Le réseau de transport d'électricité

Commission d'Accès au Réseau
Réunion plénière

20 novembre 2025

CURTE

Copyright RTE – 2021. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

SOMMAIRE

1. **Gisements de capacité pour les producteurs et stockeurs**
   Cartostock, simulateur d'études exploratoires, refonte de CapaRéseau

2. **Feuille de route 2026 de la concertation**
   Bilan 2025 et perspectives

3. **Bilan annuel du raccordement : proposition d'indicateurs**

1 Gisements de capacités pour les producteurs et stockeurs

RTE met à disposition des outils permettant de cibler la localisation des projets : cartographies des capacités disponibles

Afin de répondre aux besoins des clients, plusieurs outils cartographiques à disposition

Carte des capacités prévues dans les S3RENR



Producteurs d'énergies renouvelables terrestres

→ une carte des travaux prévus par les S3REnR et de leur date prévisionnelle de mise en service, en cohérence avec les trajectoires d'investissement

→ Refonte de caparéseau — Lancé

Carte d'insertion stockage



Stockeurs (batteries)

→ cartographie fournissant un premier niveau d'information sur la nature des contraintes/opportunités de la zone considérée.

Carte des capacités d'accueil en soutirage

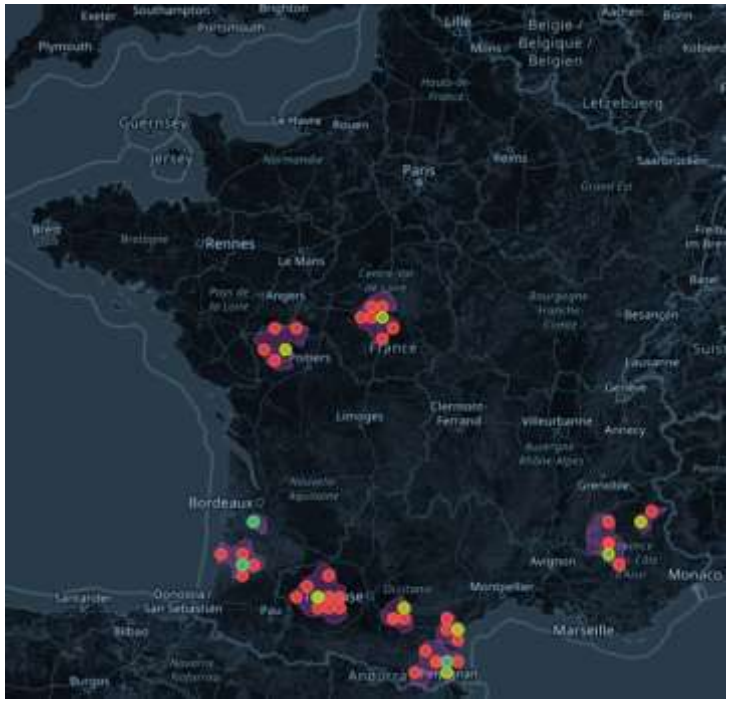


Consommateurs (industriels)

→ Carte des zones de mutualisation avec les travaux prévus avec les échéances de réalisation et les capacités associées

→ Capacité d'accueil en soutirage sur le RPT — Lancé

Cartographie stockage : un engouement certain



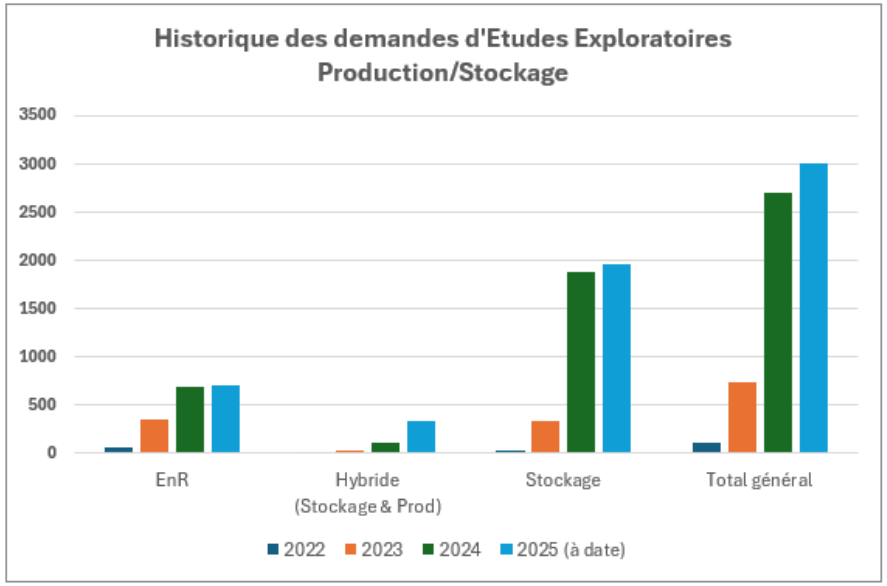
- RTE a publié la carte d'accueil des capacités de stockage le **24 mars 2025**. Près de 450 demandes de PTF stockage ont été reçues, représentant environ 15 GW de capacités (avec plus de 10 demandes de PTF en parallèle sur certains postes).
  - **Le dispositif a permis à 3 GW de stockage de sécuriser leur accès au réseau, qui atteint ainsi près de 13 GW. Les capacités de raccordement sans contrainte sont aujourd'hui très limitées. La publication a entrainé des effets collatéraux (prix du foncier,…) et des insatisfactions de certains acteurs et des territoires faute de régulation en amont.**
- Cette cartographie a été mise à jour le **9 octobre 2025**, avec la publication des capacités accessibles avec un gabarit « injection » : plus d'une centaine de demandes de PTF ont été reçues dans la journée.
  - **1 GW supplémentaire de stockage supplémentaire devrait entrer en file d'attente début 2026.**
- La stratégie de référence du SDDR exprime un besoin de 6 GW de stockage, qui font économiser 500 M€ de développement réseau.

