Le réseau de transport d'électricité

CURTE
Commission d'Accès au Réseau

18 JUIN 2026

Copyright RTE – 2025. 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)

CAR du 18/06/26
Ordre du jour

1 **Evolutions de spécifications techniques**

2 **Bilan ENE 2025**

3 **Refonte du raccordement**

4 **Agenda des concertations de la CAR**
Point à mi année, projection

CAR du 18/06/26



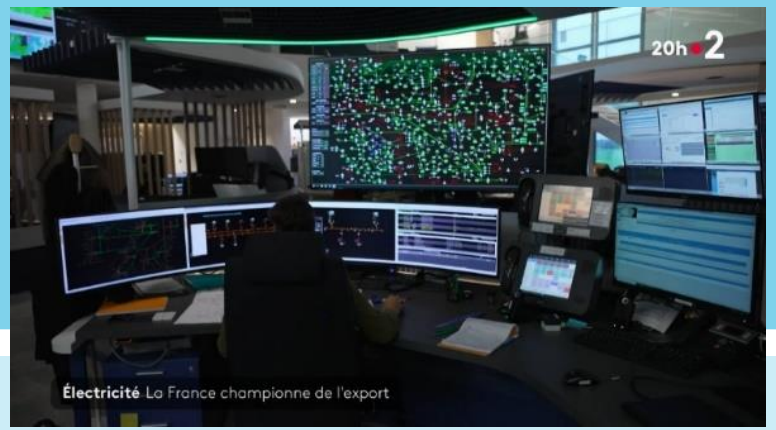
Evolutions de spécifications techniques

Le réseau
de transport
d'électricité

L'exploitation du système électrique est en pleine transformation









L’exploitation du système électrique, une mission essentielle de RTE

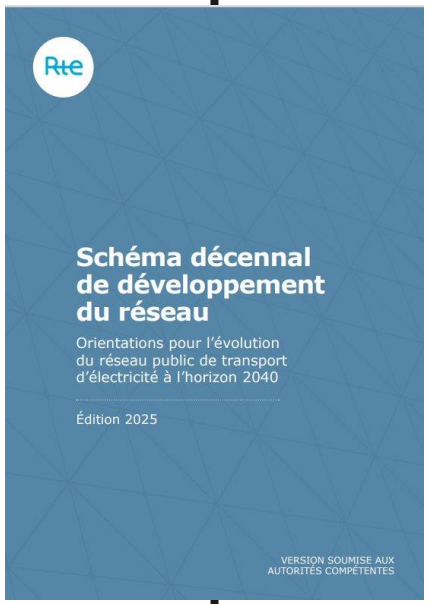
Au titre de ses missions de service public, RTE :

Eclaire les débats et la décision publique par la réalisation d’études prospectives et thématiques à divers horizons.



Transformation du paysage énergétique

Optimise et opère la transition énergétique en développant et entretenant l’infrastructure du réseau de transport d’électricité à haute et très haute tension.



Transformation de l’infrastructure

Optimise et opère la transition énergétique en exploitant le système électrique et en assurant la sécurité d’approvisionnement en électricité à chaque instant.

3 composantes :

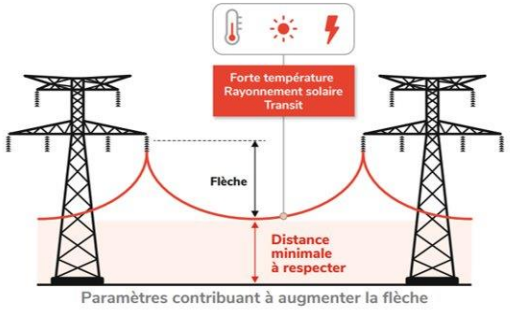
1. **Maitriser à chaque instant les 3 grandeurs électriques** (fréquence, tension, intensité) et la stabilité du système électrique.
2. **Limiter et maitriser les conséquences en cas de dégradation sévère du réseau** et assurer la reconstitution du réseau en cas de black-out total ou partiel.
3. **Anticiper et préparer les différentes situations d’exploitation.**

Transformation de l’exploitation

Fréquence, intensité, tension, stabilité : maîtriser les grandeurs fondamentales

- **La fréquence** (f), reflet de l'équilibre entre la production et la consommation, doit être constamment maintenue dans une plage étroite autour de 50 Hz afin de garantir le bon fonctionnement de l'ensemble des appareils connectés au réseau .

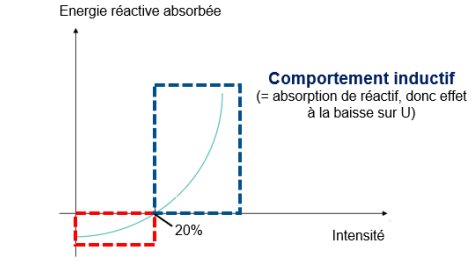
- **L'intensité** (I) est la grandeur associée à la circulation du courant électrique (flux d'électrons) dans une ligne. Le passage des électrons se traduit par un réchauffement du conducteur (effet joule), et par sa dilation. Pour chaque ligne électrique aérienne, une valeur maximale d'intensité doit donc être respectée pour garantir le respect de conditions de sécurité pour les biens et personnes.



Paramètres contribuant à augmenter la flèche

- **La tension** (U), qui agit comme une force motrice pour les électrons, doit demeurer dans une certaine plage pour préserver les matériels du réseau de transport d'électricité et permettre le bon fonctionnement du système électrique. Elle varie sous l'effet de différents facteurs comme :
  - la présence de câbles souterrains (qui ont pour effet d'augmenter la tension) ;
  - le taux de charge des lignes aériennes (peu chargée, une ligne électrique augmente la tension mais plus elle transite de courant électrique, plus elle diminue la tension). Ce taux de charge dépend lui-même de l'évolution des équipements (domestiques et industriels) et du rapport entre la production et la consommation locale ;
  - la capacité des générateurs électriques à contribuer au réglage de la tension.

Illustration du comportement capacitif / inductif d'une ligne aérienne selon l'intensité qui y transite



- **La stabilité** désigne la propriété qui permet au réseau de rester dans un état d'équilibre dans des conditions normales d'exploitation et de regagner un état d'équilibre acceptable à la suite d'une perturbation. Il s'agit d'une condition préalable fondamentale à la sûreté du système électrique, qui se décompose en plusieurs stabilités (tension, fréquence, angles rotoriques au sujet de la synchronisation d'un groupe avec le réseau etc.).

