

GT Réseaux et raccordement

Ordre du jour :

1 – Actualités générales

- 1.1 État des lieux : PV et stockage en France
- 1.2 Rapport Levy-Tuot : recommandations sur le raccordement
- 1.3 Rapport CRE : Bilan 2026 de la régulation TURPE 7
- 1.4 PPL Masset sur le raccordement des EnR

- 1.5 Gestion des Tensions Hautes
- 1.6 Cybersécurité
- 1.7 Travaux Enerplan sur le raccordement du stockage
- 1.8 CRE : Consultation sur les prescriptions techniques de raccordement

2 – Réseau de transport

- 2.1 Retour sur le GT S3REnR
- 2.2 Refonte du raccordement
- 2.3 Refonte de caparéseau
- 2.4 Concertations en cours

- 2.5 Bilan des concertations
- 2.6 Evolution Facturation électronique

3 – Réseau de distribution

- 3.1 Puissance installée des sites hybrides EnR+BESS
- 3.2 Schémas de comptage
- 3.3 Déploiement de Reflex
- 3.4 Bilan des limitations
- 3.5 Indemnisation des EnR et du stockage
- 3.6 TURPE Injection-Soutirage

- 3.7 Consigne de réactifs BT et HTA
- 3.8 Programme d'appel
- 3.9 Test DEIE et déploiement du eDEIE
- 3.10 Barème v8 de facturation du raccordement
- 3.11 Concertations à venir

1 – Actualités générales

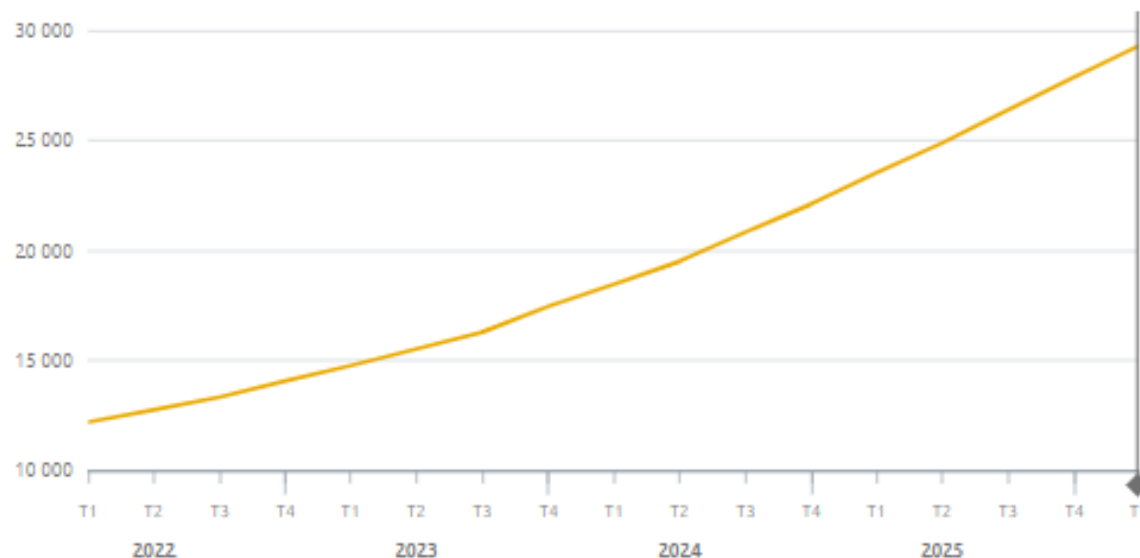
1- Actualités générales

1.1 État des lieux du raccordement

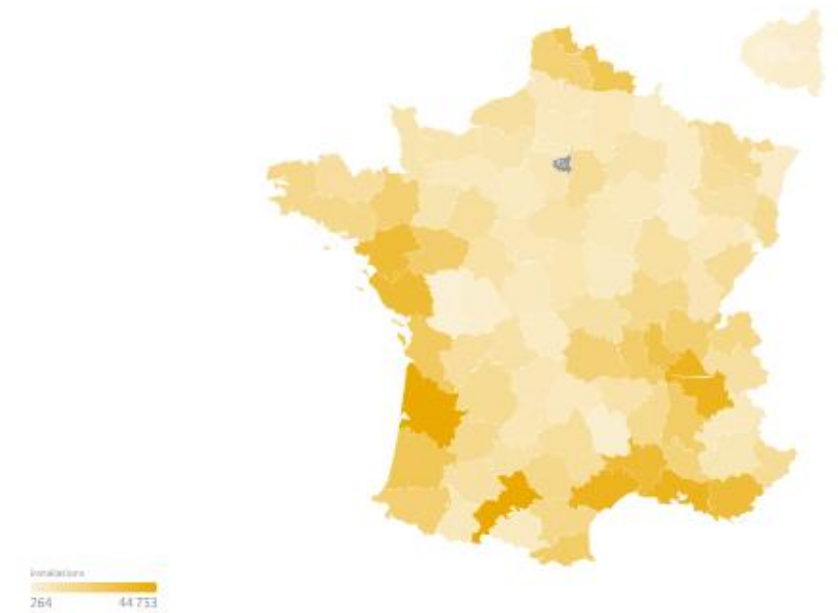
Sur le réseau Enedis :

29 310 MW

raccordés à la fin du trimestre T1 2026



Périmètre Enedis :
1 298 633 installations
raccordées à la fin du trimestre T1 2026



→ Source : [Données Enedis](#)

1- Actualités générales

1.1 État des lieux du raccordement

Parc PV au 31 mars 2026 :

32,3 GW

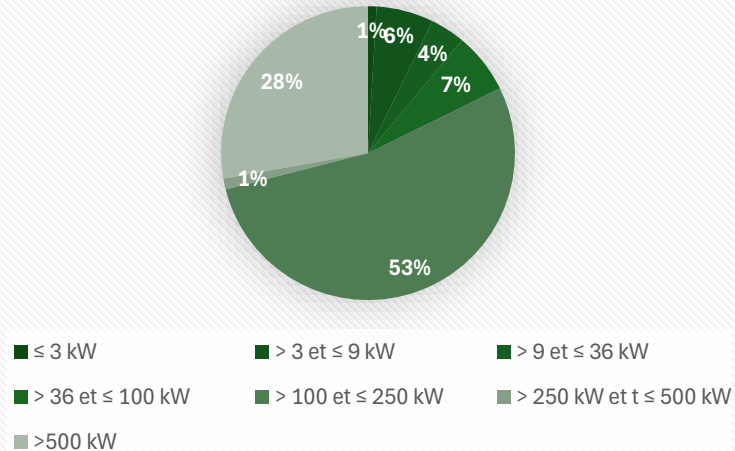
(~ 1 380 000 installations)

Dont nouvelles installations PV raccordée au T1 2026:

+1,5 GW

(+30 000 installations)

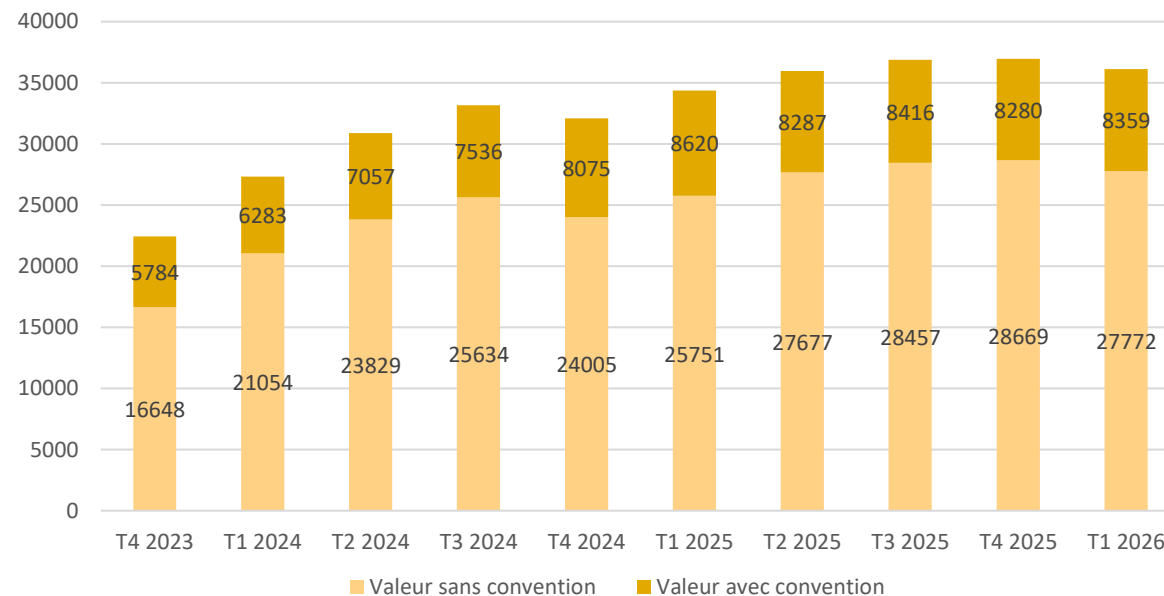
Nouvelles installations - Puissance



Total projets en file d'attente au 31 mars 2026:

36,9 GW (121k projets)

