

Contribution n°39 (Web)

👤 Par Philippe DAGUZAN

🕒 Déposée le 29 septembre 2026 à 11h20

L'étude d'impact n'est pas conforme aux dispositions de l'article R 122-5 du Code de l'environnement.

En conséquence, le projet d'implantation d'éoliennes sur HABLOVILLE doit être rejeté.

Objet :
. Projet éolien sur 61210 HABLOVILLE

Etude d'impact non aboutie

Les documents relatifs au projet éolien d'HABLOVILLE ne présentent pas au public une étude d'impact et une information complète sur ce projet correspondant à une réalité de terrain objective susceptible d'être autorisé et réalisable.

Préambule

Les documents du projet éolien sur 61210 HABLOVILLE comprennent 1 355 pages, réparties en 23 dossiers, selon :

Pièces	Nature	Pages (nb)	Particularité
1	. Description du projet	24	En anglais
2	. Note de présentation	39	
3 a	. Résumé non technique	37	
3 b	. Etude impact sur l'environnement	285	
4	. Etude faune, flore	244	
5	. Acoustique	99	
6 a	. Etude paysagère	166	
6 b1	. Carnet de photomontage, partie 1	103	
6 b2	. Carnet de photomontage, partie 2	104	
7	. Etude de dangers et résumé non technique	104	
8	. Plan d'ensemble (3000)	8	
9	. Plan d'ensemble (25000)	1	
10	. Rapport QinetiQ	13	
11	. Autres pièces, preuves d'envoi	26	
12 b	. Capacités techniques et financières	28	
12 c	. Conformité urbanisme	7	
12 d	. Justificatif de maîtrise foncière	23	
12 e	. Avis update suite à complétude	2	
12 f	. Lettre de demande	2	
12 g	. Notice mesures hivernage, halte, etc ...	7	
12 h	. Complément Orfea	3	
13 a	. Avis MRAe	15	
13 b	. Mémoire, réponse MRAe	15	
23	Total	1 355	

Documents téléchargeables sur :

<https://www.registre-dematerialise.fr/7328/documents>

Dans le corps de la présente contribution, les renvois mentionnés font référence aux pièces listées ci-dessus.

Porteurs du projet

La société ELEMENTS – SAS au capital de 5 001 213.25 euros, immatriculée au RCS de MONTPELLIER sous le numéro 814 882 973, dont le siège social est sis 474 Allée Henri II de Montmorency 34000 MONTPELLIER °° – a déposé une « *demande d'autorisation environnementale pour l'exploitation d'un parc éolien sur la commune de HABLOVILLE* » dont la copie non datée figure en **page 4 de la pièce n° 1**).

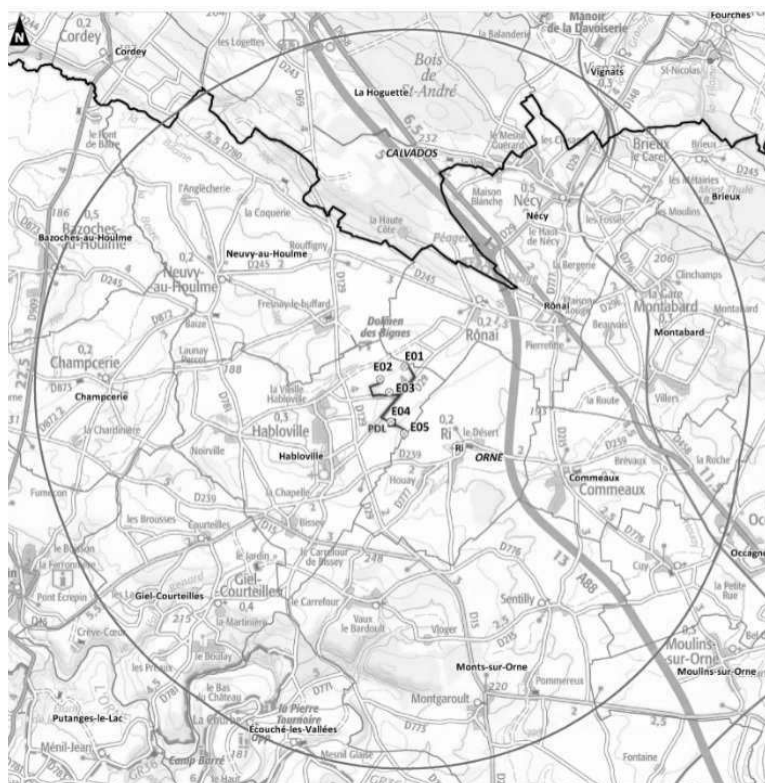
ELEMENTS précitée agit notamment pour la PE ELEMENTS 16 – SAS au capital de 5 000 euros, immatriculée au RCS de MONTPELLIER sous le numéro 905 003 166, dont le siège social est sis 474 Allée Henri II de Montmorency 34000 MONTPELLIER °° – porteur opérationnel du projet précité.

°° : Adresses fonction des transferts des sièges sociaux, en date du 08 juin 2026 pour ELEMENTS, en date du 25 juin 2026 pour PE ELEMENTS 16.

La demande d'autorisation a été réalisée par la société AUDDICE SEINE NORMANDIE (bas de la **page 4 de la pièce n° 1**), SAS au capital de 50 000 euros, immatriculée au RCS d'EVREUX sous le numéro 949 219 588, dont le siège social est sis 215 route de Paris 27000 EVREUX, entreprise intervenant notamment en études environnementales, biodiversité, écologie, aménagement du territoire et évaluation environnementale.

Projet d'implantation d'éoliennes

Le projet vise l'implantation de 5 éoliennes entre les communes de 61210 HABLOVILLE et de 61160 RONAI (**page 19 de la pièce n° 1**).



Selon mentions au titre 1.1 de la **page 4 de la pièce n° 2**, ces éoliennes présentent les caractéristiques suivantes :

Nature	Valeur
. Modèle	Non défini
. Puissance unitaire	3,6 MW
. Puissance totale	18 MW
. Diamètre du rotor	131 m
. Hauteur en bout de pale	171.50 m
. Hauteur du moyeu	106.00 m
. Longueur approximative d'une pale	65.50 m
. Rayon du rotor	65.50 m

Ni la raison sociale du fabricant du matériel, ni le nom du modèle visé par ces caractéristiques ne sont précisés dans la **pièce n° 2** intitulée « Note de présentation ».

Etude d'impact sur l'environnement

Il ressort du rapprochement de la « *description du projet* » (**pièce n° 1**), de la « *note de présentation* » **pièce n° 2**) et de l'« *étude d'impact sur l'environnement* » (**pièce n° 3b**) les éléments suivants :

Pièce			Mentions relatives aux éoliennes
N°	Libellé	Page	
1	. Description du projet	14	"Le modèle n'est pas défini" (mention bas de page, tableau n° 5)
		14	"Le modèle-type pris pour exemple ... est la N131" (mention bas de page, tableau n° 5)
2	. Note de présentation	4	"Le modèle d'éoliennes n'est pas défini" (premier alinéa du titre 1.1)
3b	. Etude d'impact sur l'environnement	144	"A ce stade du projet, le modèle d'éoliennes n'est pas défini." (premier alinéa, sous-titre 5.1.2.1)
		148	"Caractéristiques techniques du gabarit retenu (ici la N131)" (mention sous le tableau n° 26)

ELEMENTS indique dans sa description générale du projet et la note de présentation de celui-ci que le « *modèle d'éoliennes n'est pas défini* » et réitère cette affirmation dans au sous-titre 5.1.2.1 (**page 144 de la pièce n° 3b**).

Sur le caractère impérativement spécifique de l'étude d'impact et l'impossibilité de généraliser les conclusions établies à partir d'un modèle d'éolienne non définitivement arrêté.

Il ressort de l'étude d'impact sur l'environnement du projet que, contrairement à ce que pourrait laisser penser la présentation générale du dossier, le modèle d'éolienne devant effectivement être installé n'était pas arrêté au moment de la réalisation de l'étude.

L'étude le reconnaît expressément en indiquant, en **page 144 de la pièce n° 3b** :

. « A ce stade du projet, le modèle d'éoliennes n'est pas défini. »

Cette incertitude est exemplaire dès lors que, quelques pages plus loin, l'étude retient pourtant comme référence un modèle déterminé, à savoir l'éolienne NORDEX N131 (**page 148 de la pièce 3b**).

Il existe ainsi une différence substantiellement incontestable entre, d'une part, **le projet effectivement présenté à l'étude**, dont le modèle d'éolienne n'est pas définitivement défini, et, d'autre part, **le matériel effectivement pris comme référence pour certaines analyses qui correspond en réalité à un modèle particulier, la NORDEX N131**.

Cette distinction n'est pas dépourvue de conséquences sur la portée des conclusions de l'étude.

L'article R. 122-5 du Code de l'environnement dispose que le contenu de l'étude d'impact doit être établi « en fonction des caractéristiques spécifiques du projet et du type d'incidences sur l'environnement qu'il est susceptible de produire ». Il impose notamment une description des caractéristiques physiques du projet ainsi qu'une description et une évaluation de ses incidences prévisibles sur l'environnement et la santé humaine.

L'étude d'impact doit permettre d'apprécier sérieusement **les incidences du projet effectivement soumis à l'autorité administrative et au public**, et non celles d'un équipement particulier choisi à titre d'hypothèse lorsque le Maître d'ouvrage ELEMENTS indique lui-même que le modèle définitif n'est pas arrêté.

Une éolienne ne constitue pas un équipement neutre ou interchangeable du point de vue de ses incidences environnementales, mais en constitue l'équipement central du projet.

Les caractéristiques propres au modèle retenu sont à l'évidence une incidence forte notamment sur ses dimensions, hauteur, diamètre de rotor, emprise, fonctionnement, émissions sonores, perception paysagère, ainsi que, selon les caractéristiques techniques considérées, sur les modalités d'exploitation et les effets du projet sur son environnement.

Il en résulte que les résultats obtenus à partir d'un modèle déterminé ne peuvent être regardés comme constituant, par eux-mêmes, une démonstration valable pour tout modèle d'éolienne susceptible ultérieurement d'être retenu.

Cette difficulté est d'autant plus importante que l'étude procède en deux temps :

- . Elle reconnaît d'abord que le modèle d'éolienne n'est pas défini ;
- . Elle retient ensuite la NORDEX N131 comme matériel de référence ;
- . Puis elle utilise les résultats ainsi obtenus pour tirer des conclusions présentées comme caractérisant les incidences du projet.

