Le réseau de transport d'électricité

Commission d'Accès aux Marchés

05/11/2025

Copyright RTE – 2022. 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)

Ordre du jour

1.	Retour sur les faits marquants 2025 et planning 2026	9h30 – 10h00
2.	Focus programmation et EnR sur le MA	10h00 – 10h45
3.	Focus sur la trajectoire réserves	10h45 -11h30
4.	Calendrier mécanisme de capacité	11h30 – 11h45
5.	AOB	11h45 - 12h00

1 Faits marquant 2025 et planning 2026

Retour sur les faits marquants 2025

Déploiement de la trajectoire 15':

- ISP 15 au 1er janvier
- Produits SIDC au pas 15' en janvier
- Produits SDAC le 1er octobre
- A venir : fréquence 15' pour les guichets de programmation et d'offres (janvier 2026)

Entrée en vigueur des règles NEBCO le 1er septembre

Concertation du nMKP et intégration des AOE

Loi DDADUE pour la participation des EnR au MA et Loi Finances pour la gestion des Prix SPOT Négatifs

Connexion à PICASSO le 2 Avril

Concertation et soumission des règles marchés v2 (RE, MA, Prog, SSYf) en octobre (entrée en vigueur au 1er janvier 2026)

Mise en place d'un GT Flexibilités Réseaux RPT et RPD & concertation de nouveaux travaux

Le black-out de la péninsule ibérique, une série d'évènements impactant le système dont il va falloir tirer les enseignements

Le 28 avril 2025, à 12h33 (heure de Paris), l'Espagne continentale et le Portugal ont subi une panne d'électricité

Effets ressentis principalement **dans la région du Sud-Ouest**, avec des **effets limités sur le réseau de distribution:**

- Quelques milliers des clients coupés 20 minutes sur délestage fréquence métrique
- De l'ordre de 500 MW de production déconnectée en raison de problèmes de tension

Le reste du système électrique européen n'a subi aucune perturbation à la suite de l'incident.

Il s'agit de la panne d'électricité la plus grave sur le réseau électrique européen depuis plus de 20 ans, et la première du genre (surtension).



Résumé des évènements

Sur la base du rapport factuel publié le 3 octobre par l'expert group de ENTSOE

- Point de départ sur la base des éléments disponibles : **un effondrement des systèmes électriques espagnols et portugais est lié à des tensions excessives**.

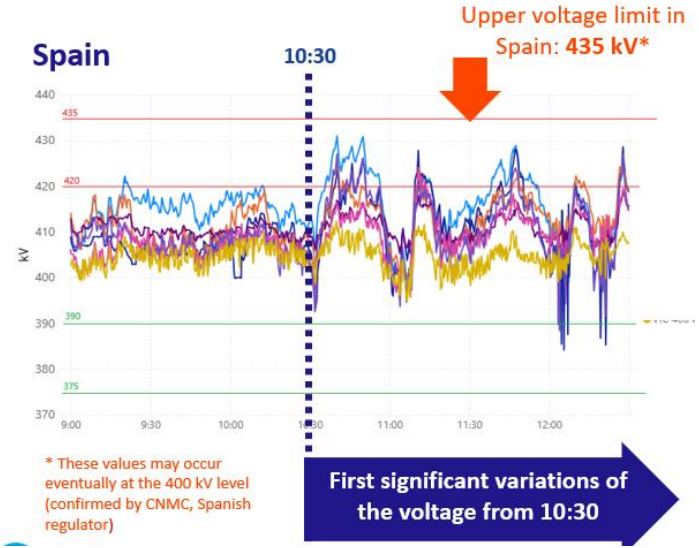
- Peu avant l'incident, deux phénomènes oscillatoires sont apparus successivement. Les procédures en place entre RTE et Red Eléctrica pour traiter ces phénomènes oscillatoires ont été appliquées et ont produit les effets attendus sur les oscillations.

- **12h32mn** : nombreuses unités de production qui se déconnectent du réseau en cascade à hauteur de 2,5 GW jusqu'à 12h33mn18s ➔ augmentation inexorable et très rapide de la tension

- **12h33mn19s** : l'ensemble des échelons de délestage du plan de délestage fréquence-métrique a été activé en trois secondes, alors que les déconnexions des unités de production se poursuivaient ; cette activation du plan de défense n'a pas pu empêcher l'écroulement de la fréquence.