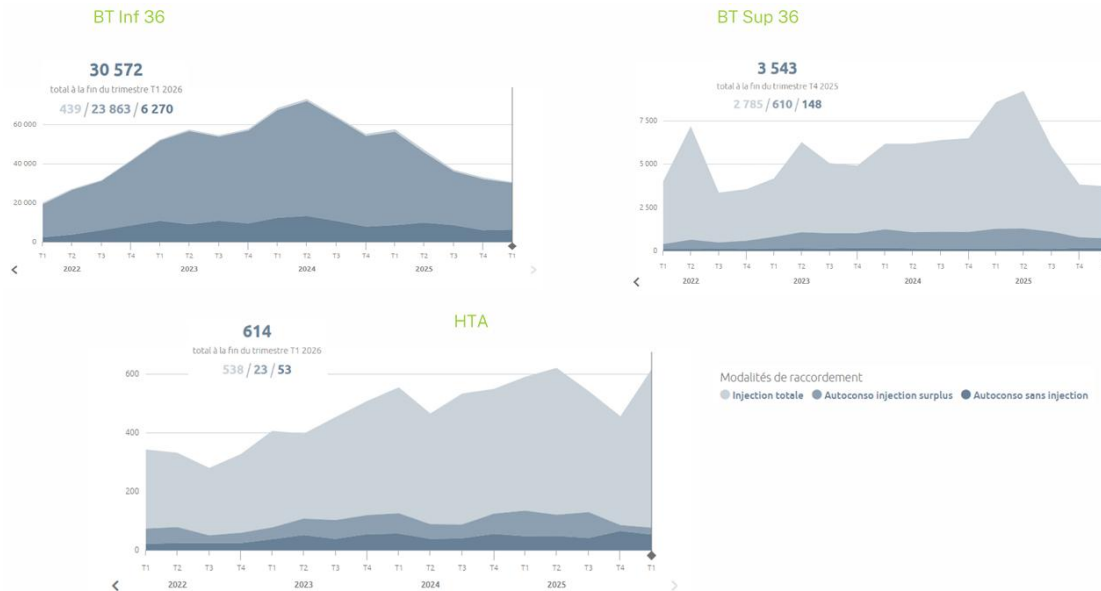
Evolutions des projets PV en file d'attente (MW)



1- Actualités générales

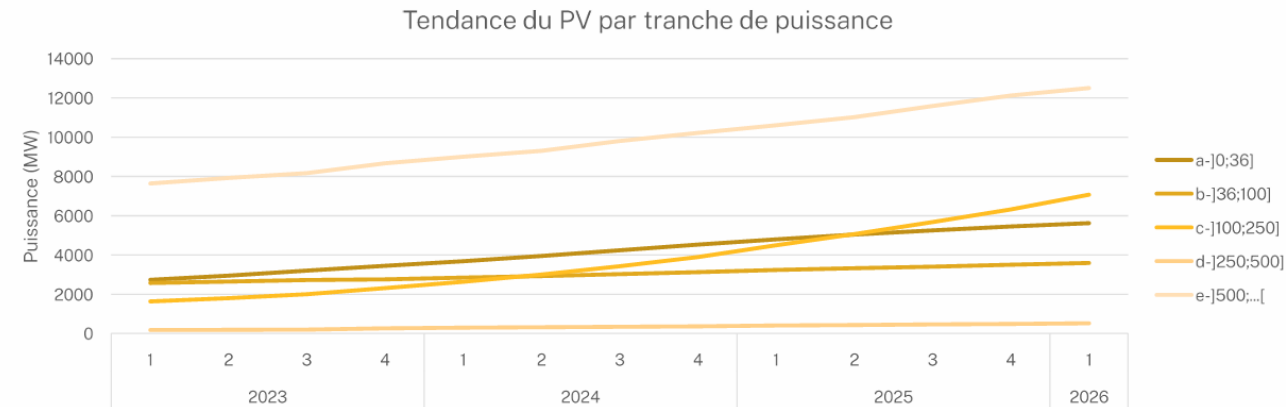
1.1 État des lieux du raccordement

Evolution des demandes de raccordement :



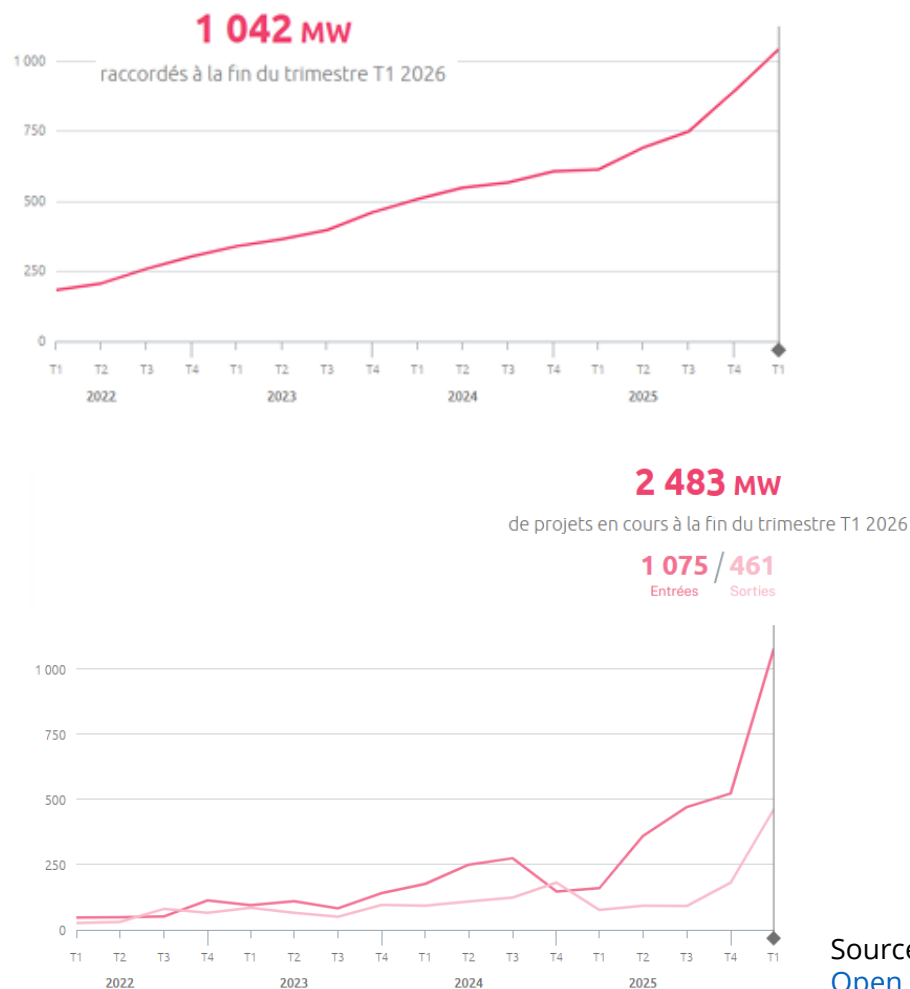
Tendance du parc PV par tranche de puissance :

La tranche **100 – 250 kVA** continue sa bonne dynamique, constituée en majorité de projets S21. Un léger ralentissement sur les autres tranches.

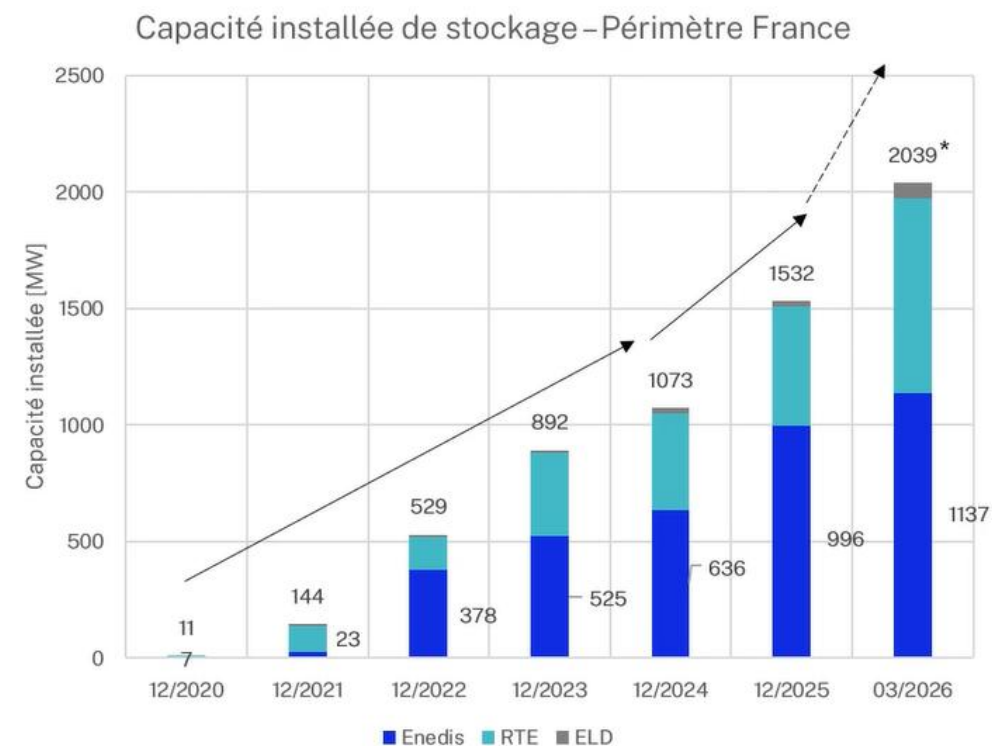


1- Actualités générales

1.1 État des lieux du raccordement - Stockage



Source :
[Open Data Enedis](#)



*Attention : seulement un trimestre comptabilisé sur 2026 dans ce graphe

Source : [Registre national des installations de production et de stockage d'électricité \(au 30/03/2026\)](#) — Agence ORE

1- Actualités générales

1.2 Rapport Levy-Tuot : recommandations sur le raccordement

→ Publication en avril du [rapport](#) sur l'optimisation du soutien public aux énergies renouvelables électriques et au stockage.

