

GT Réseau, Flexibilités et Stockage

Sommaire :

1 – Actualités générales

- 1.1 État des lieux du raccordement
- 1.2 Retour sur le GT « Marché » du 02/12
- 1.3 Actualités : rapports sur le système électrique
- 1.4 Projet de loi DADDUE
- 1.5 Cartes et délais de raccordement
- 1.6 SDDR : consultation publique

- 1.7 Procédure de raccordement « Premier arrivé, premier servi »
- 1.8 Réglage de défaut tanphi BT>36
- 1.9 Mécanisme d'ajustement : perspectives
- 1.10 Zones TURPE pour les installations de stockage et offres avec gabarit

2 – Réseau de transport

- 2.1 Etat des lieux S3REnR
- 2.2 Déclinaison loi APER dans les DTR S3REnR
- 2.3 Refonte de caparéseau
- 2.4 Simulateur de raccordement

- 2.5 Concertation Service Système Tension
- 2.6 Evolution du CART-P – Réorganisation des trames contractuelles
- 2.7 Exigence de Grid Forming pour le stockage de type C et D
- 2.8 Bilan des concertations 2025 et à venir

3 – Réseau de distribution

- 3.1 Raccordement des installations hybrides
- 3.2 Installations de stockage – Rampe et ORA
- 3.3 Interdiction du matériel avec gaz SF6
- 3.4 Indemnisation des limitations
- 3.5 Pilotage de la production- DEIE
- 3.6 Programme d'appel

- 3.7 Consigne tanphi
- 3.8 Convention d'Exploitation Sans Injection
- 3.9 Base de données des machines de production (éoliennes, onduleurs)
- 3.10 Dématérialisation en masse des factures CARD-I

1 - Actualités générales

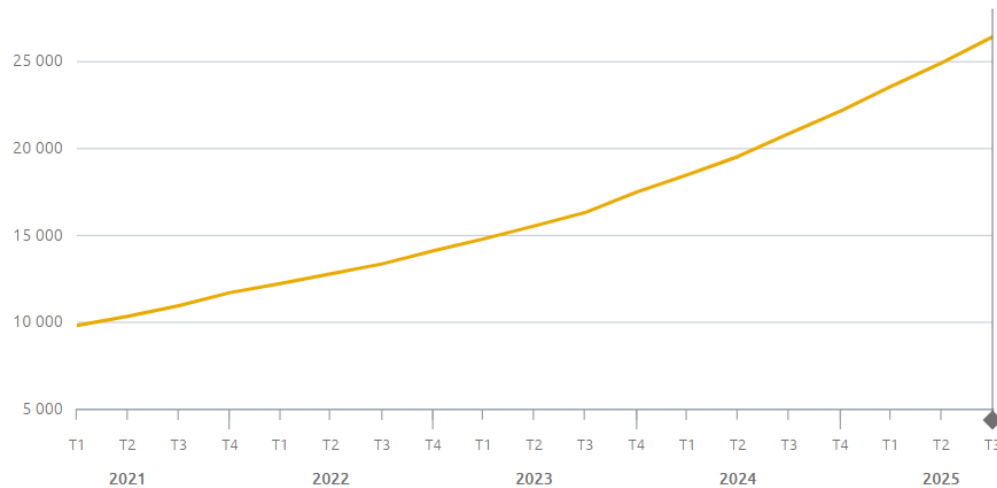
1- Actualités générales

1.1 État des lieux du raccordement

Sur le réseau Enedis :

26 395 MW

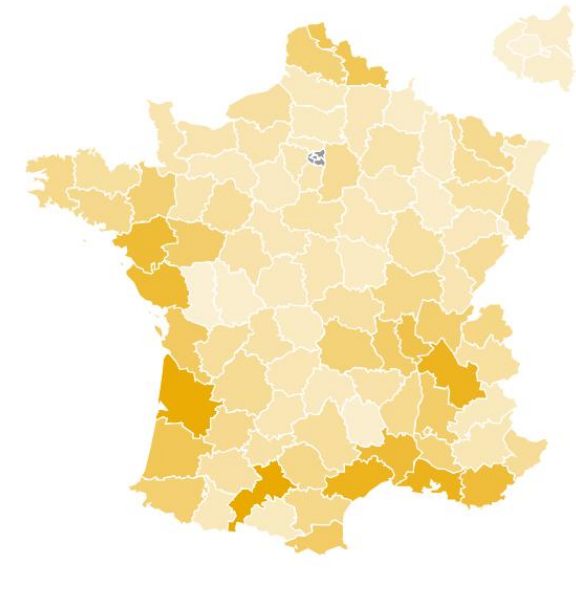
raccordés à la fin du trimestre T3 2025



Périmètre Enedis :

1 230 295 installations

raccordées à la fin du trimestre T3 2025



→ Source : [Données Enedis](#)

1- Actualités générales

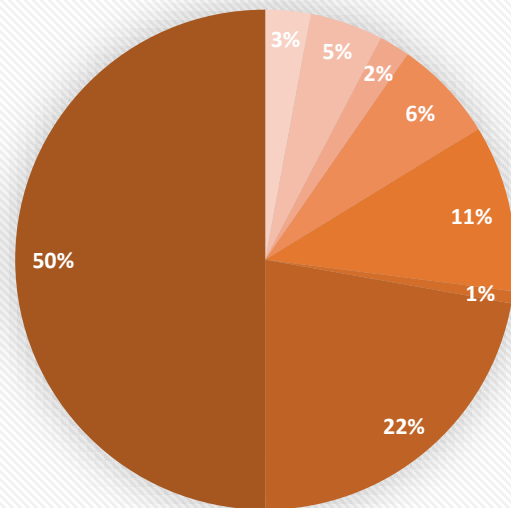
1.1 État des lieux du raccordement

Parc PV au 30 septembre 2025 :

29,7 GW

(dont 29,1 GW en métropole - 1 306 533 installations)

Parc au 30 septembre 2025 - Puissance



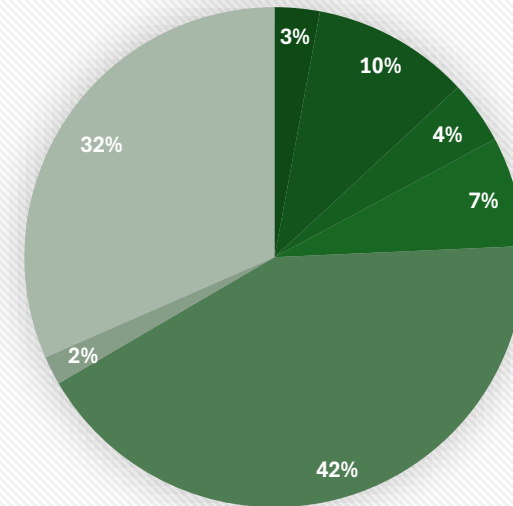
≤ 3 kW > 3 et ≤ 9 kW > 9 et ≤ 36 kW > 36 et ≤ 100 kW
 > 100 et ≤ 250 kW > 250 kW et < 500 kW > 500 kW

Nouvelles installations PV (T1-T3 2025) :

+4,5 GW

(+ 155 985 installations)

Nouvelles installations - Puissance



≤ 3 kW > 3 et ≤ 9 kW > 9 et ≤ 36 kW > 36 et ≤ 100 kW
 > 100 et ≤ 250 kW > 250 kW et ≤ 500 kW > 500 kW