- **12h33mn23s** : Perte de synchronisme de la péninsule ibérique

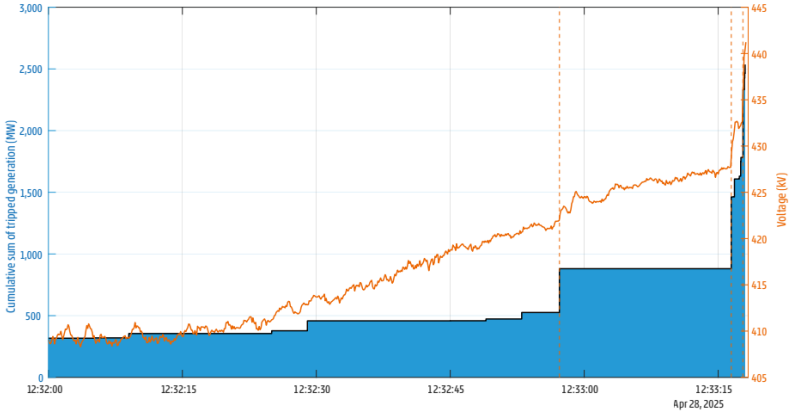
- **12h33mn27s : blackout total de la péninsule ibérique**



L'action des protections de Débouclage suite à Rupture de Synchronisme (DRS) entre l'Espagne et la France a permis d'éviter la propagation de l'incident en France et vers le reste de l'Europe.

Les faits saillants

Plusieurs phénomènes se sont combinés et n'ont pas permis de juguler l'augmentation du plan de tension



Extrait 'Factual Report' ICS Investigation Expert Panel du 3 octobre 2025 : volumes cumulés de déconnexion de production VS tension sur un poste 400kV en Espagne

1/ **Une gestion des tensions hautes difficile :**
- peu de moyens de production réglaient la tension,
- le service rendu par certains groupes était en écart par rapport à l'attendu,
- certains équipements du réseau capables de régler la tension étaient hors service

2/ **Les actions entreprises pour amortir les oscillations ont conduit à l'augmentation du plan de tension**

3/ **Le fonctionnement du plan de défense espagnol a conduit à aggraver l'augmentation du plan de tension (mais cela aurait été le cas chez tous les GRT)**

A noter concernant l'interconnexion France-Espagne : celle-ci n'apparait pas comme ayant pu contribuer de près ou de loin à l'origine de l'incident

Retour sur la concertation 2025

SSYf	• Connexion à PICASSO et demande élastique (v1.1) • REX AOJ aFRR (offres symétriques, seuil d'indivisibilité des offres...) • Participation des sites soumis à limitation aux SSyf • Adaptations des procédures de certification (y compris EnR)
RRRC	• Fin des AO Annuels remplacés par des AO "Périodiques" (trimestriels) • Conception d'un nouveau produit de réserve : mFRR baisse
MA / Prog	• Exigences liées à la participation à MARI • Modalités de cohabitation entre offres spécifiques et standards • Participation des ENR à l'équilibrage • Amélioration de la qualité de la programmation
RE	• Début de la concertation sur le portage d'une partie du coût des réserves • Amélioration de la donnée & des processus • Poursuite des travaux de simplification & optimisation (SECUFI & CAE)
Flex de conso	• Valorisation des décalages de consommation • Mise à disposition d'une nouvelle méthode de CR (panel) • MàJ barème versement fournisseur • Intégration des AOE dans nMKP et adaptation des contrats
Flex réseau	• Préparation d'une expérimentation d'un portail flex avec ENEDIS • Début de concertation d'un nouveau cadre pour les AO flex

Planning prévisionnel de concertation / instruction 2026
(entrée en vigueur pour mi 2027)