Parmi les recommandations :

- 16) Laisser les batteries soutirer le réseau en toutes circonstances
- 17) **Réévaluer à la hausse la limite de 17MW pour la somme des puissances respectives injectables depuis les EnR et les batteries dans les installations « hybrides » raccordées en mode HTA**
- 18) Généraliser le double comptage des installations « hybrides » et maintenir le paiement du complément de rémunération sur la seule production locale
- 34) Pour le raccordement des installations photovoltaïques et éoliennes terrestres, **réduire et harmoniser les taux de réfaction**, en abaissant les taux pour les plus petites installations et en lissant les évolutions des taux en fonction des puissances, afin d'éviter les effets de seuil actuels
- 35) **Optimiser la gestion des files d'attente des gestionnaires de réseaux** par des critères d'intérêt général permettant de sortir de la règle « premier arrivé, premier servi »
- 36) Mettre en place un tarif remboursable d'inscription dans les files d'attente de raccordement aux réseaux
- 37) Faire publier par les gestionnaires de réseau une **cartographie des zones où les conditions de raccordement sont aisées, moins favorables ou dissuasives**

La CRE a également proposé plusieurs actions dans sa contribution :

[Contribution de la CRE dans le cadre de la mission menée par MM. Lévy et Tuot sur le soutien public aux énergies renouvelables et au stockage d'électricité | CRE](#)

1- Actualités générales

1.3 Rapport CRE : Bilan de la régulation incitative du TURPE 7

La CRE a publié les bilans 2025 ([HTB](#) et [HTA-BT](#)) de la régulation incitative de raccordement, sur la base des critères (proposées en grande majorité par Enerplan lors de la concertation sur le TURPE 7) destinés évaluer la qualité et l'efficacité du raccordement et des gestionnaires de réseau.

Bilan RTE :

- Le volume d'écêtement du fait du dimensionnement optimal est compris entre 0,54% et 0,71%, soit sous le plafond de 0,8% pour en augmentation par rapport à 2024 (0,55%).
- Les objectifs de délais de remise de PTF et de raccordement sont respectés.
- Concernant la capacité de postes sources créés dans le cadre des S3REnR, pour 2025 la capacité créée s'est élevée à 1 120 MW, pour une cible à 952 MW.

Bilan Enedis :

Indicateurs Enedis (extrait)	Objectif de référence	Résultats d'Enedis	Incitation financière (M€)
Régulation incitative de la qualité de service (raccordements)			-35,1
Taux de respect de l'envoi de la proposition de raccordement dans le délai	-	-	-12 plafonné à -9,5
Dont taux de respect de l'envoi proposition raccordement BT inf 36 kVA	95,0 %	92,2 %	-1,1
Dont taux de respect de l'envoi proposition raccordement BT sup 36 kVA, Collectif BT et HTA	91,0 %	72,6 %	-10,9
Délai moyen de réalisation des raccordements par catégorie	-	-	-27,3
Dont raccordements en production BT > 36 kVA et HTA	280	332	-6,0
Capacité créée dans le cadre des S3REnR	952	1 120	1,7

1- Actualités générales

1.4 PPL Masset sur le raccordement des EnR

La proposition de la loi Masset a été adoptée par le Sénat le 29 avril, renommée en « Proposition de loi visant à définir des critères de priorisation du raccordement des installations de production d'énergies renouvelables aux réseaux d'électricité ».

Dans sa version adoptée, le texte prévoit :

- Article 1er : **Les gestionnaires des réseaux pourront fixer un ordre de traitement des demandes de raccordement des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables, après approbation de la CRE, selon des critères définis par décret en Conseil d'Etat, pris après avis de la CRE.** Le texte initial prévoyait de donner la main au préfet pour fixer les critères de priorisation. Le gouvernement a adopté cet article avec sagesse tout en mettant en garde contre le risque qu'un passage par décret ralentisse et complexifie la mise en œuvre de la réforme.
- Les articles 2 (visant à instaurer une étude exploratoire systématique à la charge des porteurs de projets) et article 3 (gage de l'Etat) ont été supprimés.

Enerplan avait dans un premier temps demandé le rejet de cette proposition de loi, qui dans sa version initiale n'apportait pas une réponse satisfaisante aux problématiques de raccordement. Après avoir échangé avec le sénateur Michel Masset qui souhaitait qu'un compromis soit trouvé, Enerplan a proposé de renvoyer l'élaboration des critères à un décret qui pourrait s'appuyer sur les travaux en cours avec RTE pour l'évolution au "Premier prêt, premier servi", avec avis de la CR

Le calendrier pour le prochain examen à l'Assemblée n'est pas connu.

1- Actualités générales

1.5 Gestion des Tensions Hautes

Du fait des évolutions du système électrique (appareil de consommation moins inductif, multiplication des points d'injection, enfouissement des câbles...), le réseau est confronté à des phénomènes de tensions hautes.

→ RTE a alerté la DGEC sur l'augmentation de la fréquence de ces phénomènes à partir du printemps et souhaite encadrer davantage dans le temps certaines obligations concernant la gestion des Tensions Hautes.

Plusieurs pistes d'évolutions ont été proposées par RTE :

- 1- Ramping pour les phases d'arrêts/reprises en cas prix négatifs
- 2- Rendre obligatoire la capacité de fonctionnement en compensation statique pour les producteurs EnR HTB
- 3- Rendre obligatoire la capacité de fonctionnement en compensation statique pour les stockeurs
- 4- Rendre obligatoire la capacité de grid forming
- 5- Renforcer les exigences de maintien des installations raccordées au RPD en régime d'incident
- 6- Modifiant les plans de protection des GRD permettant de faire déclencher les protections qu'a l'issue de la temporisation exigée par le gabarit
- 7- Permettre la modulation des moyens de production PV BT

Par ailleurs, RTE a signé un contrat cadre avec EDF pour maintenir sur certaines périodes la production nucléaire afin de participer au réglage de la tension.

Une feuille de route doit être construite par la DGEC pour planifier les futures évolutions.

1- Actualités générales

1.6 Cybersécurité

Dans le cadre du renforcement des exigences de cybersécurité, notamment lié à la **[mise en œuvre de la directive européenne NIS 2](#)**, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a mis en place, avec l'appui de l'agence nationale de sécurité des systèmes d'information (ANSSI), un groupe de travail dédié aux enjeux, actualités et exigences liées à la cybersécurité, qui doivent s'appliquer à **[l'ensemble des acteurs du système énergétique](#)**.

Entrée en vigueur en octobre 2024, la directive NIS 2 (sécurité des réseaux et des systèmes d'Information) vise à renforcer le niveau de cybersécurité des tissus économique et administratif des pays membres de l'UE.

[La transposition de la directive NIS 2 en France est en cours](#).

La CRE a partagé des [recommandations concernant les installations de production d'énergie](#) et un [outil de diagnostic de cybersécurité](#) élaboré par l'ANSSI.

Le support de présentation de la dernière réunion du GT est disponible en [téléchargement](#).

1- Actualités générales

1.7 Travaux d'Enerplan sur le raccordement du stockage

Suite aux discussions avec RTE, la CRE ainsi que la DGEC sur la refonte du raccordement et sur les difficultés d'accès au réseau pour les installations de stockage, Enerplan a lancé des réflexions pour faire un état des lieux et des propositions :

- Un état des lieux du raccordement du stockage en France, qui permet de montrer que l'allongement des délais de raccordement du stockage est le principal facteur aggravant la spéculation sur le foncier et sur les capacités.
- Plusieurs pistes d'évolutions de la procédure sont envisagées :
 - Créer une procédure de raccordement spécifique au stockage
 - Un renforcement de la sélection à l'entrée (avec des appels d'offres synchrones avec les publications cartostock par exemple)
 - Une garantie de bonne exécution
 - L'interdiction du Change of Control avant la signature de la Convention de Raccordement
 - Des critères de maintien en file d'attente plus contraignants, tels que les jalons proposés par RTE dans le cadre de sa concertation sur la refonte du raccordement

1- Actualités générales

1.8 Consultation CRE

La CRE a ouvert une [consultation](#) sur l'évolution des dispositions de l'arrêté encadrant les principes généraux de calcul de la contribution au RPD et sur les prescriptions techniques de raccordement.

Parmi les évolutions,

Enedis propose d'introduire une disposition afin que, en fonction d'un seuil technico-économique, la solution de raccordement de référence intègre par défaut des limitations à l'injection ou au soutirage afin d'éviter des coûts excessifs à la charge du TURPE et des délais de raccordement importants.

Dans la proposition d'Enedis, cette disposition concernerait au moins les stockeurs.

La CRE souhaite étudier l'extension de ce dispositif à d'autres utilisateurs.

De façon générale, la CRE souhaite avoir l'avis des acteurs sur la possibilité, pour l'ensemble des utilisateurs, de demander une offre de raccordement alternative à modulation de puissance

Vous pouvez partager vos retours à Enerplan jusqu'au 24 juin pour enrichir notre contribution.

2 – Actualités réseaux de transport

2 – Actualités réseaux de transport

2.1 Retour sur le GT S3REnR

Un GT dédié aux S3REnR a été organisé le 20 mai.

L'ordre du jour était le suivant :

- État des lieux des S3REnR à date
- Rappel des nouvelles modalités des S3REnR suite à la loi APER
- Calendriers des révisions et discussions en cours avec les gestionnaires de réseau et l'administration

Le replay et les documents de la réunion sont disponibles [sur votre espace adhérent](#).

Suite de la concertation sur la déclinaison de la loi APER dans la DTR :

- Mise à jour des formules de calcul de la quote-part : RTE a proposé de plus détailler les termes et les paramètres utilisés dans les formules de calcul, sans modification structurel du calcul de la quote-part ([Support de présentation du GT dédié](#))
- Clé de répartition et volume d'ouvrages prioritaires : à venir
- Définition des ouvrages non prioritaires : à venir

2 – Actualités réseaux de transport

2.2 Procédure de raccordement sur le RPT

A partir du 29 juin 2026 : **application rétroactive des critères de maintien de la DTR entrée en vigueur en 2023.**

→ Fin du mécanisme de versement d'une somme forfaitaire pour les projets entrés en file d'attente avant le 1er août 2025 ;

→ Obligation de fournir, à chaque date anniversaire de la PTF, des justificatifs d'avancement, incluant :

- La maîtrise foncière
- Le droit d'exploiter la parcelle du point de raccordement

Dans le cas particulier où le schéma S3RENR est complet : en cas de sortie de file d'attente, la CRNA (Capacité Restante Non Attribuée) est remise à disposition : au vu des dynamiques de raccordement observées, elle profitera systématiquement aux projets d'installation EnR à raccorder en HTA ou BT

En parallèle de l'application rétroactive de ces règles, **RTE a ouvert une concertation sur le passage au « Premier prêt/à l'heure, premier servi ».**

2 – Actualités réseaux de transport

2.2 Procédure de raccordement sur le RPT – Refonte en discussion

RTE travaille à une refonte de la procédure de raccordement pour aboutir à un « Premier à l'heure, premier servi », avec une procédure unique pour tous leurs clients : consommateurs, producteurs et stockeurs.