14 GW de stockage sont maintenant en instruction pour un raccordement au RPT.
Les capacités de raccordement à coût et/ou limitation faibles ont été captées.

Prod/Stockage

L’augmentation continue des demandes d’études exploratoires conduit RTE à réfléchir à des solutions permettant aux clients d’identifier des zones favorables pour le raccordement de leurs projets

- **Les demandes d’études exploratoires d’unité de production ou de stockage ont été multipliées par plus de quatre entre 2023 et 2025**
- Cette augmentation massive des demandes nécessite de proposer des **solutions aux clients pour identifier des zones favorables** pour le raccordement de leurs projets **en autonomie.**
- Ces solutions doivent permettre de **limiter les demandes d’études exploratoires aux zones favorables de raccordement** afin de permettre à RTE de **répondre le plus efficacement possible à ces demandes.**



Etudes Exploratoires

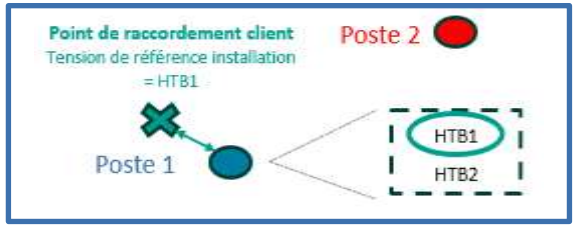
SimuRacco : outil de simulation des coûts et délais pour le raccordement d'un projet EnR ou de stockage

SimuRacco met à disposition **une solution de raccordement sur un poste RTE** pour un projet de **Stockage ou de Production EnR** en apportant des **indications non-contractuelles et estimées**.

Les informations élémentaires de ce raccordement potentiel seront les suivantes:

- **Coût** et **délai génériques** de mise à disposition du raccordement
- **Conditions du raccordement** en fonction du type d'installation (limitations temporaires/pérennes pour le Stockage et capacité réservée disponible S3REnR)

Périmètre d'application du simulateur	• Solution de raccordement en antenne sur des postes HTB1 et HTB2 pour des distances de raccordement courtes • Puissance de raccordement maximale gérée par le simulateur : 250 MW • Nouveau raccordement uniquement
Principes de fonctionnement du simulateur	• Sélection du poste HTB1 ou HTB2 le plus proche du point de raccordement client sur la base de la tension de raccordement de référence du projet
Limites du simulateur	• Pas de vérification de disponibilité de place dans le poste RTE • Pas de vérification du milieu traversé pouvant impacter la solution de raccordement • Les données alimentant le simulateur seront mises à jour de manière périodique



SimuRacco fournira de premières estimations pour faciliter le raccordement d'un projet de stockage ou d'EnR.
Un outil en « selfcare » permettant aux clients d'affiner leur projet avant de solliciter RTE

SimuRacco : Exemple de résultat et calendrier



Notas

- Les limitations temporaires et pérennes sont des limitations préventives cumulées en injection et soutirage dans le cas d'Offres de Raccordement Optimisé (exclusion des postes à Gabarit)
- Le délai de mise à disposition du raccordement prend uniquement en compte le délai de réalisation des ouvrages propres au raccordement entre le PDR client et le poste RTE
- Cette première version du simulateur ne prend pas en compte les postes à créer des S3REnR (à étudier pour une prochaine version)
- Les capacités S3REnR correspondent aux capacités réservées disponibles de CapaRéseau

- **Le simulateur de raccordement sera accessible à partir du portail RTE Analyses et Données : https://analysesetdonnees.rte-france.com/reseaux**
- **Mise à disposition en janvier 2026**

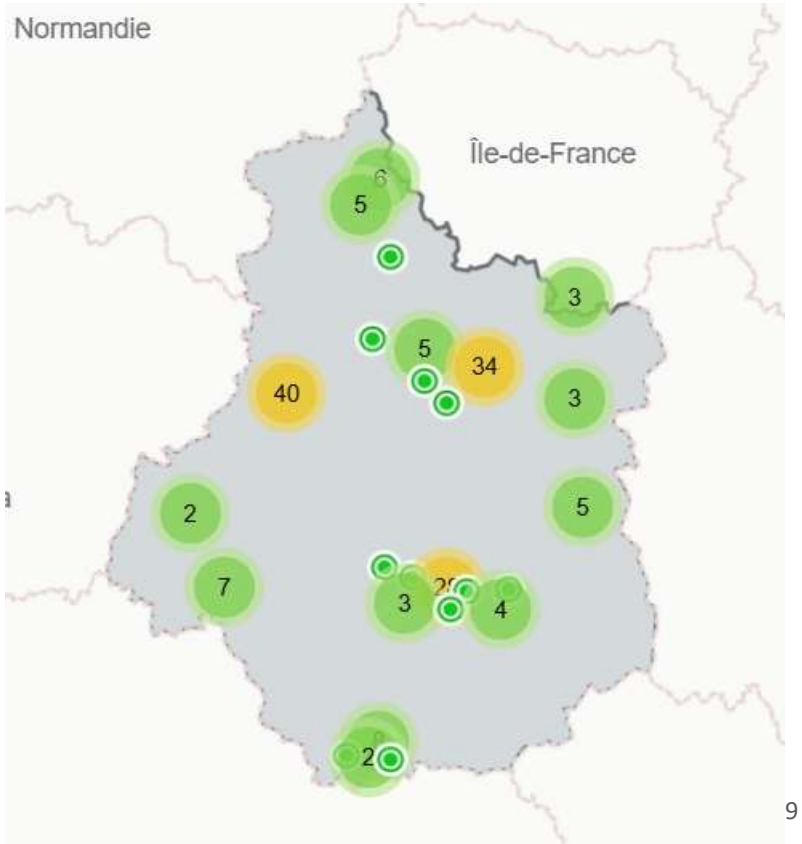
Capareseau : une refonte nécessaire pour améliorer l'expérience utilisateur

La refonte de **Caparéseau** est considérée comme un objectif **prioritaire**, avec comme **objectif** une mise en service le **1er janvier 2027.** RTE mène, conjointement avec Enedis, une concertation, afin de recueillir les attentes des acteurs. Cette refonte est portée par des problématiques d'obsolescence technique et de nécessité de simplification et de robustesse des informations disponibles.

