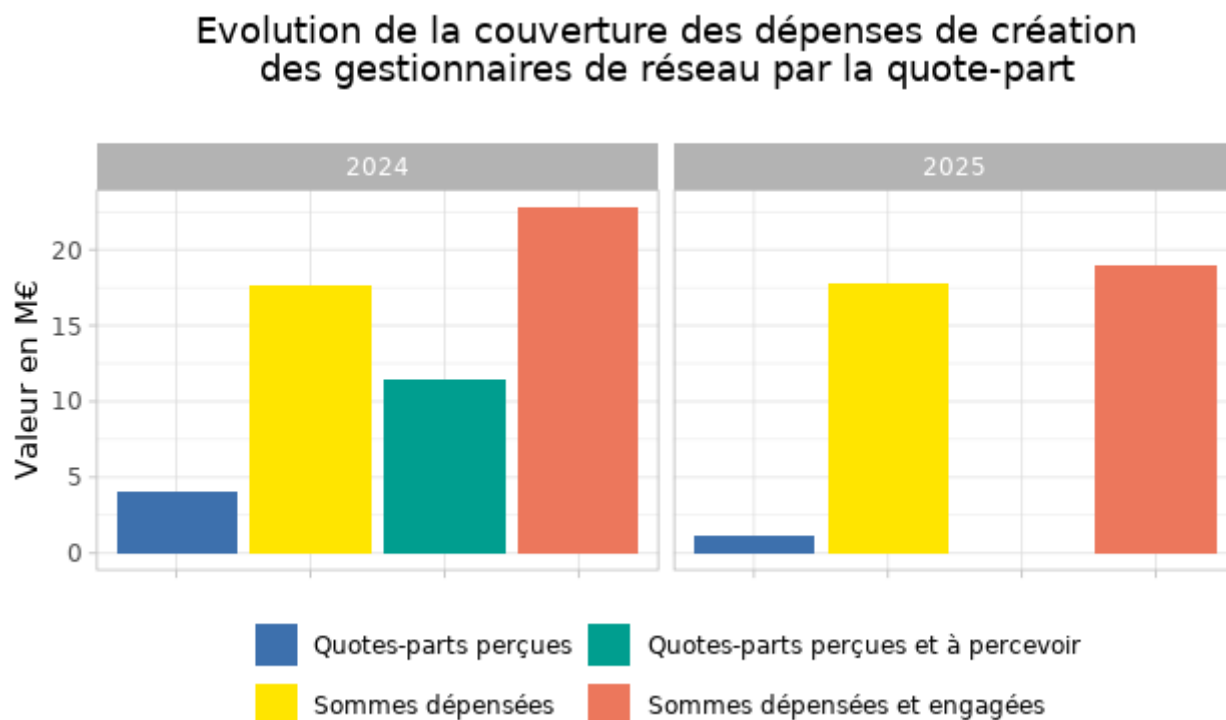


La liste détaillée des travaux de création et de renforcement du schéma ainsi que leur avancement, l'état du seuil de déclenchement, le seuil d'engagement, et leurs coûts figurent en annexe 2. Les différents stades d'avancement des projets inscrits au schéma sont détaillés en annexe 3.

ETAT FINANCIER DU SCHÉMA

1.2 M€ de quote-part versés par les producteurs et 17.8 M€ dépensés pour les travaux de création à fin 2025

Le montant de quote-part versé par les producteurs représente 7 % des sommes dépensées par les gestionnaires de réseau pour les créations à fin 2025. 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.