1- Actualités générales

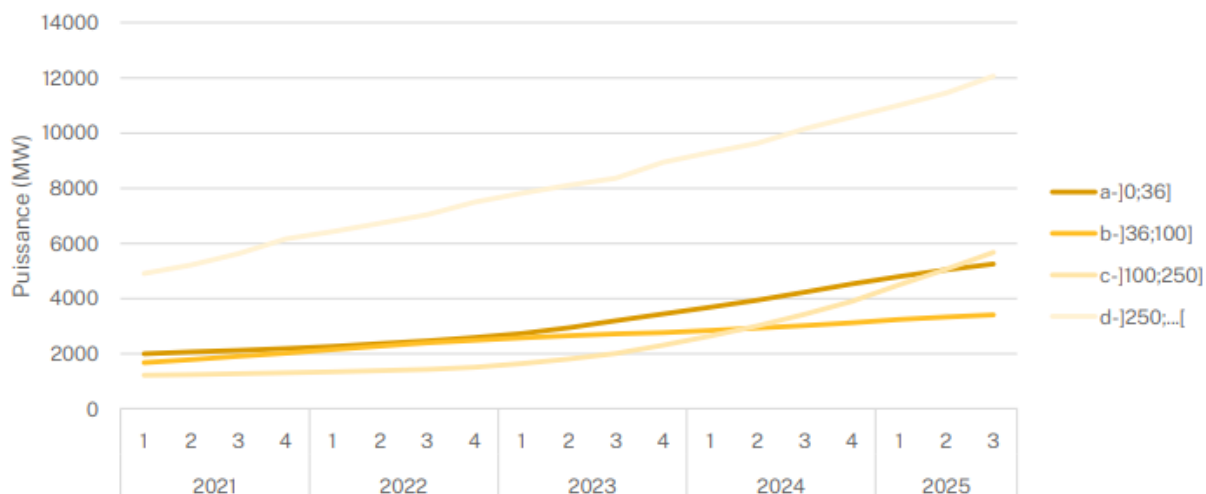
1.1 État des lieux du raccordement

Tendance du parc PV par tranche de puissance :

La BT inf 36 kVA ralentit.

La tranche 36 - 100 kVA continue de progresser lentement.

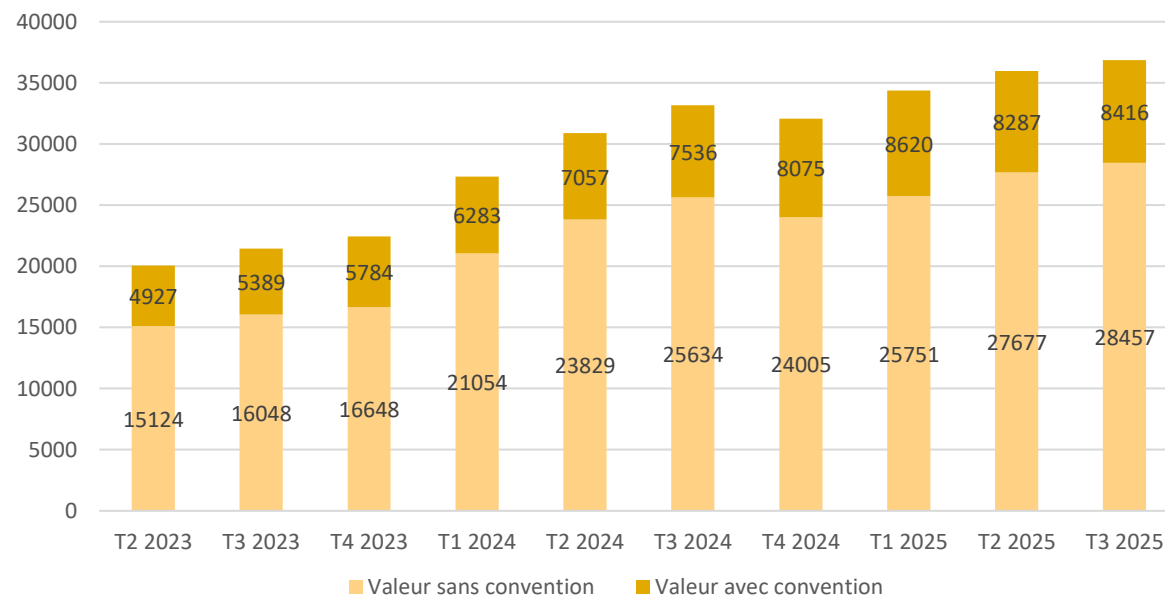
La tranche 100 - 250 kVA garde sa dynamique grâce aux projets en cours.



Total projets en file d'attente au 30 septembre 2025 :

36,9 GW (120k projets)

Evolutions des projets PV en file d'attente (MW)



Source : [Stat Info Energie](#) (Tableau de bord solaire PV – T3 2025) et CCPS Enedis

→ Pour plus de détails, [Observatoire de France Territoire Solaire](#)


1- Actualités générales

1.2 Retour sur le GT « Marché »

Un GT "Marché", articulé aux travaux du GT Réseaux, Flexibilités et Stockage, a eu lieu le 2 décembre :
(Le replay et la présentation sont disponibles dans votre [espace adhérent](#).)

- Rappels des évolutions réglementaires (arrêts pour prix négatifs, mécanisme d'ajustement, pas de temps 15mn...)
- Discussions sur les futurs AO PPE3 et AO PV+stockage
- Marché (Règles marchés, participation au mécanisme d'ajustement, prix négatifs)
- Réseaux et flexibilités (Rémunération des Services Systèmes Tension, Offres avec gabarit, Tarif TURPE stockage, AO Flex)

Actualités depuis le 2 décembre :

- Arrêt pour prix négatifs des actifs sous OA : [Délibération de la CRE](#) + Adoption en séance de l'[amendement](#) du gouvernement au Sénat (PLF 2026) : passage du seuil d'obligation d'arrêt de 12MWc (LF 2025 et projet d'arrêté actuel) à 1MW (Pinst)
- Adoption de l'[amendement](#) du gouvernement au Sénat (PLF 2026): passage du CR au pas de temps 15mn
- [Délibération de la CRE](#) sur les règles de marché v2
- [Bilan prévisionnel](#) RTE 



Nécessité de poursuivre la transformation de l'exploitation du système électrique pour assurer la gestion sûre des grandeurs du système électrique (tension, fréquence, intensité)

- Nécessité de mettre en place un système d'écrêtements contrôlés (coordination de la dynamique d'arrêt/reprise des renouvelables lors des épisodes de prix négatifs)
- Nécessité d'accroître le gisement de renouvelables pouvant être écrêté → extension à toutes installations supérieures à 1 MW (contre 10 MW actuellement)
- Poursuite des investissements pour maîtriser la tension (réseau), complétés par les règles

1- Actualités générales

1.3 Actualités : Rapports sur le système électrique

- Bilan prévisionnel de RTE : [Synthèse](#)

Réduction des prévisions de consommation électrique

- Rapport de l'OPECST au Sénat (Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques) : [Les impacts technologiques de l'évolution du mix énergétique et ses conséquences sur l'outil industriel et les réseaux - Sénat](#).

- (Attendu courant décembre) Rapport d'EDF sur la modulation des centrales nucléaires : Etude qui va alimenter les réflexions sur le besoin de flexibilités

- (Attendu sous 3 mois) Mission Lévy-Tuot :
« Repenser le soutien public aux énergies renouvelables et au stockage d'électricité »

~L'augmentation de la consommation est plus faible que prévue, à court terme les moyens de production sont supérieurs aux besoins, L'électrification doit être une priorité pour atteindre les objectifs de neutralité carbone. Pour réduire les coûts systèmes, il est plus efficace d'électrifier que de réguler la production.