Une concertation **pilotée par les délais** pour être au rendez-vous

Un timing ambitieux qui nécessitera une priorisation des besoins

- Nov25: Travail avec les parties prenantes permettant la définition d'un socle de besoins de fonctionnalité.
- Jan26 – oct 26: Développement informatique en mode agile : Organisation régulière d'ateliers d'élaboration des interfaces.
- Nov26 – Déc26 : recette et mise en service



Des ateliers de co-conception avec les acteurs concernés

Caparéseau V2 doit fournir des **données fiables, maintenables et utiles**, aux développeurs EnR, grâce à un outil repensé capable d'accompagner la planification du réseau et le raccordement des producteurs EnR.

Les objectifs principaux du nouveau Caparéseau sont les suivants :

- proposer une **visualisation cartographique claire et homogène** des possibilités de raccordement des capacités des énergies renouvelables sur les réseaux ;
- **fiabiliser et harmoniser** les données issues des S3REnR en lien avec les GRD ;
- **simplifier l'accès à l'information** grâce à des fonctionnalités de téléchargement et d'import automatisé ;
- **favoriser la convergence** avec les autres outils cartographiques (Cartostock, ETF, etc.), dans une logique d'écosystème cohérent ;
- **intégrer un module de ticketing** pour assurer le suivi des demandes et réclamations (mise en place en 2025);
- intégrer de **nouvelles informations** issues de la loi/décret **APER** (ouvrages prioritaires par exemple).

La refonte de l'outil a commencé par :

- Une **concertation en GT Producteurs et Distributeurs** d'octobre à décembre 2025 ;
- Un **appel à contributions écrites** ;
- Des **ateliers de définition des besoins en données, fonctionnalités et parcours utilisateurs pour intégrer dans l'expression de besoin et cahier des charges**.

L'ensemble de cette concertation et d'ateliers participatifs permet de dégager une expression de besoin solide, concertée et collective, validée par les parties prenantes associée à une estimation de grandes étapes.

Une sélection de données pertinentes et utiles, des fonctionnalités renouvelées.

La future version de Caparéseau permettra un parcours d'utilisation à la prise en main facile en respectant la norme d'accessibilité RGAA.

Les premières étapes de la refonte ont permis d'identifier les besoins macroscopiques suivants :

❖ Besoin 1 : Fiabilisation et amélioration de l'accessibilité des données de Caparéseau

Afin de proposer une version de Caparéseau **centrée sur les énergies renouvelables, facile d'usage, présentant des données fiables et pertinentes**, l'outil refondu :

- Mettra à disposition un **panel de données sélectionnées** suite à concertation;
- Intégrera une **cartographie des travaux prévus dans les S3REnR** dont la réalisation libère de la capacité d'injection sur les réseaux (actuellement mise à disposition dans les ETF);
- Proposera une **cartographie des capacités de raccordement EnR** grâce à des données clés déclinées par **région, poste et niveau de tension**;
- intégrera les **données nouvelles introduites par le dispositif APER** (ouvrages prioritaires, Capacité indicative pour la BT, réservoir de travaux).

Une opportunité d'améliorer les flux de données entre les différents acteurs

❖ Besoin 2 : Industrialisation des flux de données

Caparéseau est aujourd'hui alimenté de nombreuses sources de données générées par les GRD et de RTE. Les ateliers ont fait émerger le **besoin d'une industrialisation du processus d'import de données**, pour suivre la dynamique actuelle d'évolution des données induite par des raccordements très nombreux.

Afin de répondre à ce besoin d'industrialisation, Caparéseau V2 reposera sur un système qui **augmentera la qualité du service et la fiabilité des données** en permettant :

- **L'import automatique de données** depuis des bases de données existantes internes à RTE ;
- **La mise à jour automatique de valeurs calculées** à partir de données d'entrée de Caparéseau, lorsque ces dernières sont mises à jour dans l'outil ;
- **L'import et l'export de données au sein de ou depuis Caparéseau facilité**, au service de l'ensemble des utilisateurs de l'outil.

De nouvelles sollicitations des acteurs à venir en gardant l'objectif d'une mise à disposition fin 2026

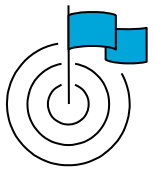


2 Concertation du raccordement et de l’accès au réseau

Bilan 2025 et perspectives 2026

Programme 2026 : finaliser les travaux engagés et préparer la refonte

Une année 2025 qui aura permis de



- Finaliser la déclinaison des nouveaux dispositifs introduits par la loi APER et l'ordonnance raccordement de 2023, en particulier s'agissant du **raccordement des consommateurs**,
- Préparer l'**adaptation du cadre contractuel du raccordement des parcs offshore** aux enjeux de la future PPE
- Faire évoluer le **traitement des interruptions programmés** pour les consommateurs
- Lancer la concertation de **révision des règles SSY tension**
- Lancer les réflexions sur la **refonte du cadre du raccordement** avec les **Fast-Track** comme première étape.