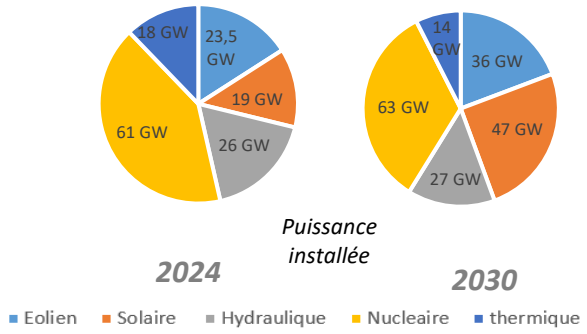
Les évolutions du contexte rendent nécessaire une transformation de l'exploitation du système électrique

Evolution du mix français et européen

Passage d'un système centralisé avec machines synchrones à un système de production diffuse avec des groupes EnR à forte variabilité raccordés au réseau via de l'électronique de puissance

100% de la **production EnR** (solaire et éolien) et du **stockage** est raccordée via de **l'électronique de puissance**

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

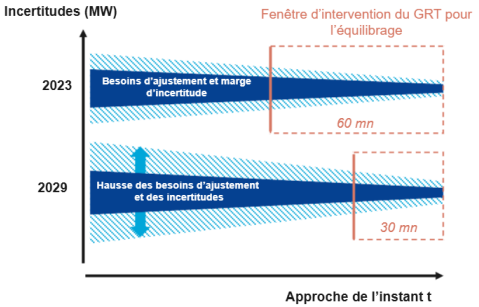


Evolution projetée du mix de production

Evolution de la réglementation européenne

La réduction de la fenêtre d'action des GRT de 2h à 45 mn : **une diminution de 30-40% de l'énergie d'équilibrage utilisable par RTE** pour réaliser l'équilibre offre-demande en temps réel.

Cette énergie devra être mobilisée en amont par les responsables d'équilibre



Effet-ciseau besoins d'ajustement / fenêtre d'intervention

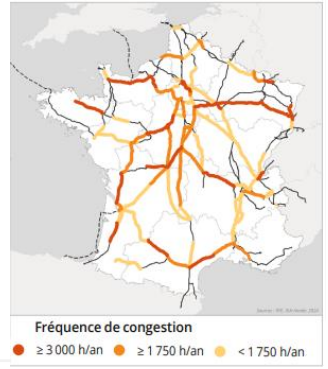
Des actions à engager pour une mobilisation accrue des acteurs et une meilleure prévisibilité.

Un dimensionnement qui influe sur l'exploitation

Le SDDR opte pour une optimisation technico-économique entre développement de réseau et volumes de redispatching / coûts de congestion

x4 sur les besoins de redispatching d'ici 2030 : passage de **2 à 8 TWh/an.**

8 Md€ de gain pour la collectivité (7 Md€ avec le développement optimal + 1 Md€ en renforçant plutôt qu'en construisant de nouveaux ouvrages) → RTE doit pour cela pouvoir **intervenir sur le réseau existant en opération**



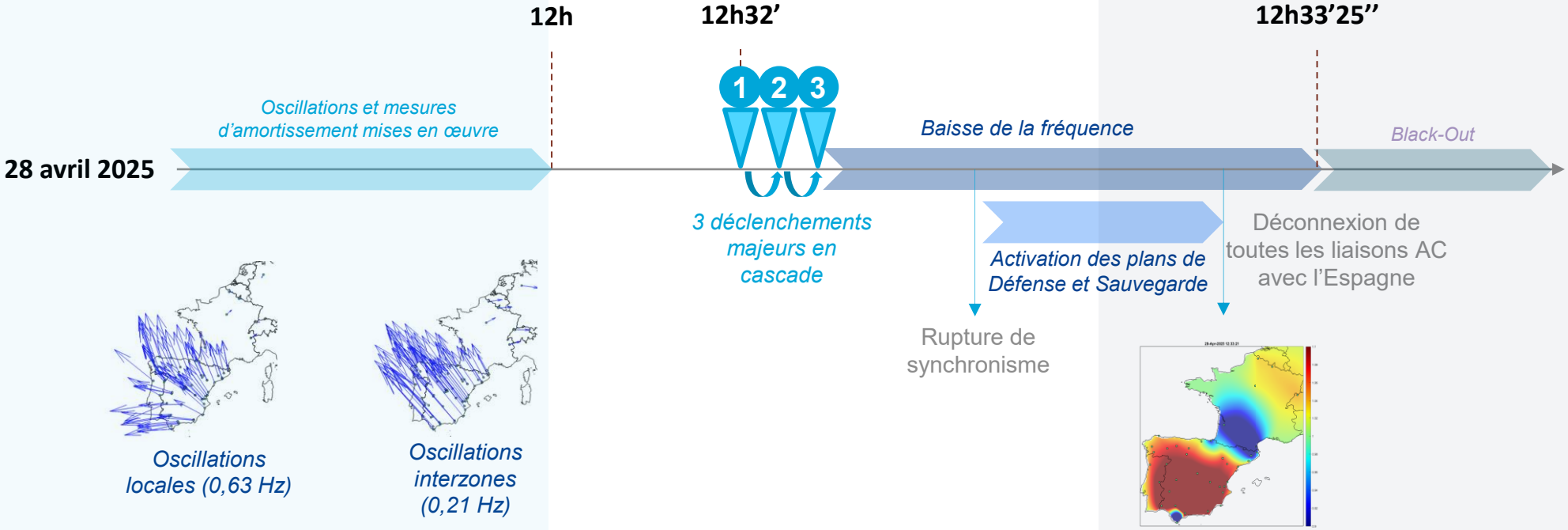
Congestions sur le réseau actuel en 2040 (sans renforcement)

Ces changements mettent en lumière **le besoin d'adapter les modalités d'exploitation du système électrique.**

Cela concerne :

- les obligations faites aux acteurs du système électrique de participer aux mécanismes opérés par RTE pour exploiter le système électrique ;
- la coordination entre RTE et les acteurs du système électrique, dont les GRD (temporalité des échanges d'informations, renforcement des engagements mutuels) ;
- les outils et processus opérationnels internes à RTE.

De nouveaux phénomènes doivent être maîtrisés : le blackout ibérique du 28/04/25 illustre le phénomène de cascade de tensions hautes



Des mesures pour amortir les oscillations

- Passage de la HVDC France-Espagne en mode “puissance fixe” (sortie de l'émulation AC)
- Réduction des échanges Espagne vers France via du Countertrading
- En Espagne, RE a procédé à la remise en service de lignes, déconnexion de selfs
- **Elévation globale du plan de tension en Espagne**

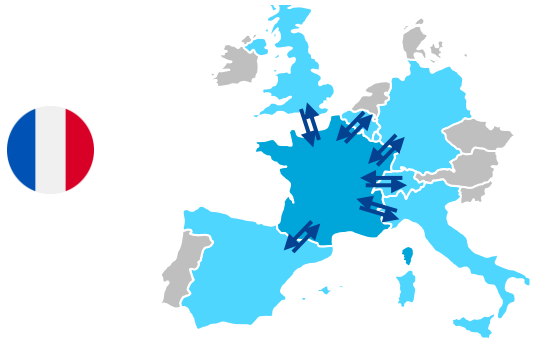
1 **355MW :** Déclenchement du transformateur de Grenade lié aux surtensions au sein du réseau privé

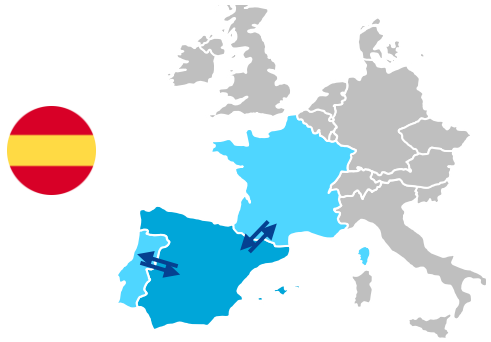
2 3 **930MW puis 725MW** : Déclenchements dus au réglage non conforme des protections de certains groupes de production

- Les **plans de défense et de sauvegarde** (délestage fréquence-métrique) ont **été activés** en Espagne et au Portugal mais n’ont **pas permis d’éviter le blackout** - les tensions ont continué à augmenter et la production à se déconnecter.