1- Actualités générales

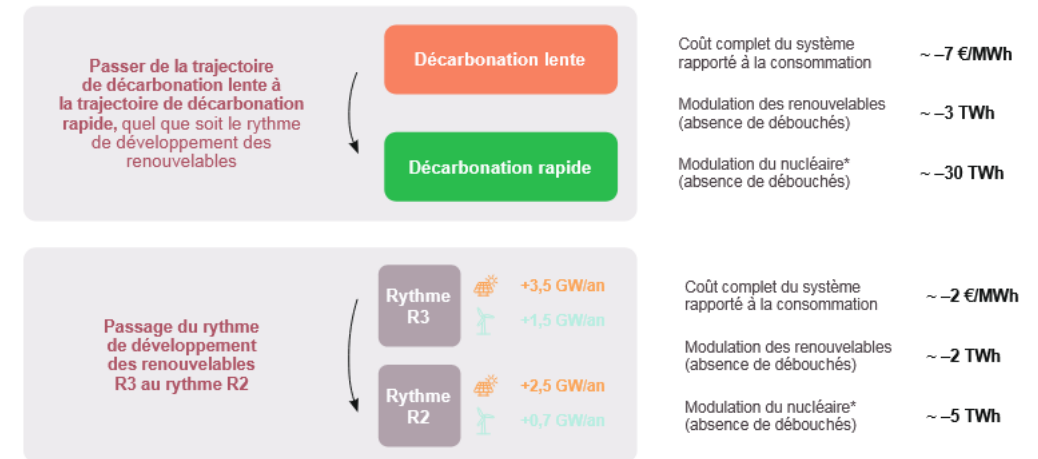
1.3 Actualités : Rapports sur le système électrique

- Bilan prévisionnel de RTE :

- Le rythme R1 est insuffisant pour alimenter les besoins d'une trajectoire de décarbonation rapide à l'horizon 2035 (baisse de la résilience, retour dans un monde de crainte de la pénurie)
- Similairement, le rythme R4 est facteur de surcoûts significatifs, particulièrement dans une trajectoire de décarbonation lente à l'horizon 2030

	Fin 2025 (estimation)	Rythme R1		Rythme R2		Rythme R3		Rythme R4	
		2030	2035	2030	2035	2030	2035	2030	2035
Solaire	~30 GW	35 GW	40 GW	42 GW	55 GW	47 GW	65 GW	54 GW	90 GW
	~+6 GW	+1 GW/an	+2,5 GW/an	+3,5 GW/an	+5 puis +7 GW/an				

Figure 12 Illustration de l'effet des différents leviers actionnables



* Modulation pour absence de débouchés en cas de prix faibles. Le nucléaire module pour d'autres raisons (voir chapitre détaillé), qui peuvent s'y ajouter. En 2024, la modulation totale s'est élevée à environ une trentaine de TWh dont environ une douzaine pour absence de débouchés.

1- Actualités générales

1.4 Projet de loi d'adaptation au droit de l'UE

Projet de loi déposé au Sénat le 10 novembre.
Prévu pour examen en février 2026.

Il transpose notamment :

- Réforme du marché européen de l'électricité
- RED III : directive 2023/2413 (art 39, 40)

Article 36 : Porte sur les besoins de flexibilités (rapport du GRT et création d'un cadre pour fixer un objectif)

Article 39 : Création de zones d'accélération renforcée pour les EnR et les infrastructures réseau

Article 40 : Promotion de l'énergie produite à partir de sources EnR (transparence des données pour les GR et acteurs de marché)

[Lien projet de loi](#)

[Lien étude d'impact](#)

N° 118
SÉNAT
SESSION ORDINAIRE DE 2025-2026
Enregistré à la Présidence du Sénat le 10 novembre 2025
PROJET DE LOI
(procédure accélérée)
portant diverses dispositions d'adaptation au droit de l'Union européenne en matière économique, financière, environnementale, énergétique, d'information, de transport, de santé, d'agriculture et de pêche.

1- Actualités générales

1.5 Carte des délais de raccordement

Sur les 29,7 GW de projets EnR en développements sur le réseau Enedis (19,1 GW PV) → **95% bénéficieront de délais de raccordement standards.**

Dans certaines zones où la dynamique PV est très forte, l'ensemble des capacités d'accueil prévues dans les S3REnR a été attribuée (transferts compris). La création de nouvelles capacités ne peut se faire qu'avec de nouveaux ouvrages → **Nécessite une révision du S3REnR** (pour étudier l'opportunité de développer ou non l'infrastructure)

Jusqu'à la mise en vigueur de la révision, **aucune offre de raccordement** ne peut plus y être proposée :

Premier cas : La révision de nouvelles capacités sur la zone et le gestionnaire de réseau pourra remettre une offre.

Second cas : La révision ne prévoit pas de nouvelles capacités sur la zone et la création de nouveaux ouvrages est temporisé (application du critère technico-économique...)

→ Afin de donner de la visibilité aux développeurs, Enedis va publier des **cartes des zones dans lesquelles les délais standards ne seront pas tenus** par manque de capacité disponible.

1- Actualités générales

1.6 SDDR : consultation publique

La CRE a organisé en novembre une consultation publique sur le SDDR RTE.

Le SDDR présente des trajectoires d'investissements pour répondre aux besoins :

- De renouvellement du réseau
- D'adaptation du réseau THT
- De raccordement des producteurs EnR, GRD et stockeurs
- De raccordement des consommateurs industriels

La stratégie de référence du SDDR se base sur un volume d'EnR raccordé de 136 GW en 2040.

Dans sa contribution, Enerplan insiste sur l'importance d'un scénario alternatif plus ambitieux pour identifier les contraintes avec 155 GW raccordée sur le réseau en 2040. Cela dans une perspective d'avoir un SDDR qui puisse s'adapter aux dynamiques futures.

Egalement, Enerplan défend un cadre de raccordement des EnR terrestres qui permettent le développement des EnR, tout en s'intégrant dans le mix électrique.

1- Actualités générales

1.7 Procédure de raccordement « Premier arrivé, premier servi »

RTE souhaite faire évoluer la règle du « Premier arrivé, premier servi » au « Premier prêt, premier servi ». RTE priorise cette évolution pour les consommateurs dans un premier temps.

L'objectif est d'optimiser la gestion de la file d'attente pour accélérer le raccordement des projets.

La commission européenne va partager des recommandations sur le raccordement (Paquet Réseau), qui prend en exemple les S3REnR français (unique en Europe).

Dispositif actuel

Sur le RPT :

- Justificatif d'avancement du projet à la signature de la PTF ;
- Paiement d'un forfait de 42 k€ HT ;
- Justificatif foncier pour le point de raccordement.

Sur le RPD :

Le projet doit être autorisé pour faire une demande de raccordement

Aujourd'hui, les critères de maintien en FA prévu dans la DTR ne semblent pas suffisamment appliqués.

Ces critères sont rappelés dans une [délibération](#) de la CRE de juillet 2025, et

« Les dispositions relatives aux conditions de maintien FA ainsi que de suspension de la demande de raccordement s'appliquent à compter du 29 juin 2026 à tous les demandeurs ayant déjà accepté une PTF. » (effet rétroactif)

→ Dans un premier temps, les critères actuels doivent être appliqués. Il est aussi nécessaire que les développeurs veillent à la bonne qualité de la File d'Attente.

→ Si évolution, la définition du « prêt » doit laisser au développeur de la visibilité sur les conditions de raccordement.

1- Actualités générales

1.8 Réglage de défaut tanphi BT>36

Enedis nous a fait état d'un mauvais réglage de réactif constaté sur un volume conséquent d'onduleurs PV BT>36kVA.

Une direction régionale Enedis a contrôlé la mesure de l'énergie réactive d'un échantillon de 100 producteurs BT > 36 kVA concernés par le nouveau réglage tan phi = -0,35 (demande de raccordement postérieure au 01/02/2023). Sur l'échantillon considéré, 70 % des producteurs n'avaient pas le bon réglage.