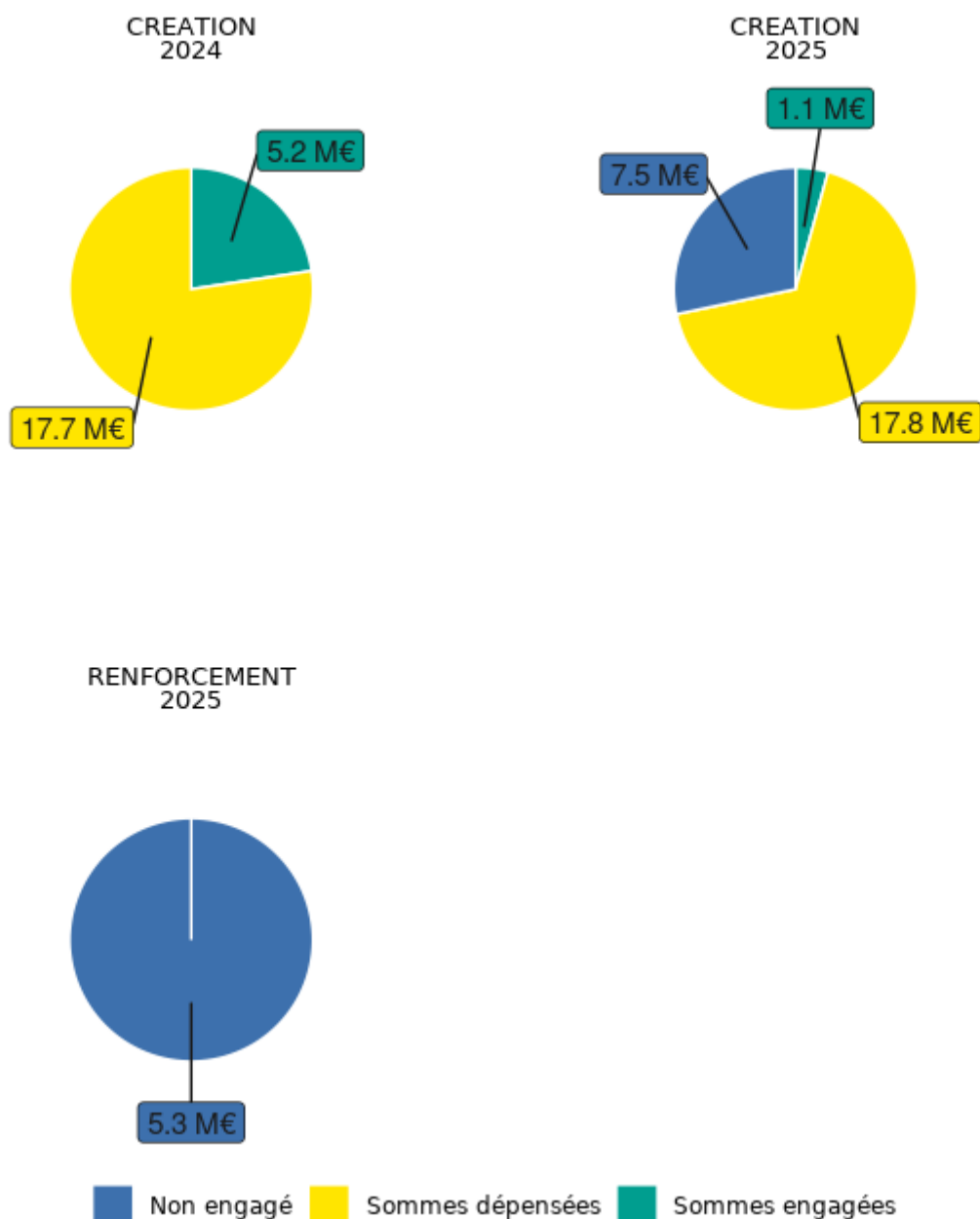
0 M€ (0 % du coût prévisionnel des travaux de création)

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 Haute-Normandie 0 MW de production diffuse en service et en développement depuis l'approbation du S3REnR sont recensés à fin 2025.

17.8 M€ dépensés par les gestionnaires de réseau

au titre des investissements de création et de renforcement, soit environ 56 % des montants estimés des travaux.