La situation ibérique peut-elle se produire en France ?

La France est moins exposée et mieux protégée aux phénomènes d'instabilité de tension grâce à des règles et des conditions d'exploitation plus exigeantes





Limite haute des tensions d'exploitation	**420 kV**	**435 kV**
	➢ Plus de marge de sécurité, plus de temps pour réagir	
Contribution des producteurs au réglage de la tension	**Obligatoire pour tous les producteurs raccordés au RPT (y compris ENR)**	**ENR non-contributrices au moment du Black Out**
	➢ Plus de moyens disponibles pour participer au réglage de la tension	
Pourcentage de dispositifs de réglage de tension gérés par automates	**50%**	**0%**
	➢ Plus de moyens automatiques qui permettent de réagir plus rapidement	
Performance de réglage	**Contrôlé en temps réel avec pénalisation si non respect des exigences** **Réglage des protections contrôlé en amont de la mise en service puis de manière décennale**	**Ecarts entre la fourniture réelle et l'attendu en puissance réactive** **Groupes qui déclenchent en dessous du seuil de protection**
	➢ Une meilleure vision du réglage de tension et de l'efficacité de ce dernier	

Les épisodes de tensions hautes sont de plus en plus fréquents et principalement concentrés sur le printemps

La fréquence de dépassement des seuils de tension haute est un indicateur de cette évolution :

Indicateurs	Unité	2021	2022	2023	2024	2025
Taux de disponibilité de la plateforme portail services de RTE	%	98,7%	96,8%	96,9%	99,7%	99,6%
Qualité des prévisions de consommation et de production renouvelable en entrée de la fenêtre opérationnelle	%	-	-	-	-	78%
Durée moyenne de dépassement de la tension maximale en HTB3	mn/poste	23	44	47	59	29
Durée moyenne de dépassement de la tension maximale en HTB2	mn/poste	722	842	2 568	1 864	1 851
Durée moyenne de dépassement de la tension maximale en HTB1	mn/poste	-	-	-	-	814

- Une **problématique croissante** avec un pic en 2023
- Pic important au printemps, période historique de risque vis-à-vis des tensions hautes

Des actions déjà mises en œuvre ont permis d'augmenter les leviers permettant de limiter les épisodes de tensions hautes

Plusieurs actions concrètes ont d'ores et déjà été engagées dès 2023 afin de limiter l'augmentation des niveaux de tension en régime normal ou en en cas d'incidents (pour mémoire, le système électrique est historiquement plutôt confronté à des épisodes de tension basse) :

- **Intégration d'une évolution du plan de tension dans le SDDR (classée parmi le socle d'investissement et repris comme tel dans la délibération de la CRE),** avec notamment un déploiement de selfs à un rythme moyen de 1 GVAr/an jusqu'en 2030.

- **Maîtrise des flux de puissance réactive à l'interface entre réseaux de transport et de distribution** via la modification des capacités d'absorption des productions raccordés en HTA et une amélioration des incitations tarifaires.

- **Adaptation des règles de rémunération des services système tension et résorption progressive des écarts** pour les installations renouvelables raccordées au RPT permettant de renforcer l'efficacité de ce service.

- **Expérimentation avec 3 parcs éoliens de réglage en compensation statique de la tension et discussion en cours avec un parc PV**

La DGEC a lancé un groupe de travail associant les gestionnaires de réseau et les représentants des producteurs

➢ **Plénière du 8 avril 2026 centrée sur les tensions hautes**

Rédaction d'une feuille de route conjointe DGEC et gestionnaires de réseau visant à donner de la visibilité à la filière, notamment la filière renouvelable, sur les principales évolutions à venir et les attentes quant à leur participation à la gestion de la tension – Objectif : été 2026

➢ **Les évolutions souhaitables concernent l'ensemble des acteurs du système électrique, et doivent répondre à plusieurs finalités :**

- Eviter les arrêts/démarrages brutaux et limiter les déviations de fréquence ou de tension lors des épisodes de prix spot négatifs [Production EnR]
- Exploiter la capacité de fonctionnement en compensation statique des entités EnR [Production EnR]
- Faire participer les stockeurs au réglage de la tension [Stockage]
- Bénéficier des capacités de grid forming pour contribuer à la stabilité du réseau [Production EnR, Stockage]
- Prendre en compte le comportement des grands consommateurs type data centers, en définissant les besoins et obligations en termes de tenue en tension et de participation au réglage de la tension [Consommateurs HTB]

➢ **RTE propose de concerter sur ces nouveaux besoins techniques en septembre/octobre 2026, en s'inscrivant dans les travaux pilotés par la DGEC, et en coordination avec les GRD**