Pour l'entrée en file d'attente :

- Justificatif d'avancement du projet à la signature de la PTF ou paiement forfaitaire de 1k€/MW
- Paiement d'un forfait de 42 k€ HT
- Justificatif foncier à porter sur **l'ensemble de l'Installation**, et non plus uniquement la parcelle destinée à accueillir le point de raccordement - **L'attestation sur l'honneur ne sera plus acceptée**

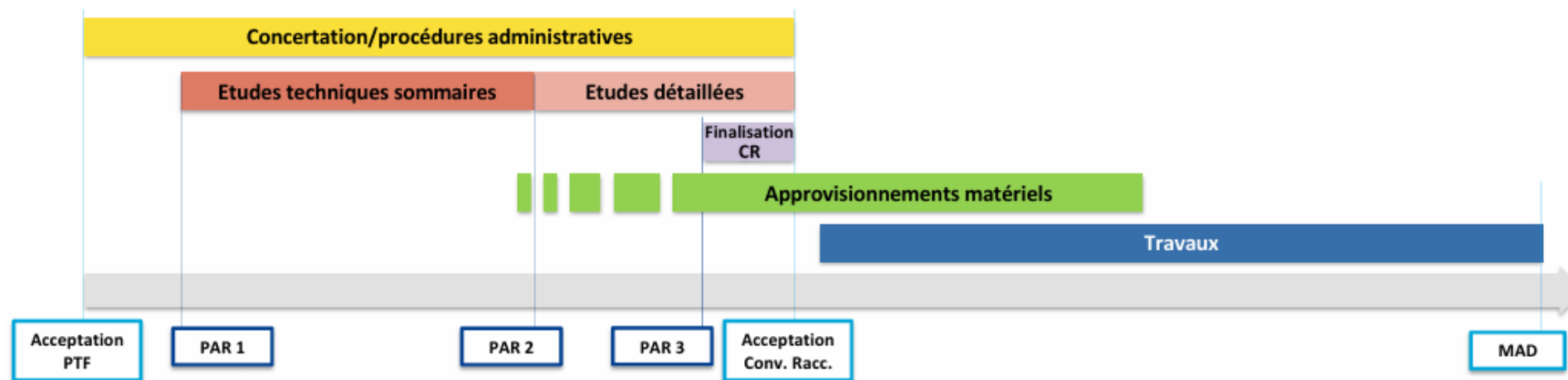
RTE propose également de limiter le nombre d'Etudes Exploratoires par acteur (pas plus de 10 par semestre tant que 2 ne sont pas converties en PTF)

2 – Actualités réseaux de transport

2.2 Procédure de raccordement sur le RPT – Refonte en discussion

Maintien en file d'attente :

- Contractualisation de 3 points d'arrêts (PAR), où le client doit fournir une liste de documents
- Décalages de planning à l'initiative du client : limité à 2x6 mois, et conditionné au paiement d'un acompte proportionné
- Suspension possible en cas de recours, pour décaler l'envoi de la Conv. Racc., limitée à 20 mois max
- Plus de déplacement du point de raccordement et plus d'augmentation de puissance à compter du PAR 2



[Présentation](#) du GT RTE listant les documents à fournir à chaque PAR

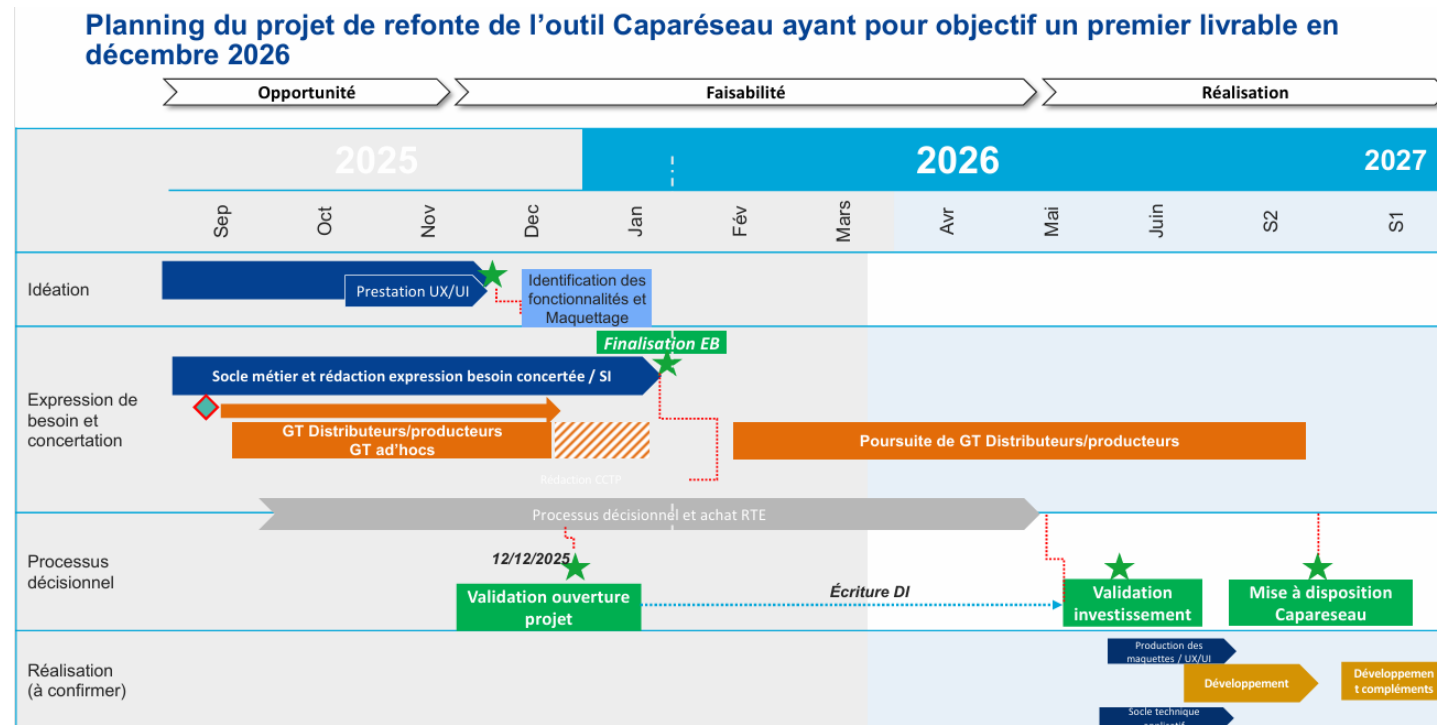
Pistes de réflexions Enerplan : plutôt que d'avoir des critères de maintien trop stricts, il paraît plus approprié de rechercher un degré de maturité raisonnable pour rentrer en file d'attente. Une solution pourrait être de multiplier les conditions pour rentrer en FA en contrepartie de ne pas avoir de délai imposé par RTE sur les procédures hors de contrôle des développeurs (les recours notamment).

2 – Actualités réseaux de transport

2.3 Caparéseau

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

Le développement informatique a débuté et RTE prévoit terminer le maquettage de la visualisation des données pour juillet 2026.



2 – Actualités réseaux de transport

2.4 Concertations en cours

Gestion prévisionnelle :

RTE souhaite intégrer dans le CART-P & S des modalités de programmation annuelle et pluriannuelle issues du contrat de Gestion Prévisionnelle (aujourd'hui facultatif), pour disposer d'un cadre uniforme avec tous les producteurs, dont les EnR et les stockeurs.

- Programmation annuelle et infra annuelle :

- Transmission trimestrielle par les producteurs des données plurimensuelles, avec les périodes d'indisponibilité et de moindre productible
- Coordination trimestrielle et hebdomadaire sur la base du Planning de Référence

- Programmation pluriannuelle :

- Transmission obligatoire par les producteurs et les stockeurs, d'un Planning d'Indisponibilités pluriannuel sur 5 ans des Unités de Production et de Stockage
- Coordination sur la base de ce planning en A-5 ou A-3 pour des opérations d'interruption programmée (IP) ou de chantiers de fort impact réseau et client (FIRC) entraînant des limitations

Plus de détails :

[Support de présentation du GT Producteurs RTE](#)

		Traitement des IP	Traitement des IP opérations de Renouvellement	Notification IP 15 jrs	Notification M-3 via planning de Réf	Coordination sur la base d'un planning obligatoire Données producteurs études de sûreté	Engagements fenêtre de 3 à 6 mois	Coordination en pluriannuelle opérations sur le RPT	Catégories d'unité de production et de stockage	Engagement sur des jours période de corrélation	Engagement sur des jours d'interruptions Non Synchronisées	Gestion des limitations/impositions à RSO complet	Gestion des limitations/impositions à pour travaux sur le RPT	Recours au contrat amont J-1
actuellement	CART obligatoire	☑		☑								☑ *		☑
	GP facultatif	☑			☑	☑	☑		☑	☑	☑	☑	☑	☑
La cible	Le CART avec les nouvelles modalités	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑

2 – Actualités réseaux de transport

2.4 Concertations en cours

RTE souhaite que **la Convention de Raccordement s'achève à l'accès au Réseau Définitif, et que la phase d'exploitation soit gérée via le CART et la ConvEx (Convention d'Exploitation).**

- **Consultation en cours** (jusqu'au le 23 juin, documents disponibles dans votre [espace adhérent](#)) :
- Reprise à l'identique certains éléments de la ConvRac à durée limitée, dont le Dossier technique de l'Installation
 - Ajout des installations de stockage dans le champ d'application de cette ConvEx
 - La trame actuelle « Convention d'Exploitation et de Conduite d'une Installation de Production » (Article 8.6.1 de la DTR) devient la Convention d'Exploitation et de Conduite d'une Installation composée d'installations de production et/ou de stockage
 - Ajout de certaines précisions propres à l'exploitation et à la conduite des Installations de production et/ou de stockage
 - Remplacement du Code Général des Manœuvres (CGM) par le Document d'Interface Exploitation Conduite des Réseaux de Transport (DIECRT)
 - Pas d'évolutions sur la forme par rapport à la ConvEx en vigueur (notamment les Conditions Particulières restent organisées sous forme de Fiches)

2 – Actualités réseaux de transport

2.5 Bilan des concertations :

- **Service Système Tension :**

- [Bilan](#) de la concertation et [résumé](#) des évolutions.