Répartition des montants estimés des travaux du S3REnR

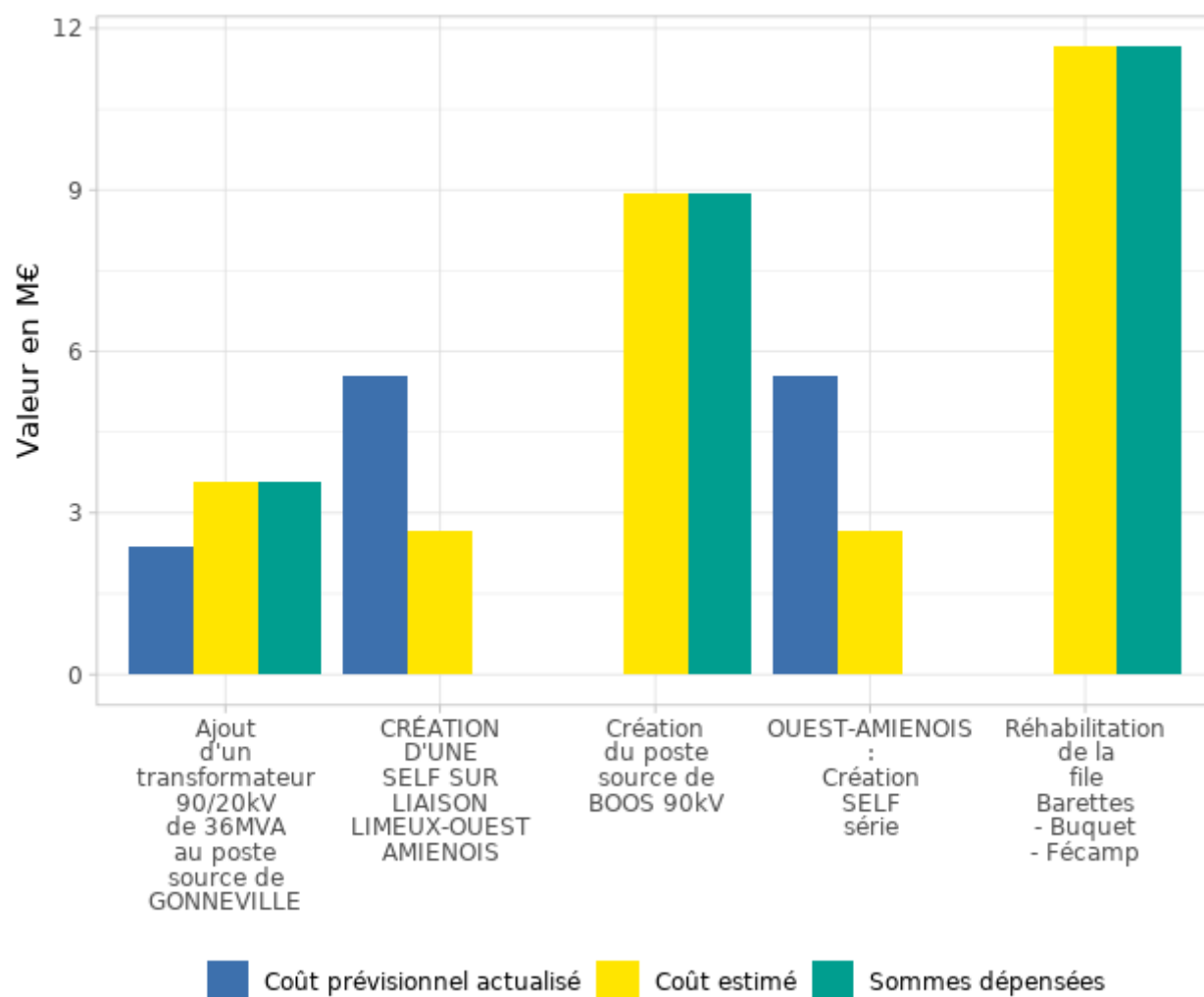


Le coût estimé des travaux de création est de 26.4 M€.

Ce montant représente une évolution de 49 % du coût des investissements de création par rapport au coût prévisionnel actualisé du schéma de 17.7 M€. Cette évolution de 8.7 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).

Evolution du coût des projets structurants du schéma



INDICATEURS DE SUIVI DE MISE EN OEUVRE DU SCHÉMA

L'évaluation environnementale du S3REnR Haute-Normandie réalisée selon les dispositions des articles R. 122-17 et suivants du code de l'environnement, présente des indicateurs de suivi (destinés à vérifier que les incidences défavorables ont correctement été appréciées, que les mesures prises pour éviter, réduire ou compenser les incidences négatives ont un caractère adéquat et également identifier les impacts négatifs imprévus du schéma). Ces indicateurs, mesurés annuellement, sont répertoriés et mesurés dans le tableau ci-après.

Enjeu environnemental	Indicateur de suivi de la mise en œuvre du schéma	Valeurs de l'année 2025	Valeur objectif issue de l'évaluation environnementale
----------------------------------	--	------------------------------------	---

CONCLUSION

Ce bilan du S3REnR Haute-Normandie 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 CLÉS 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 2025 sont détaillés ci-dessous.

Code Poste Source	Capacité transférée (MW)	Code Poste Source où est prise la capacité	Travaux transférés	Date notification Préfet
AUMAL	10	F.EAU	Non	18/02/2026
BZBEL	4	NEUF5	Non	18/02/2026
BZBEL	1	F.EAU	Non	18/02/2026
AUMAL	0,2	BZBAK	Non	18/02/2026
BZBEL	1	CAMBO	Non	18/02/2026
F.EAU	0,2	BZBAK	Non	18/02/2026
NEUF5	1	BUQUE	Non	18/02/2026
NEUF5	1	D.ROU	Non	18/02/2026
NEUF5	1	ENVER	Non	18/02/2026
FECAM	0,1	HAVR5	Non	18/02/2026

ANTIF	0,2	HAVR5	Non	18/02/2026
R.LES	0,2	HAVR5	Non	18/02/2026
MARN5	0,3	HAVR5	Non	18/02/2026
H.DIE	0,3	HAVR5	Non	18/02/2026
GAIL6	0,3	VIEVR	Non	18/02/2026
GOURN	0,4	VIEVR	Non	18/02/2026
YAINV	0,4	VIEVR	Non	18/02/2026
COTON	0,5	CAZE5	Non	18/02/2026
P.JER	0,6	CAZE5	Non	18/02/2026
VAUDR	0,6	C.REA	Non	18/02/2026
EVREU	0,7	C.REA	Non	18/02/2026
GONNE	0,7	ECRAI	Non	18/02/2026
ANDE5	0,8	ECRAI	Non	18/02/2026
BOOS	0,8	TILL5	Non	18/02/2026
MTIVI	0,8	TILL5	Non	18/02/2026
TREPO	1	TILL5	Non	18/02/2026
YVETO	1,2	LECER	Non	18/02/2026
CORNE	0,7	BZGAY	Non	18/02/2026
CORNE	1	LECER	Non	18/02/2026
CRIQU	1,9	BZGAY	Non	18/02/2026
MALMA	2	NONAN	Non	18/02/2026
HARCA	2,4	GANTE	Non	18/02/2026
BLEVI	0,7	BOSCH	Non	18/02/2026
BLEVI	2,2	P.SEP	Non	18/02/2026
LOGER	2,3	BOSCH	Non	18/02/2026
LOGER	1,3	MANOI	Non	18/02/2026
CAMPE	2,2	MANOI	Non	18/02/2026
CAMPE	4	GROUX	Non	18/02/2026
CAMPE	2,2	SERQU	Non	18/02/2026
CAUD5	2,2	SERQU	Non	18/02/2026
CAUD5	7	ETREP	Non	18/02/2026