Une année 2026 qui devra permettre de



- Finaliser les travaux engagés et de réussir les **mises en œuvre opérationnelles** des nouveaux dispositifs
- Concerter et lancer les actions permettant de répondre aux évolutions du système électrique :
  - **une refonte du cadre du raccordement**
  - **une refonte du processus de gestion prévisionnelle**

Une approche « infrastructure / exploitation » intégrée et cohérente qui requiert l'implication des acteurs du système électrique

La mise en œuvre, à moindre coût, du programme industriel défini dans le SDDR implique une modification des engagements réciproques pour optimiser le fonctionnement du système et minimiser les besoins d'infrastructure*

La modification du mix et l'évolution des règles européennes supposent aussi la modification et des règles d'exploitation du système électrique et des outils

Schéma décennal de développement du réseau (SDDR*)

Plan public et relevant des missions légales de RTE



Schéma de transformation de l'exploitation du système (STES)

Plan de transformation certaines mesures impliquent une coordination avec les acteurs

Des évolutions du cadre qui s'appuient sur les principes suivants :

- ➔ *Des évolutions du mix énergétique qui impliquent de revoir les droits et des devoirs de l'ensemble des acteurs du système électrique (gestionnaires de réseau, clients,..).*
- ➔ *La réussite du programme industriel de RTE indispensable pour atteindre les objectifs de neutralité carbone*

Et une révision en profondeur de la coordination avec les GRD

* Les grandes orientations stratégiques du SDDR proposées par RTE à l'horizon 2040 sont soumises à un débat public mené par la Commission Nationale du Débat Public depuis le 4 septembre 2025.

6 axes prioritaires identifiés pour répondre à ces enjeux

Leviers d'équilibrage 	Augmenter les **volumes d'équilibrage** pour l'équilibre offre-demande et la gestion des flux
***Dynamique** Tension* 	Renforcer les contributions des opérateurs en matière de **gestion de la tension**
Batteries 	Faciliter **l'insertion des batteries** dans le système électrique
(pré)Visibilité 	**Anticiper** les programmes de **travaux** avec les acteurs du système électrique
Raccordement 	**Optimiser le raccordement des consommateurs** Mettre en œuvre un **programme industriel** performant pour le **raccordement des EnR terrestres et offshores**

Ces évolutions seront concertées en CAR et en CAM

Disposer d'une profondeur de marché suffisante pour garantir l'équilibre offre-demande et la gestion des flux électriques

Concertation portée principalement en Commission Accès aux Marchés

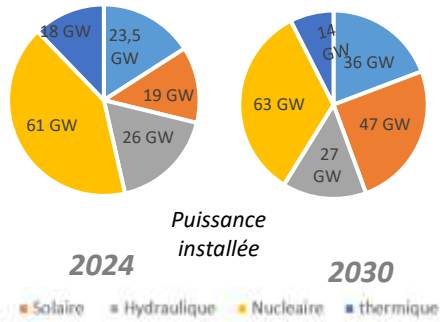
→ Evolution des mécanismes de marché en fonction des perspectives d'évolution du système : *participation des EnR au mécanisme d'ajustement, évolution des modalités de contractualisation des réserves et des services système fréquence et tension, développement des flexibilités…*

Le nouveau mix - Vers une plus grande variabilité

Passage d'un système centralisé basé sur des machines synchrones, à un système de production diffuse, à forte variabilité

Forte dépendance aux conditions météo pour la production EnR (solaire et éolien)

+ 85% en volume des actions d'équilibrage d'ici 2035 : passage de **60 à 110 GWh/jour**



Avec une passerelle en Commission Accès au Réseau

Consultation terminée

Participation au MA, aux SSY

Rappel des obligations en lien avec les règles de marché (MA), notamment le **rattachement à un acteur d'ajustement dans le CART P**

Depuis la loi DDADUE du 30 avril 2025

- **Tous les producteurs RPT et RPD (à partir d'un certain seuil**, qui ne peut être inférieur à 10 MW) doivent participer au MA
- **en mettant à disposition leur puissance disponible à la hausse et à la baisse**

Renforcer les contributions des clients en matière de gestion de la tension et de la stabilité du système électrique

Accroître la participation des acteurs au réglage de tension tout en visant une répartition équilibrée entre RTE et les acteurs

Concertation terminée

Révision des SSY Tension

Allongement de la durée de la phase de concertation (du 27 mars au 12 novembre 2025) à la demande des acteurs

Zoom de ces évolutions dans le slide suivant

Concertation en cours

Capacités constructives stockage

Pour les batteries : insertion d'exigences relatives au **Gridforming**
+ Signature des règles SSY tension

Une anticipation des exigences du code RfG V2, cohérente avec le besoin de disposer de davantage de leviers pour régler la tension

Expérimentation Compensation statique

Rémunération forfaitaire zonale et **temporaire** de la compensation statique pour répondre au besoin urgent de la zone Sud Ouest, et en vue de réunir des éléments de REX (analyse coûts/bénéfices de la compensation statique)

GT Tension

Organisation annuelle systématique d'a minima un **GT tension de la CAR**

Concertation à venir

Prescriptions techniques

Lancement d'une séquence de travaux relatifs aux exigences techniques et de fonctionnement pour le raccordement des installations (RfG v2, DCC v2, enseignement du black out espagnol).