Une telle démarche ne serait juridiquement pertinente que si l'étude démontrait que les résultats obtenus à partir de la NORDEX N131 demeurent valables, sans modification significative, pour tous les modèles susceptibles d'être finalement retenus.

A défaut d'une telle démonstration, il existe une insécurité flagrante et déterminante affectant directement la portée des conclusions de l'étude : **le Public et l'autorité administrative ne disposent pas d'une évaluation des incidences du modèle qui sera effectivement installé, mais d'une évaluation réalisée à partir d'un modèle simplement pris comme référence.**

Il ne suffit donc pas que l'étude indique que la NORDEX N131 constitue un « *modèle* » ou une « *hypothèse* » permettant de réaliser les évaluations. Encore faut-il que les conclusions tirées de cette hypothèse soient suffisamment représentatives du projet effectivement soumis à autorisation.

A défaut, les conclusions présentées comme générales ne sont en réalité que **des conclusions conditionnelles**, dépendant des caractéristiques particulières de la NORDEX N131.

Cette distinction est essentielle :

- . Une étude portant sur un modèle déterminé ne peut être assimilée à une étude portant indifféremment sur tous les modèles d'éoliennes que le pétitionnaire pourrait ultérieurement choisir.
- . L'incertitude affectant le modèle n'est pas une simple incertitude commerciale ou technique sans incidence sur l'étude d'impact. Elle porte sur une caractéristique physique du projet susceptible de déterminer directement ses incidences environnementales.

Cette contradiction remet en cause non seulement la portée des conclusions techniques de l'étude, mais également l'information due au public pour se forger un avis pertinent.

NORDEX N131, modèle enveloppe

La conformité de l'étude d'impact au sens « spécifique » de l'article R. 122-5 repose sur les critères suivants :

. La NORDEX N131 a pour rôle celui de « modèle enveloppe ».
Puisque le choix n'est pas figé, l'étude d'impact n'est conforme que si la NORDEX N131 représente le scénario le plus pénalisant (le pire des cas) parmi tous les modèles que le développeur envisage d'installer à HABLOVILLE.

. Dimensions physiques : La N131 possède un diamètre de rotor de 131 mètres. Si l'étude démontre que l'impact paysager, le risque pour l'avifaune et les perturbations d'affichage ont été calculés sur la base de cette grande envergure (ou d'une hauteur maximale définie en bout de pale), le critère de spécificité est respecté.

. Impact acoustique : La NORDEX N131 émet une puissance acoustique maximale d'environ 104.9 dB. L'étude sonore doit prouver qu'aucun autre modèle envisagé/retenue pour HABLOVILLE ne dépassera ce niveau d'émergence.

Le choix d'analyser la NORDEX N131 protège légalement le projet uniquement si l'Opérateur du projet s'autolimite aux caractéristiques de ce modèle.

Le Code de l'environnement fixe une distance minimale réglementaire de 500 mètres entre le mât d'une éolienne et toute habitation.

Le point le plus proche : Le mât de l'éolienne la plus proche se situe à 595 mètres d'une habitation (titre 6.3.1.2 de la **page 178 de la pièce 3b**). Les autres sont implantées au-delà de cette distance.

Cette distance réglementaire n'exonère pas le projet d'une analyse d'impact « spécifique » au regard de la proximité des haras de valeur (situés à environ 1 km).

Insuffisance de l'évaluation environnementale relative aux nuisances acoustiques

L'étude d'impact acoustique du projet d'ELEMENTS repose exclusivement sur les modélisations d'un matériel type, la NORDEX N131, alors même que le pétitionnaire indique expressément que le choix définitif des éoliennes n'est pas arrêté.

A 595 mètres de la première habitation, l'évaluation de l'émergence sonore (plafonnée à 5 dB le jour et, 3 dB la nuit) requiert une précision extrême, voire chirurgicale.

Chaque modèle d'éolienne possède une signature acoustique propre (fréquences, tonalités marquées, réactivité des systèmes de bridage). En ne figeant pas le modèle, ELEMENTS empêche le public d'apprécier l'impact sonore réel et individualisé chez les riverains.

Par conséquent, l'étude ne répond pas à l'exigence d'analyse « spécifique » imposée par l'article R 122-5 du Code de l'environnement.

Si un matériel autre que le NORDEX N131 venait à être installé, les plans de bridage informatique présentés seraient obsolètes, ce qui entacherait l'autorisation environnementale d'un vice de procédure pour insuffisance de l'étude d'impact, à l'éclairage notamment du principe de précaution visé à l'article L 110-1, II, 1° du Code de l'environnement.

Défaut de spécificité des photomontages paysagers

Le dossier d'enquête publique fixe un « gabarit enveloppe » basé sur le NORDEX N131 présentant une hauteur totale en bout de pale de 171.50 mètres (mât de 106.00 m et pales de 65.50 m).

Le choix du matériel n'étant pas finalisé, l'exactitude des photomontages présentés est contestable.

Si ELEMENTS décide ultérieurement d'installer des turbines dotées de pales plus longues ou d'un mât différent — même en respectant la hauteur maximale —, la perception visuelle, l'effet de surplomb et le balayage stroboscopique en seront profondément modifiés.

De plus, ce projet s'insère en lisière immédiate de la Suisse Normande, entité géographique reconnue et valorisée pour la qualité préservée de ses panoramas.

L'implantation de structures industrielles de plus de 170 mètres de haut rompra de manière irréversible la ligne d'horizon et écrasera le patrimoine architectural de la plaine (églises classées de VAUX-LE-BARDOULT et HABLOVILLE).

L'étude paysagère tente de minimiser l'effet d'encerclement visuel. Pourtant, la saturation visuelle du territoire est bel et bien réelle pour les riverains et les visiteurs adeptes de tourisme vert. Ce projet va à l'encontre des efforts de valorisation du patrimoine menés par les collectivités locales.

L'évaluation de l'impact sur le patrimoine bâti local dont des monuments classés et les paysages de la Suisse normande ne peut pas reposer sur une simulation purement hypothétique, ceci entachant l'autorisation environnementale d'un vice de procédure pour insuffisance de l'étude d'impact, à l'éclairage notamment du principe de précaution visé à l'article L 110-1, II, 1° du Code de l'environnement.

Insuffisance de l'étude spécifique sur la mortalité de la faune volante

La surface de balayage des pales du matériel NORDEX N131 (plus de 13 400 m² par machine) sert de base à l'évaluation du risque de collision pour l'avifaune et les chiroptères.

L'absence de fixation du modèle de machine vicie l'analyse spécifique des risques.

Un changement de turbine modifierait la garde au sol (distance entre le bas de la pale et le sol) ainsi que la vitesse de rotation en bout de pale.

Ces paramètres sont pourtant cruciaux pour déterminer la létalité du site sur les espèces protégées locales.

L'étude d'impact manque à son obligation réglementaire d'évaluation scientifique in concreto en n'analysant pas les caractéristiques techniques certaines du matériel qui sera réellement implanté.

Impact sur la biodiversité spécifique propre au réseau Natura 2000

HABLOVILLE abrite un site d'intérêt écologique majeur : la zone Natura 2000 « Anciennes carrières souterraines d'HABLOVILLE » (FR2502010), reconnue comme un site d'hibernation crucial pour plusieurs espèces de chiroptères protégées dont le Grand Murin.

Le risque de mortalité par barotraumatisme et collision directe lié au balayage des pales de la NORDEX N131 n'a pas fait l'objet d'une analyse de vulnérabilité suffisamment rigoureuse au regard de ce couloir écologique.

En l'absence de garanties scientifiques absolues et de plans de bridage environnementaux certifiés et infaillibles, le principe de précaution visé à l'article L 110-1, II, 1° du Code de l'environnement impose le rejet de cette demande d'autorisation.

Insuffisance manifeste de l'étude d'impact spécifique sur la filière équine

A un kilomètre du projet d'implantation d'éoliennes sur HABLOVILLE, le Haras de FRESNAY-LE-BUFFARD (pur-sang et trotteurs) situé sur la commune de NEUVY-AU HOULME a une réputation mondiale dans le domaine équestre.

L'article R 122-5 du Code de l'environnement impose une analyse « spécifique » en fonction des caractéristiques du projet et du milieu.

Or, le pétitionnaire s'est contenté d'affirmations générales sur l'absence d'impact sur les animaux, faisant fi de la littérature scientifique disponible (notamment les recommandations de l'IFCE).

L'étude d'impact est totalement lacunaire sur les points suivants :

. Omission des risques liés aux courants parasites : Le dossier n'analyse pas l'impact du réseau de câbles enterrés et des liaisons de terre d'une puissance de 18 MW sur les nappes phréatiques et les structures métalliques des haras voisins.

Aucune mesure initiale de l'état électrique du sol (potentiel de terre) n'a été réalisée dans les écuries environnantes pour prévenir les décharges électriques dans les abreuvoirs.

. Absence d'étude sur les vibrations de basse fréquence (Infrasons) : Le cheval de course possède une sensibilité vestibulaire et acoustique fine.

Le document ne présente aucune modélisation de la propagation des infrasons (0.5 à 2 Hz) générés par les pales de 65.50 m de la NORDEX N131 vers les pistes d'entraînement et les paddocks de NEUVY-AU-HOUME.

. Sous-évaluation du préjudice économique et comportemental : Le stress visuel induit par le balayage stroboscopique diurne et les flashes de sécurité nocturnes est de nature à provoquer des troubles comportementaux chez des chevaux de grande valeur (avortements chez les poulinières, stress à l'entraînement), ce qui menace directement la pérennité économique de structures qui font la renommée internationale de l'ORNE.

Faute d'avoir mené des investigations scientifiques in concreto (expertises géobiologiques et vétérinaires préalables dans le haras impacté), l'étude d'impact viole l'article R 122-5 du Code de l'environnement.

Dans ces conditions, l'autorisation environnementale ne saurait être que rejetée.

Rapport QinetiQ

Sur le type d'éolienne visé par le rapport

Le rapport QinetiQ a été produit par la société éponyme (**pièces n° 10**) – Groupe du Royaume-Uni côté à la Bourse de Londres – qui développe notamment une activité visant l'impact des éoliennes sur les radars et les technologies permettant de réduire cet impact.

Ce rapport vise exclusivement des éoliennes NORDEX N131, notamment :

. « *wind farm consists of five Nordex N131 turbines* » (premier alinéa du titre 1.3 de la **page 3 de la pièce n° 10**),

. « *main parameters for the N131 turbine* » (milieu de la **page 4 de la pièce n° 10**),

. « *Habloville wind farm (5x Nordex N131)* » (premier alinéa des conclusions, **page 12 de la pièce n° 10**).