Par la suite, un constructeur d'onduleur interrogé par Enedis a confirmé ces constatations, indiquant que les onduleurs n'avaient pas le bon comportement en réactif. Il a dû procéder à la modification du pré-réglage initial de ses onduleurs.

Enedis procède actuellement à une vérification de la consommation d'énergie réactive de tous les sites de production BT dont la consigne est fixée à tan phi = -0,35.

1- Actualités générales

1.9 Mécanisme d'ajustement : perspectives

La loi DDADUE du 30 avril 2025 introduit **l'obligation pour toutes les installations de plus de 10MW de puissance installée de proposer sur le mécanisme d'ajustement toute leur puissance techniquement disponible, à partir du 1^{er} janvier 2026.**

Les futures règles de marché v2 introduisent des jalons supplémentaires :

- Au 1^{er} janvier 2026, tous les acteurs obligés devront participer au MA ou se [justifier](#) (en cas de justification de non-participation, RTE fera un suivi des actions réalisées pour la mise en œuvre de l'obligation)
- Pour les Entités d'Ajustement qui regroupent plusieurs sites (« EDA multi-site »), il sera nécessaire d'envoyer à RTE une clé de répartition. Sans cet envoi, le volume activé à la baisse sur le MA ne sera pas pris en compte dans le volume d'énergie soutenu.
- A partir du S2 2026 (« Date pivot M2 »), les écarts de programmation seront pris en compte dans le contrôle du réalisé du mécanisme d'ajustement (Incitation à la qualité de programmation).
- A partir du S2 2026 (« Date pivot M10 »), les petites offres (<10MW) devront être réalisées en explicite, ie les volumes offerts sur le MA devront être déclaré directement avec des conditions normalisées.

Plusieurs expressions de RTE montrent que le seuil de 10MW a vocation à baisser (cf slides précédentes).

1- Actualités générales

1.10 Zones TURPE pour les installations de stockage et offres avec gabarit

La CRE a [publié](#) les zones pour les installations de stockage éligibles à la composante annuelle d'injection soutirage introduite dans le TURPE 7.

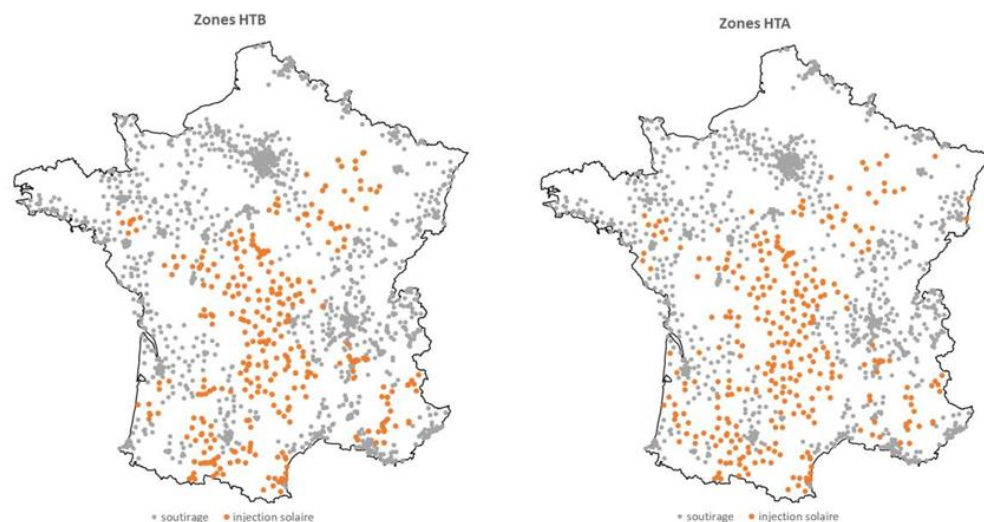
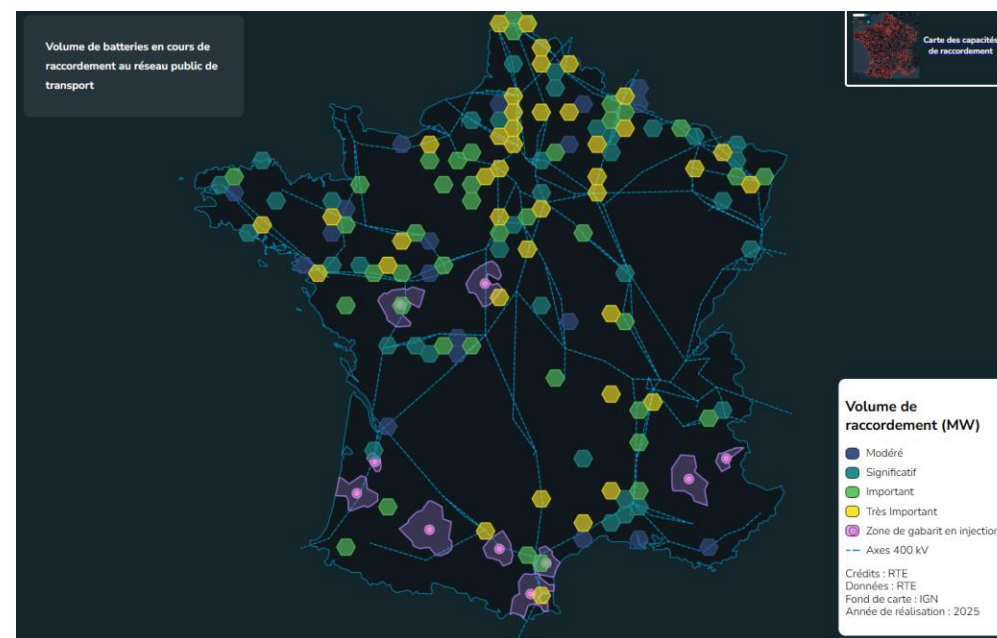


Figure 2. Zones d'injection et de soutirage retenues par la CRE aux termes de ses listes

[Rappels](#) sur les offres avec gabarit.

RTE a également partagé une [carte](#) détaillant le volume de batteries en cours de raccordement sur le RPT.

Au 1er septembre 2025, la file d'attente contenait 12,6GW de projets de stockage (0,3GW sont actuellement en service sur le RPT)



2 - Actualités réseaux de transport

2 – Actualités réseaux de transport

2.1 État des lieux S3REnR

A date, et depuis juin 2025, la direction de RTE a maintenu sa décision de suspendre les comités techniques des régions pour lesquelles la révision avait été lancée, après avoir constaté que la somme des scénarios bas des S3REnR en cours de révision et des S3REnR dont la révision n'a pas été lancée atteignait 156 GW. → Pas d'évolution depuis le GT de septembre

Pour les régions dont la révision a débuté au premier semestre 2025, le cycle de révision a été suspendue par RTE. Pour toutes les autres régions (sauf Bretagne), le recensement est clôturé.

Régions dont le recensement est en cours :

Bretagne : jusqu'au **9 janvier 2026**.

La publication de la PPE3 est une condition fixée selon RTE pour relancer les révisions. Nous travaillons avec la DGEC pour reprendre les révisions au plus vite.

Dans un premier temps, la révision devrait reprendre pour les régions où le développement EnR est le plus dynamique : Nouvelle-Aquitaine, Centre-Val-de-Loire et Bourgogne Franche Comté.

2 – Actualités réseaux de transport

2.2 Déclinaison de la loi APER (pour les futurs S3REnR) – Droit de priorité

Droit de priorité à l'instruction d'un an : Les projets HTB qui se sont correctement déclarés sur AERO et qui ont été pris en compte pour la construction du schéma bénéficie d'un an de priorité d'instruction, à partir de la publication du schéma révisé.