Synthèse des évolutions des règles services système tension

SSY Tension

Adapter le cadre de rémunération de manière à rémunérer les acteurs en fonction du **service rendu** et pouvoir plus facilement **intercomparer le coût des différents leviers**

- Révision de la rémunération du service
- Révision des principes d'indisponibilité (notion de jetons)
- Révision des pénalités appliquées en cas d'écart de performance pour inciter à résorber

Expression des acteurs de la concertation sur les risques de non-couverture des coûts d'investissement, d'inadéquation aux échéances de maintenance industrielle, de montant de pénalité trop élevé…

- Des adaptations et nouvelles propositions de RTE qui seront mises en consultation

Mettre en place un cadre de rémunération favorable au **développement de la compensation statique** de manière à accroître les capacités de réglage offertes par les acteurs (apport de capacités dynamiques)

- Introduction d'une nouvelle part variable technologique permettant de rémunérer des coûts variables en fonction du nombre d'heures de fonctionnement



Expérimentation zonale (Sud Ouest) et temporaire (2026-2028) pour la compensation statique

Rémunération forfaitaire spécifique pour les acteurs proposant des capacités dynamiques additionnelles d'absorption de réactif

Faciliter l'insertion des batteries dans le système électrique



Concertations terminées

Gabarits

Offrir, sur certains postes, de **nouvelles opportunités de raccordement** aux batteries en encadrant leur mode de fonctionnement pour ne pas aggraver les contraintes sur le réseau

Des travaux à poursuivre la définition des modalités de gestion opérationnelle

SSY tension

Utiliser le **gisement de MVar disponible** offert par les batteries et **rémunérer à hauteur des sollicitations**

Concertations en cours

Capacités constructives

Insertion d'exigences relatives au **Gridforming**

Concertation à venir

Contrats

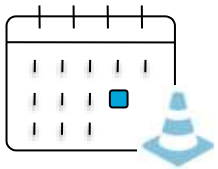
Accès Réseau

Intégrer les spécificités liées au stockage dans les contrats d'accès au réseau
(*CART et Convention d'exploitation et de conduite)*

- méthode de décompte des quotas de limitations pour les batteries HTB mais aussi HTA
- indemnisation des limitations
- Tarif injection/soutirage : Inciter financièrement les stockeurs **à fonctionner de façon contracyclique** pour réduire les transits aux moments où ils sont les plus importants dans les zones identifiées

Anticiper et coordonner les travaux pour réussir le programme industriel et exploiter le système électrique en sécurité

Améliorer la coordination avec les acteurs et la planification des interventions sur le réseau
(pré)visibilité partagée



Concertations terminées

Travaux de renouvellement

Se coordonner en anticipation pour réaliser les travaux de renouvellement des ouvrages de raccordement des clients consommateurs, avec des plannings fermes et des engagements réciproques (CART C)

Travaux liés aux actifs imbriqués

Principes intégrés dans le CART P et le CART C

Concertation à venir

Gestion Prévisionnelle

Enrichir les principes de **coordination** relatifs à la **planification des interventions** sur le réseau (au-delà du « dernier km ») et couvrant également les besoins de sûreté du système, en y **intégrant les principes du contrat de gestion prévisionnelle**

Renforcer les engagements sur les jalons prévisionnels identifiés en pluriannuel : prévision en A-5, identification de « périodes de corrélation » engageantes pour les deux parties, révision des mécanismes financiers.

une gestion prévisionnelle qui devient obligatoire en intégrant le CART
avec des **exigences proportionnées**

Travaux de renouvellement

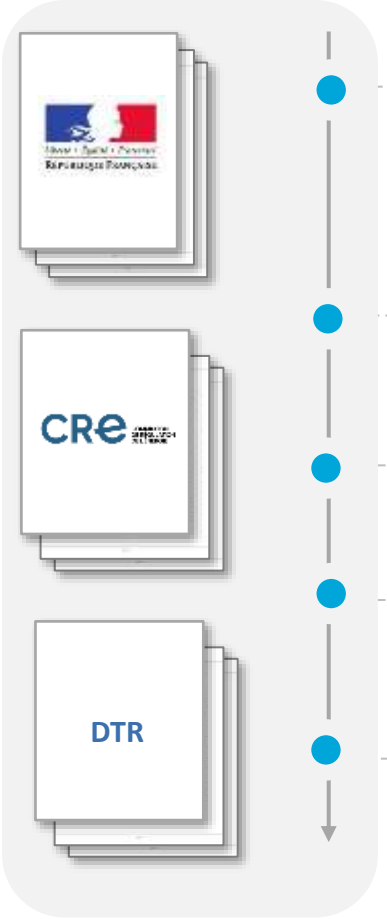
CART P : **l'engagement sur les travaux de renouvellement** de ouvrages de raccordement sera concerté de façon coordonnée

Optimiser le raccordement des consommateurs : la mutualisation des infrastructures

Déclinaison et mise en œuvre du dispositif de mutualisation des ouvrages de raccordement

- Pour répondre aux besoins d'électrification de manière optimisée, un **changement de logique a été mis en place pour le raccordement des consommateurs**, en passant d'un traitement individuel à une logique groupée reposant sur un premier niveau de planification.

- RTE a défini **des structures de réseau cible** dans plusieurs zones et a engagé la réalisation d'infrastructures mutualisées (zone « Loire-Estuaire », Fos, Dunkerque,..)



7 juin 2024 : **décret d'application** modifiant le code de l'énergie pour introduire une nouvelle définition du périmètre d'extension en cas de mutualisation

17 juillet au 16 septembre 2024 : **consultation publique de la CRE**

7 novembre 2024 : **délibération n° 2024-200**

17 septembre au 13 mars 2025 : **concertation au sein des GT de la CAR**, puis consultation formelle du 16 avril au 16 mai

1er aout 2025 : **Entrée en vigueur** des évolutions de DTR (procédure + trames de contrats) déclinant ces dispositions

Les zones de mutualisation permettent une socialisation des coûts de raccordement

1

Une concertation ayant permis de définir les modalités de contribution financière

- **Champ d'application** : raccordement d'installations de consommation et/ou ouvrages du RPD dans une zone y compris les demandes pour lesquelles une PTF a été acceptée.
- **Mode de calcul de la quote-part** : quotient du coût total de création des ouvrages mutualisés et des ouvrages associés par la capacité globale de raccordement offerte par ces ouvrages – montant fixé par la CRE dans une délibération de zone.
- **Modalités d'évolutions de la QP** : RTE a la possibilité de saisir la CRE pour faire réviser la quote-part unitaire au-delà d'une marge de +/- 15% (+ réserves).