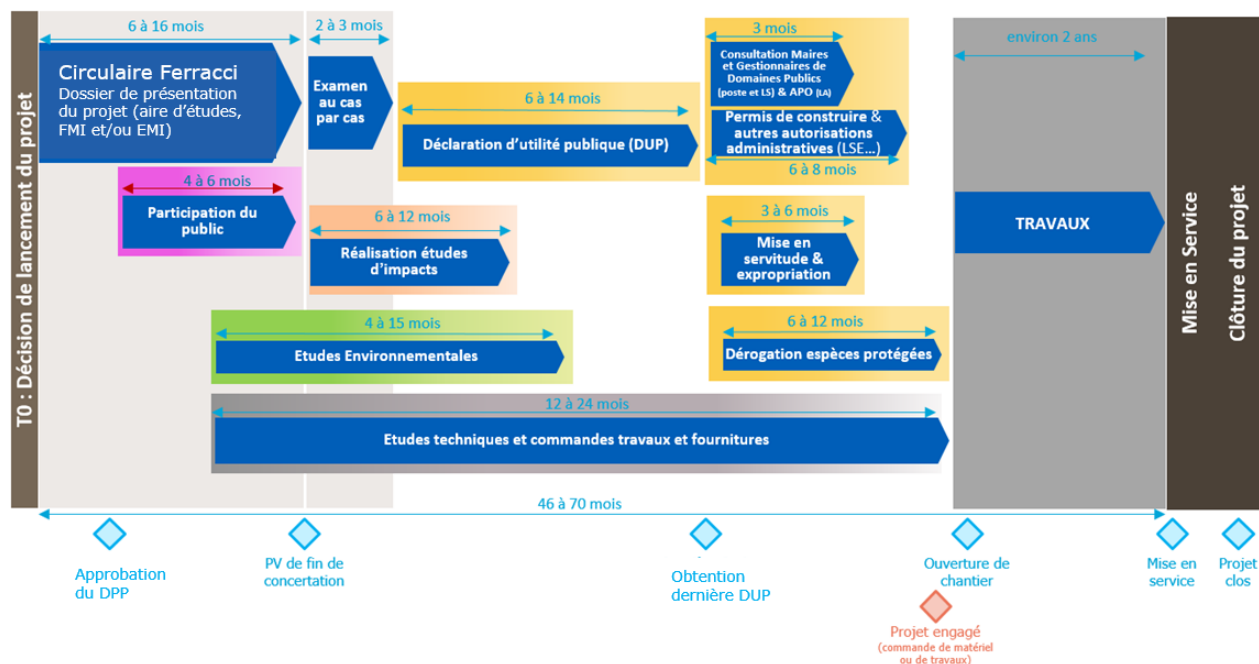
Avancement des travaux

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€.