Deux conditions :

- Correctement déclarés : la déclaration doit correspondre au projet (Numéro d'identification, société, puissance, localisation, domaine de tension et énergie primaire)
- Pris en compte :

- ❖ RTE identifie les postes disposant d'une capacité réservée CR telle que :
 - ✓ $CR \geq P - 30 MW$ si le domaine de tension de raccordement de la prévision de projet est la HTB1** ou
 - ✓ $CR \geq P - 60 MW$ si le domaine de tension de raccordement de référence de la prévision de projet est la HTB2
- ❖ La prévision de projet est considérée comme étant **prise en compte si il existe un poste tel que $x < P/4$ parmi les postes pré-identifiés**, ou x est la distance entre ce poste et la localisation*** indiquée pour la prévision de projet

Le $P/4$ est basé sur les hypothèses suivantes :

- Coût kilométrique d'une LS 1600 k€/km.
- Consentement à payer des producteurs : 400 k€/MW pour leur ouvrage propre

En discussion

Plus de détails accessibles dans votre [espace adhérent](#).

Estimation des puissances HTB agrégées bénéficiant de la priorité sur la base des pré-études disponibles

En GW	projets HTB recensés, brut	projets HTB recensés, nettoyé*	projets HTB respectant les critères de prise en compte
Centre Val de Loire Scénario : 7 GW Approche gisement : qualification	12,7	11,6	7,52
Nouvelle Aquitaine Scénario: 14,1 GW, Approche gisement : qualification	23,4	20,8	11,9
Bourgogne Franche Comté: Scénario 5,1 GW Approche gisement : homothétique	11,8	11	5,3



*après correction incohérences cad doublons, projets obsolètes ou aux dates de MES dans le passé; projets en réalité déjà en FA mais non déclarée.

Une clause de revoiture devra être prévue pour faire un retour d'expérience dès les premières mises en œuvre.

2 – Actualités réseaux de transport

2.2 Déclinaison de la loi APER (pour les futurs S3REnR) - Transferts et réservoirs de travaux

Hiérarchie des moyens pour donner de la souplesse au schéma :

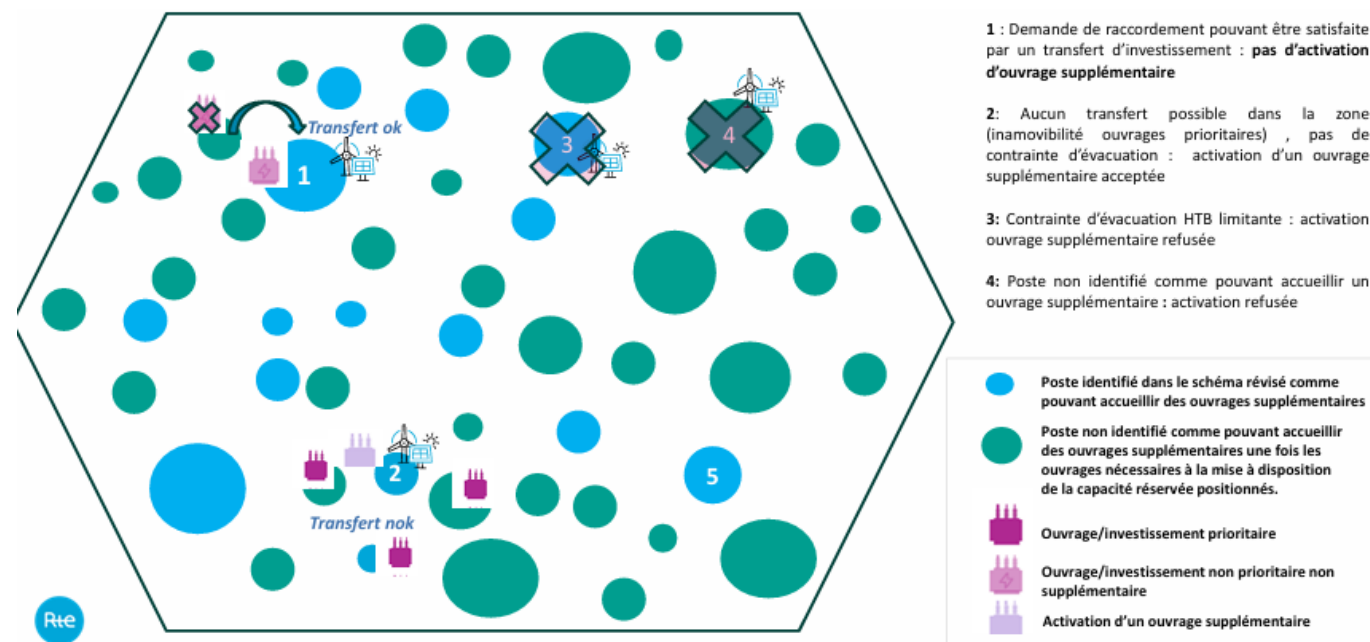
1. Etude d'une solution de raccordement sans transfert
2. Etude d'une solution de raccordement avec transfert
3. Réservoir de travaux
4. Renoncement à la mutualisation / Attente de révision du S3REnR

Le réservoir de travaux :

Dans la limite de 500MW d'augmentation de la capacité du S3REnR et de 8k€ d'augmentation de la Quote-Part.

Lors de l'élaboration du schéma, **établissement d'une liste des Postes Sources susceptibles de bénéficier d'ouvrages supplémentaires.**

Si la solution d'utilisation du réservoir de travaux est envisageable (si pas de transferts possibles et que la v1 du schéma n+1 n'est pas finalisée), **RTE réalise un Etude d'Insertion pour évaluer la capacité HTB et valider ou non l'ouvrage du réservoir.**



En discussion

2 – Actualités réseaux de transport

2.3 Refonte de caparéseau

RTE doit procéder à une refonte de caparéseau (incitation prioritaire de la CRE), avant le 31 décembre 2026.

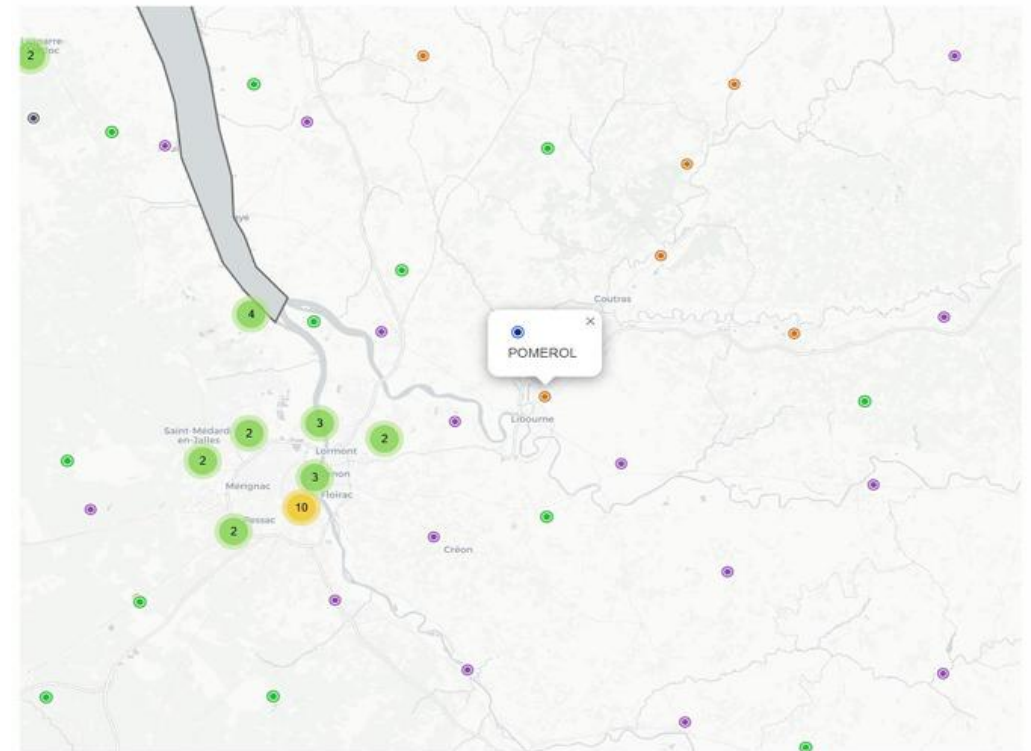
Fin 2025 : ateliers pour identifier les fonctionnalités de caparéseau et les données à afficher

En 2026 : développement informatique

A date, ce qui devrait être inclut :

- Cartographie des capacités de raccordement EnR
- Cartographie des S3REnR
- Cartographie des travaux S3REnR

D'autres données sont encore en cours de discussion.