Place aux questions

2

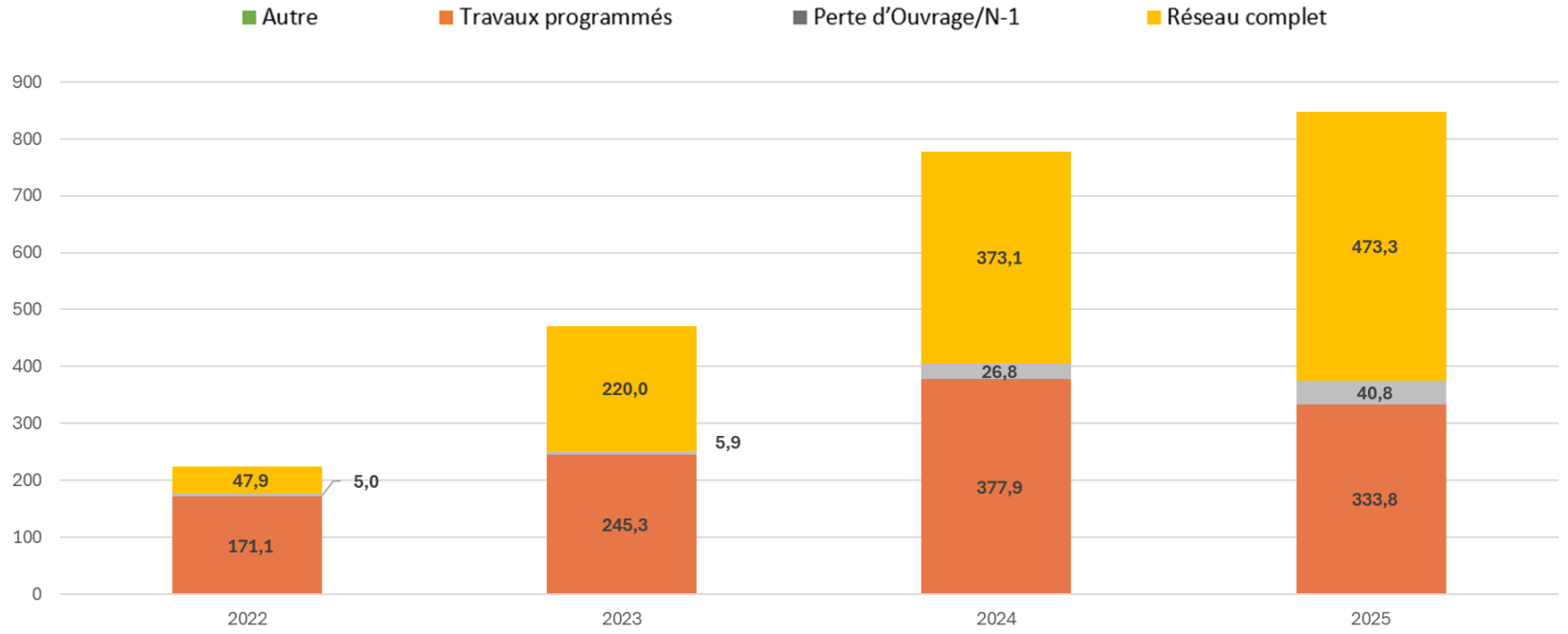
Bilan Energie Non Evacuée 2025

Bilan ENE 2025

SOMME DES ENE, DIFFÉRENTIÉE PAR MOTIF

ENE TOTALE estimée sur le périmètre HTA + HTB **(en GWh)**

Le graphique ci-dessous présente **l'estimation du volume d'ENE Total HTA et HTB** en l'état des calculs réalisés à ce jour. La décomposition entre HTA et HTB est disponible dans les pages suivantes.

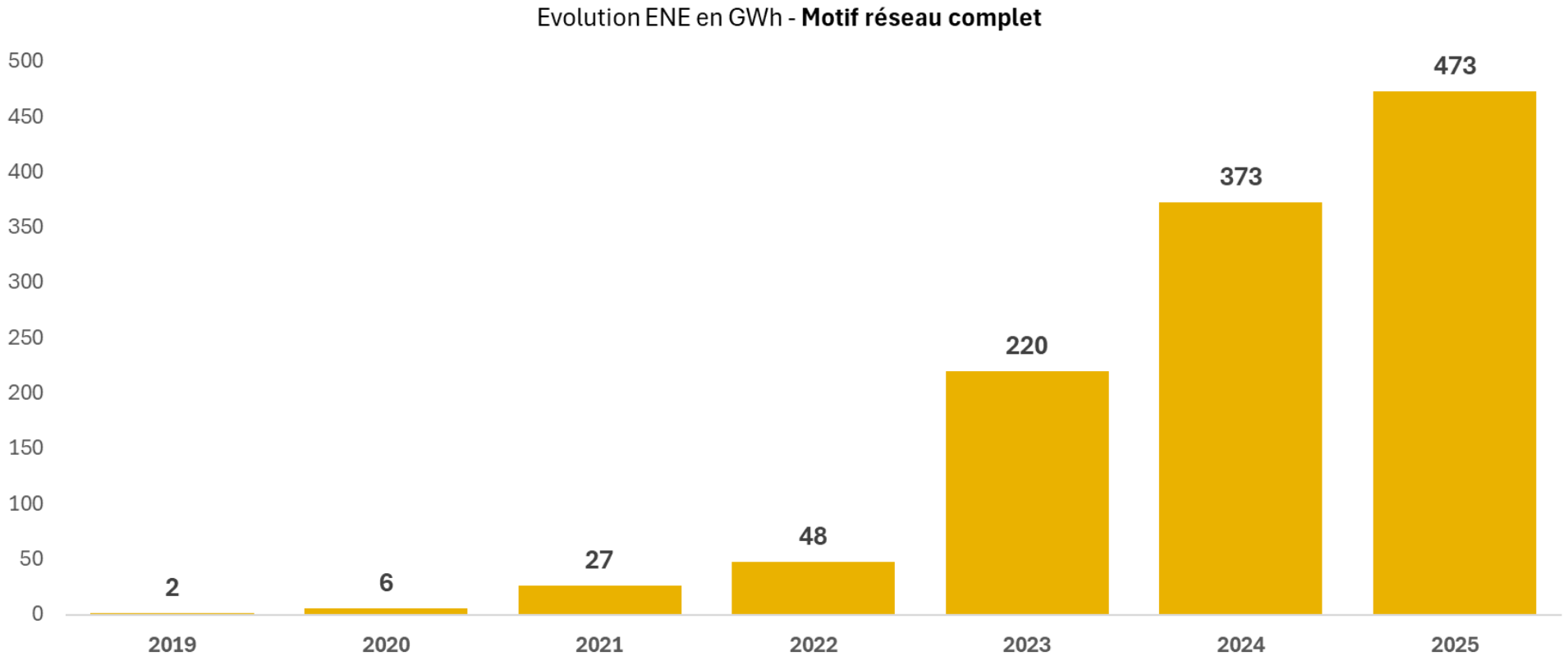


Source données *: Données ENE enregistrées dans LDI pour toutes les limitations au 30/04/2026 - Agrégation des données des deux pages suivantes*

LDI *: Limitation des Injections – outil / base de données utilisée pour l'inventaire des limitations*

Bilan ENE 2025

ENE À MOTIF « RÉSEAU COMPLET »



GWh	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
TOTAL ENE	1,8	6,2	27	48	220	371	473
TOTAL prod EnR *(*)*	45 800	52 400	51 100	57 500	71 400	67 700	76 800
%	**0,004%**	**0,01%**	**0,05%**	**0,08%**	**0,31%**	**0,55%**	**0,62%**

Bilan ENE 2025

ELÉMENTS MACRO ET CAUSES STRUCTURELLES



+5,9 GW
24,5 GW → 30,4 GW



+0,9 GW
22,6 GW → 23,9 GW

+15% en puissance

+13% en énergie

+ 27% sur l'ENE
(à réseau complet)

(76 800 GWh en 2025,
67 700 GWh en 2024)

Des éléments favorables à la baisse locale du niveau d'ENE

- L'ajout de NAZA, permet de limiter l'ENE (grâce aux actions TVC et de reprise automatique)
- Les épisodes de PSN réduisent les sollicitations des automates
- 3,3 Mds d'euros d'investissements sur le réseau de transport

Des éléments défavorables aux niveaux locaux d'ENE

- Le développement d'EnR et contraintes supplémentaires dans des zones hors zones d'opportunités NAZA. RTE ne freine pas le développement, que la zone soit contrainte ou non. Les limitations dans ces zones existent pour autant, et sont moins affinées (manuelles, saisonnières, etc…)

***TVC** : TéléValeur de Consigne, dans la zone NAZA considérée. La TVC est un asservissement continu de la limitation des ENR et permet une gestion fine des limitations, au plus près des contraintes réseau*