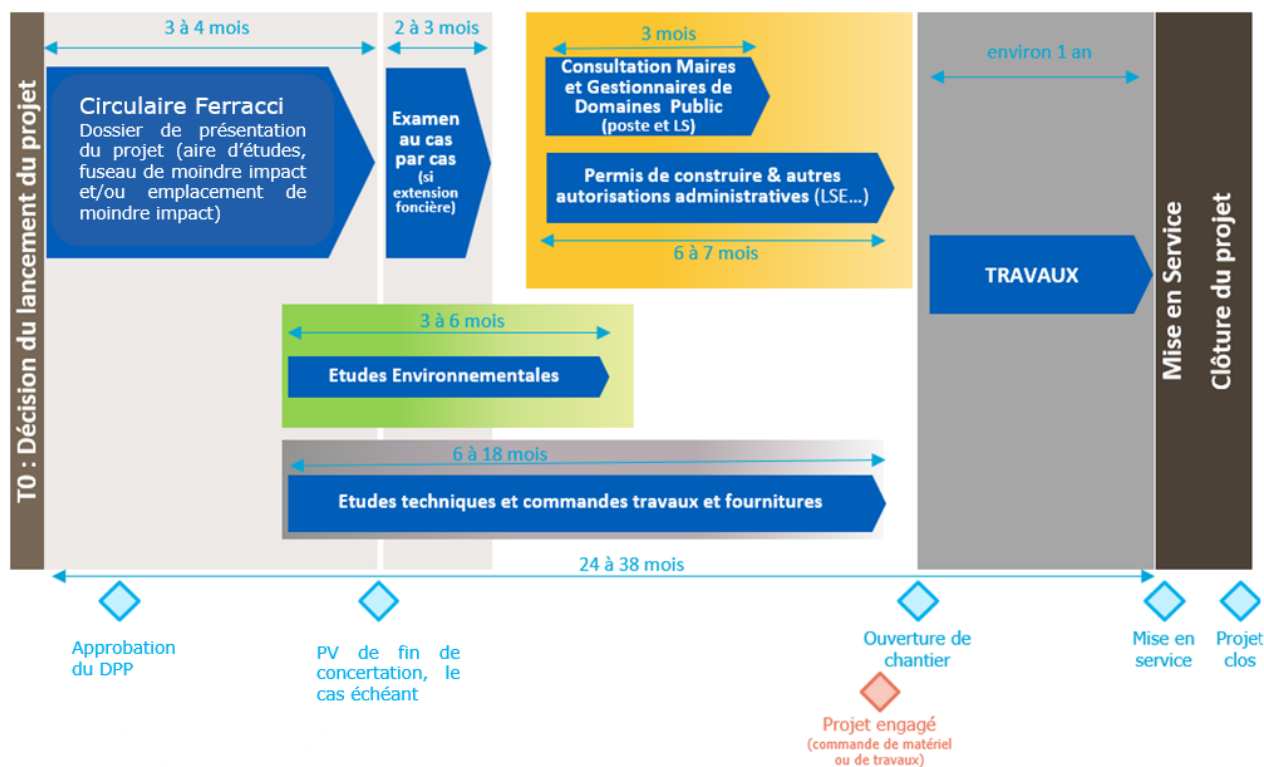
A noter que l'élaboration des S3REnR est réalisée à un stade d'anticipation et dans des délais tels que les analyses de consistance des travaux sont établies sur la base des seules informations immédiatement accessibles, voire « à dire d'expert », et restent relativement sommaires. Une fois ces consistances sommaires définies a 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 (circulaire Ferracci...) et de l'instruction administrative, d'une part dans le cas d'un projet simple 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 :

- En surveillance de la dynamique : les signaux faibles de développement de projets matures dans la zone ne justifient pas d'engager la phase travaux.
- Approbation DPP : après envoi officiel du DPP (Dossier de Présentation du Projet) à l'autorité administrative compétente (Ministre chargé de l'Energie pour les liaisons HTB3, Préfet pour les autres niveaux de tension). Dans le cas particulier des projets de moindre envergure, si l'autorité administrative compétente ne formule pas de remarques sous un mois après l'envoi officiel, le FMI proposé est réputé validé.
- 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 2 voire 3 temps : élaboration et validation du dossier de présentation du projet, concertation sur l'aire d'étude sous l'égide du préfet et concertation sur le fuseau/emplacement de moindre impact (ces 2 dernières étapes pouvant être fusionnées).
- 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. En cas de non-exemption d'étude d'impact, cette évaluation environnementale consiste à réaliser une étude pour étudier les incidences du projet sur l'environnement et la santé, puis à consulter l'Autorité environnementale, les collectivités territoriales, puis le public (via une enquête publique) afin que l'autorité compétente autorise le projet.
- Obtention dernière DUP : 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 (postes) ou de conventions amiables (lignes), la DUP permet d'engager une procédure d'expropriation (postes) ou de mise en servitude (lignes).
- 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 réalisés par RTE

Travaux de l'état initial réalisés par RTE			
Ouvrage	Etat d'avancement	Date prévisionnelle de mise en service	Commentaires
Ajout d'un transformateur 90/20kV de 36MVA au poste source de BOURBEL	11_MISE EN SERVICE DES OUVRAGES	2016	
Ajout d'un transformateur 90/20kV de 36MVA au poste source de GONNEVILLE	11_MISE EN SERVICE DES OUVRAGES	2021	
Ajout d'un transformateur 90/20kV de 36MVA au poste source de TILLEUL	11_MISE EN SERVICE DES OUVRAGES	2017	
Création du poste source de BOOS 90kV	11_MISE EN SERVICE DES OUVRAGES	2014	
Réhabilitation de la file Barettes - Buquet - Fécamp	11_MISE EN SERVICE DES OUVRAGES	2014	

Avancement des travaux du S3REnR

Travaux de création réalisés par ENEDIS

Travaux de création réalisés 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	Commentaires
ANDELYS : Création 1 1/2 rame	NON	TRAVAUX TRANSFÉRÉS		0	0.000				Transfert vers GONNEVILLE
AUMALE : Création 1 1/2 rame	OUI	TRAVAUX TERMINÉS	S2 2023	356	446.424	446.4240	436.0000	OUI	Transfert depuis ETREPAGNY
BOURBEL : Création 1 1/2 rame	OUI	TRAVAUX TERMINÉS	S2 2016	356	446.424	209.0936	209.0936	OUI	Coût salle HTA et contrôle commande