SSYf	• Pérennisation de la participation des ENR • Articulation Certification/Contrôle de performance • Déclinaison du NCDR
RRRC	• Nouvelle méthode de dimensionnement de la mFRR + aFRR • Conception du produit de mFRR hausse refondu • Fin de contractualisation de la RC
MA / Prog	• Agrégation (EDA multi EDP / multi RE) • Nouvelle formulation des offres d'ajustement • Modulation de consommation • Encadrement des fortes variations de puissance dans le système électrique (lien possible avec règles RE)
RE	• Poursuite de la concertation sur le portage d'une partie du coût des réserves • En lien avec le CART-Stockage , interroger l'impact pour les RE
Flex de conso	• Fiabilisation des méthodes CR • REX suivi modulation de conso • REX sous-mesure • Mutualisation GB/GF Versement FR • Accompagner la mobilisation du secteur tertiaire : proposer une nouvelle méthode de CR • Multi-OE • Extension du modèle corrigé
Flex réseau	• Lancement d'une expérimentation d'un portail flex avec ENEDIS • Poursuite de la concertation d'un nouveau cadre pour les AO flex • NCDR – 1er jalon

Insertion des mécanismes - jalons majeurs 2026

T1

- Fréquence 15’ pour les guichets de programmation et d'offres (96 guichets)
- Obligation de participation au MA (hausse et baisse) pour les sites > 10 MW
- Ouverture de l’expérimentation portail flex avec Enedis
- Ouverture de la certification pour le nouveau mécanisme de capacité

T2

- Connexion à MARI - Scheduled Activation
- Contractualisation de la mFRR baisse
- Passage du couplage infrajournalier XBID à 96 guichets à nos frontières EU (hors UK et CH)

T3

- Publication des indicateurs de qualité de la programmation
- 1ère enchère du nouveau mécanisme de capacité

T4

- Contractualisation de la mFRR hausse refondue
- Entrée en vigueur de la nouvelle méthode de dimensionnement de FRR
- 1ère contribution facturée au titre du nouveau mécanisme de capacité

2 Focus Programmation et ENR sur le MA

La triple finalité de la programmation

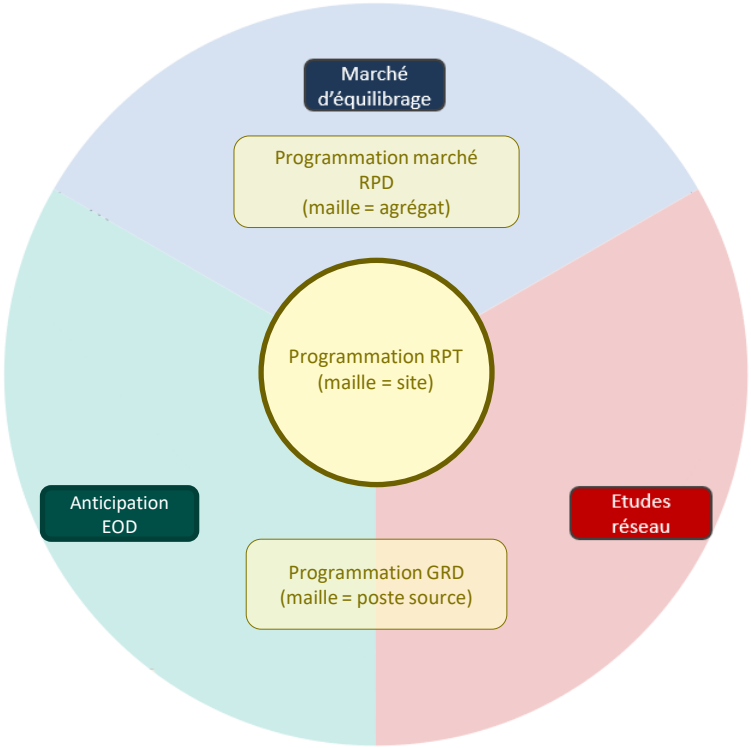


Schéma cible des usages de la programmation

La programmation sert 3 usages différents :

- Participation aux **marchés d'équilibrage** (MA, SSYf)
- Construction de la **vision prévisionnelle de l'équilibre offre demande (EOD)**
- **Etudes de réseau** nécessitant de connaitre les points d'injection et soutirage