Compte tenu du fait que « *le modèle n'est pas défini* » par l'opérateur ELEMENTS et que le rapport QinetiQ ne vise que le modèle N131 de NORDEX, **le rapport QinetiQ visant l'impact des éoliennes sur les radars ne répond pas aux conditions légales et ne peut être que rejeté.**

Sur la langue dans lequel le rapport est rédigé

Le rapport QinetiQ est exclusivement rédigé en langue anglaise.

L'article 1^{er} de la loi n° 94-665 du 4 août 1994 relative à l'emploi de la langue française prévoit notamment que le français est la langue des services publics.

L'article L 111-1 du Code des relations entre le public et l'administration dispose quant à lui :
. « *L'usage de la langue française est prescrit dans les échanges entre le public et l'administration ...* ».

Tant que le Royaume-Uni était membre de l'Union européenne, il bénéficiait du *Règlement européen (UE) 2016/1191*, qui dispensait de nombreux documents publics de toute forme d'apostille ou de légalisation entre pays membres.

Depuis la sortie du Royaume-Uni de l'Union Européenne le 31 janvier 2020 à minuit, ce règlement ne s'applique plus.

Depuis cette date, le Royaume-Uni est redevenu un « pays tiers » de l'Union Européenne, ce qui réactive automatiquement l'application stricte de la **Convention de La Haye de 1961** pour les autorités administratives françaises comme les préfectures.

Le Royaume-Uni n'étant plus membre de l'Union Européenne, il est exigé :

- . Une authentification du document avant sa traduction, celui-ci devant recevoir l'« apostille » des Autorités du Royaume-Uni ;
- . Traduction par un traducteur assermenté en France tel que fixé par le Décret n° 2004-1463 du 23 décembre 2004.

Force est de constater que le rapport QinetiQ n'est revêtu ni de l'apostille légale, ni assorti d'une traduction établie par un traducteur assermenté.

Dans ces conditions, **le rapport QinetiQ ne satisfait pas aux obligations légales visant apposition de l'apostille précitée et d'une traduction assermentée, ce rapport ne peut être que rejeté.**

Sur les raccordements envisagés au « poste source »

Impossibilité de raccordement au poste source THIOT

Extraits **page 4 de la pièce 13a** de l'avis MRAe

*« Le projet, porté par la société « PE Eléments 16 », consiste à créer le parc éolien d'Habloville, composé de cinq éoliennes, sur les communes d'Habloville, Rônai et Ri, situées au nord du département de l'Orne. Chaque éolienne, d'une hauteur maximale de 171,5 mètres (m) en bout de pale, sera de puissance unitaire de 3,6 mégawatts (MW), soit **une puissance totale installée sur le parc de 18 MW**, et un volume de production d'environ 48 900 MWh/an (p. 6 du résumé non technique de l'étude d'impact - EI).*

Le raccordement électrique depuis le poste de livraison du parc éolien est envisagé vers le poste source de Thiot situé à 9,6 kilomètres (km) du projet (p. 131 et 152 EI) »

*Selon les données mises à disposition par les gestionnaires de réseaux, **la capacité d'accueil réservée à ce poste source au titre du schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) qui reste à affecter ne serait que de 7 MW**, ce qui est insuffisant au regard de la puissance prévue pour le parc éolien d'Habloville, ...*

L'autorité environnementale recommande d'indiquer dans l'étude d'impact un autre poste source de raccordement possible, au cas où le raccordement à celui de Thiot s'avérerait impossible.

Il en résulte que le raccordement des éoliennes (« poste de livraison ») visé par ELEMENTS au réseau électrique (« poste source ») à THIOT est impossible, compte tenu de la capacité de THIOT d'absorber uniquement 7 MW alors que la production par ELEMENTS nécessite une capacité d'absorption de 18 MW.

Au plan technique, il est à noter :

. « En matière de raccordement électrique, les postes de transformation HTB/HTA (« postes sources ») constituent une interface entre le réseau de transport régional de l'électricité et le réseau de distribution aux consommateurs. Ils sont également les points d'injection de l'électricité fournie par les parcs éoliens.

Le poste source envisagé est celui de Thiot » (page 131 de la pièce 3b).

Sur l'hypothèse de raccordement aux postes sources de « Vaston (Falaise) » ou Argentan

Dans sa réponse à l'avis de MRAe, ELEMENTS indique (**page 3 de la pièce 13b**) :

. « Le poste de Thiot a été indiqué dans l'étude d'impact comme une possibilité de raccordement au moment du dépôt du dossier ... Les postes de Vaston (Falaise) à environ 14 km ou d'Argentan à environ 15 km pourraient également être des hypothèses de raccordement pour le projet d'Habloville. »

Dans sa version finalisée au 31 mars 2026, l'« *Etat technique et financier de la mise en oeuvre du schéma à fin 2025* » du « *Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables Basse-Normandie* » (**cf pièce annexée**) fait état d'un tableau des « *capacités réservées par poste* ».

Le **premier alinéa de la page 12 de la pièce annexée** indique :

. « 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. »

Il ressort des éléments figurant en **pages 37 à 39 de la pièce annexée** les éléments suivants :

Capacités réservées au 31 décembre 2025 (MW)			
Poste	Capacités réservées		
	Sur le poste	Affectée	Résiduelle
Projet initial . Thiot	30,5	30,5	0,0
Substitution . Vaston - Falaise	53,8	53,8	0,0
. Argentan	9,0	9,0	0,0

NB : Thiot : page 38, Vaston : page 39, Argentan : page 37

Il convient de souligner que le courrier de réponse MRAe date du 18 décembre 2025 fait état d'une disponibilité de 7 MW sur THIOT ; disponibilité réduite à 0 dans sa version finalisée au 31 mars 2026 de l'« *Etat technique et financier de la mise en oeuvre du schéma à fin 2025* »

Dans ces conditions, les hypothèses de l'Opérateur relatives au raccordement des éoliennes d'HABLOVILLE, soit à VASTON FALAISE, soit à ARGENTAN à un poste source (réseau électrique) sont illusoires et impossibles, les capacités de raccordement sur ces deux postes étant de 0 MW.

Conclusion

Il résulte de ce qui précède qu'un nombre important d'éléments essentiels du projet demeurent indéterminés et/ou ne correspondent pas aux hypothèses retenues dans l'étude d'impact :

. **1** – Le modèle d'éolienne n'est pas définitivement arrêté par l'opérateur, alors même que le choix du modèle a manifestement des incidences directes et importantes sur les caractéristiques acoustiques, le fonctionnement, les conditions de bridage et, plus généralement sur certaines incidences environnementales du projet.

En conséquence de ces incidences et incertitudes, l'étude d'impact sur l'environnement ne satisfait pas aux dispositions de l'article R 122-5 du Code de l'environnement.

. **2** – L'étude acoustique porte sur deux modèles d'éoliennes. Le modèle d'éolienne n'est pas définitivement arrêté par l'Opérateur.

En conséquence, cette étude acoustique ne satisfait pas aux dispositions de l'article R 122-5 du Code de l'environnement.

. **3** – Le défaut de spécificité des photomontages paysagers est incontestable, le choix du matériel n'étant pas finalisé et l'étude paysagère tentant de minimiser l'effet d'encerclement visuel. ceci se traduisant par une insuffisance de l'étude d'impact.

. **4** – L'absence de fixation du modèle de machine vicie l'analyse spécifique des risques, paramètres pourtant cruciaux pour déterminer la létalité du site sur les espèces protégées locales.

Par conséquent, l'étude d'impact manque à son obligation réglementaire d'évaluation scientifique sur la mortalité de la faune volante.

5 – L'impact sur la biodiversité spécifique propre au réseau Natura 2000 présent sur la commune d'HABLOVILLE n'a pas fait l'objet d'une analyse de vulnérabilité suffisamment rigoureuse au regard de ce couloir écologique.

En l'absence de garanties et de plans de bridage environnementaux, la demande d'autorisation ne peut être que rejetée.

6 – L'Insuffisance manifeste de l'étude d'impact spécifique sur la filière équine est manifeste : Omission des risques liés aux courants parasites, absence de mesure initiale de l'état électrique du sol, absence d'étude sur les vibrations de basse fréquence, sous-évaluation du préjudice économique et comportemental.

Dans ces conditions, l'autorisation environnementale ne saurait être que rejetée.

. 7 – Le rapport QinetiQ qui vise l'impact des éoliennes sur les radars et les technologies permettant de réduire cet impact concerne uniquement des éoliennes NORDEX N131. Le modèle d'éolienne n'est pas définitivement arrêté par l'Opérateur, alors qu'un minimum de 6 fabricants opérant en France sont susceptibles d'être le fournisseur retenu en définitive.

En conséquence, cette étude acoustique ne satisfait pas aux dispositions de l'article R 122-5 du Code de l'environnement.

. 8 – Le rapport QinetiQ produit est exclusivement rédigé en langue anglaise émanant d'une société du Royaume-Uni, contrairement aux dispositions de l'article L 111-1 du Code des relations entre le public et l'administration.

Le rapport QinetiQ n'est revêtu ni de l'apostille légale, ni assorti d'une traduction établie par un traducteur assermenté, conformément aux dispositions de la Convention de LA Haye de 1961.

En conséquence, le rapport QinetiQ ne satisfait aux obligations légales et est à rejeter par les Administrations françaises.

. 9 – Le poste source THIOT situé à 9.6 km disposant d'une capacité de raccordement de 0 MW, retenu comme hypothèse première de raccordement, ne dispose pas de la capacité nécessaire à l'accueil de la puissance du projet (18 MW), de sorte que cette solution de raccordement ne peut correspondre au projet effectivement réalisable ;

. 10 – Les hypothèses alternatives VASTON FALAISE (distant de 14 km) et d'ARGENTAN (distant de 15 km) ne sont pas envisageables car, ces postes source ne dispose d'aucune capacité résiduelle de raccordement aux postes source précités ;

. 11 – A l'exception des trois postes source précités, les postes source les plus proches d'HABLOVILLE sont situées sur les communes de CONDE-SUR-NOIREAU (30 km), SEES (42 km), GACE (58 km) et VIMOUTIERS (61 km) et disposent respectivement d'une capacité résiduelle de 0 MW pour CONDE-SUR-NOIREAU, 1.9 MW pour SEES, 0 MW pour GACE et 0 M VIMOUTIERS (**pages 37 à 39 de la pièce annexée**).