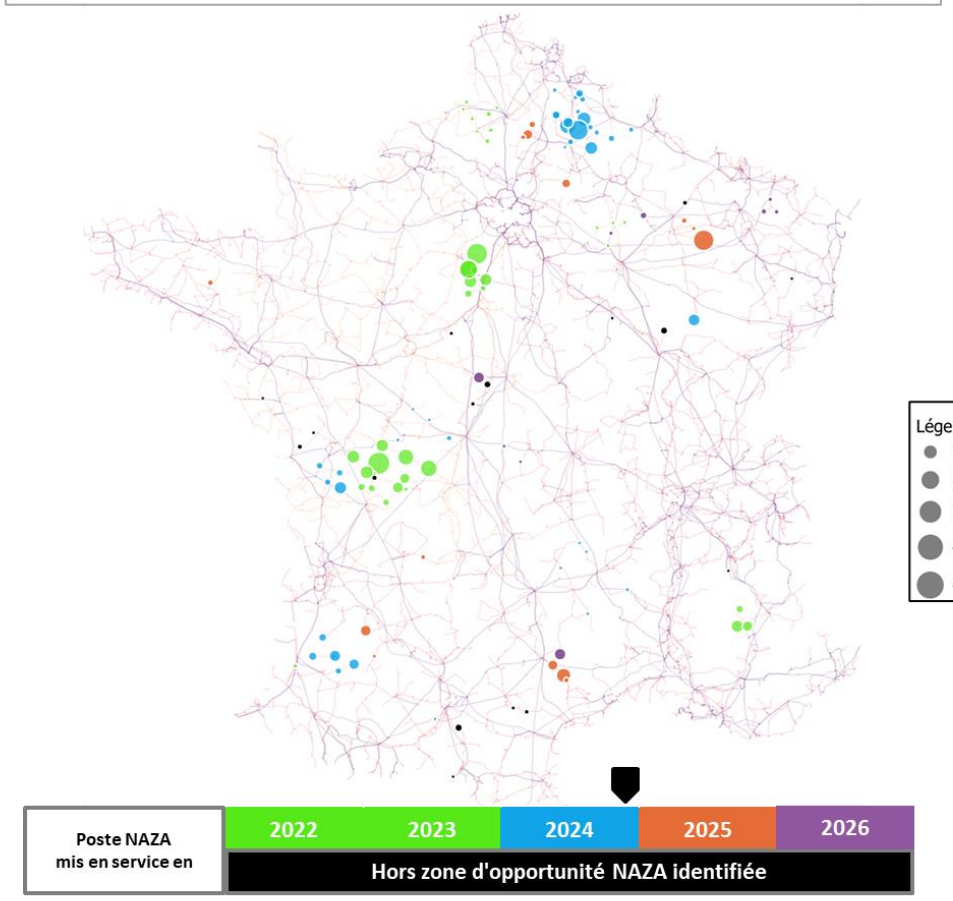
***PSN** : Prix Spot Négatif, conduisant à des arrêts / démarrages de sites ENR en CR et en OA*

Bilan ENE 2025

EVOLUTION 2024 / 2025

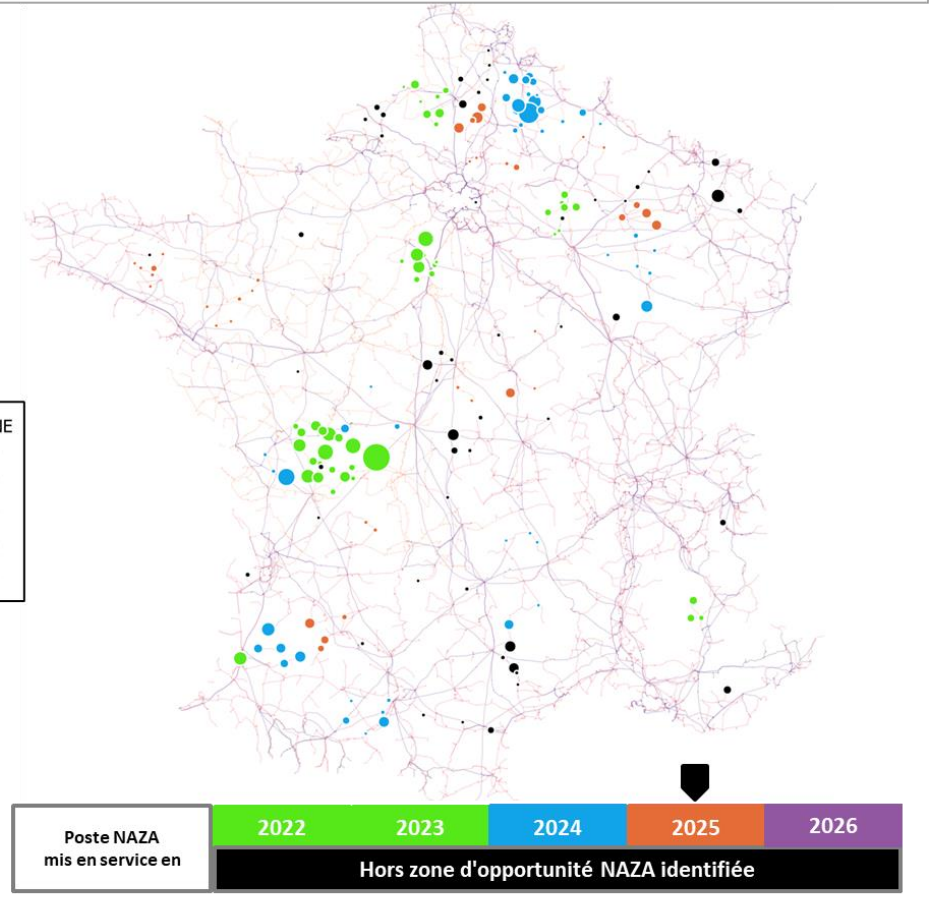
DEPLOIEMENT NAZA – ENE 2024 ET 2025

Carte de **l'ENE 2024** par postes électriques à réseau complet (en MWh)



NB : Les cartes sont établies avec l'ENE estimée sur la base des limitations détaillées RTE et ENEDIS Valeur KppV lorsqu'elle est disponible – Estimation modèle sinon.

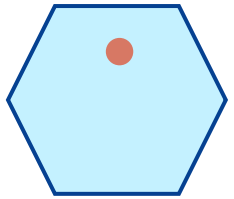
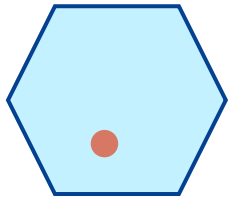
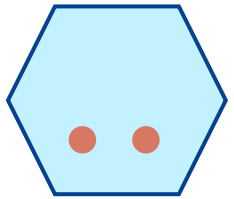
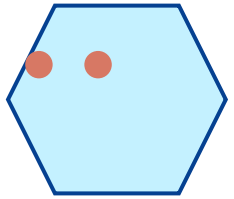
Carte de **l'ENE 2025** par postes électriques à réseau complet (en MWh)

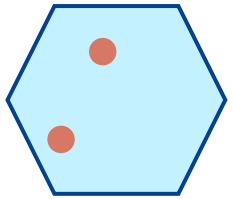
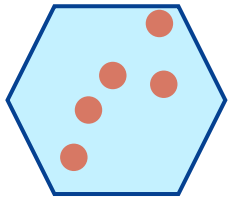