La triple finalité de la programmation

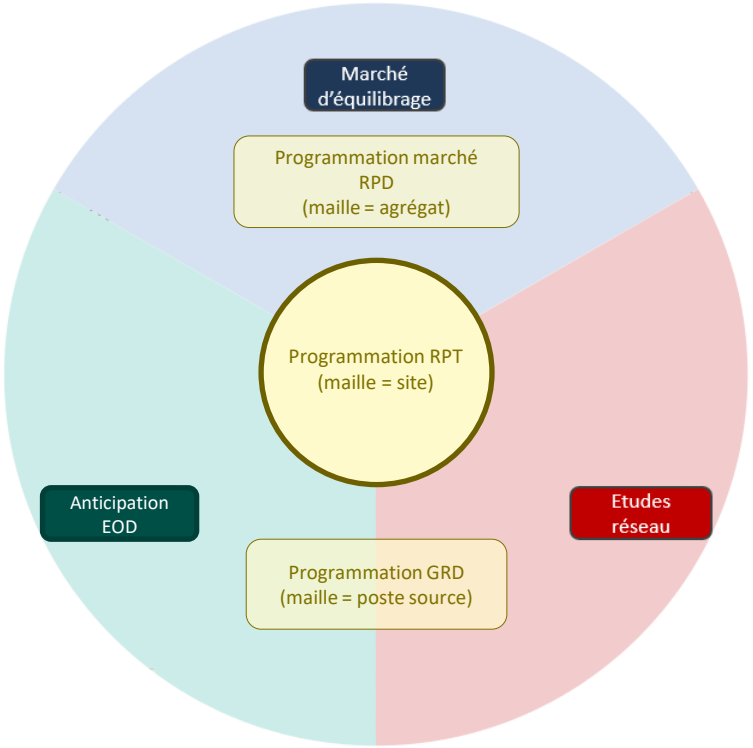


Schéma cible des usages de la programmation

La programmation sert 3 usages différents :

- Participation aux **marchés d'équilibrage** (MA, SSYf)
- Construction de la **vision prévisionnelle de l'équilibre offre demande (EOD)**
- **Etudes de réseau** nécessitant de connaitre les points d'injection et soutirage

Sur le RPT, l'ensemble des sites participent aux mécanismes d'équilibrage. La maille de participation à ces mécanismes est celle du site.

➢ Programmes utilisables pour les 3 finalités.

Sur le RPD, les trois finalités de la programmation sont assurées par des sources de données différentes :

➢ La participation aux marchés d'équilibrage est assurée via les programmes transmis directement à RTE à la maille Entité De Programmation (agrégats).

➢ Les études de sûreté réseau nécessitent de connaître la provenance des flux, en s'appuyant sur les programmes remontés par les GRD à la maille poste source.

➢ A la cible, la construction de la vision prévisionnelle EOD s'appuiera sur la programmation GRD, en lieu et place de la programmation marché RPD qui est structurellement incomplète

La triple finalité de la programmation

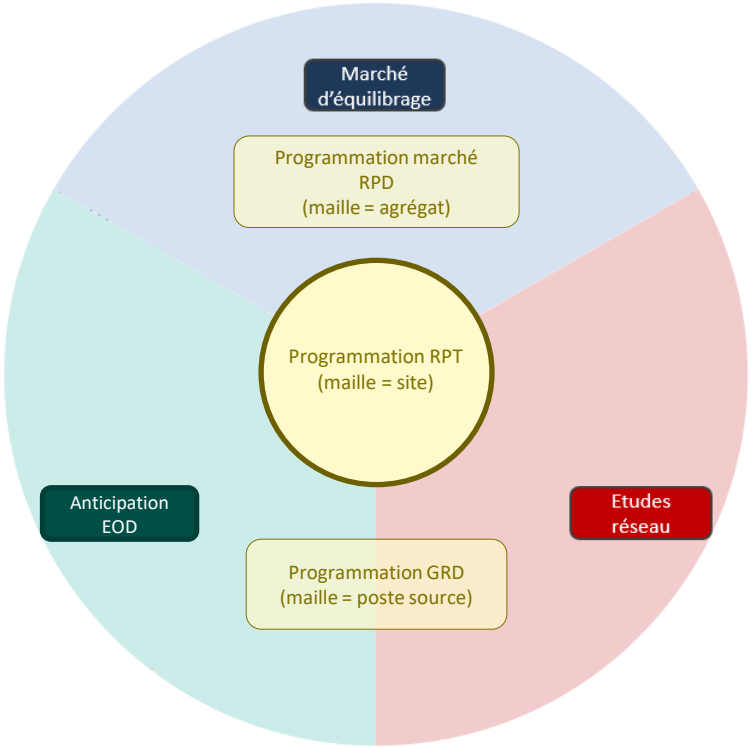


Schéma cible des usages de la programmation

Les évolutions du dispositif de Programmation soumises à la CRE visent à :