→ La CRE a approuvée les **nouvelles règles Service Système** Tension qui doivent entrer en vigueur à partir du 1^{er} janvier 2027.

- Des GT annuels seront organisés pour adapter progressivement les règles aux EnR.
- RTE a présenté les nouveaux reporting qui prendront en compte ces nouvelles règles : [Présentation des reporting SSy-U](#)

- **Grid Forming :**

- [Bilan](#) de la concertation.

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

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

- **Fiche D1 et D2 :**

- Pour prendre en compte les délais d'élaboration des cahiers des Charges d'une installation, RTE propose une la refonte des fiches D2 actuelles, afin de dissocier informations à fournir à RTE au stade PTF (Fiches D2 « allégées ») et informations à fournir au stade d'élaboration des Cahiers des Charges (Nouvelles Fiches D3).

La consultation s'est clôturée en mai.

2 – Actualités réseaux de transport

2.6 Evolution facturation électronique

RTE est concernée par la réforme de la facturation électronique, dont le calendrier d'application prévoit une entrée en vigueur à compter du 1er septembre 2026.

Concrètement, les factures devront être émises et transmises sous format électronique via une plateforme agréée par l'État.

À cette fin, l'utilisation d'un identifiant d'adressage est requise : il s'agit du numéro permettant d'identifier le destinataire de la facture sur une plateforme agréée.

Afin de se conformer à ces nouvelles exigences, les différents contrats seront adaptés au rythme des différentes évolutions, notamment pour y intégrer l'identifiant d'adressage.

Concernant les CART, il n'est pas prévu de faire signer les conditions particulières déjà signées.

RTE communiquera prochainement afin de recueillir les identifiants d'adressage des clients actuels et de leur transmettre celui de RTE.

3 – Réseaux de distribution

3 – Réseaux de distribution

3.1 Puissance installée sur les sites hybrides EnR + stockage

Enedis propose que la réglementation (arrêté du 9/06/2020, article 24) évolue pour préciser :

1. Pour les installations composées d'unités de production sans stockage :
 - Aucune installation de $P_{\text{installée}} > 250 \text{ kVA}$ ne peut être raccordée à un réseau public de distribution d'électricité en BT [inchangé]
 - Aucune installation de $P_{\text{installée}} > \mathbf{17 \text{ MVA}}$ ne peut être raccordée à un réseau public de distribution d'électricité en HTA [cette valeur-plafond s'exprimera dorénavant en MVA et non plus en MW afin de tenir compte de la généralisation des consignes de puissance réactive des sites de production]
2. Aucune installation hybride ne peut être raccordée à un réseau public de distribution d'électricité en HTA lorsque **($P_{\text{décharge stockage}} + P_{\text{max_production}}$) excède 25 MVA. La $P_{\text{décharge stockage}}$ ne doit pas dépasser 17 MVA. La $P_{\text{maxproduction}}$ ne doit pas dépasser 17 MVA.** Un dispositif de bridage dynamique sera obligatoire pour que la puissance injectée ne dépasse pas 17MVA.

Le niveau de tension de raccordement qui est associé à chacune de ces valeurs ne peut être accordé **que sous réserve des conclusions de l'étude de raccordement** effectuée pour chaque projet par Enedis afin de vérifier le respect de l'ensemble des contraintes techniques.

Une fois ces évolutions mises en œuvre, un retour d'expérience sera organisé pour analyser l'impact sur le réseau.

→ La DGEC n'a encore donné de calendrier pour modifier cet arrêté.

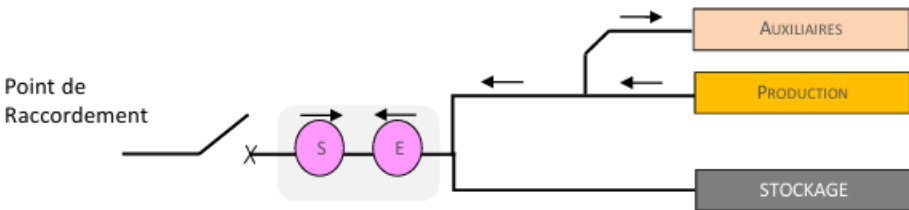
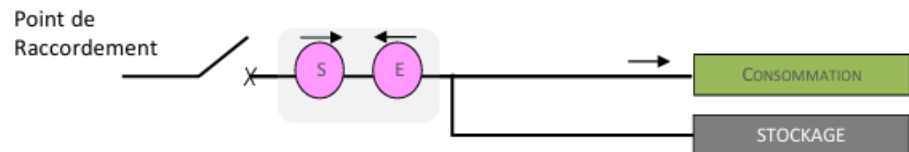
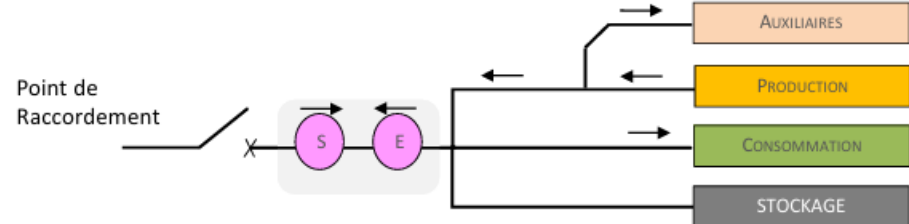
Enerplan a exprimé une position favorable à cette évolution pour les sites hybrides, mais a demandé à Enedis de justifier le passage à des seuils en MVA.

3 – Réseaux de distribution

3.3 Raccordement des installations hybrides – Schémas de comptage

Enedis a précisé les différents flux et accès aux mécanismes de marchés de chacun de ces nouveaux schémas :

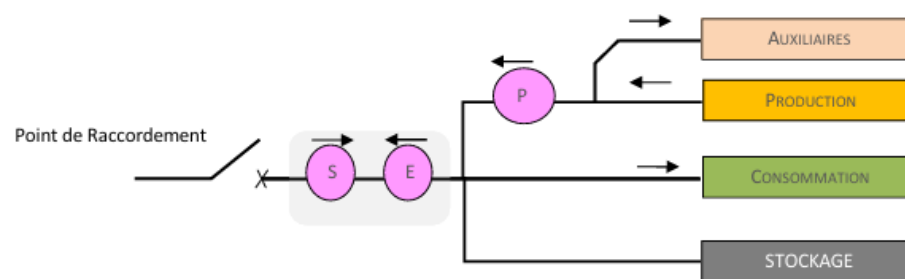
[Présentation des nouveaux schémas de comptage et de raccordement pour les sites hybrides](#)

N°	Description succincte	Schéma de principe
S10	Installations de Production et de Stockage - sans autre Consommation (hors auxiliaires) - valorisation en surplus de la Production - avec injection sur le réseau.	
S11	Installations de Consommation et de Stockage - valorisation en surplus (ou en autoconsommation totale) du Stockage - avec ou sans injection sur le réseau	
S12	Installations de Production, de Consommation et de Stockage - valorisation en surplus (ou en autoconsommation totale) de la Production et du Stockage - avec ou sans injection sur le réseau	

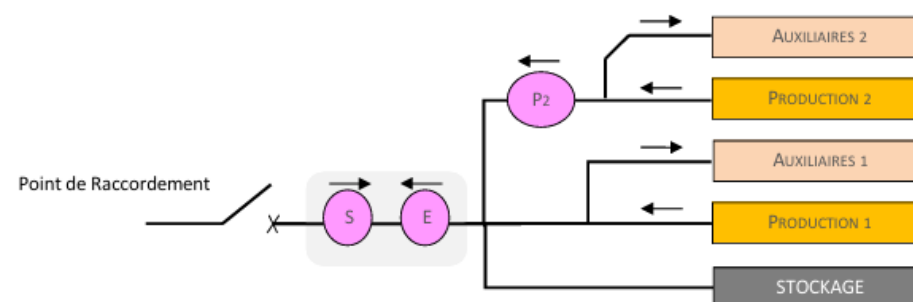
3 – Réseaux de distribution

3.3 Raccordement des installations hybrides – Schémas de comptage

S13 Installations de Production, de Consommation et de Stockage - valorisation de la totalité de l'énergie produite par la Production et valorisation en surplus (ou en autoconsommation totale) du Stockage - avec injection sur le réseau



S14 Deux Installations de Production et une Installation de Stockage - Valorisation de la totalité de l'énergie produite par la Production 2 - valorisation en surplus de la Production 1 - avec injection sur le réseau



Enerplan a demandé à Enedis d'étudier des solutions avec un compteur dédié au stockage.

3 – Réseaux de distribution

3.3 Déploiement de Reflex

Rappel sur Reflex : ouverture de capacités disponibles avant la mise en service d'ouvrages S3REnR, en contrepartie de limitations ponctuelles aujourd'hui financées via le TURPE

Vague 1 : ouverture aux demandes de raccordement en avril 2025, premières limitations en juin 2026

Vague 2 : ouverture aux demandes de raccordement depuis avril 2025, premières limitations en juin 2027

Postes ouverts dans la vague 2 :

Direction régionale	Poste-source	Capacité d'accueil libérée par Reflex sur le poste-source (MW)
Auvergne	JUSSA	14,8
Sillon rhodanien	BXREP	15,2
Champagne Ardennes	N.SEU	21,4
Alsace Franche-Comté	OTTMA	12,5
	B.DAM	15,0
Bourgogne	CLAME	8,9
	GUEU8	8,7
Centre-Val de Loire	COULL	4,0
	L.BEU	8,8
Nord Pas de Calais	BIACH	15,8
Limousin	CPNAC	11,9
	F.MON	3,2
	MANSA	8,1
Midi-Pyrénées Sud	CARBO	12,4
Pays de la Loire	ASTIL	4,6
	BXPUY	7,8
	PALLU	15,0

Total : 188 MW

3 – Réseaux de distribution

3.4 Bilan des limitations

**Bilan des limitations RTE à réseau complet (hors travaux et aléas) et RPD
survenues sur le réseau Enedis - comparatif**

Année	Volume ENI en GWh RPT et RPD	Volume ENI RPD en MWh	Nombre de sites limités	Nombre de limitations
2023	173	312	424	2 880
2024	308	2 572	584	12 249
2025	381	1 132	951	19 133
2026	57	1 284	742	2 552
Total	919	5 300	1483	36 814

Pour rappel, RTE est incité dans le TURPE 7 à ne pas dépasser à 0,8% d'ENI par rapport à la production PV+éolienne.