2 – Actualités réseaux de transport

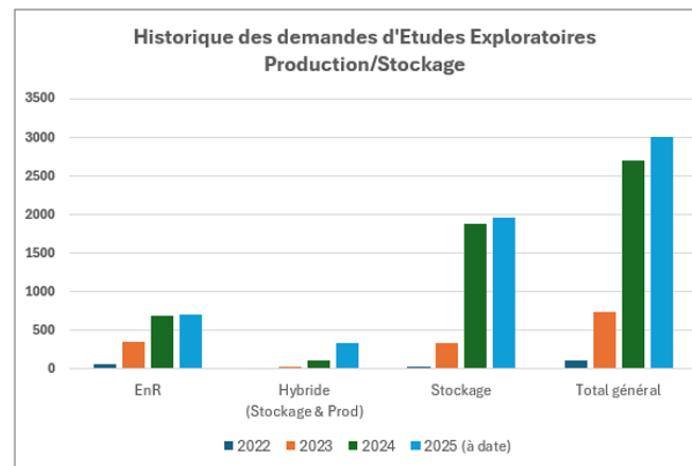
2.4 Simulateur de raccordement

On constate une forte croissance des Etudes Exploratoires.

RTE va mettre à disposition un outil de simulation qui sera disponible sur son portail service ([Analyses et données de l'électricité - Bilan Electrique | RTE](#)) à partir de janvier 2026.

Le simulateur donnera des informations sur :

- 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	<ul style="list-style-type: none"> • 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	<ul style="list-style-type: none"> • 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	<ul style="list-style-type: none"> • 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

2 – Actualités réseaux de transport

2.5 Concertation Service Système Tension

Les nouvelles **règles de rémunération pour les Services Systèmes Tension pour les actifs raccordés au RPT** vont être l'objet d'une consultation publique, en vue d'une saisine de la CRE en janvier.

De façon générale, RTE souhaite inciter à participer à ce service en réduisant la part fixe et en augmentant la part variable, versé en cas d'activation. La part fixe est proportionnelle à un taux de disponibilité déterminé pour chaque filière. Les nouvelles règles révisent également le principe d'indisponibilité (notion de jetons) et les pénalités appliquées en cas d'écart de performance pour inciter à résorber.

→ Pour la filière PV, RTE propose un taux à 41,3% (ensemble des périodes au cours desquelles une installation PV délivre ou peut délivrer de l'énergie active). Ce taux cible sera révisé à chaque TURPE.

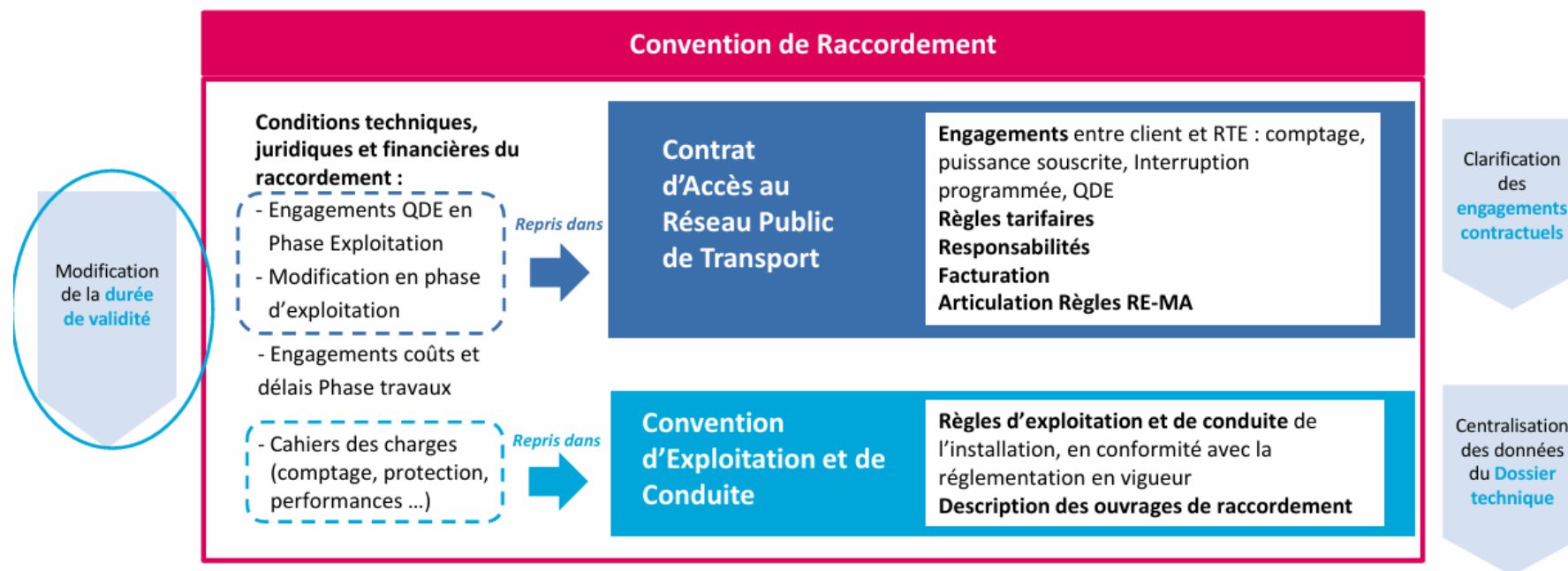
Les détails du projet de nouvelles règles sont disponibles dans votre [espace adhérent](#).

En complément des services systèmes de réglage de la tension durant les périodes de production des centrales PV, RTE souhaite développer la **compensation statique** (quand la puissance en injection est nulle et que la puissance en soutirage permet uniquement de faire la CS).

En parallèle, RTE propose une rémunération zonale et temporaire pour le Sud-Ouest électrique, pour une Compensation Statique (CS) mise en œuvre sous forme expérimentale dès le 15 mars 2026.

2 – Actualités réseaux de transport

2.6 Evolution du CART-P – Réorganisation des trames contractuelles



La convention de raccordement est établie pour une durée déterminée (jusqu'à la date d'acquisition de l'Accès au Réseau Définitif).