- **Renforcer la complétude** et **améliorer la qualité de la programmation** (incluant un accompagnement des GRD de rang 1 pour le renvoi de programmes d'appel agrégés et la mise en place des indicateurs de qualité de programmation)

- Définir les modalités d'une **programmation indépendante d'une participation aux mécanismes de marché** (exemple : envoi d'un programme d'appel tout en permettant une participation explicite au mécanisme d'ajustement)

Une part importante du parc de production ne programme pas

Les règlements européens (d'application directe) et le code de l'énergie prévoient que les installations de production de plus d'1 MW doivent envoyer leurs prévisions de production

Actuellement, cette obligation est insuffisamment respectée….

Taux de respect producteurs RPT	95%, soit 0,3 GW qui ne la respectent pas
Taux de respect producteurs RPD	6%, soit 40 GW qui ne la respectent pas
Taux de redéclaration pour la production solaire et éolienne	Pour 75% des volumes, RTE ne reçoit pas de programmes en infra-journalier

Une part importante du parc de production ne programme pas

Les règlements européens (d'application directe) et le code de l'énergie prévoit que les installations de production de plus d'1 MW doivent envoyer leurs prévisions de production

Actuellement, cette obligation est insuffisamment respectée….

Taux de respect producteurs RPT	95%, soit 0,3 GW qui ne la respectent pas
Taux de respect producteurs RPD	6%, soit 40 GW qui ne la respectent pas
Taux de redéclaration pour la production solaire et éolienne	Pour 75% des volumes, RTE ne reçoit pas de programmes en infra-journalier

Exemple du 23 octobre à 14h, lors d'un épisode de prix spot négatifs

	Arrêts déclarés	Arrêts réalisés
Eolien + PV	1000 MW	10500 MW

De l'ordre de 9 GW d'arrêts <u>non déclarés</u> par les producteurs :

- 3 fois le volume de réserve primaire au niveau européen
- Près de 7 fois le volume des réserves automatiques contractualisées par RTE

Le dispositif de programmation a <u>précisément</u> été mis en place pour éviter ce type de situations d'exploitation non déclarées et permettre à RTE d'identifier en amont des leviers d'exploitation les plus efficaces.

Amélioration de la programmation – plan d'action

Pour la part de la production qui envoie directement des programmes à RTE :

1. Indicateurs de qualité : transmission aux acteurs d'**indicateurs de qualité** des programmes → Applicable dès janvier 2026

2. Incitation financière 1 : **pénalisation financière en cas de défaillance de programmation** (dans le cadre de la participation au mécanisme d'ajustement. → Applicable en 2026 à blanc « *parallel run »,* en 2027 avec pénalisation effective

3. Incitation financière 2 : prise en compte des **écarts de programmation dans le contrôle du réalisé du mécanisme d'ajustement,** ce qui constitue une incitation supplémentaire à bien programmer → Applicable en 2026

Ces mesures ont été soumises à la CRE pour délibération dans le cadre de l'évolution des règles de marché.

Le Mécanisme d'Ajustement, outil pour l'équilibrage du système

Les actions des RE

En amont du temps réel, les **Responsables d'Equilibre** optimisent leurs portefeuilles / agissent sur les marchés. A l'issue de leurs actions, **ils peuvent rester en écart sur leurs périmètres.**

Les actions de RTE

Proche du temps-réel, le **déséquilibre résiduel à la maille France** est géré de manière **centralisée par RTE.**

Le prix de règlement des écarts est construit pour inciter l'équilibrage des acteurs et minimiser les actions de RTE en temps-réel.