. 12 – Le raccordement effectivement nécessaire est sans commune mesure avec ceux envisagés par l'Opérateur, la distance envisagée passant d'environ 9.6 km à une distance minimale 6 fois supérieure, soit une augmentation minimale du raccordement utile de l'ordre de 535 %, avec pour conséquence nécessaire la modification du tracé, caractéristiques d'une partie des travaux de raccordement, durée et, par voie de conséquence une incidence particulièrement importante sur l'étude d'impact environnementale qui n'est pas à ce jour réalisée.

. **13** – Pour les postes sources saturés, RTE France indique que le projet doit financer la création d'une extension (nouvelle travée transformateur) ou s'aligner sur une file d'attente d'aménagement du réseau ; dispositions dont les conséquences sont, soit un budget supplémentaire et à définir à financer par le projet, soit un décalage dans le temps indéterminé.

Au titre des points 9 à 13 il convient de rappeler que la MRAe a précisément demandé que la solution alternative soit identifiée en ces termes :

. « *Pour l'autorité environnementale, une solution complémentaire doit être identifiée dans le dossier, afin d'en évaluer et prendre en compte les incidences dans l'étude d'impact.* » (dernier tiers de la **page 4 de la pièce n° 3b**).

Les 13 éléments précités ne constituent pas de simples incertitudes dépourvues d'incidence sur l'évaluation environnementale. Ils concernent au contraire des caractéristiques physiques et fonctionnelles du projet essentielles ayant des incidences notables sur son environnement.

Conformément aux articles L 122-1-1 et L 122-3 du Code de l'environnement, l'Autorité compétente doit prendre en considération l'étude d'impact et statuer au regard des éléments relevés altérant notablement le projet présenté par l'opérateur, tandis que l'étude d'impact doit notamment décrire les caractéristiques pertinentes du projet réalisable ainsi que ses incidences notables sur l'environnement.

L'article R 122-5 du Code de l'environnement exige en outre que son contenu soit proportionné aux caractéristiques du projet et à ses incidences prévisibles.

Il en résulte une difficulté essentielle : L'étude d'impact soumise au public ne paraît pas porter sur un projet dont les caractéristiques essentielles seraient définitivement établies et effectivement réalisables.

Cette difficulté est d'autant plus importante que les modifications affectent plusieurs composantes du projet et sont susceptibles d'avoir une incidence sur les conclusions des différentes études spécialisées, notamment acoustique et celles relatives au raccordement.

La question n'est pas celle d'imperfections formelles de l'étude d'impact, mais celle de savoir si le public a effectivement disposé d'une information complète sur un projet correspondant à une réalité de terrain objective susceptible d'être autorisée et réalisable.

A ce titre, il est à souligner que l'alinéa précédent est en complète opposition avec les points 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12 et 13 susvisés.

Le Conseil d'État a jugé que les inexactitudes, omissions ou insuffisances d'une étude d'impact sont susceptibles de vicier la procédure lorsqu'elles ont pu nuire à l'information complète de la population ou ont été de nature à exercer une influence sur la décision de l'autorité administrative (CE, 1^{er} mars 2023, Décision n° 458933).

Au cas présent, l'indétermination du modèle d'éolienne, l'impossibilité technique de la solution de raccordement initialement retenue et la nécessité corrélative de modifier de manière importante le raccordement répondent précisément à ces critères.

Il appartient dès lors à la commission d'enquête de prendre expressément en considération ces éléments dans son appréciation de la complétude, pertinence et portée de l'étude d'impact environnementale et, d'en tirer les conséquences dans son avis sur le projet.

En l'état, une autorisation fondée sur une étude d'impact qui ne permettrait pas au public et à l'autorité compétente d'apprécier les incidences environnementales du projet effectivement réalisable serait susceptible d'être entachée d'une irrégularité substantielle.

Dans ces conditions, le projet présenté ne peut être que rejeté, conduisant Monsieur le Préfet à délivrer un Arrêté préfectoral de rejet visé à l'article R 181-34 du Code de l'environnement.

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

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

Version finalisée du 31 mars 2026

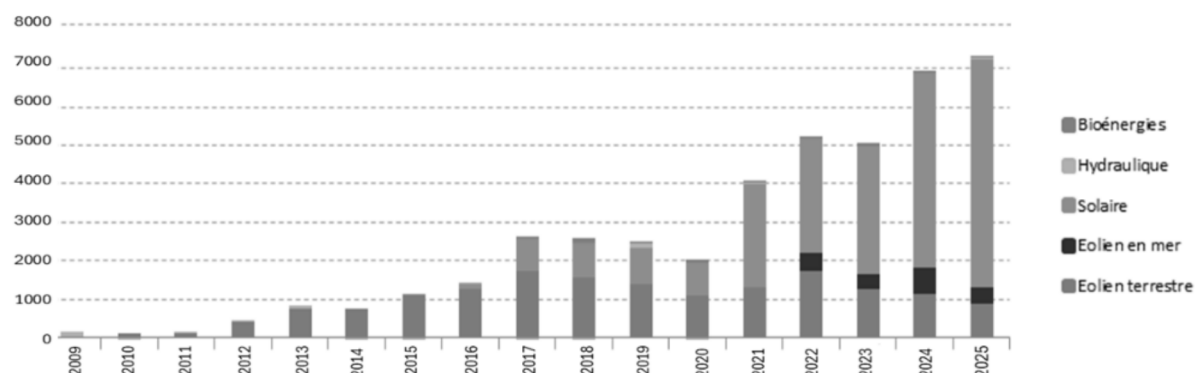
Poursuivre la transition énergétique en cohérence avec la politique de décarbonation de l'état

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.

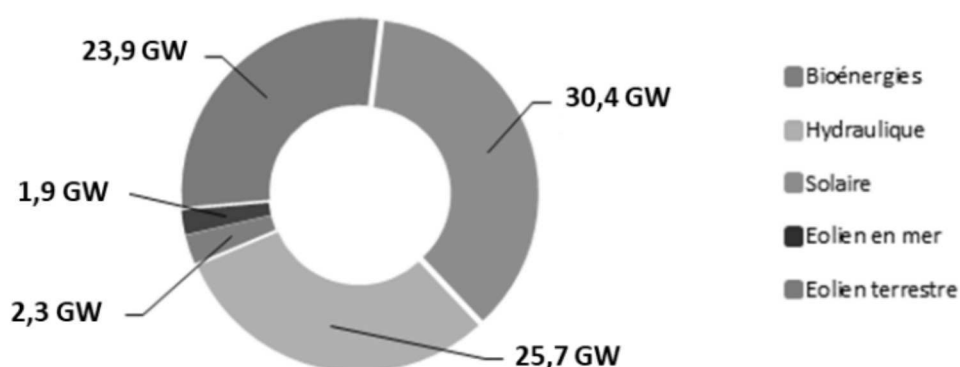
La France dispose désormais d'un parc de production EnR de plus de 84 000 MW, incluant l'ensemble des filières renouvelables, dont les parcs éoliens en mer. La capacité solaire installée totale a dépassé en 2025 celle des installations hydrauliques : ainsi le parc hydraulique historique représente désormais 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.

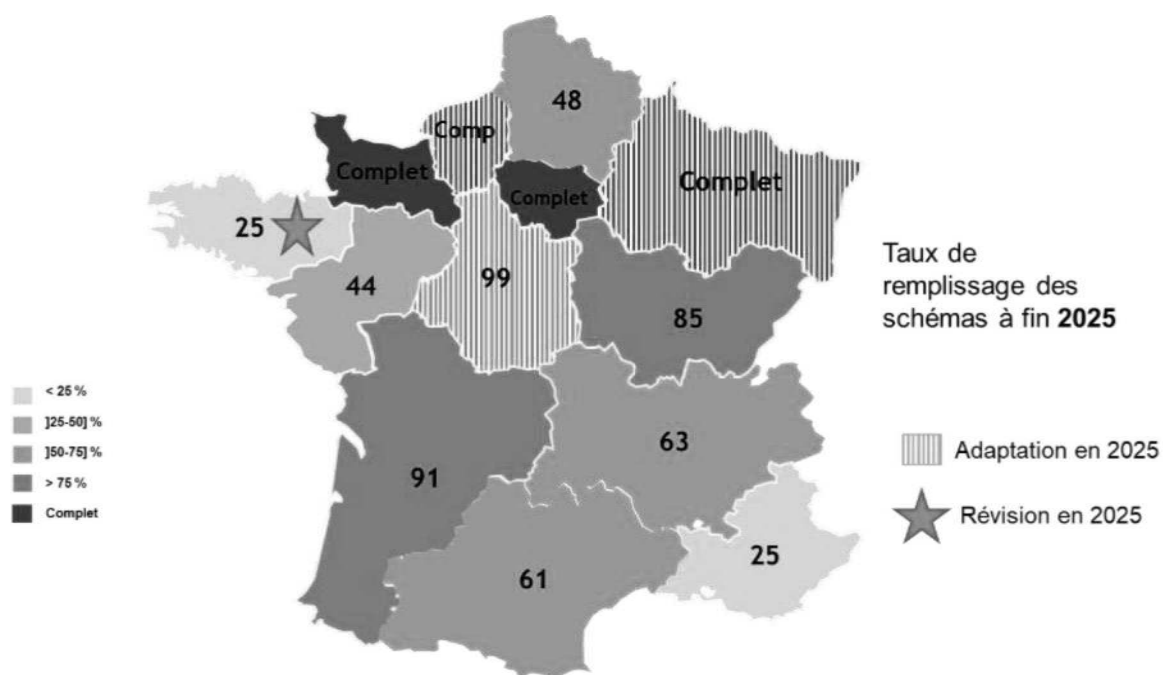
Les dernières adaptations et révisions de schémas dans le régime « *Pré-APER* » sont entrées en vigueur