2 – Actualités réseaux de transport

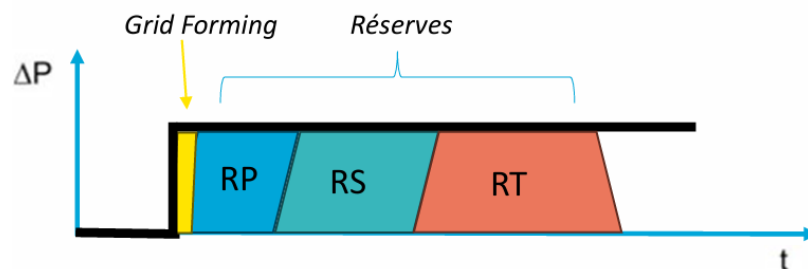
2.7 Exigence de Grid Forming pour le stockage de type C et D

La transformation du système électrique d'ici à 2030 et le déploiement d'électronique de puissance génère des interactions entre convertisseurs. Les convertisseurs des unités non synchrones permettent d'atténuer le risque d'instabilité quand leur mode de contrôle est en Grid Forming. Ce mode de contrôle est prévu dans la prochaine version du code RfG v2.

Selon RTE, les unités de stockage non synchrone permettent un contrôle en grid forming (hors Inertie Synthétique) dans les limites constructives déjà prévues par l'unité (dimensionnement en puissance, en énergie) sans interférer avec le fonctionnement de l'unité (services systèmes ou injection/soutirage d'énergie).

→ **Pour les installations de stockage de type C et D (>18MW)**, et en amont de la publication du code RfG v2, **RTE souhaite introduire une exigence de Grid Forming.**

Les exigences ont été reprises d'un [rapport](#) de l'ENTSOE sur les capacités de Grid Forming (en la nécessité de mettre des capacités supplémentaires pour augmenter l'Inertie Synthétique).



Les présentations des ateliers techniques détaillant ces exigences sont disponibles dans votre [espace adhérent](#).

2 – Actualités réseaux de transport

2.8 Bilan concertation 2025 / A venir en 2026

Concerté en 2025

Intégration des mécanismes de marché (MA, Ssy)

Offres avec gabarit

Modification de la Pracc en soutirage

Evolution du cahier des charges capacités constructives

En cours

SSy tension

Exigences de Grid Forming pour le stockage

Déclinaison loi APER

Réorganisation du CART

Concertation à venir

Travaux de renouvellement : planification des interventions sur le réseau

CART et ConvEx avec les spécificités du stockage

Intégration des prescriptions techniques européennes (code RfG v2)

Refonte du cadre du raccordement

3 – Réseaux de distribution

3 – Réseaux de distribution

3.1 Raccordement des installations hybrides

Retour sur le webinaire d'Enedis du 01 décembre :

- Etat des lieux du stockage chez Enedis et DTR associée
- Clarification sur les questions usuelles (modalités actuelles) :
 - Procédure de demande de raccordement
 - Puissance installée et domaine de tension
 - Bridages statiques et dynamique
 - Procédure d'instruction du raccordement et articulation avec RTE
 - Calcul de la Quote-Part
 - Contrainte d'élévation de tension
 - Schémas de comptage
 - Schéma de valorisation des installations
 - Protections de découplage
 - Capacités constructives
- Perspective et outils

En discussion avec Enedis, études des phénomènes transitoires (courant de court-circuit et courant d'enclenchement principalement) si $P_{pv} + P_{stock} > 17\text{MW}$

En départ direct, différence de contrainte d'élévation de tension entre producteur pure et producteur avec stockage → Discussion à poursuivre

3 – Réseaux de distribution

3.2 Installations de stockage – Rampe et ORA

Modalités relatives à la rampe:

A partir du 15/10, **Enedis autorise la révision de rampe à toute installation de stockage en service qui en ferait la demande.**

La demande doit être conforme à l'encadrement précisé dans la DTR Enedis-NMO-RES_028E .

Enedis instruit si la rampe souhaitée n'entraîne pas un niveau inacceptable de variations rapides de tension.

Dans le cas où Enedis confirme la possibilité de modification, la formalisation se fait au moyen d'un avenant de la convention de raccordement.

Une seule demande de modification par installation de stockage sera acceptée par Enedis

Offre de raccordement alternatives :

Enedis a organisé un premier GT portant sur la mise en œuvre des "**offres de raccordement alternatives à modulation de puissance**" (ORA MP) pour les stockeurs standalone en HTA.

Un second aura lieu le mardi 16 décembre de 14h à 16h (accessible sous ce [lien de connexion](#)) .

Les "offres de raccordement alternatives à modulation de puissance" (ORA MP) seront proposées par Enedis aux stockeurs en cas de contraintes sur le réseau, pour se raccorder avec des délais et/ou coûts réduits, en contrepartie de possibles limitations en injection ou soutirage.

Le support de présentation est disponible dans votre espace adhérent. L'enregistrement est disponible sous ce [lien](#) (attention : ce lien ne sera actif que jusqu'au 17/12).

3 – Réseaux de distribution

3.3 Règlementation européenne : Restriction du matériel (<24kV) avec gaz SF6

Le règlement européen UE2024/573 prévoit l'**interdiction d'utilisation de tous les gaz fluorés (dont SF6) dans les appareils de coupure, en particulier pour les matériels du GRD et les postes de livraison des clients, à partir du 1^{er} janvier 2026.**

- Les appareils de coupure à SF6 sont actuellement utilisés dans les postes de livraison HTA
- Tout matériel utilisé dans un poste de livraison HTA (domaine C13-100) doit disposer d'une autorisation d'emploi délivrée par Enedis (voir CAMAE)

L'interdiction se fera en cascade :

- Après le 1^{er} janvier 2026 : mise en service interdite sauf si il y a 0 offres *ou des offres d'un seul fabricant (à confirmer)*, dans ce cas il y a une dérogation pour 2 ans
- Après le 1^{er} janvier 2028 : mise en service interdite sauf si il y a 0 offres. Dans ce cas il y a une dérogation pour 2 ans.

Précisions sur l'échéance du 1^{er} janvier 2026 :

- Interdiction de mise en service de matériels au SF6 jusqu'à 24 kV, pour les matériels du GRD et les postes de livraison des clients mais possibilité de dérogation par type d'équipement jusqu'au 1/01/28 si strictement moins de 2 propositions de matériel sans SF6 qualifié en réponse à appel d'offres. Les constructeurs n'ont pas soumis assez tôt à Enedis de matériels sans SF6 pour une autorisation d'emploi d'ici au 1/01/26 dans les postes de livraison. **La dérogation s'appliquera donc, en veillant à conserver les justificatifs de l'AO.**
- Pour les mises en service après le 1/01/28, dérogation si absence d'offres de matériel sans SF6 qualifié en réponse à appel d'offres

Plus de détails dans votre [espace adhérent](#).

3 – Réseaux de distribution

3.4 Indemnisation des limitations

Sur la production 2025, 0,37% de taux d'écrêtements des EnR sur le réseau RPD (Approximation Enerplan).



Périmètre : les limitations à réseau complet dont la fin se situe dans en 2025

Limitations en attente de calcul de l'ENI	Nb de limitations	ENI (MWh)
DO RPD	69	--
DO RPT	5971	--
Limitations en attente de réponse du producteur	Nb de limitations	ENI (MWh)
DO RPD	16	226
DO RPT	7817 *	114 550 *
	* dont 30... sans subvention	* Dont 42 529 MWh sans subvention
Limitations indemnisées ou en cours d'indemnisation	Nb de limitations	ENI (MWh)
DO RPD	4	149
DO RPT	1 391	66 678

3 – Réseaux de distribution

3.5 Pilotage de la production - DEIE

Le besoin de pilotage de la HTA via le DEIE augmente : L'exploitation aux limites techniques concernent de plus en plus d'ouvrages (zones NAZA, raccordement anticipé du PV BT, Reflex).

Le taux de fonctionnement de la chaîne DEIE/Scada producteur est de 60% dans les zones testés (dysfonctionnements sous la responsabilité producteur ou Enedis).