0,29 %

Pourcentage ENI par rapport à la
production PV et Eolien HTA et BT 2023

0,55 %

Pourcentage ENI par rapport à la
production PV et Eolien HTA et BT 2024

0,60 %

Pourcentage ENI par rapport à la
production PV et Eolien HTA et BT 2025

Bilan des limitations complets en [annexe](#).

3 – Réseaux de distribution

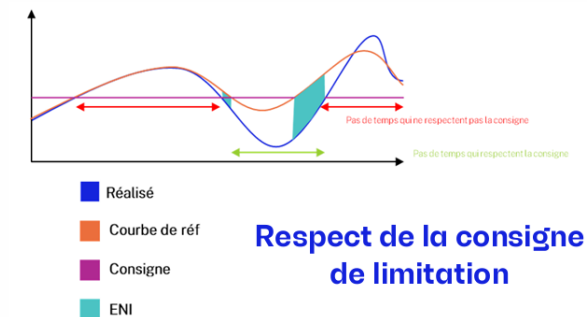
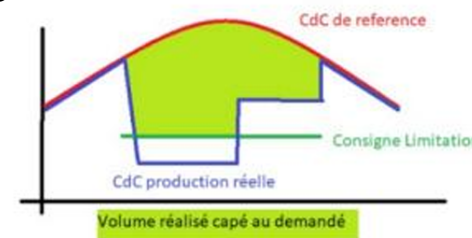
3.5 Indemnisation des EnR et du stockage

Évolutions des modalités d'indemnisation des limitations des EnR :

- **Précisions sur l'indemnisation des sites en PPA et des garanties d'origine :**
 - Les sites en PPA sont indemnisés via la correction des PE
 - Le préjudice lié aux garanties d'origine (GO) est indemnisé sur réclamation au prix de marché des GO
- **Prise en compte de l'arrêt sur prix négatifs des sites en OA** à partir du 1/4/2026 (LF 2025)
- **Gestion des cas de concomitance limitation de production / activation MA** : le calcul de l'ENI prendra en compte l'activation sur site par le MA afin d'éviter la double indemnisation
- **Changement des règles de calcul de l'ENI** – Mise en œuvre au T4 2026
 - ENI sera capée au demandé
 - Mise en place des règles de respect de la consigne

→ [Consultation en cours](#) sur la note Enedis-MO-CF_087^E
(et chapitre 7.7 de la DTR RTE)
Enedis et RTE organisent une session Q&R le 17 juin 10-11h.

Evolution du Calcul de l'ENI



Respect de la consigne de limitation

3 – Réseaux de distribution

3.5 Indemnisation des EnR et du stockage

Méthodologie uniquement applicable pour **l'indemnisation des limitations des batteries standalone hors des quotas des offres de raccordement alternatives**

- **Lorsque des limitations surviennent sans préavis** et pendant une période courte (appelée période 1). Sur cette période :
 - **Les acteurs de marché sont insensibilisés selon les règles existantes pour chacun des mécanismes de marché** (chaque mécanisme a sa propre période 1)
 - RTE a apporté la précision que la période 1 concernant le Périmètre d'Equilibre serait égale à 2h30 pour les dispositifs de stockage par batterie
- **Lorsque les limitations surviennent avec préavis / après la période 1 : c'est la période 2, seul le titulaire du contrat d'accès au réseau subit un préjudice qui fait l'objet d'une indemnisation.** Sur cette période :
 - Les titulaires des contrats d'accès au réseau sont indemnisés directement
 - Une proposition d'estimation du préjudice a été faite en prenant comme hypothèse que d'ici peu de temps tous les prix des différents mécanismes rémunérateurs « convergeraient », ce qui implique que les rémunérations au titre de ces différents mécanismes seront équivalentes → Les calculs proposés sont basés sur un outil développé par RTE simulant le gain à espérer par une batterie sur l'achat/vente (arbitrage) sur les marchés de l'électricité

Les gestionnaires de réseau ont décalé le 4^{ème} atelier de concertation au 29 juin 9h30-12h. Des remarques peuvent être transmises avant le 15 juin. Les supports de présentation des précédents ateliers sont disponibles dans votre [espace adhérent](#).

3 – Réseaux de distribution

3.6 TURPE 7 Injection-Soutirage

La délibération tarifaire TURPE 7 HTA-BT (2025-78) introduit une option tarifaire injection– soutirage avec une date de mise en œuvre différée au 1er août 2026 pour inciter les stockages à un comportement « contracyclique » par rapport à leur zone.

Les stockages disposent aujourd’hui de deux contrats :

- Contrat unique (CU) ou Contrat d’accès au réseau de distribution (CARD)-Soutirage
- CARD-Injection

La facturation de cette nouvelle composante sera intégrée aux contrats d’accès lors des prochaines concertations des CARD.

Les développements SI sont en cours pour :

- facturer cette option tarifaire pour les sites de stockage en CU + CARD-I et en CARD S + CARD-I,
- permettre les 1eres souscriptions à partir du 1er août 2026.

Conditions d’éligibilité :

➤ **Stockages stationnaires raccordés en HTA**

➤ **Stockages seuls** (injection = soutirage aux pertes techniques près)

- Une attestation sur l’honneur sera exigée
- Des contrôles aléatoires des courbes de charge pourront être réalisés

➤ **Stockages raccordés à un PS éligible** conformément aux délibérations 2025-227 et 2026-02 :

- Zones contraintes en soutirage (urbain dense) où les stockages sont incités à injecter
- Zones contraintes en injection (fort développement PV) où les stockages sont incités à soutire

3 – Réseaux de distribution

3.7 Consigne de réactif des onduleurs BT

Depuis le 1er février 2023, Enedis demande à tout producteur BT déposant une demande de raccordement de régler son installation de telle sorte qu'elle absorbe une puissance réactive égale à $0.35 \times$ la puissance active (Tangente 0.35 en absorption de réactif).

Après avoir réalisé une étude sur les producteurs BT > 36 kVA en vente en totalité fin 2025, Enedis a constaté que moins de 30% des onduleurs concernés respecte la consigne.

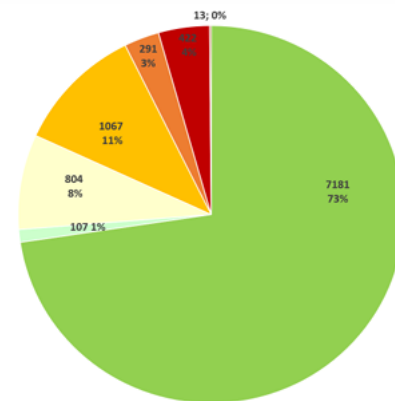
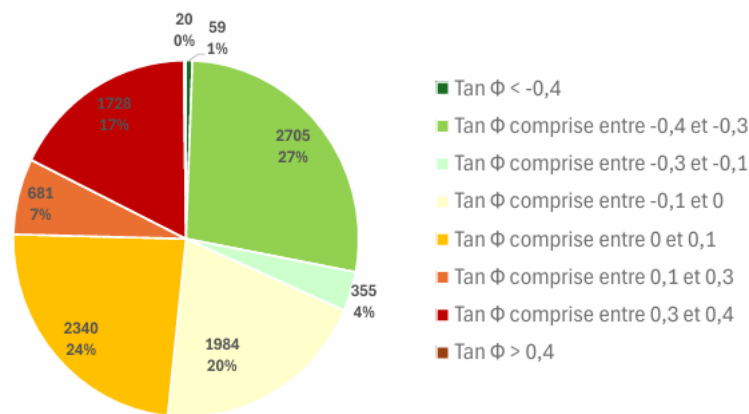
Enedis a informé les producteurs BT concernés pour intervenir sur le réglage de ces onduleurs et début mars 75% étaient en conformité.