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

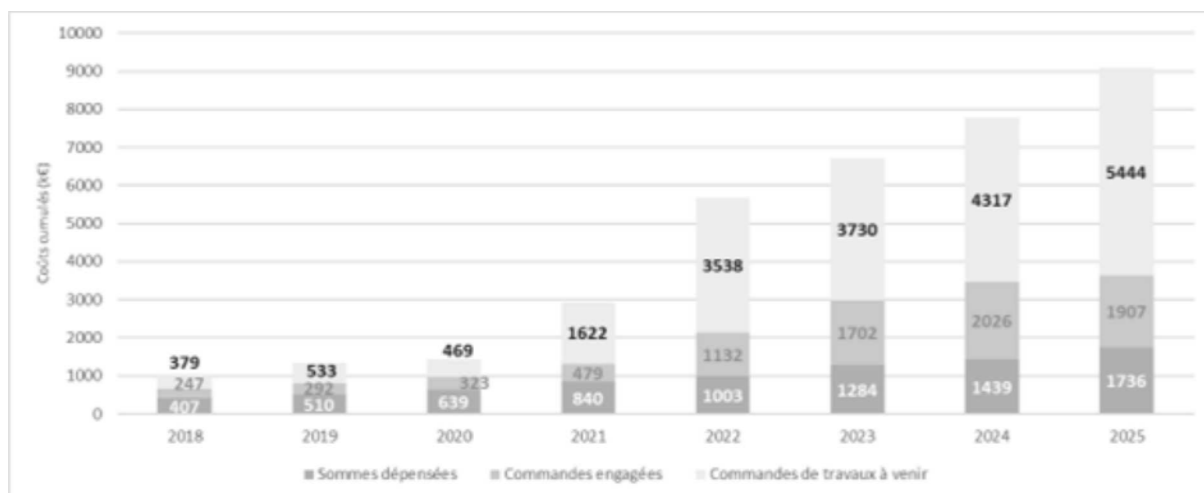
Pour suivre des raccordements toujours en croissance, les gestionnaires de réseau poursuivent leur mobilisation industrielle en augmentant des volumes d'investissement et développent les ouvrages prévus dans les schémas S3REnR actuels. Ces investissements sont réalisés en adéquation avec les dynamiques 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 Basse-Normandie a été approuvé par le préfet de région le 15/04/2015. Ce schéma initial a mis à disposition des projets de production EnR une capacité d'accueil de 733 MW, dont -13 MW de capacités nouvellement créées s'ajoutant aux 746 MW préexistants. La quote-part globale s'élève à 12.06 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 : 12.8 M€ dont 11.9 M€ GRD
- Renforcements financés par le TURPE : 2.8 M€ dont 1.8 M€ GRD

Autres investissements des gestionnaires de réseau, contribuant à l'accueil des EnR (Etat initial dont anciens schémas) : 16.2 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 10 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 Basse-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

113 MW d’installations EnR raccordées en 2025

Le parc de production d’énergies renouvelables en service atteint 749 MW (+18 % par rapport à 2024). Le volume des projets en développement atteint 751 MW (+15 % par rapport à 2024).

Bilan de la production (en MW)

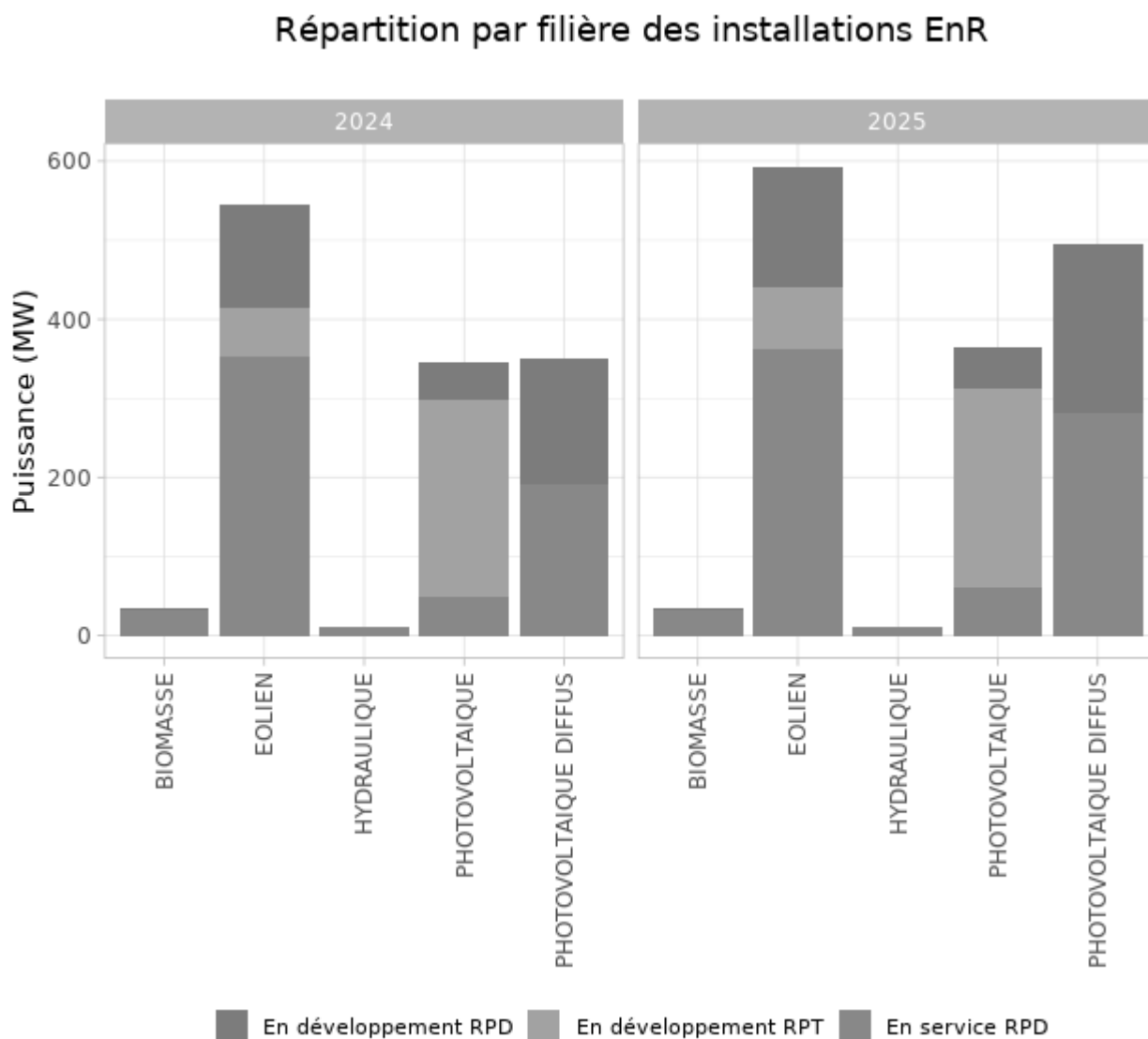
Etat d'avancement	Gestionnaire	2024	2025
En service	RTE	0	0
	ENEDIS	636	749
	ELD	0	0
En développement	RTE	310	328
	ENEDIS	341	423
	ELD	0	0
Total		1287	1500

8 MW de production éolienne raccordée en 2025

La dynamique annuelle de raccordement de la production éolienne est de +2 %. Le volume total de projets éoliens en service et en développement affiche 593 MW à fin 2025 (+9 % par rapport à 2024).

104 MW de production photovoltaïque raccordée en 2025

La dynamique annuelle de raccordement de la production photovoltaïque est de +43 %. Le volume total de projets photovoltaïques en service et en développement affiche 861 MW à fin 2025 (+24 % par rapport à 2024).

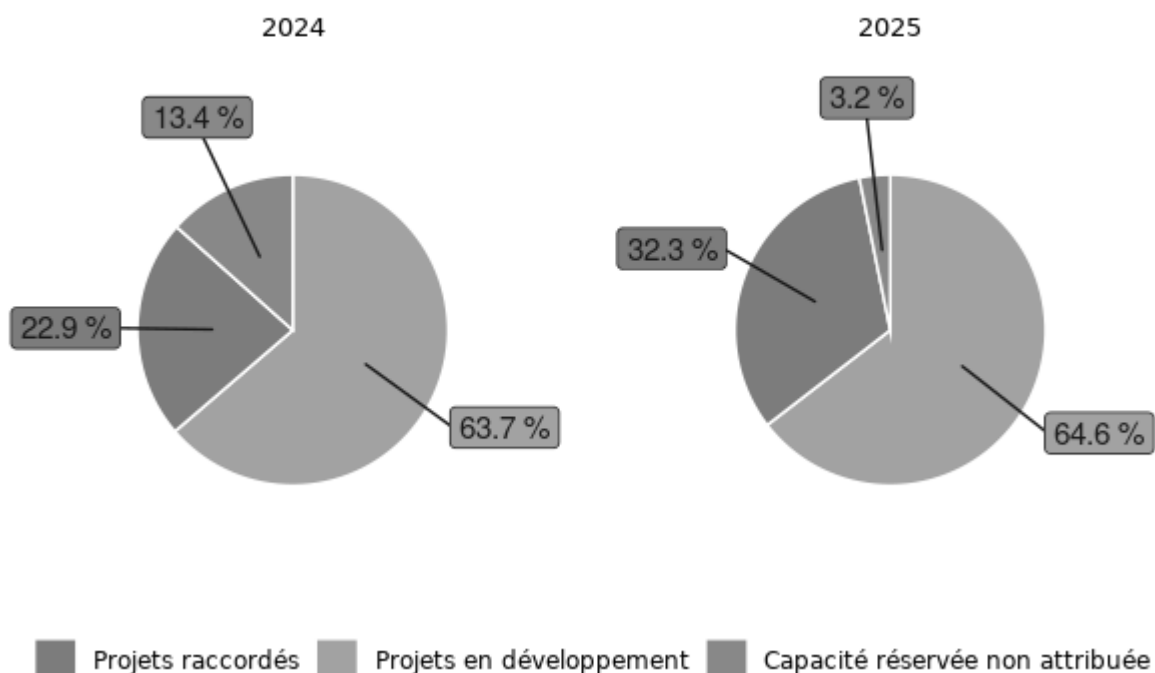


Affectation des capacités réservées

65 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



97 % de la capacité du schéma allouée à fin 2025

Depuis la publication du S3REnR Basse-Normandie, 699.1 MW ont été affectés, dont 342.7 MW (47 %) ont été mis en service. Le schéma est saturé depuis le 2024-06-12. A partir de cette date, les projets préemptent la capacité réservée du schéma suivant. 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.

BASSE NORMANDIE Capacité réservée de la région



- Capacité réservée (MW)**
- CR Restante
 - CR Attribuée
- Réseau électrique**
- 63 - 90 - 150 kV
 - 225 kV
 - 400 kV
 - Courant continu
- Type d'ouvrage**
- Poste
 - Ligne
- Administratif**
- Agglomérations

16/04/2026

Sources: RTE (Périmètre), IGN - Adsin Express 2025 (Limites Administratives et Agglomérations)

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

AMÉNAGEMENTS DU SCHÉMA

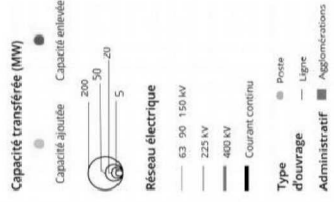
Afin de prendre en compte les besoins des producteurs pour la localisation et le volume de leurs projets d'installations EnR, le S3REnR Basse-Normandie a fait l'objet de transferts de capacité réservée sur l'année 2025.