Les évolutions des règles du **Mécanisme d'Ajustement** visent à **:**

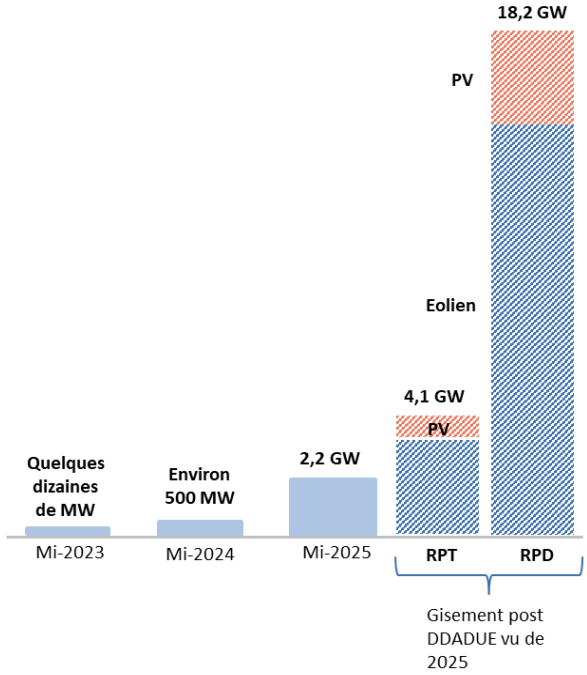
- Favoriser le développement de nouvelles flexibilités (agrégation de sites, insensibilisation des sites soutenus, normalisation des petites offres et offres standards de mFRR). Les règles fixent notamment le seuil de puissance à partir duquel la participation au MA est obligatoire.

- Adapter les modalités de constitution des offres d'ajustement pour déverrouiller les contraintes de participation au MA et aligner avec un cadencement de l'équilibrage en 15 minutes.
  - Automatiser la re-déclaration en infra-journalier des conditions d'utilisation des offres d'ajustement
  - Faire évoluer la formulation des offres d'ajustement en adéquation avec la cible 15 minutes

Obligation de participer au MA : Déclinaison de la loi DDADUE 2 dans les règles de marché V2

- Depuis la loi DDADUE du 30 avril 2025, **tous les producteurs** RPT et RPD (à partir d'un certain seuil, qui ne peut être inférieur à 10 MW) **doivent participer au MA en mettant à disposition leur puissance disponible à la hausse et à la baisse**

- Un **seuil de 10 MW** pour l'obligation de participation a été soumis à l'approbation de la CRE dans le nouveau jeu de règles MA V2, et offre un gisement supplémentaire maximal de plus de 22 GW d'EnR au regard des capacités installées en 2025



Obligation de participer au MA : Déclinaison de la loi DDADUE 2 dans les règles de marché V2

Les ENR dans l'équilibrage
Sites éoliens et PV participant au MA

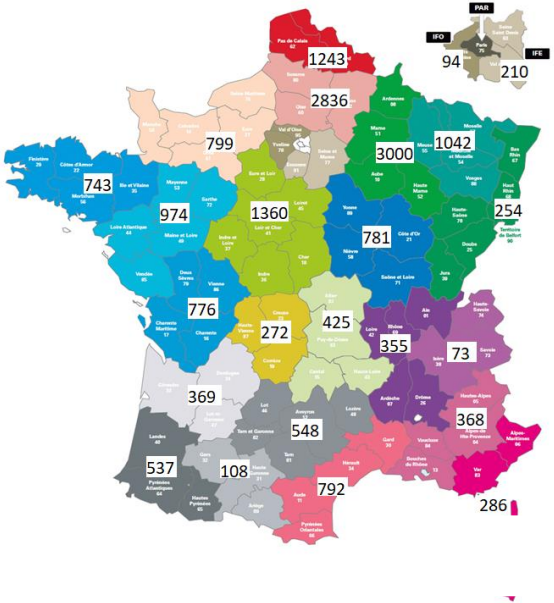
- Situation au 1er octobre 25

	Eolien offshore	Eolien terrestre RPT	Eolien RPD	PV RPT	PV RPD
Part actuelle des sites participant au MA *(rapporté à la capacité installée France)*	56 %	23%	7 %	0 %	3 %
Cible de participation au MA par filière *dans le cadre de la loi DDADUE*	100 %	90 %	71 %	92 %	13 %

La cible de participation au MA dans le cadre de la loi DDADUE correspond à la part des sites de production faisant partie d'une installation de production d'une puissance ≥ 10 MW, rapportée à la puissance installée en France