Enedis envisage des études sur les autres segments BT :

- Les producteurs PV BT > 36 kVA en autoconsommation avec injection sur le réseau
- Les producteurs PV BT ≤ 36 kVA

Les principaux constructeurs et distributeurs d'onduleurs ont été informés. **Un contrôle systématique du réglage après la mise en service est en cours de mise en place.**

Nombre et proportion d'installations PV BT selon leur réglage en décembre à gauche, début avril à droite



3 – Réseaux de distribution

3.7 Consigne de réactif des producteurs HTA

Enedis procède à deux vagues par an de changement de consigne de réactif pour les producteurs HTA :

1ère vague en avril et 2ème vague en novembre

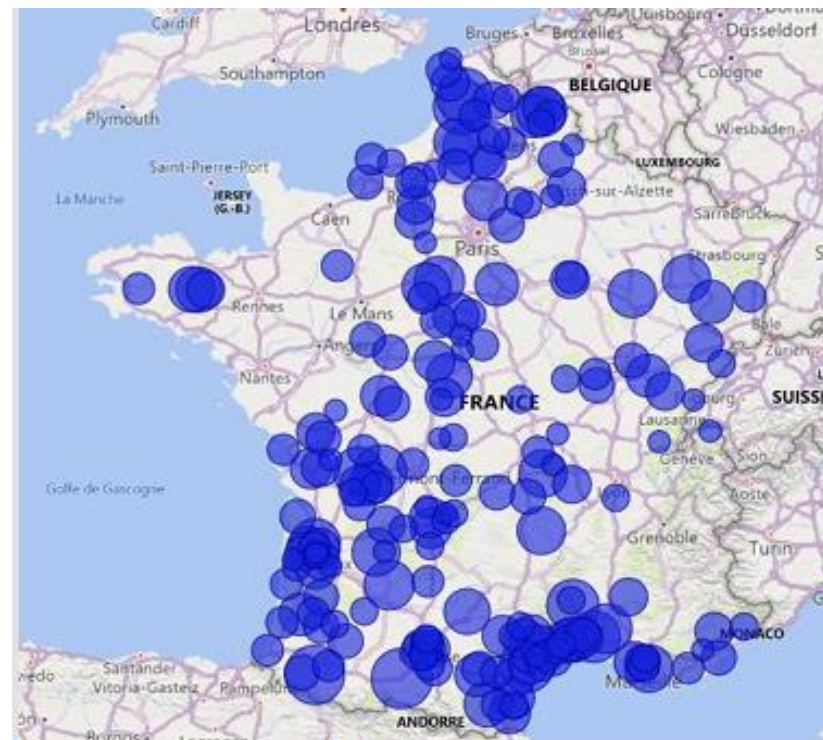
Pour la 1^{ère} vague de 2026:

814 sites concernés :

- 480 validations
- 66 refus pour raisons techniques
- 108 sites ont demandé un délai d'étude supplémentaire

Pour rappel, le changement est considéré accepté en l'absence de réponse

Localisation des producteurs de la vague 1 de 2026 :



3 – Réseaux de distribution

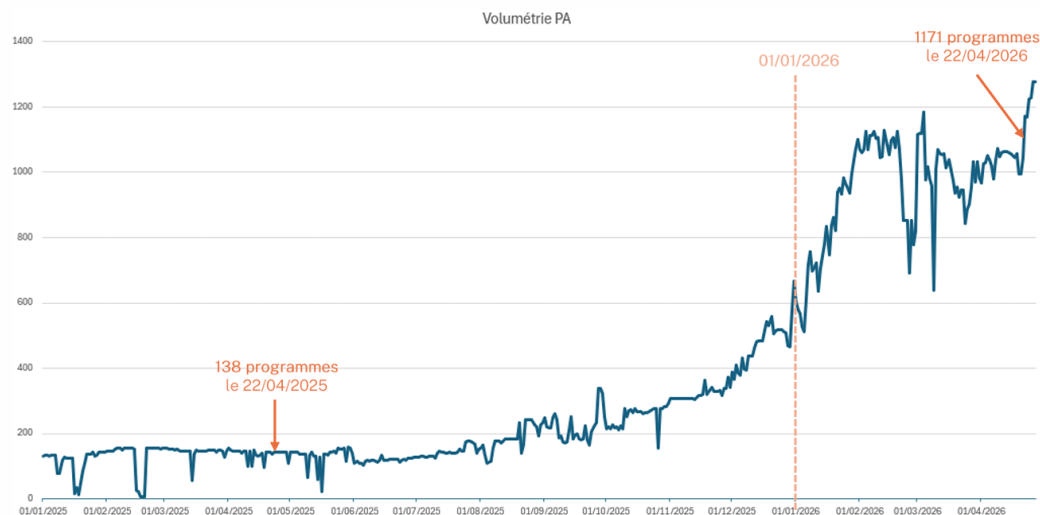
3.8 Programmes d'appel

Enedis a constaté une **forte augmentation des programmes d'appel reçus**, avec 21% des sites soumis à l'obligation (Producteurs >1MW) qui envoient leurs programmes sur dispoRéseau.

Le GRD souhaite continuer les échanges pour augmenter la quantité et la qualité de ces programmes d'appel.

Lors du dernier échange, Enedis a précisé que sur le RPD les limitations réseau ne doivent pas être intégrées au PA.

→ Attendus sur Dispo réseau : chronique de P active injectée au pas 15 min sur les 24h du lendemain, saisie entre J-7 et J-1 16h30 avec des redéclarations possibles en IJ pour H+2, indépendamment des plannings indicatifs des indisponibilités réseau



Finalités	Sites RPD	Sites RPT
Gestion des flux RPD - Enedis	Programme unitaire maille site $\geq 1\text{MW}$	Sans objet
Gestion des flux RPT - RTE Vision prévisionnelle - RTE	Information agrégée par le GRD à la maille transfo à partir de ses prévisions et des programmes unitaires reçus, transmise à RTE	Programmes maille EDP = site sur le RPT
Participation aux marchés d'ajustement et services système fréquence - RTE	Programme maille EDP agrégé, en lien avec l'offre MA/EDA ou SSyf/EDR Pactive + réglage 1aire 2aire	Programmes maille EDP = site sur le RPT, en lien avec l'offre MA/EDA ou SSyf/EDR Pactive + réglage 1aire 2aire

Le GRD souhaite identifier les difficultés résiduelles d'envoi de programmes et également étendre l'obligation d'envoi du PA aux stockeurs.

→ [Consultation en cours](#)

3 – Réseaux de distribution

3.9 Test DEIE et déploiement du eDEIE

L'exploitation aux limites techniques concernent de plus en plus d'ouvrages (zones Naza, raccordement anticipé du PV BT, Reflex).

→ **Enedis souhaite renforcer le taux de fonctionnement de la chaîne DEIE/Scada Producteur et continue ses campagnes de test.**

Tous les DEIE seront testées avant la fin de l'été. A la cible, les tests seront cycliques avec une périodicité de 6 mois.

Pour rappel, 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 peuvent conduire à la suspension du CARD I HTA ou de l'indemnisation des limitations en cas de TVC jugée non conforme.

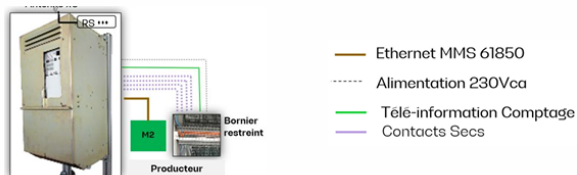
3 – Réseaux de distribution

3.9 Test DEIE et déploiement du eDEIE

Le eDEIE 1^{ère} gén. est désormais le matériel de référence à prévoir d'installer au moment de la convention de raccordement (sous réserve de l'accord du producteur sur sa capacité technique à mettre en œuvre une passerelle M2). Enedis ne prévoit pas de rétrofit.

L'expérimentation pour la 2^{ème} génération de l'eDEIE débutera en fin d'année.

eDEIE M1 1^{ère} génération



Ce qui change avec la 2^{ème} génération

1. Une chaîne de communication simplifiée

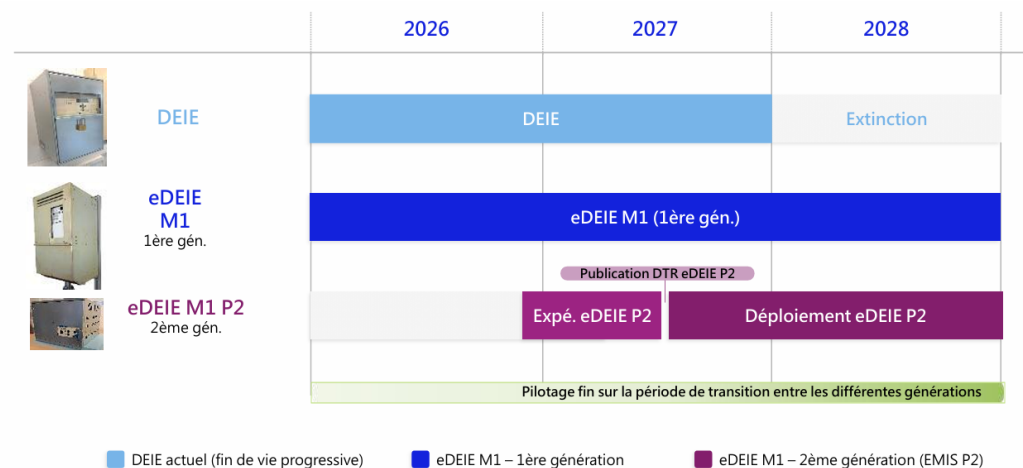
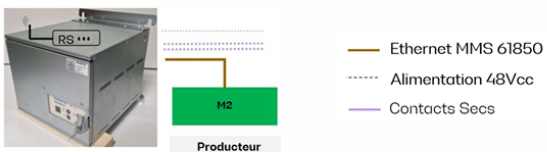
Une **unique liaison Ethernet IP** remplace les multiples flux de la 1^{ère} génération. Tous les échanges entre le M1 et le M2 passent désormais par cette seule liaison.

2. De nouvelles fonctions intégrées

Le eDEIE conserve toutes les fonctionnalités du DEIE et y ajoute :

- Cybersécurité
- Management à distance
- Numérisation des échanges

eDEIE M1 2^{ème} génération (P2)



3 – Réseaux de distribution

3.10 Barème v8 de raccordement

Enedis a mis à jour le barème de facturation version 8 (raccordement des consommateurs et producteurs hors S3REnR) et la note relative au raccordement des EnR.

Plusieurs évolutions techniques (Barème v8) ont été apportées, et formules aux coûts simplifiés (FCS) ont été mises à jour sur la base des coûts observés.

→ Les fédérations ont émis des interrogations sur la hausse de certains coûts dans les formules de coûts simplifiés notamment pour les postes HTA/BT.

Enedis a justifié l'augmentation par les tensions sur l'approvisionnement et les prix des matières premières essentielles, ainsi que par le durcissement des exigences sur la réduction des pertes électriques découlant de la directive européenne Ecodesign.

3 – Réseaux de distribution

3.11 Concertations à venir :

- S3REnR - déclinaison du décret APER dans la DTR : en parallèle des GT RTE
- Indemnisation du stockage : Prochain atelier GT le 29 juin
- Normes EN 50549 : concertation prévue au deuxième semestre 2026

Questions / Réponses

Merci de votre attention !