***Source données 2026** : ENE estimée sur les limitations RTE et ENEDIS tracées dans LDI jusqu'au 30/04/2026*

Bilan ENE 2025

ELÉMENTS MICRO ET CAUSES CONJONCTURELLES / STRUCTURELLES

Zone concernée, sur une représentation symbolique de la France	*Commentaire d'évolution*
	Écrêtements « élevés » (profondeur) et en hausse (énergie) du fait de limitations manuelles saisonnières (Picardie)
	Augmentation des volumes activés par rapport à 2024 (Garonne)
	Écrêtements plus élevés en 2025 du fait de contraintes saisonnières et des températures élevées, avec un impact sur les capacités de transits des ouvrages aériens (Garonne, Occitanie)
	Augmentation des durées de limitation (Beauce, Bretagne)

Zone concernée, sur une représentation symbolique de la France	*Commentaire d'évolution*
	Des activations et désactivations de leviers TVC
	Forte augmentation du volume de TVC en service

Pause de 15 minutes





Refonte du raccordement

Besoin d’assainir les files

UN ÉCART CROISSANT ENTRE CONTRATS ET RÉALITÉ PHYSIQUE

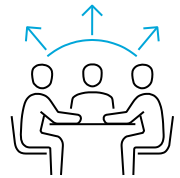
Les nombreux abandons, modifications et suspensions de PTF démontrent une faible maturité des projets, qui conduit à la saturation contractuelle du réseau

- La saturation actuelle provient surtout de contraintes contractuelles, non de limites physiques du réseau.
- Des offres avec coûts, délais et limitations excessifs ne répondent plus aux modèles économiques des porteurs de projets.
- L’accaparement de capacité bloque des projets plus matures.
- Les files d’attente actuelles reflètent mal la maturité des projets et dégradent la planification.
- Assainir les files est un prérequis pour valoriser les projets les plus avancés et optimiser le réseau.

Constat	Impact sur les projets	Impact système à terme
Saturation contractuelle sans saturation physique	Offres parfois plus chère et moins intéressantes techniquement (limitations)	Capacité réseau désoptimisée
Accaparement de capacité par projets peu mûrs	Blocage de projets plus crédibles	Allocation inefficiente des ressources étude/raccordement RTE
Limitations et délais liés à la file	Modèles économiques fragilisés	Signal de raccordement brouillé
Files d’attente non assainies	**Visibilité réduite pour les acteurs**	**Désoptimisation**

Résultats de la consultation 2026

UNE CONSULTATION LARGE ET STRUCTURANTE



Plus de soixante-dix acteurs ont répondu.

Diagnostic partagé de désoptimisation générale et appel à assainir les files d'attente via une refonte du cadre de raccordement.

Les réponses à la consultation convergent vers la nécessité de **valoriser les projets les plus matures** et de **limiter l'accaparement de capacité** par des projets peu avancés.

Les acteurs demandent cependant **d'éviter toute course à la capacité** et souhaitent que la **priorisation** repose sur des jalons concrets, mettant toutes les filières à égalité et juridiquement robustes plutôt que sur des critères purement financiers.

- Un besoin **d'assainissement des files d'attente** est reconnu par l'ensemble des filières consultées.
- Un consensus se dégage pour refondre le cadre de raccordement autour de la **maturité des projets**.
- Une inquiétude forte porte sur le **risque de course à la capacité** entre acteurs avec des processus différents
- Les acteurs refusent un dispositif créant de l'incertitude sur la date réelle d'accès à la pleine capacité.
- Ils demandent un dispositif fondé sur des **jalons concrets, adaptés et juridiquement sécurisés**.

Options initiales envisagées

DES SCÉNARIOS POSSIBLES MAIS TROP BRUTAUX

Plusieurs modes de réallocation de capacité ont été étudiés, dont un moratoire inspiré du Royaume-Uni et une application très abrupte du principe « premier prêt / premier servi ».

- Un moratoire à l'anglaise aurait permis de réallouer la capacité en fonction de la maturité des projets déjà en portefeuille après un examen au cas par cas rigoureux.
- Une mise en œuvre abrupte du « premier prêt / premier servi » au moyen de deux contrats successifs pour cadencer l'accès à la capacité. Dans ce schéma, la date d'accès à la capacité n'était plus garantie qu'après un jalon de développement très avancé prédéfini. Cela conduisait tous les acteurs à être dans une course de vitesse entre eux alors que les modèles de développement diffèrent d'une filière à l'autre.
- Ces approches ont été considérées comme trop brutales par les acteurs; au regard de leurs attentes en matière de prévisibilité et de stabilité du cadre de raccordement.
- Bien que cela aurait permis à RTE d'avoir un effet rapide et clair sur la FA, une autre option a été envisagée pour permettre, à terme, d'assainir la FA.

Pour ne pas complètement vider la réforme de son intérêt, il est alors indispensable de garder des critères permettant de faire bénéficier aux projets les plus matures d'offres de raccordement les plus pertinentes possibles avec un accès à la capacité optimisé.

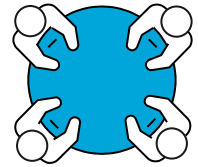
Principe « premier à l'heure / premier servi »

UN ENGAGEMENT FERME DE RTE EN ÉCHANGE DE JALONS CONTRAIGNANTS

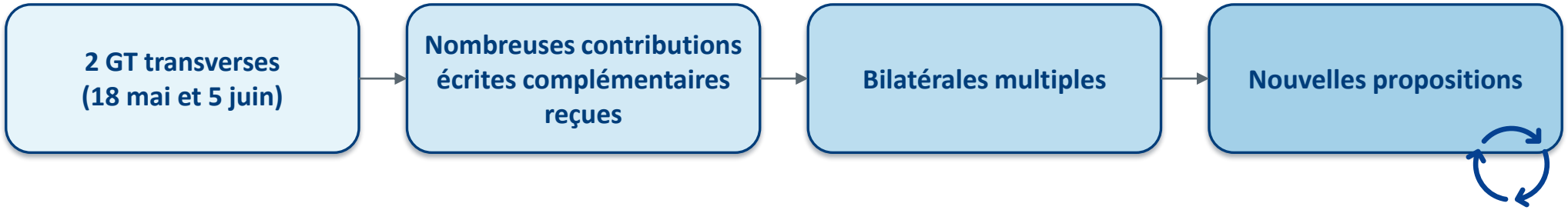
- Engagement clair et anticipable de RTE sur coût, consistance, délai et puissance **dès la signature de la PTF**.
- Cadre stabilisé permettant de sécuriser les financements et de piloter le projet sans dépendre des voisins.
- Respect obligatoire de jalons contraignants, avec délais encadrés et non extensibles par défaut.
- Réciprocité des engagements : priorité donnée aux projets réellement à l'heure et effectivement mobilisés.

Le principe « premier à l'heure / premier servi » garantit aux porteurs de projet un cadre sécurisé de coût, consistance, délai et puissance.
En contrepartie, le respect de points d'arrêt impératifs limite les dérives calendaires et assainit la file.