0 MW ont été transférés en 2025

Ce volume représente 0 transferts.

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

BASSE-NORMANDIE Capacité de la région



17/01/2016

Sources: RTE (Planification), GSA - Agence Régionale de l'Énergie (Administration et Agglomérations)

Direction Technique (DT)
Généraliste et
Régionaliste

Consultez les autres cartes de la région Normandie

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.

BASSE-NORMANDIE

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



- Investissements et adaptation**
- Renforcement de liaison - Implantation connue
 - 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 (Prévisions), GSA - Adm. Eprers 2023 (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 de 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: www.cartographie-electricite.fr

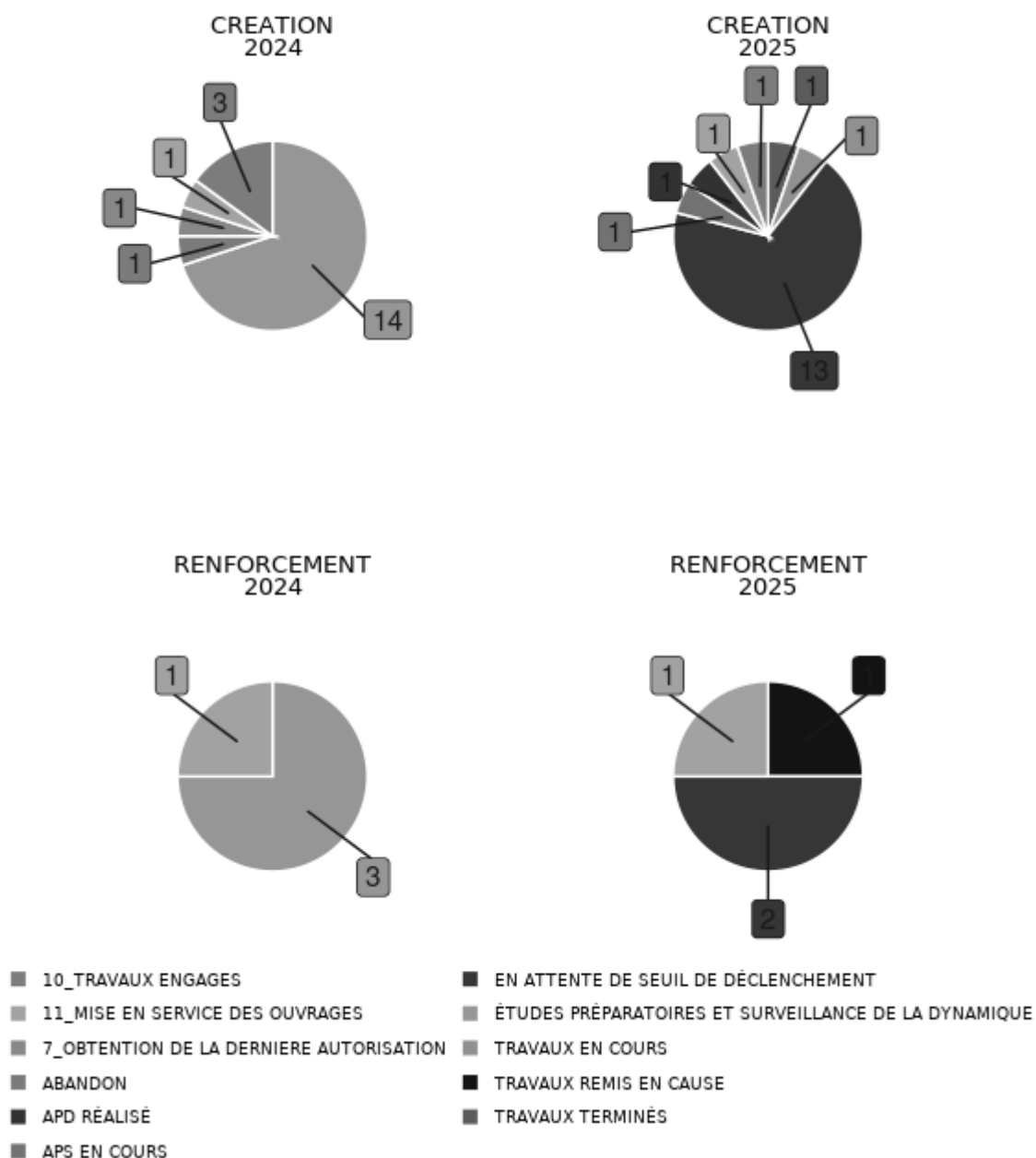
Direction Technique (DT): contact@cartographie-electricite.fr

AVANCEMENT DES TRAVAUX

5 % des ouvrages de création sont en service

En complément, 90 % 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

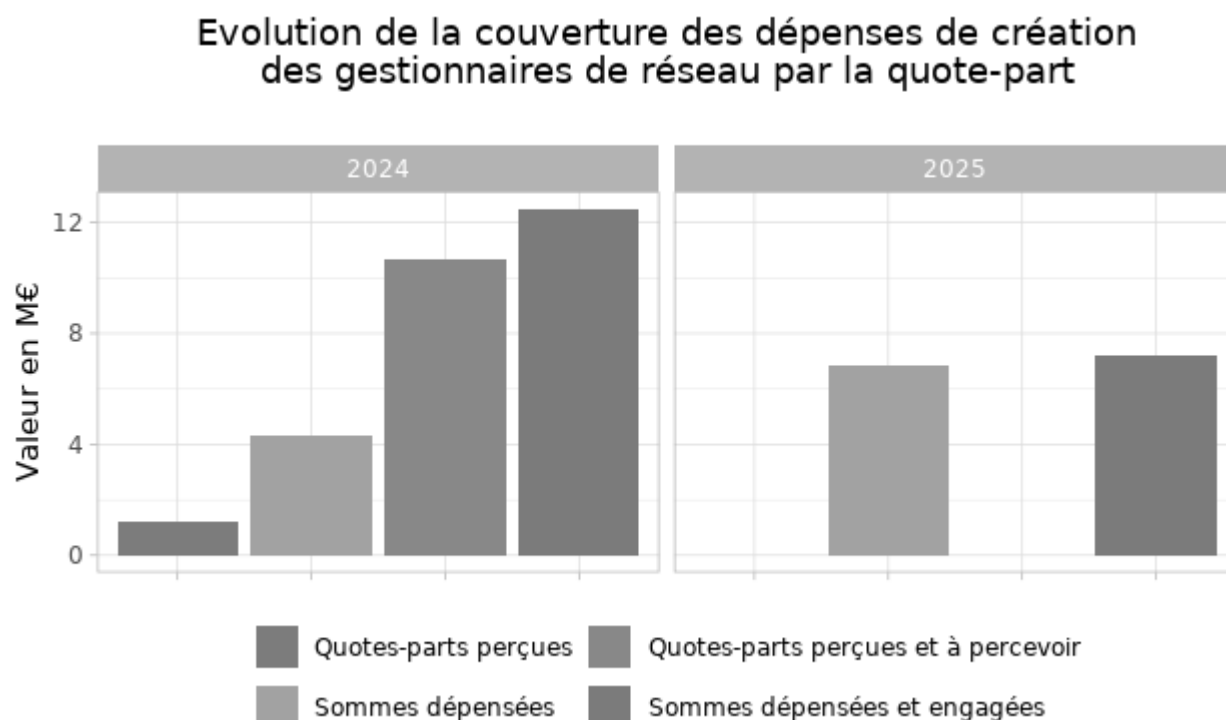


La liste détaillée des travaux de création et de renforcement du schéma ainsi que leur avancement, l'état du seuil de déclenchement, le seuil d'engagement, et leurs coûts figurent en annexe 2. Les différents stades d'avancement des projets inscrits au schéma sont détaillés en annexe 3.

ETAT FINANCIER DU SCHÉMA

0.3 M€ de quote-part versés par les producteurs et 6.8 M€ dépensés pour les travaux de création à fin 2025

Le montant de quote-part versé par les producteurs représente 2 % 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.



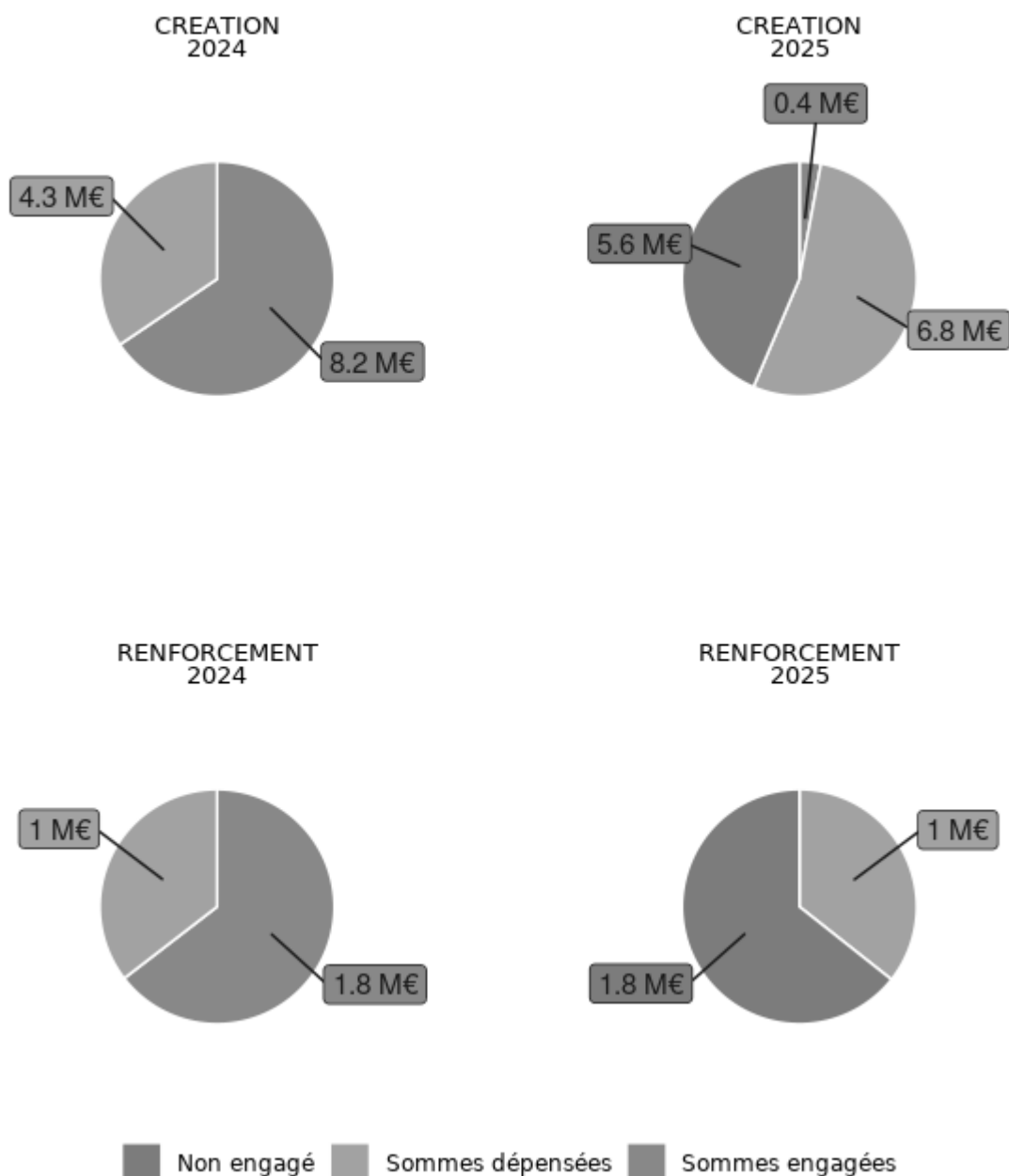
0 M€ (0 % du coût prévisionnel des travaux de création)