2

Eléments complémentaires

- Suspension du traitement des demandes dans l'attente de la définition des infrastructures mutualisées
- **Echéancier de paiement:** 5% à l'acceptation de la PTF ; 5% 12 mois après ; 10% 24 mois après ; 30% à l'acceptation de la Conv. Racc. ; 30% 12 mois après; 20% à la Mise à disposition du raccordement.

Une procédure spécifique pour les projets de consommation « hors normes »

Introduction en DTR puis mise en œuvre de la procédure fast track



7 mai 2025 : délibération 2025-120 approuvant la procédure de raccordement fast track proposée par RTE.

24 juin 2025 : délibération 2025-166 approuvant la convention de raccordement fast track.



Identification du site propice

*en lien avec l'Etat et les autorités locales

*proximité physique d'infrastructures de grand transport

* Surface foncière adéquate

Réservation de la capacité à la demande de l'Etat

*4 sites propices sont concernés aujourd'hui (Nord, Seine-et-Marne, Somme)

Engagement de raccordement

*Délai de raccordement accéléré avec engagements du Client sur les jalons de son projet

*Pleine puissance dès la mise à disposition

*Conditions financières adaptées

Inciter au bon dimensionnement pour le bénéfice de tous

Déclinaison et mise en œuvre du dispositif de modification de la Pracc en soutirage

- ✓ **Rendre cohérentes** la puissance de raccordement en soutirage (PRacc) d'un Client et sa puissance réellement utilisée.
- ✓ **Inciter au bon dimensionnement** des PRacc et de la date de mise à disposition afin d'**éviter la saturation artificielle du réseau**, la réalisation de travaux inutiles, et optimiser les délais de raccordement pour l'ensemble des clients.

Un mauvais dimensionnement de la demande pénalise l'ensemble des clients : besoin de transparence dès la demande







L'ordonnance n°2023-813 et l'**arrêté du 14 novembre 2024** créent le dispositif de modification à la baisse de la Puissance de raccordement

18 décembre 2024 : la **délibération n° 2024-229 de la CRE** précise les conditions dans lesquelles RTE pourra faire évoluer la Pracc et les éventuelles indemnités associées

14 janvier au 27 mars 2025 : **concertation au sein des GT de la CAR**, puis consultation formelle du 16 avril au 16 mai

1er août 2025 : **entrée en vigueur** des évolutions de DTR déclinant ces dispositions (envoi des nouvelles valeurs de Pracc aux clients)

L'incitation au bon dimensionnement vise à diminuer la saturation contractuelle

La modification de la puissance de raccordement et la déclaration d'une montée de charge

1

- **Les modalités de modification de la Pracc sont intégrées principalement dans le CART** (formule de calcul, prise en compte de la Pmax sur les 5 dernières années...). Ce dispositif s'applique automatiquement sur une fréquence annuelle.
- **Options de montée en charge :** par principe, période de 5 années de montée en charge libre à compter de la mise à disposition du raccordement, durant laquelle la Pracc soutirage est garantie au client par RTE. A la demande du client, possibilité d'opter pour une montée de charge sur 10 ans avec paliers engageants.
- **Réduction de la contribution financière** pour les clients existants (convracc déjà signée au 1er août 2025) qui demanderaient une hausse de Pracc dans la limite de leur Pracc soutirage d'avant la mise en œuvre du dispositif

Incitations complémentaires visant à éviter la saturation artificielle du réseau

2

- **Justification de la Pracc en soutirage** au plus tard 3 mois avant la convrac
- **Remise d'un planning prévisionnel** faisant apparaitre des jalons clés (FID, AE, PC…)

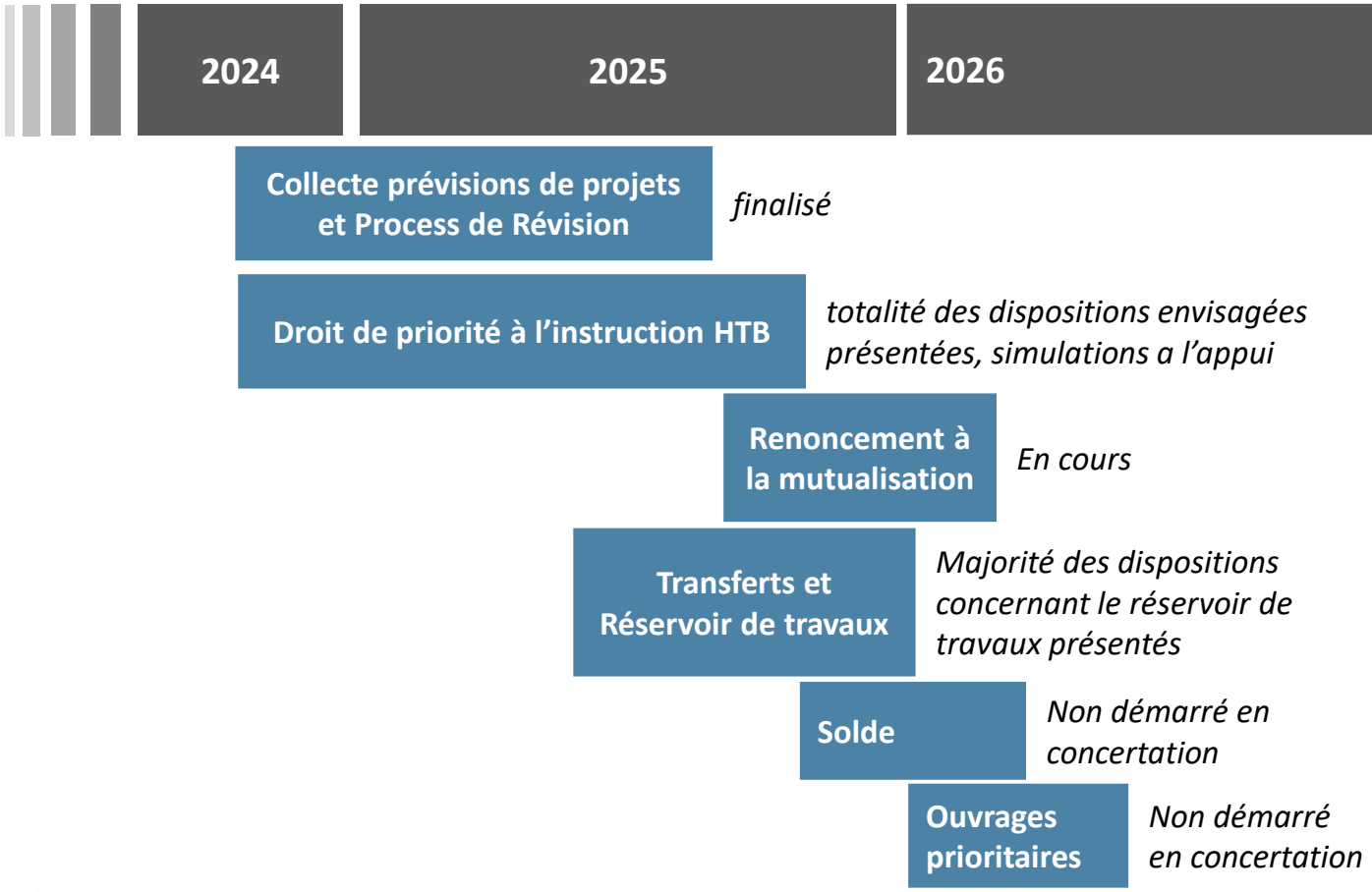
La refonte du cadre S3R prévu par la loi APER implique d'ajuster de nombreuses modalités structurantes