Processus de concertation avec les acteurs



UNE COCONSTRUCTION CONTINUE COMBINANT RÉUNIONS COLLECTIVES, CONTRIBUTIONS ÉCRITES ET ÉCHANGES BILATÉRAUX CIBLÉS.



Mesures complémentaires proposées

Renforcement des conditions d'acceptation de la PTF afin de garantir que les projets qui entrent en file d'attente sont effectivement matures

- Les éléments aujourd'hui demandés au PAR 1 (T0 + 3 mois) seraient exigés au moment de l'acceptation de la PTF
- Versement de 50% des coûts d'étude dès signature pour entrer en FA (coût proportionné à la taille du projet)
- en cas d'abandon, un montant forfaitaire systématiquement conservé (pourcentage du coût total de la PTF et ne pouvant être inférieur au premier acompte).

Evolution en contrepartie…

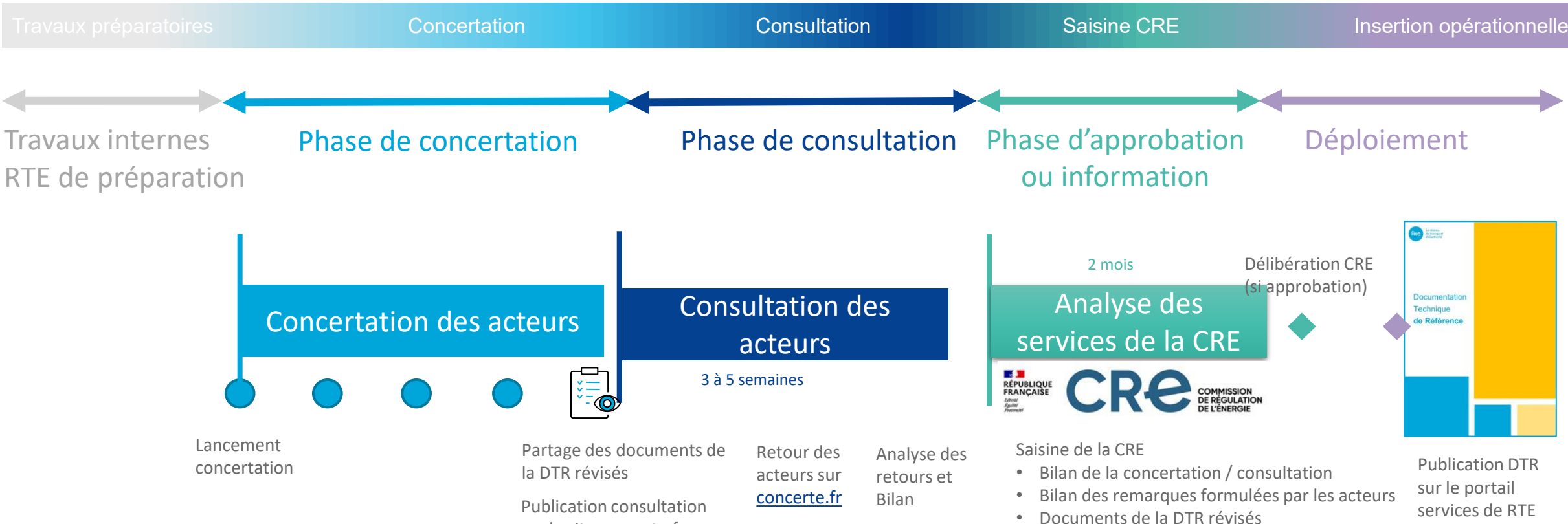
- Suppression du PAR 1
- Gratuité du premier joker de 6 mois
- Possibilité de prolonger les 18 mois de joker contentieux de 6 mois supplémentaires en cas de décision favorable obtenue en première instance ou en appel selon l'avancement du contentieux
- Si des limitations ont été contractualisées dans la PTF, RTE s'engage à les réévaluer à la date de la convention de raccordement pour tenir compte de l'état de la FA ; cette réévaluation ne peut pas être défavorable au client.



Agenda de la concertation

Concertation dans le cadre de la CAR

Les étapes de la concertation

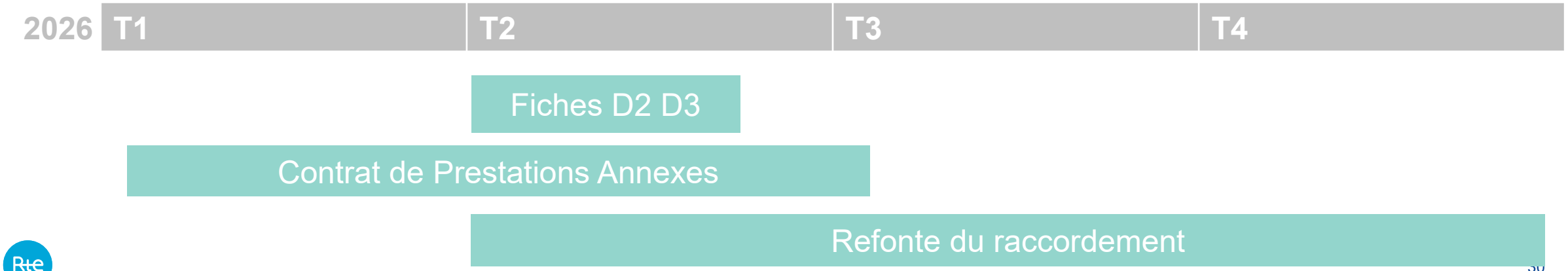


GT Groupe de travail ou Atelier Technique Rencontre de présentation, échanges sur les propositions de RTE et des acteurs, appels à contribution des acteurs possible

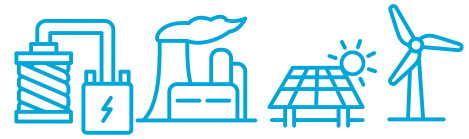
GT Transverse (consommateurs et producteur et stockeurs)

Fiches D2 et D3 du processus de raccordement (différenciation des informations demandées au stade de la PTF et des CdC)	Entrée en vigueur imminente
Refonte du raccordement	Concertation en cours
Contrat de Prestations Annexes Décompte offshore simplifié (lauréats des AO1 et 2) Ouverture de la prestation de décompte au stockage (en cours d'examen)	Consultation à venir





Segment producteurs et stockeurs

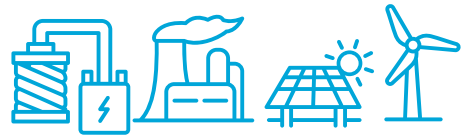


Règles SSY tension	Délibération CRE publiée Contractualisation fin d'année
CART P&S	
Composante injection/soutirage - batteries raccordées directement au RPT	Concertations réalisées Consultation commune à venir
Facturation électronique	
Méthode d'indemnisation des batteries directement raccordées - avec Enedis	Concertation en cours, nombreux retours Consultation visée à la rentrée
Adaptations de la méthode d'indemnisation des limitations des ENR – avec Enedis	Consultation en cours 17 juin atelier questions/réponses co animé avec Enedis
Principes de gestion prévisionnelle (anticiper la programmation des travaux)	Concertation en cours
Convention d'Exploitation et de conduite	Consultation en cours
Cadre contractuel des raccordements offshore	Saisine visée en septembre
Prestation de décompte offshore	Consultation à venir