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

7.8 M€ dépensés par les gestionnaires de réseau

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

Répartition des montants estimés des travaux du S3REnR

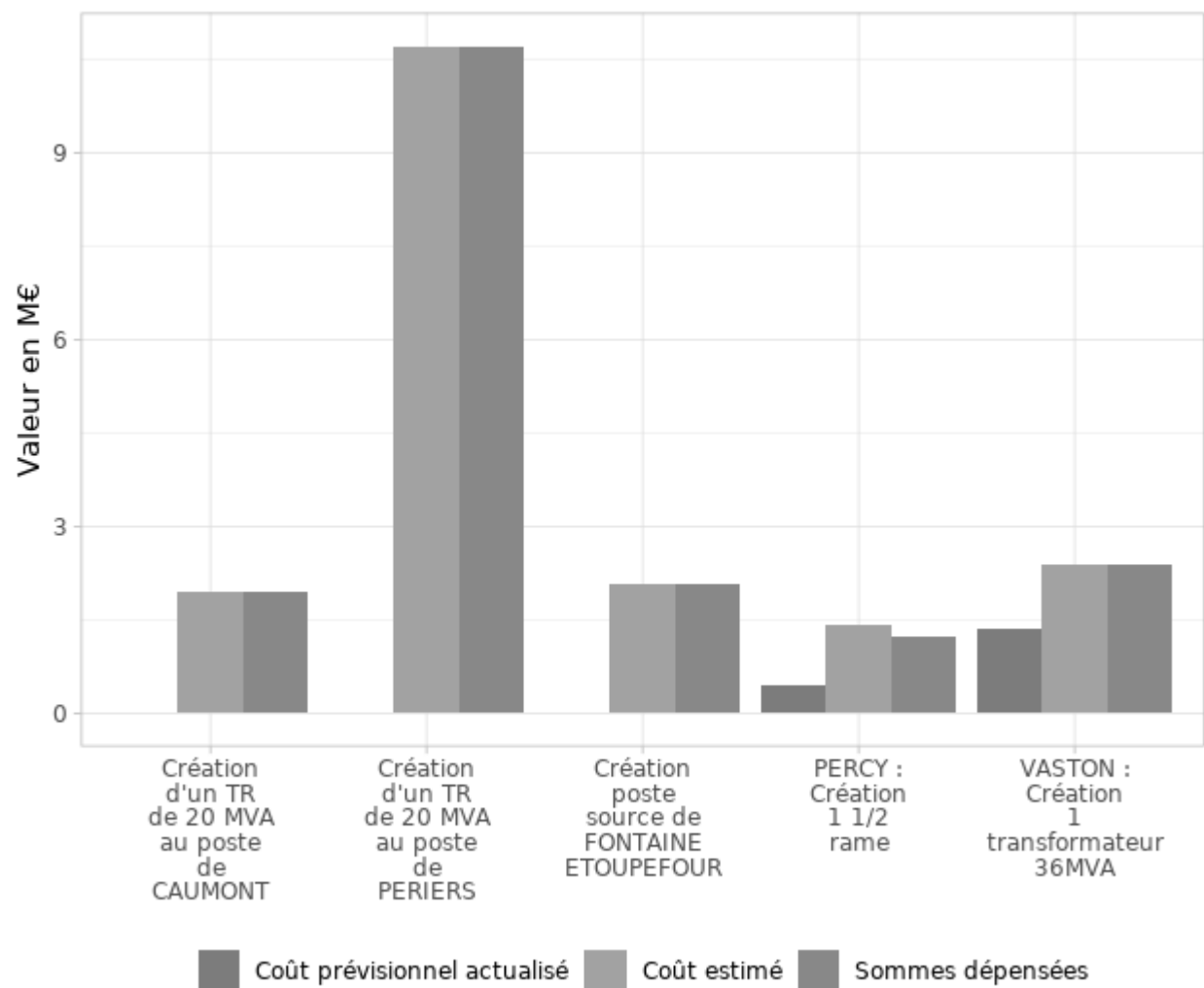


Le coût estimé des travaux de création est de 12.7 M€.

Ce montant représente une évolution de 41 % du coût des investissements de création par rapport au coût prévisionnel actualisé du schéma de 9 M€. Cette évolution de 3.7 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 Basse-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 Basse-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.

```
## Error in flextable(params$df_transferts_annexe): ncol(data) > 0 n'est pas TRUE
```

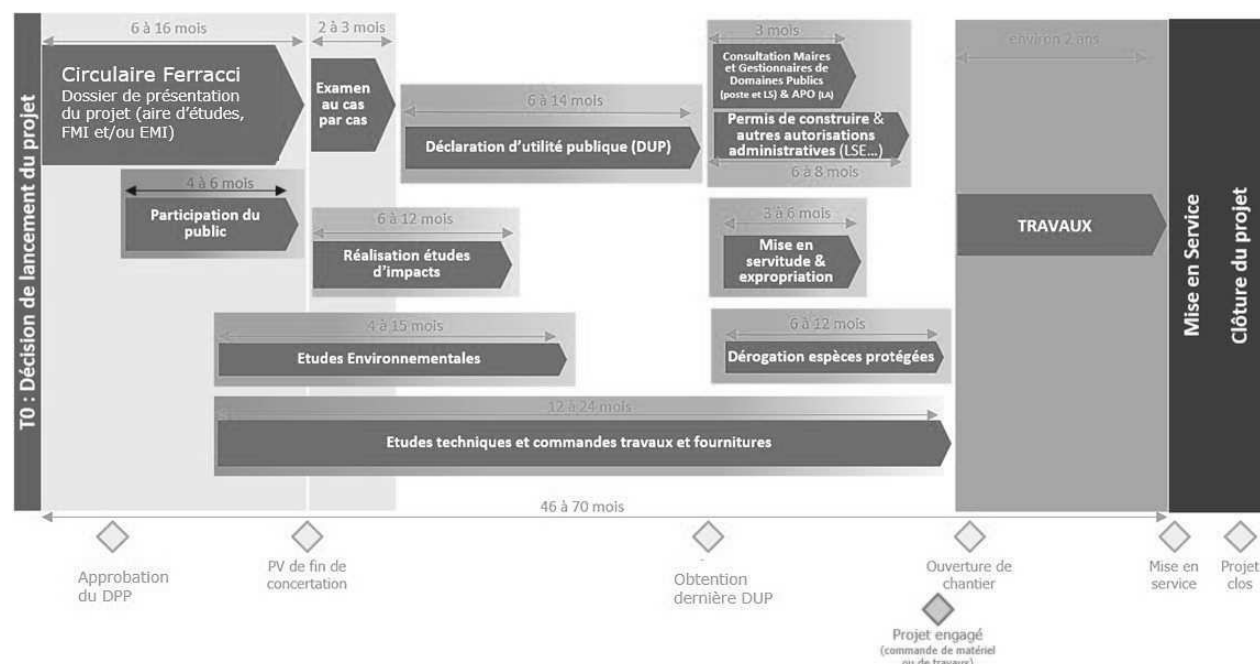
Avancement des travaux

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€.

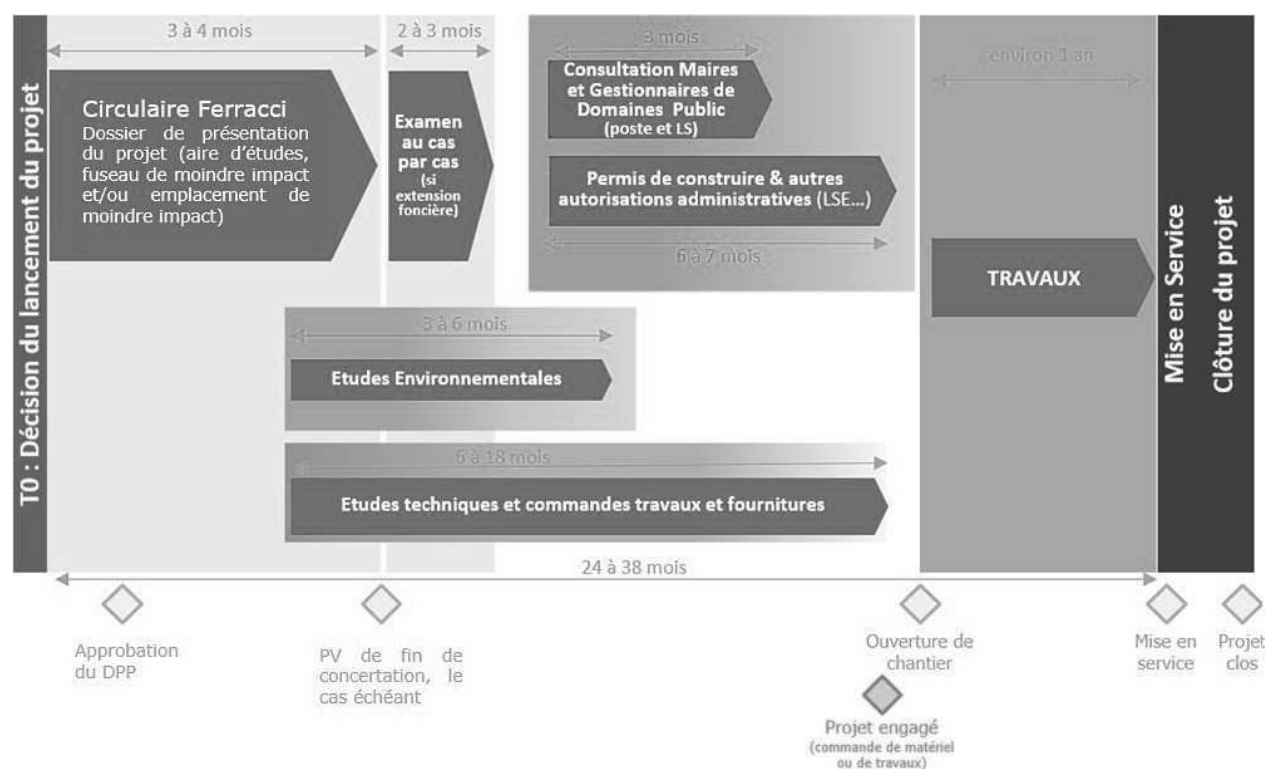
A noter que l'élaboration des S3REnR est réalisée à un stade d'anticipation et dans des délais tels que les analyses de consistance des travaux sont établies sur la base des seules informations immédiatement accessibles, voire « à dire d'expert », et restent