Une concertation plus longue qu'initialement prévue en raison de la multiplicité des sujets, et de la volonté de tenir compte au maximum des retours des parties prenantes en améliorant également la synchronisation avec les GRDs.

	Une revue extensive du cadre, tant sur la construction des schémas que sur le raccordement
Collecte des prévisions de projets et Process de Révision	• Modalités d'organisation des campagnes de recensement et consignes • Jalons des calendriers types de révision
Droit de priorité à l'instruction HTB	• Poursuite des discussions sur le critère de définition de la notion de prise en compte • Traitement des cas particuliers: GMP, projets hybrides
Renoncement à la mutualisation	• Condition de construction des offres avec renoncement à la mutualisation • Articulation avec les révisions suivantes
Transferts et Réservoir de travaux	• Principes de choix des postes hébergeurs d'ouvrages supplémentaires • Limitation de l'impact sur les actifs HTB dans les postes • Conditions d'utilisation du réservoir
Solde	• Modification de la formule pour intégrer les écarst coûts/recette liés aux schémas clôturés
Ouvrages prioritaires	• Méthode de sélection à inscrire en DTR • Séquencement dans le planning de révision • Articulation avec les révisions successives

Maintenir la dynamique de concertation S3REnR pour finaliser sur le nouveau cadre début 2026

- **Parmi les 3 principales nouveautés du cadre règlementaire, les discussions sur le droit de priorité HTB et sur le réservoir de travaux prévu pour les clients raccordés au réseau de distribution touchent à leur fin**
- **Le sujet structurant restant à traiter est celui des ouvrages prioritaires, sur lequel RTE envisage de concerter début 2026**



RTE souhaite maintenir les cibles suivantes afin de fournir un cadre clair aux nouvelles révisions :

- consultation en **février 2026**
- saisine de la CRE en mars 2026

Adapter le cadre contractuel pour accompagner le développement anticipé des infrastructures offshores

Accompagner la mise en œuvre du **programme industriel** pour le **raccordement des EnR offshores**
Finaliser la concertation lancée début 2025 sur **l'évolution du cadre contractuel de l'éolien en mer**

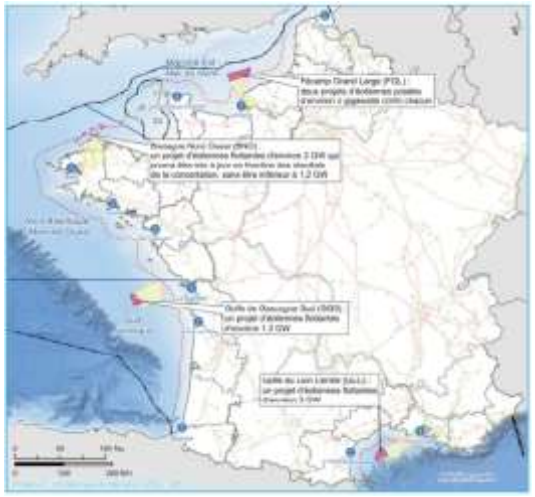
Concertations en cours

Procédure de raccordement

- Nouvelle Procédure de raccordement en mer
- **Suppression de la PTF**

Convention de raccordement

- Une **Convention de Raccordement évolutive** qui permet des **engagements contractuels** entre RTE et le producteur dès la désignation de celui-ci, dans le respect du cadre fixé par le Cahier des Charges de l'appel d'offres.
- des Conditions Générales adaptées pour les projets éoliens en mer



Concertation à venir

Impacts contractuels de la stratégie de **mutualisation et d'allotissement des projets en mer**

Traiter les impacts contractuels d'avoir 2 producteurs sur un poste en mer, en particulier sur :

- La responsabilité
- Les interfaces

Pour le lancement de la consultation qui clôturera la concertation sur le cadre contractuel des raccordements éoliens en mer pour la PPE3, une **coordination nécessaire avec la DGEC sur la publication du Cahier des Charges de l'AO10.**