Travaux de création réalisés 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	Commentaires
BOURGAY : Création 1 1/2 rame	OUI	TRAVAUX TERMINÉS	S1 2022	356	446.424	1524.6875	1524.6875	OUI	imputés sur une affaire non SRRER. Besoin de création d'un nouveau bâtiment pour ajout de la 1/2 rame. Création d'une plateforme impliquant la création d'un bassin d'infiltration, création d'une piste légère et modification de la clôture pour l'ajout du bâtiment. Bouclage de la demi-rame S3REnR. Impacts adaptation contrôle commande mini-PCCN
CHAPELLE REANVILLE : Création 1 1/2 rame	NON	EN ATTENTE DE SEUIL DE DÉCLENCHEMENT		307	384.978	384.9780			
CRIQUET : Création 1 1/2 rame	NON	TRAVAUX TRANSFÉRÉS		0	0.000				Transfert vers GONNEVILLE
DAMVILLE : Création 1 1/2 rame	NON	EN ATTENTE DE SEUIL DE DÉCLENCHEMENT		356	446.424	446.4240			
ECRAINVILLE : Création 1 1/2 rame	OUI	TRAVAUX TERMINÉS	S2 2024	307	384.978	1082.0000	1082.0000	OUI	Besoin de création d'un nouveau bâtiment pour ajout de la 1/2 rame.

Travaux de création réalisés 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	Commentaires
ETREPAGNY : Création 1 1/2 rame	NON	TRAVAUX TRANSFÉRÉS		0	0.000			NON	Dévoiement des câbles condensateurs et transformateur services auxiliaires pour implantation du nouveau bâtiment. Transfert vers AUMALE
ETREPAGNY : Création 1 1/2 rame	OUI	10_TRAVAUX ENGAGÉS	S2 2025	356	446.424	1306.0000	1306.0000	OUI	Besoin de création d'un nouveau bâtiment pour ajout de la 1/2 rame. Raccordement de la 1/2 rame S3R en double attache sur les 2 TR (donc ajout d'une rame). Besoin d'un AT inter-rame 20/15 kV.
GANTERIE : Création 1 1/2 rame	NON	TRAVAUX TRANSFÉRÉS		0	0.000				Transfert vers GONNEVILLE
GANTERIE : Création 1 1/2 rame	NON	EN ATTENTE DE SEUIL DE DÉCLENCHEMENT		356	446.424	433.2520		NON	Transfert depuis LOGERIE
GANTERIE : Création 1 1/2 rame	OUI	TRAVAUX REMIS EN CAUSE	S2 2025						
GONNEVILLE : Création 1 1/2 rame	OUI	APS RÉALISÉ	S2 2026	356	446.424	881.0000	447.6667	OUI	Transfert depuis LES GROUX PS en zone inondable nécessitant de

Travaux de création réalisés 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	Commentaires
GONNEVILLE : Création 1 1/2 rame	OUI	TRAVAUX TERMINÉS	S2 2019	356	446.424	900.3333	900.3333	OUI	rehausser de 1,3m le ouvrages Impact zone inondable nécessitant la surélévation du GC (le PC impose la réhausse du GC des bancs TR et bâtiment).
GROUX : Création 1 1/2 rame	NON	TRAVAUX TRANSFÉRÉS		0	0.000				Transfert vers GONNEVILLE
HARCANVILLE : Création 1 1/2 rame	NON	EN ATTENTE DE SEUIL DE DÉCLENCHEMENT		307	384.978	377.3030			
LOGERIE : Création 1 1/2 rame	NON	TRAVAUX TRANSFÉRÉS		0	0.000				Transfert vers GANTERIE
NEUBOURG : Création 1 1/2 rame	NON	APS EN COURS	S1 2027	356	446.424			NON	Solution alternative évitant l'ajout de rame
NONANCOURT : Création 1 1/2 rame	NON	EN ATTENTE DE SEUIL DE DÉCLENCHEMENT		356	446.424	437.5240			
SERQUIGNY : Création 1 1/2 rame	NON	EN ATTENTE DE SEUIL DE DÉCLENCHEMENT		356	446.424	437.5240			
TREPORT : Création 1 1/2 rame	OUI	TRAVAUX TERMINÉS	S2 2017	356	446.424	1473.0808	1473.0808	OUI	Impacts adaptation contrôle commande mini-PCCN, zone inondable (réhausse GC bâtiment) +

Travaux de création réalisés 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	Commentaires
VERNEUIL-SUR-AVRE : Création 1 1/2 rame	OUI	TRAVAUX TERMINÉS	S2 2022	356	446.424	996.6250	996.6250	OUI	surcoûts traitement des terres suite pollution sol métaux lourds + hydrocarbure Besoin de création d'un nouveau bâtiment pour ajout de la 1/2 rame. Contrôle commande en ancienne cohabitation. Bouclage de la demi-rame S3REnR. Mise en place de moyens de réalimentation Chiffrage avec surcout du bâtiment et des préconisations de l'étude de sol. Raccordement de la 1/2 rame en double attache sur les 2 TR. (soit raccordement d'une rame)
YVETOT : Création 1 1/2 rame	OUI	TRAVAUX TERMINÉS	S2 2023	356	446.424	1024.0000	1024.0000	OUI	Refus de PC dû au risque incendie (prise en compte préconisations SDIS). Investigations complémentaires suite à la découverte de débris d'amiantes lors du terrassement.