Suivi des installations participant au MA sur le RPD

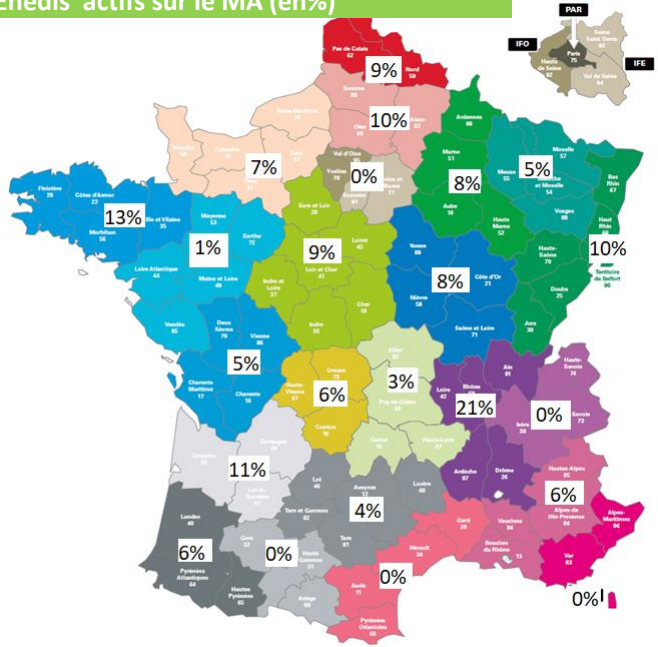
Puissance des installations de production EnR >=10MW raccordées à Enedis par Direction Régionale (en MW)



Puissance totale des installations de production (>=10MW) raccordées au RPD : 18,2GW

Sur les 18,2 GW attendus du réseau de distribution à partir du 01/01/26, Participation aujourd'hui au mécanisme d'ajustement de 1550 MW raccordés sur le réseau Enedis

Part du gisement des sites EnR >=10 MW raccordés à Enedis actifs sur le MA (en%)



Les arrêts / reprises sur prix spot négatifs doivent être encadrés par les mécanismes de soutien et/ou par les règles d'exploitation du système électrique

Historiquement, les installations EnR, du fait de l'obligation d'achat, ne répondaient pas aux signaux prix transmis par les marchés de l'électricité.

Depuis la mise en place du complément de rémunération, celles-ci ont une incitation financière forte à s'arrêter lors d'épisodes de prix spot négatifs (davantage que les parcs sans soutien)

Ce comportement est globalement favorable à la gestion du système électrique : si les installations ne s'arrêtaient pas, RTE auraient des besoins à la baisse sur le mécanisme d'ajustement très significatifs

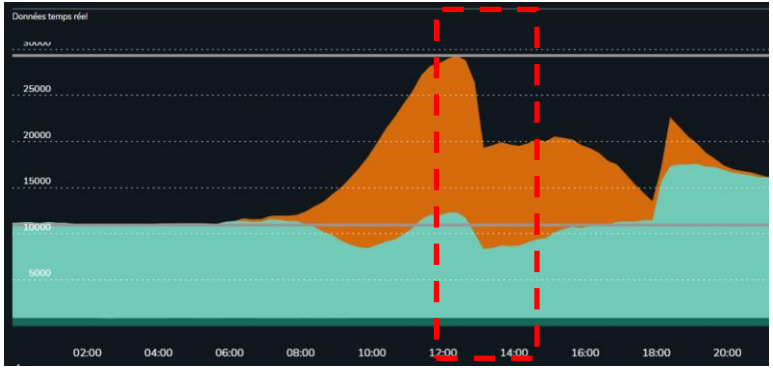
Toutefois, RTE constate que ces arrêts se font de manière brutale. Ils doivent donc être mieux encadrés et organisés.