3 Bilan annuel du raccordement

Rapport annuel sur le raccordement

Origine et mise en œuvre du rapport annuel sur le raccordement

- La délibération n°2025-77 portant sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport d'électricité (TURPE 7HTB) retient le principe de publication d'un rapport annuel sur le raccordement, dont le contenu a fait l'objet d'une première consultation des acteurs dans le cadre des travaux préparatoires au TURPE (consultation publique d'octobre 2024)

Le rapport annuel sur le raccordement a pour objectif d'agréger toutes les données utiles dans un seul document public



2024 : **consultations publiques de la CRE**

13 mars 2025 : **délibération n° 2025-77**

20 novembre 2025 : **présentation dans le cadre du CURTE**

31 mars 2026 : **publication du rapport annuel**

Contenu du rapport annuel sur le raccordement

Présentation du contenu du rapport annuel sur le raccordement

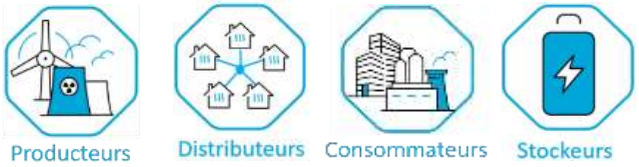
Un document qui réunira tous les éléments relatifs au raccordement d'une année calendaire

Le bilan des raccordements sur l'année	Une vision de l'évolution du nombre de raccordements (Mise à disposition dans l'année)
Les résultats des indicateurs de qualité de service du TURPE 7 relatifs au raccordement	Une présentation des différents indicateurs incités et suivis avec les éventuels bonus et malus appliqués
Le bilan de l'application des procédures de raccordement envoyé à la CRE	Bilan des évolutions entrées en vigueur et de leur mise en œuvre
Les indicateurs sur le raccordement des parcs éoliens en mer	Un focus sur l'activité de raccordement spécifique des parcs éoliens en mer
Un suivi du délai de révision pour chaque S3REnR	Une description de l'état d'avancement des S3REnR
Un suivi des capacités mises en œuvre dans les S3REnR	Composé de deux indicateurs (prévisionnel/ réalisé) pour chacune des 12 régions en y associant la localisation de ces évolutions (cartes)
Les données agrégées de la file d'attente	Par catégorie d'utilisateur

Focus sur les indicateurs de qualité de service liés au raccordement

Indicateurs incités

Pour chacun des segments



Taux de transmission des PTF dans les délais



Nombre de PTF transmises dans un délai inférieur à 3 mois sur l'année calendaire divisé par le nombre de total de PTF transmises dans l'année calendaire

- Objectifs de référence (75% en 2025, 80% en 2026, 85% en 2027, 90% en 2028)
- Pénalité/Bonus : +-75 000€ par point de pourcentage en-dessous ou au-dessus de l'objectif de référence

Nombre d'études exploratoires remises dans un délai supérieur à 12 semaines



Pénalité par étude exploratoire remise dans un délai supérieur à 12 semaines

- montants de 3 000€ en 2026 / 6 000€ en 2027 / 8 000€ en 2028
- Date de mise en œuvre au 1er janvier 2026

Focus sur les indicateurs de qualité de service liés au raccordement

Indicateurs incités (suite)

Régulation incitative sur le respect des délais inscrits dans la convention de raccordement

Pour chacun des segments


Producteurs ENR terrestre


Distributeurs


Consommateurs


Stockeurs


Producteurs éoliens en mer


Conv Racc

Taux de respect des délais inscrits dans la convention de raccordement
(objectifs de 90% en 2025 / 91,7% en 2026 / 93,3% en 2027 / 95% en 2028)

Taux de respect des délais inscrits dans la convention de raccordement + 30jours
(objectifs de 95% en 2025/2026/2027/2028)

- Exclusion des CTRP
- Pénalité/Bonus : 200 000€ par point de pourcentage en-dessous ou au-dessus de l'objectif de référence

Capacité créée dans le cadre des S3REnR


Producteurs ENR

Différence entre la capacité de postes sources créée dans le cadre des S3REnR et la trajectoire avec ajustement statistique, en MW

Trajectoire de projets prioritaires (1 120MW en 2025 / 2 674MW en 2026 / 4 230 MW en 2027/ 6 750 MW en 2028)

Trajectoire avec ajustement statistique (952MW en 2025 / 2 226MW en 2026 / 3 456 MW en 2027 / 5 371 MW en 2028)

- Pénalité/bonus : 10 000€/ MW créé en-dessous ou au-dessus de la trajectoire avec ajustement statistique
- Aucun bonus si la capacité créée est supérieure à la trajectoire de projets prioritaires

Focus sur les indicateurs de qualité de service liés au raccordement

Indicateurs suivis

Délais et coûts de raccordement

Pour chacun des segments 



Taux de respect des délais inscrits dans la Proposition Technique et Financière

Taux de respect des coûts inscrits dans la convention de raccordement (hors affaires à coût nul)

Taux de respect des coûts inscrits dans la PTF (+-15%) (hors affaires à coût nul)



Délais moyens de raccordement entre la signature de la Convention de raccordement et la mise à disposition du raccordement

Délais moyens de raccordement entre la signature de la PTF et la mise à disposition du raccordement

Délais de transmission des études préalables au raccordement



Délai moyen de remise des études d'insertion

Nombre de PTF transmises dans un délai inférieur à 6 mois

Délai moyen de remise des études exploratoires

Outil de visualisation Caparéseau

Nombre de réclamations sur la plateforme Caparéseau sur une année calendaire déclinées en trois sous catégories

- Réclamations relatives aux données de localisation
- Réclamations relatives aux données de capacité
- Accessibilité de la donnée

Taux de traitement des réclamations de la plateforme Caparéseau dans un délai inférieur à 30 jours

Le réseau de transport d'électricité

Merci !

Copyright RTE – 2021. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité (RTE)