Travaux de renforcement réalisés par ENEDIS

Travaux de renforcement réalisés 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	Commentaires
FORGES LES EAUX : Mutation du transformateur 20 MVA en 36MVA	NON	EN ATTENTE DE SEUIL DE DÉCLENCHEMENT		836	853.556			NON	Trx remis en question puisque manque capa HTB

Travaux de création réalisés par RTE

Travaux de création réalisés 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
CRÉATION D'UN TR DE 36 MVA AU POSTE DE AUMALE	OUI	11_MISE EN SERVICE DES OUVRAGES	2023	50	62	105.040	105.040	OUI	
CRÉATION D'UN TR DE 36 MVA AU POSTE DE FORGES LES EAUX	OUI	1_DÉCISION D'OUVERTURE DU PROJET	2028	1343	1343	1746.000	0.000	non	
CRÉATION D'UN TR DE 36 MVA AU POSTE DE GONNEVILLE	OUI	10_TRAVAUX ENGAGES	2026	50	52	99.000	13.000	OUI	
CRÉATION D'UN TR DE 36 MVA AU POSTE	OUI	1_DÉCISION D'OUVERTURE DU PROJET	2028	555	555	715.000	0.000	NON	

Travaux de création réalisés 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
DE NEUFCHATEL									
CRÉATION D'UN TR DE 36 MVA ET D'UNE 1/2 RAME AU POSTE DE GONNEVILLE	NON	21_TRAVAUX ABANDONNÉS		50	62	58.000	34.000	NON	abandon suite à transfert vers AUMALE
Création d'un TR de 36 MVA au poste d'ENVERMEU	OUI	11_MISE EN SERVICE DES OUVRAGES	2017	50	62	91.125	91.125	OUI	
Création d'un TR de 36 MVA au poste de BUQUET	OUI	11_MISE EN SERVICE DES OUVRAGES	2022	50	62	36.142	15.945	NON	

Travaux de renforcement réalisés par RTE

Travaux de renforcement réalisés 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
CRÉATION D'UNE SELF SUR LIAISON LIMEUX-OUEST AMIENOIS	OUI	1_DÉCISION D'OUVERTURE DU PROJET	2030	5553	5553	2650	0	NON	

Travaux de création réalisés par RTE/ENEDIS

Travaux de création réalisés par RTE/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	Commentaires
AUMALE : Création 1 transformateur 36 MVA	OUI	TRAVAUX TERMINÉS	S2 2024	1047	1312.938	2475.000	2475.0000	OUI	Transfert depuis GONNEVILLE Agrandissement du poste avec aménagement d'une plateforme pour l'ajout du 2ème transformateur, adaptation de clôture, extension de pistes de circulation, création d'un bassin d'infiltration et d'une fosse déportée.
BUQUET : Création 1 transformateur 36 MVA et 1 1/2 rame	OUI	TRAVAUX TERMINÉS	S1 2023	1403	1759.362	2291.760	2268.0000	OUI	Besoin de création d'un nouveau bâtiment pour ajout de la 1/2 rame avec déplacement de gradins de condensateurs.
ENVERMEU : Création 1 transformateur 36MVA et 1 1/2 rame	OUI	TRAVAUX TERMINÉS	S2 2017	1403	1759.362	2485.520	2485.5200	OUI	Adaptation contrôle commande, uniformisation esthétique batiments (conformité PLU)
FORGES LES EAUX : Création 1 transformateur 36 MVA et 1 1/2 rame	OUI	APS EN COURS	S1 2028	1343	1371.203	1746.000	36.0000	OUI	Projet S3R déclenchant le besoin depuis Juin 25

Travaux de création réalisés par RTE/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	Commentaires
GONNEVILLE : Création 1 transformateur 36MVA	NON	TRAVAUX TRANSFÉRÉS		0	0.000			NON	Transfert vers AUMALE Préparation génie civil futur transformateur S3REnR
GONNEVILLE : Création 1 transformateur 36MVA	OUI	APD EN COURS	S2 2026	1068	1339.272	1518.667	895.3333	OUI	Transfert depuis ANDELYS, CRIQUET et GANTERIE PS en zone inondable nécessitant de rehausser de 1,3m le ouvrages
NEUFCHATEL : Création 1 transformateur 36 MVA et 1 1/2 rame	OUI	APS EN COURS	S2 2028	555	566.655	715.000	0.0000	OUI	Achat de terrain

Travaux de renforcement réalisés par RTE/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	Commentaires
QUEST-AMIENOIS : Création SELF série	OUI	ETUDE TECHNIQUE EN COURS	S2 2030	5553	5553	2650	0	NON	