Réunion du GT Flexibilités, Stockage et Marchés le 16 juin 14-16h

Armand de Saint Martin

Chargé de mission - Réseaux, Stockage et Flexibilité

Armand.desaintmartin@enerplan.asso.fr

06 15 65 12 02

Annexes

2.2 Refonte du raccordement

Jalonnement des PTF



- Contractualisation de 3 points d'arrêts permettant de démarrer les différentes phases d'études
 - Maintien en file d'attente : plutôt que de présenter chaque année un justificatif d'avancement, le client devra être au rendez-vous de chaque PAR avec les documents nécessaires pour démarrer la phase associée.
 - Décalages de planning à l'initiative du client : limité à 2x6 mois, et conditionné au paiement d'un acompte proportionné pour démontrer la détermination du client.
 - Suspension possible en cas de recours, pour décaler l'envoi de la Conv. Racc., limitée à 18 mois max.
 - Plus de déplacement du point de raccordement à compter du PAR 1, et plus d'augmentation de puissance à compter du PAR 2.
- Objectifs : inciter à la maturité des projets dès la demande de PTF, et engager le client dans le respect du planning de raccordement pour éviter des projets qui dérivent en gardant leur place en file d'attente.

Évolution de la proposition :

- Plus de déplacement du point de raccordement à compter du PAR 2, et
- À compter du PAR 1, plus de déplacement du(des) point(s) d'entrée des liaisons RTE sur le site client.

- Entre PAR 1 et PAR 2, le client peut déplacer le point de raccordement à l'intérieur de son site (moyennant étude complémentaire et possible impact délai).
- Dès l'acceptation de la PTF, RTE échange avec l'externe pour converger sur ses fuseaux. Pour cela, RTE identifie une entrée sur le site Client. Si cette entrée est modifiée, il faut reprendre une partie des échanges avec l'externe pour les tracés.

Évolution de la proposition :

- 20 mois max

- Délai moyen de jugement en 1^{re} instance + appel (hors dispositif d'accélération)

Annexes

2.2 Refonte du raccordement

Jalonnement des PTF : rappel des points d'arrêt proposés

PAR 1 : début des « études techniques sommaires »

Ce PAR permet à RTE de démarrer, sur la base notamment des documents fournis par le client :

- la concertation préalable (circulaire Ferracci, participation « amont » du public, Evaluation Environnementale, ...);
- l'étude des tracés, des passages en sous-œuvre et du dimensionnement des liaisons ainsi que d'implantation de poste en vue de la validation du DPAE, du FMI et de l'EMI;
- le lancement des marchés études LA, LS, postes, BT et télécom.

Date du PAR 1 : 3 mois après l'acceptation de la PTF

Documents attendus du client :

- Présentation du projet à la DREAL par le client
- Autorisation de la part du client de sortir à l'externe pour les études techniques et la concertation
- Confirmation du point de raccordement définitif*
- Plan de masse envisagé de l'ensemble du site client*
- Plan prévisionnel de l'emplacement du bâtiment BT RTE sur le site client et du cheminement prévisionnels des Fibres Optiques et des cheminements BT*
- Technologie de poste client (aérien ou PSEM)**
- Si raccordement sur un poste existant : caractéristiques techniques des charpentes boîte à câble, positionnement du portique d'ancrage sur site client (en cas de liaisons aériennes)
- Schéma unifilaire HTB*
- Planning prévisionnel mis à jour de la phase administrative (procédures auxquelles est soumise l'installation du client)

Les éléments avec * pourront être modifiés jusqu'au PAR 2. Les éléments avec ** pourront être modifiés jusqu'au PAR 2 ou jusqu'à la signature de la LAED si elle arrive avant.

À compter du PAR 1, la localisation du(des) point(s) d'entrée des liaisons RTE sur le site client est considérée comme définitive. Toute demande de modification de ce(s) point(s) entrainera la sortie de FA du projet et le redémarrage du processus de raccordement.

9

Annexes

2.2 Refonte du raccordement

Jalonnement des PTF : rappel des points d'arrêt proposés

PAR 2 : début des « études détaillées »

Ce PAR permet à RTE de :

- finaliser les dossiers d'autorisations nécessaires et de les adresser aux administrations concernées ;
- conventionner à l'amiable et/ou mettre en servitudes et/ou exproprier ;
- acheter le terrain nécessaire à la construction ou l'extension du poste ;
- finaliser la phase achats (constitution des dossiers achat de fourniture et de consultations des entreprises travaux ; négociation avec les fournisseurs).

Date du PAR 2 : Entre 12 et 24 mois après l'acceptation de la PTF, en fonction des cas (dépend de la nature des études à réaliser). Date fixée dans la PTF.

Documents attendus du client :

- Transmission à RTE du résultat de l'Etude d'Impact conjointe finalisée portée par le client
- Confirmation par le client de la maîtrise définitive du foncier (achat ou bail y-compris sous conditions suspensives) dans le cas où le poste RTE se situe sur une emprise foncière du client
- Attestation de dépôt de ses demandes d'autorisations par le client
- Plan de masse définitif de l'ensemble du site client
- Si PSEM client : plan de masse du PSEM et positionnement des arrivées lignes RTE dans le PSEM ; principe d'étanchéification des pénétrations de câbles RTE dans la paroi du sous-sol du bâtiment client
- Si arrivée RTE en LS : état du sous-sol du poste client où devront cheminer les LS RTE
- Schéma unifilaire HTB définitif
- Plan d'implantation définitif de la salle BT RTE et cheminement définitif de la Fibre Optique RTE sur le site client

Au-delà du PAR 2, le client ne pourra plus demander une étude complémentaire pour augmenter la puissance de raccordement, ni déplacer le point de raccordement.

Annexes

2.2 Refonte du raccordement

Jalonnement des PTF : rappel des points d'arrêt proposés

PAR 3 : finalisation de la convention de raccordement

Ce PAR permet à RTE de finaliser la rédaction de la Conv. Racc.

Il contractualise les éléments déjà présents dans la procédure de raccordement actuelle.

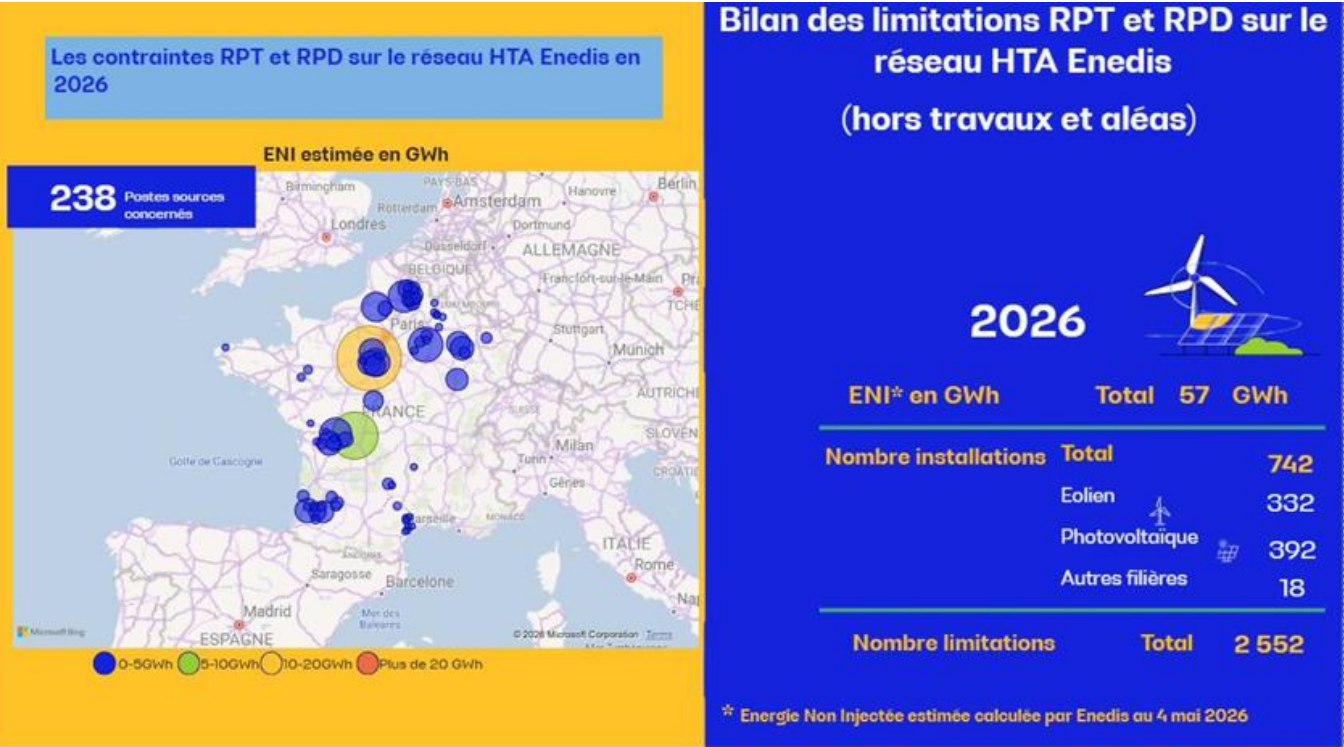
Délai : 3 mois avant l'envoi de la Conv. Racc.

Documents attendus du client :

- Obtention des autorisations administratives (Autorisations Environnementales et Permis de Construire) lorsqu'elles présentent un caractère obligatoire pour le projet
- Justificatif de puissance pour les installations de consommation

Annexes

3.4 Bilan des limitations



Bilan au 04/05 des limitations Dimensionnement Optimal (DO) origine RPD et RPT

Limitations en attente de calcul de l'ENI	Nb de limitations	ENI (MWh)
DO RPD	70	--
DO RPT	1276	--

Limitations en attente de réponse du producteur	Nb de limitations	ENI (MWh)
DO RPD	343	298
DO RPT	535 * * dont 187 sans subvention	41 531 * * Dont 8 442 MWh sans subvention

Limitations indemnisées ou en cours d'indemnisation	Nb de limitations	ENI (MWh)
DO RPD	6	916
DO RPT	109	6 263