Travaux préparatoires | Concertation | Consultation | Saisine CRE | Insertion opérationnelle

Segment producteurs et stockeurs



S3REnR (voir focus slide suivant)
Refonte du cadre
collecte des projets; processus de révision; droit de priorité à l'instruction HTB; transferts et réservoirs de travaux; renoncement à mutualisation (en cours).
méthode d'identification des ouvrages prioritaires
modification du calcul de la QP, construction des schémas
ouvrages non prioritaires, renoncement à mutualisation

Saisine CRE prévue à l'automne 2026

Refonte de caparéseau
poursuite de la concertation en parallèle de la phase de développement de l'outil

Concertation continue; mise en service de l'outil au 1er janvier 2027

Stockage
Capacités constructives intégrant le **Gridforming**

Intégré en DTR

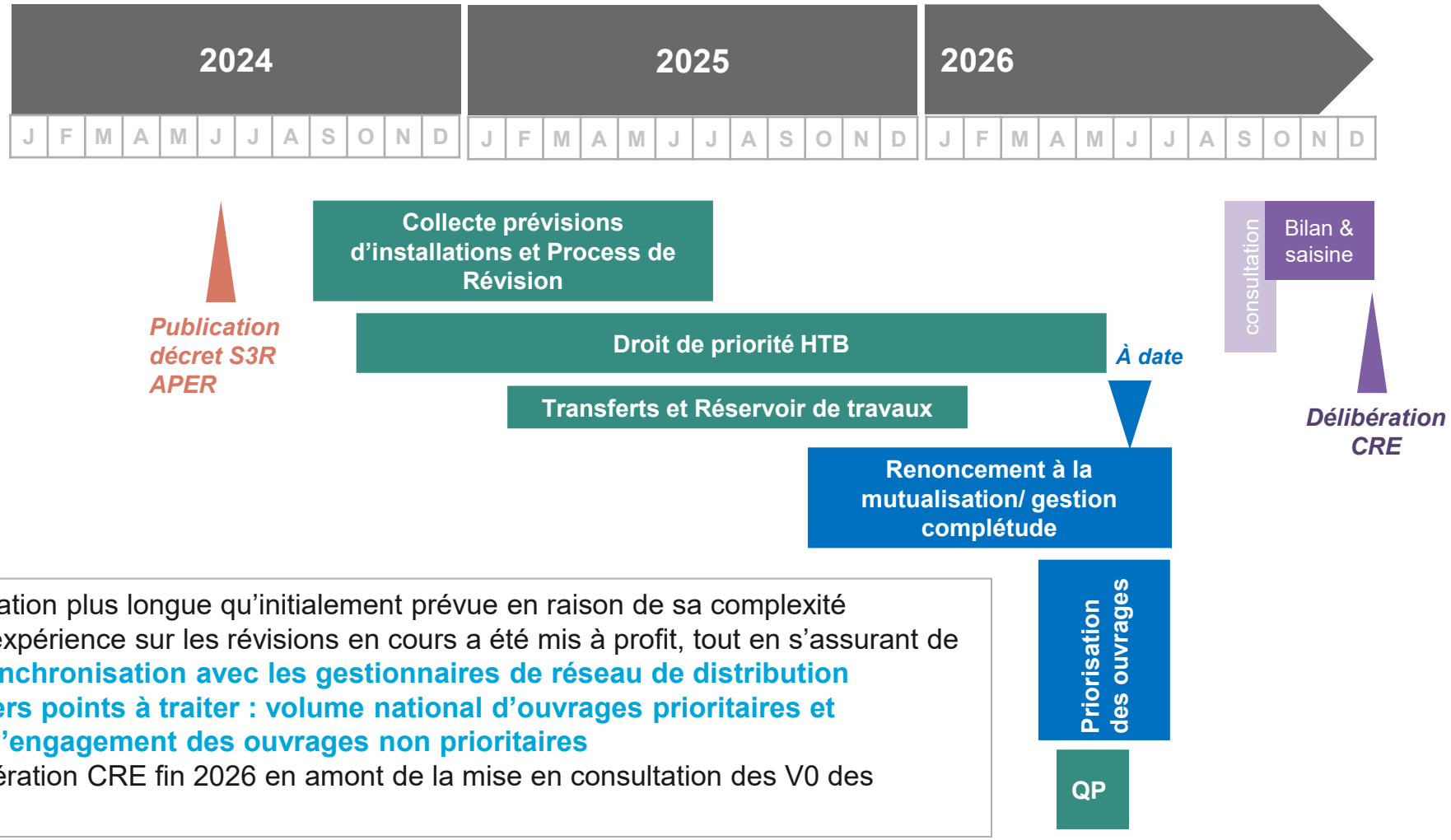
Nouvelles spécifications techniques

Début de concertation à la rentrée



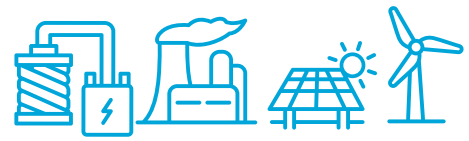
Focus S3REnR

LA CONCERTATION S3RENR A PERMIS DE CONSTRUIRE LES NOMBREUX AJUSTEMENTS REQUIS EN DTR



- Une concertation plus longue qu'initialement prévue en raison de sa complexité
- Le retour d'expérience sur les révisions en cours a été mis à profit, tout en s'assurant de la **bonne synchronisation avec les gestionnaires de réseau de distribution**
- **Deux derniers points à traiter : volume national d'ouvrages prioritaires et modalités d'engagement des ouvrages non prioritaires**
- Cible : délibération CRE fin 2026 en amont de la mise en consultation des V0 des schémas

Segment producteurs et stockeurs



2026 | T1 | T2 | T3 | T4

SSY tension

Signature des contrats SSY

DTR : Indemnisation des limitations ENR

Conv Exploitation

Composante injection soutirage

Facturation électronique

Indemnisation des batteries

Gestion prévisionnelle (programmation des travaux)

Saisine CART P&S

Refonte Caparéseau

Refonte du cadre S3RENR

Refonte du Raccordement

Nouvelles spécifications techniques

CPA décompte Offshore 1/N

Cadre contractuel des raccordements offshore



Segment consommateurs

Nouvelles spécifications techniques

Début de concertation à la rentrée



2026	T1	T2	T3	T4

Refonte du raccordement

Nouvelles capacités techniques

Segment distributeurs

Procédure de raccordement
Exigences techniques (CDC capacités constructives, CDC télécom / téléconduite Contrôle de conformité
Trames de PTF et convention de raccordement

CRE saisie, entrée en vigueur imminente

CART D
Intégration des limitations ORO GRD
Intégration du stockage
Modalités d'augmentation de la PS (en lien avec la procédure de raccordement distrib)

Concertation en cours

Recalage des Pracc des distributeurs
Travaux préparatoires en vue de la revision de l'article 1.3.4 de la DTR et du CART D

Concertation à venir