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 développement 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 2025			
Poste	Capacité réservée sur le poste (MW)	Capacité réservée affectée (MW)	Capacité réservée résiduelle (MW)
LES ANDELYS	3.80	3.8	0.00
ANTIFER	1.20	1.2	0.00
AUBERVILLE	4.00	3.1	0.90
AUMALE	46.95	46.8	0.15
BOIS-GUILLAUME	3.00	2.9	0.10
BARETTES	2.00	1.8	0.20
BARQUET	0.00	0.0	0.00
BLEVILLE	3.90	3.9	0.00
BOOS	1.80	1.8	0.00
BOSCHERVILLE	4.00	3.0	1.00
BUQUET	67.00	67.0	0.00
BOURBAKI	2.60	1.3	1.30
BOURBEL	19.50	19.4	0.10
BOURGAY	38.50	38.0	0.50
CHARLES-LAFFITTE	1.00	0.8	0.20
LA CHAPELLE-REANVILLE	37.70	36.2	1.50
CAMBOLLE	5.00	4.0	1.00

Tableau des capacités réservées au 31 décembre 2025

Poste	Capacité réservée sur le poste (MW)	Capacité réservée affectée (MW)	Capacité réservée résiduelle (MW)
LES CAMPEAUX	16.40	16.4	0.00
CAUDEBECQUET	10.20	10.2	0.00
CAZERIE	30.90	29.1	1.80
CLEON	3.00	2.5	0.50
CORDIEU	0.00	0.0	0.00
CORNEILLE	4.70	4.7	0.00
COTONI	12.50	12.5	0.00
CRIQUET	4.80	4.6	0.20
DEVILLE-LES-ROUEN	2.00	0.6	1.40
DAMVILLE	13.00	13.0	0.00
DIEPPEDALLE	4.00	2.9	1.10
DIEPPE	4.00	3.1	0.90
ECRAINVILLE	20.50	19.7	0.80
ENVERMEU	120.50	120.5	0.00
ETREPAGNY	37.00	34.9	2.10
EVREUX	3.70	3.5	0.20
FORGES-LES-EAUX	43.20	42.9	0.30
FECAMP	6.10	6.1	0.00
FOULONNIERE	8.00	6.0	2.00
GRAND-COURONNE	4.00	3.7	0.30
GRAND-QUEVILLY	1.00	0.2	0.80
GABION	0.00	0.0	0.00
GAILLON	3.30	3.3	0.00
GANTERIE	29.60	28.4	1.20
GONNEVILLE	95.70	95.7	0.00
GOURNAY	20.40	20.4	0.00
LES GROUX	4.00	3.1	0.90
HOTEL-DIEU	1.30	1.1	0.20
HARCANVILLE	28.40	28.4	0.00
LE HAVRE	2.90	1.3	1.60
LECERF	3.80	2.9	0.90
LOGERIE	10.10	10.1	0.00
LOUVET	4.00	4.0	0.00
MALAUNAY	0.00	0.0	0.00
MALMAISON	3.00	3.0	0.00
MANOIR (LE)	2.50	0.9	1.60
LE MARAIS	8.00	7.0	1.00
MARNIERE	1.30	0.9	0.40

Tableau des capacités réservées au 31 décembre 2025

Poste	Capacité réservée sur le poste (MW)	Capacité réservée affectée (MW)	Capacité réservée résiduelle (MW)
MONTIVILLIERS	1.80	1.8	0.00
NEUBOURG	38.00	37.9	0.10
NEUFCHATEL	90.00	89.9	0.10
NONANCOURT	4.00	2.1	1.90
PONT-DE-L ARCHE	0.00	0.0	0.00
PONT-AUDEMER	6.00	6.0	0.00
PORT-JEROME	1.60	1.6	0.00
PONT-SEPT	2.80	0.8	2.00
PENLY-POSTE	0.00	0.0	0.00
ROUEN-LESSARD	1.20	1.2	0.00
RATIER	0.00	0.0	0.00
ROUGEMONTIER	0.00	0.0	0.00
SAINNEVILLE	0.00	0.0	0.00
SANDOUVILLE	17.00	15.1	1.90
SERQUIGNY	29.60	27.8	1.80
SOQUENCE	0.00	0.0	0.00
ST-PIERRE-DE-BAILLEUL	0.00	0.0	0.00
ST-ANDRE-DE-L'EURE	16.00	16.0	0.00
SAINT-JEAN-DE-FOLLEVILLE	0.00	0.0	0.00
ST-ETIENNE-DU-ROUVRAY	0.00	0.0	0.00
TILLEUL	24.40	23.7	0.70
LE TREPORT	36.50	29.9	6.60
VERNEUIL-SUR-AVRE	27.00	25.3	1.70
VAUDREUIL	1.60	1.3	0.30
LA VAUPALIERE	0.00	0.0	0.00
VIEVRE	12.90	11.3	1.60
YAINVILLE	7.40	4.3	3.10
YVETOT	30.45	16.8	13.65