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	
Création d'un TR de 20 MVA au poste de CAUMONT	11_MISE EN SERVICE DES OUVRAGES	2018		
Création d'un TR de 20 MVA au poste de PERIERS	11_MISE EN SERVICE DES OUVRAGES	2015		
Création poste source de FONTAINE ETOUPEFOUR	11_MISE EN SERVICE DES OUVRAGES	2021		
Création poste source de GER	11_MISE EN SERVICE DES OUVRAGES	2020		
Création poste source de LE GUISLAIN	11_MISE EN SERVICE DES OUVRAGES	2021		

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€)
ALENCON : Création 1 1/2 rame	NON	EN ATTENTE DE SEUIL DE DÉCLENCHEMENT		364	456.456	456.456
ALERIE : Création 1 1/2 rame	NON	EN ATTENTE DE SEUIL DE DÉCLENCHEMENT		364	456.456	456.456
ARGENTAN : Création 1 1/2 rame	NON	EN ATTENTE DE SEUIL DE DÉCLENCHEMENT		364	456.456	456.456
AUBE : Création 1 1/2 rame	NON	EN ATTENTE DE SEUIL DE DÉCLENCHEMENT		364	456.456	456.456

Montant déjà dépensé à la date d'établissement du bilan ou de l'état (en k€)

Projet engagé

Commentaires

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
BACCHUS : Création 1 1/2 rame	NON	EN ATTENTE DE SEUIL DE DÉCLENCHEMENT		364	456.456	456.456			
CAUMONT : Création 1 1/2 rame	NON	EN ATTENTE DE SEUIL DE DÉCLENCHEMENT		364	456.456	447.356			
FLERS : Création 1 1/2 rame	NON	EN ATTENTE DE SEUIL DE DÉCLENCHEMENT		184	230.736	230.736			
GACE : Création 1 1/2 rame	OUI	TRAVAUX TERMINÉS	S1 2018	364	456.456	1392.073	1392.073	OUI	1er passage en mini-PCCN. Raccordement de la 1/2 rame S3R en double attache sur les 2 TR (donc ajout d'une rame). Numérisation des 2 cellules ARRIVEES des 2 autres 1/2 rames existantes pour ajout fonction PWH. Surcout batiment en pas de 800. Renouvellement des UA (manque de place).
GER : Création 1 1/2 rame	NON	EN ATTENTE DE SEUIL DE DÉCLENCHEMENT		364	456.456	447.356			
LOISIVIERE : Création 1 1/2 rame	NON	EN ATTENTE DE SEUIL DE DÉCLENCHEMENT		364	456.456	447.356			

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
PERCY : Création 1 1/2 rame	OUI	APD RÉALISÉ	S2 2026	364	456.456	1433.000	1240.000	OUI	Besoin de création d'un nouveau bâtiment et d'une extension foncière pour ajout de la 1/2 rame. Zone de protection renforcée d'un captage d'eau nécessitant des mesures particulières. Raccordement de la 1/2 rame S3R en double attache sur les 2 TR (donc ajout d'une rame). Prise en compte d'une partie du PCCN dans le chiffrage
PERIERS : Création 1 1/2 rame	NON	EN ATTENTE DE SEUIL DE DÉCLENCHEMENT		364	456.456	447.356			
THIOT : Création 1 1/2 rame	OUI	APS EN COURS	S1 2028	364	456.456	447.356		NON	Besoin de création d'un nouveau bâtiment (zone inondable) pour ajout de la 1/2 rame. (non encore chiffré)
TOLMER : Création 1 1/2 rame	NON	EN ATTENTE DE SEUIL DE DÉCLENCHEMENT		184	230.736	226.136			
VASTON : Création 1 1/2 rame	OUI	TRAVAUX EN COURS	S2 2025	364	456.456	996.000	996.000	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

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
VILLEDIEU : Création 1 1/2 rame	NON	EN ATTENTE DE SEUIL DE DÉCLENCHEMENT		184	230.736	226.136			
VIRE : Création 1 1/2 rame	NON	EN ATTENTE DE SEUIL DE DÉCLENCHEMENT		364	456.456	447.356			TR (donc ajout d'une rame).

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
BACCHUS : Mutation du transformateur 20 MVA en 36 MVA	NON	EN ATTENTE DE SEUIL DE DÉCLENCHEMENT		720	902.88	902.88		NON	
CAUMONT : Mutation du transformateur 20 MVA en 36 MVA	NON	EN ATTENTE DE SEUIL DE DÉCLENCHEMENT		720	902.88	902.88		NON	
GER : Mutation du transformateur 20 MVA de Ger en 36 MVA	NON	TRAVAUX REMIS EN CAUSE		720	902.88			NON	Le poste est construit avec un TR de 36 MVA

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 VASTON	OUI	11_MISE EN SERVICE DES OUVRAGES	2025	594	594	872	787	OUI
Création d'un TR de 36 MVA au poste de FERRIERES	NON	20_TRAVAUX TRANSFÉRÉS						Projet transféré vers VASTON - à supprimer

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 cellule ligne au poste d'Orbec (Prod > 12 MW)	OUI	11_MISE EN SERVICE DES OUVRAGES	2020			1000	1000	OUI

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
FERRIERE : Création 1 transformateur 36MVA	NON	TRAVAUX TRANSFÉRÉS		0	0.000	0		NON	Transfert vers VASTON
VASTON : Création 1 transformateur 36MVA	OUI	10_TRAVAUX ENGAGES	S2 2025	1078	1351.812	2393	2393	OUI	Transfert depuis FERRIERE Augmentation des coûts car TFO ONAN + mise en conformité env

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)
AGNEAUX	6.0	6.0	0.0
ALENCON	3.3	3.3	0.0
ALERIE	2.4	2.4	0.0
ARGENTAN	9.0	9.0	0.0
AUBE	42.7	42.7	0.0
AVRANCHES	5.4	5.4	0.0
BACCHUS	18.3	2.9	15.4
BAYEUX	7.4	7.4	0.0
BOCAGE	8.6	8.6	0.0
BOUCEY	5.0	5.0	0.0
CONDE-SUR-HUISNE	0.0	0.0	0.0
CONDE-SUR-NOIREAU	7.9	7.9	0.0
CAEN	1.2	1.2	0.0
CARPENTIER (SNCF)	0.0	0.0	0.0
CAUMONT	12.5	12.5	0.0
CHERBOURG	0.5	0.5	0.0
COQUAINVILLIERS	0.0	0.0	0.0
COUTANCES	2.7	2.7	0.0

Tableau des capacités réservées au 31 décembre 2025

Poste	Capacité réservée sur le poste (MW)	Capacité réservée affectée (MW)	Capacité réservée résiduelle (MW)
CREULLY	1.0	1.0	0.0
LE CROISSANT (SNCF)	0.0	0.0	0.0
DIVES	1.3	1.3	0.0
DOMFRONT	5.3	5.3	0.0
DOUVRES	1.9	1.9	0.0
DRONNIERE (LA)	17.5	17.5	0.0
FONTAINE-ETOUPEFOUR	2.6	2.6	0.0
FERRIERE	4.4	4.4	0.0
FLERS	8.9	8.9	0.0
FRENECOURT (SNCF)	0.0	0.0	0.0
GACE	15.4	15.4	0.0
GER	16.6	0.0	16.6
GOUVILLE	0.8	0.8	0.0
LE GUISLAIN	2.2	2.2	0.0
LA HAYE-DU-PUITS	3.5	3.5	0.0
HUBERVILLE	6.9	6.9	0.0
ISIGNY	3.1	3.1	0.0
LAIRON	5.7	5.7	0.0
LAUNAY	0.0	0.0	0.0
LISIEUX	1.8	1.8	0.0
LIVAROT	1.9	1.9	0.0
LOISIVIERE	16.7	16.7	0.0
MESNIL	4.4	4.4	0.0
MORTAIN	11.2	11.2	0.0
ODON	0.7	0.7	0.0
ORBEC	17.3	17.3	0.0
PERCY	11.0	11.0	0.0
PERIERS	23.5	23.5	0.0
RANVILLE	26.3	26.3	0.0
REINIERE	10.9	10.9	0.0
SAONNET	12.0	12.0	0.0
SEES	13.9	12.0	1.9
ST-CONTEST	1.5	1.5	0.0
SAINT-REMY LES LANDES	0.0	0.0	0.0
TERRETTE	0.0	0.0	0.0
LE THEIL (EDF-SNCF)	4.0	4.0	0.0
THIOT	30.5	30.5	0.0

Tableau des capacités réservées au 31 décembre 2025

Poste	Capacité réservée sur le poste (MW)	Capacité réservée affectée (MW)	Capacité réservée résiduelle (MW)
TOLLEVAST	0.0	0.0	0.0
TOLMER	4.0	4.0	0.0
TOUQUES	0.7	0.7	0.0
TOURBE	200.0	200.0	0.0
TOURLAVILLE	0.5	0.5	0.0
VALCANVILLE	0.9	0.9	0.0
LA VALLEE	2.5	2.5	0.0
VARETS	0.6	0.6	0.0
VASTON	53.8	53.8	0.0
VIMOUTIERS	28.5	28.5	0.0
VIRE	9.1	9.1	0.0
VILLEDIEU	11.0	11.0	0.0
YQUELON	3.8	3.8	0.0