Les tests vont se poursuivre (A la cible, procédure de test industrialisée, tous les 6 mois)

- Tous les DEIE du territoire national sont concernés : 4 500 références
- 3 campagnes de test : T4 2025, T1 2026 et T2 2026
- Pas de test sur demande de la part des producteurs.

Le DEIE (**Dispositif d'Echange d'Information d'Exploitation**) est un dispositif reliant l'installation de Production HTA à l'ACR dans le but d'échanger des informations et des ordres (gestion des P et Q ou couplage et découplage du réseau notamment).

Ces tests sont :

1. réalisés sans prévenance pour se rapprocher des conditions de fonctionnement en temps réel.
2. de courtes durées inférieures à 20 minutes
3. non indemnisés conformément à la DTR en vigueur

Ils pourront conduire à la suspension du CARD I HTA ou de l'indemnisation des limitations en cas de TVC jugée non conforme.

3 – Réseaux de distribution

3.6 Programme d'appel

Enedis demande aux producteurs de se conformer à l'envoi du programme d'appel

(Rappel : Obligation pour les actifs $\geq 1\text{MW}$).

Pour les actifs raccordés sur le RPT : incitation dans les règles de marché v2

Pour les actifs $\geq 10\text{MW}$: incitation via la participation au MA (contrôle du réalisé sur la base du programme d'appel à partir du S2 2026)

Evènements hors météo avec impact sur la production	Cause	Conséquence	Qui?	Information à intégrer dans le PA?
En lien avec le système électrique	Arrêt pour prix négatif	Arrêt de la production sur les plages de prix négatif	tous	OUI
	Participation à l'EOD	Activation du producteur	Obligation de participer au MA $\geq 10\text{ MW}$ et choix de producteur	NON
	Maintenance du site	Limitation totale ou partielle de production	Tous	OUI si certaine
En lien avec les GR	Limitation GR	Limitation totale ou partielle de production	Tous	OUI si certaine

« Comme pour les renouvelables ou le nucléaire, ces nouvelles flexibilités apportent un gain en exploitation si et seulement si elles sont prévisibles et mobilisables par RTE : cela participe également de la nécessité de renforcer le corpus de règles de court terme pour rendre ce principe pleinement effectif. » (BP RTE 2025)

3 – Réseaux de distribution

3.7 Consigne de tanphi

Changement de consigne des producteurs HTA en départ direct :

Rappel : 2 vagues par an (avril et novembre)

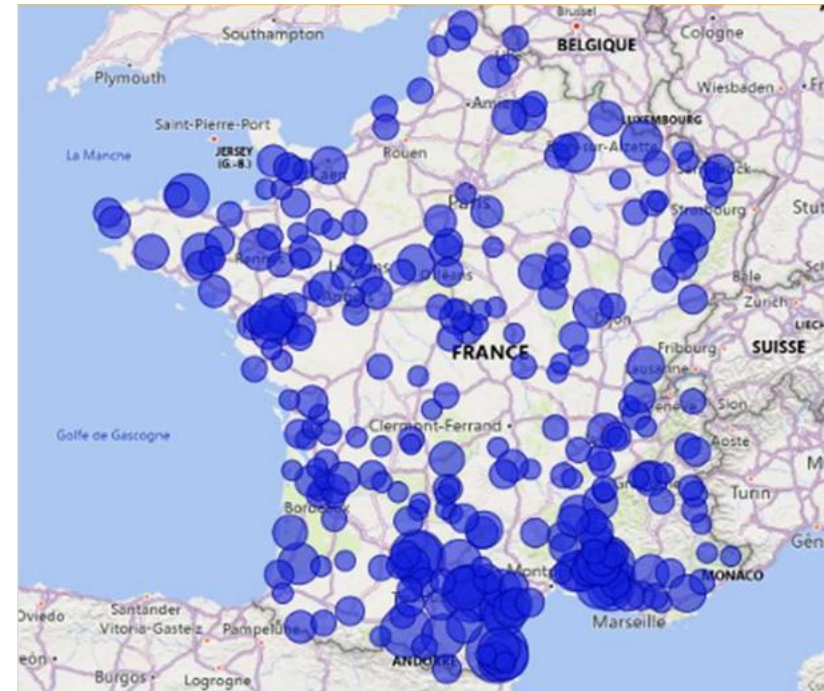
Sur les 984 sites concernés :

537 réponses reçues

- 413 validations
 - 41 Refus pour raisons techniques
 - 83 sites ont demandé un délai d'étude supplémentaire
- 447 sites ont accepté implicitement (pas de réponse)

- Taux de réponse explicite de 55% avec un taux de refus de 4%
- Taux d'acceptation de 87%

Le changement est considéré accepté en l'absence de réponse.



3 – Réseaux de distribution

3.8 Convention d'Exploitation Sans Injection

Champ d'application :

	PDL BT avec conso ≤ 36 kVA	PDL BT avec conso > 36 kVA	PDL HTA
Puissance installée ≤ 36 kVA	Demande via Enedis-Connect CACSI	Demande via PRACMA (en lieu et place d'Enedis-Connect) CEXSI (en lieu en place de la CACSI)	
Puissance installée]36; 250] kVA	Demande via PRACMA CEXSI (en lieu en place de la CEX BT ou HTA)		

Pour les installations PV de $P_{inst} < 250 \text{ kVA}$, avec un PDL HTA ou PDL BT avec conso $> 36 \text{ kVA}$, en autoconsommation totale :

Simplifications apportées :

- Avec ou sans injection, c'est le segment de puissance de consommation et la puissance installée de production qui déterminent le parcours client
- Les conditions générales et particulières sont fusionnées en un seul document Traitement harmonisé et simplifié jusqu'à 250 kVA
- Description simplifiée du site existant en HTA : un schéma de principe est proposé dans le document et suffit pour préciser (i) la structure du raccordement, (ii) le type de protection générale (disjoncteur C13-100 ou fusible) et (iii) le type de comptage (HTA ou BT).

3 – Réseaux de distribution

3.9 Base de données des machines de production (éoliennes, onduleurs)

Pour simplifier parcours client pour une demande de raccordement, Enedis propose de mettre en place une base de données des machines de production dans le portail de raccordement du marché d'affaires.

Principales modalités :

- 1 jeu de données techniques = 1 unique référence (distinction des modèles identiques avec des composants différents et des évolutions de modèles)
- Mise à jour trimestrielle pour les onduleurs : les évolutions sont plus rapides sur ce marché et doivent donc être prises en compte dans des délais plus brefs.
- La possibilité d'une saisie manuelle en cas de machine non référencée demeurerait possible pour ne pas bloquer les demandes de raccordement.
- **Déploiement prévu pour la mi-2026**

3 – Réseaux de distribution

3.10 Dématérialisation en masse des factures CARD-I

Information d'Enedis de la démarche de dématérialisation des factures entre le 02/07/2025 et le 10/09/2025, permettant au client :

- D'exprimer leur accord explicite à la dématérialisation et mettre à jour l'adresse mail pour la réception des factures dématérialisées.
- Ou de refuser explicitement la dématérialisation

La dématérialisation n'est pas appliquée aux clients qui ont refusé la dématérialisation et, pour ne pas perturber la facturation et la réalisation de prestations en cours, sur les PRM :

- Qui ont fait l'objet d'une résiliation sur la période
- Qui ont une prestation en cours
- Sans adresse mail ou avec une adresse inactive

Le mode opératoire pour créer et gérer un compte e-facture en lien avec la dématérialisation des factures est disponible dans votre [espace adhérent](#).

Questions / Réponses



Merci de votre attention !

Armand de Saint Martin

Chargé de mission - Réseaux, Stockage et Flexibilité

Armand.desaintmartin@enerplan.asso.fr

06 15 65 12 02