Des arrêts trop rapides : *plusieurs GW en quelques minutes qui impactent la fréquence*

Un volume d'arrêts/reprises parfois trop important ou insuffisant, *à hauteur de plusieurs GW*

Les arrêts / reprises sur prix spot négatifs doivent être encadrés par les mécanismes de soutien et/ou par les règles d'exploitation du système électrique

La situation à date



- La progression des unités sous complément rémunération accroît la fréquence et l'intensité des situations d'écrêtement simultané de la production renouvelable sur signal marché
- Profondeur maximale de 9 GW (exemple du 1er avril 2025 : 8,5 GW de baisse en 20 min), en augmentation
- Entre mars et avril 2025, sur 31 heures de prix spots négatifs :

Volume d'arrêt ≥ 6 GW	4 GW ≤ Volume d'arrêt ≤ 6 GW	Volume d'arrêt ≤ 4 GW
8 heures – 25%	16 heures – 52%	7 heures – 23%

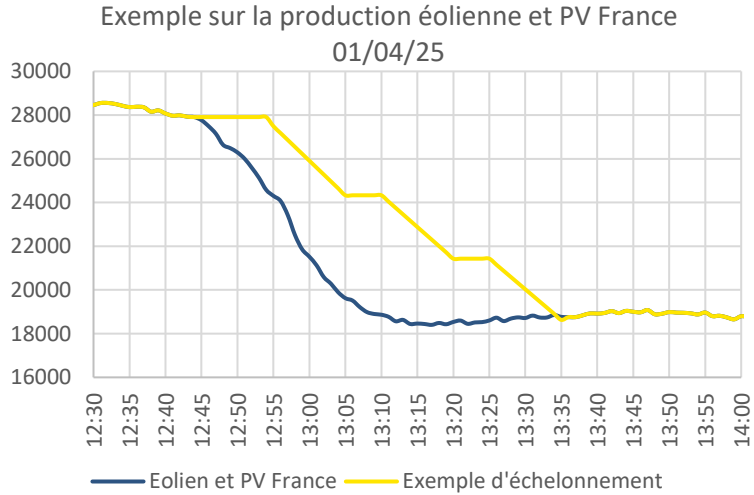
Les arrêts / reprises sur prix spot négatifs doivent être encadrés par les mécanismes de soutien et/ou par les règles d'exploitation du système électrique

La situation à date

- La progression des unités sous complément rémunération accroît la fréquence et l'intensité des situations d'écrêtement simultané de la production renouvelable sur signal marché
- Profondeur maximale de 9 GW (exemple du 1er avril 2025 : 8,5 GW de baisse en 20 min), en augmentation
- Entre mars et avril 2025, sur 31 heures de prix spots négatifs :

Volume d'arrêt ≥ 6 GW	4 GW ≤ Volume d'arrêt ≤ 6 GW	Volume d'arrêt ≤ 4 GW
8 heures – 25%	16 heures – 52%	7 heures – 23%

La situation souhaitable



- **Echelonner l'arrêt/la reprise des installations** (ou alors imposer un gradient maximal de variation de production) permettrait de maîtriser l'impact sur la fréquence
- **Mesure similaire à la gestion technique de l'asservissement de la recharge des ballons d'eau chaude au signal HP/HC**, échelonnés toutes les 2 minutes pendant +/- 10 minutes autour de chaque passage en heures creuses

L’encadrement des rampes en cas d’arrêts EnR fait l’objet d’une série de mesures

1. **La loi de finances 2025** encadre le comportement des acteurs en période de prix spot négatifs

2. Introduction dans le **Projet de loi de finances 2026** d’un échelonnement prescriptif des installations en complément de rémunération en cas d’arrêts

3. Travaux à mener pour proposer un encadrement plus global des rampes touchant l’ensemble de la production

L'encadrement des rampes en cas d'arrêts EnR fait l'objet d'une série de mesures

1

La loi de finances 2025 intègre plusieurs mesures concernant les EnR en CR et en OA

Complément de rémunération

Instaurer des mesures techniques pour encadrer les comportements en cas de prix négatifs

- La possibilité de produire un talon de production de 1% - au lieu d'un arrêt complet de l'installation — 1er oct
- Une tolérance à la production en cas de prix J-1 compris entre 0 et -0.10€/MWh ou en cas de prix IJ repassant positif — 1er oct
- Une tolérance les 5 premières et 5 dernières minutes de la plage de prix négatifs — 1er déc

Obligation d'achat

Accroitre la participation des installations en OA au fonctionnement du système électrique

- La possibilité de participer au MA et aux SSy — 1er oct
- La possibilité d'arrêt en cas de prix <-0,11€/MWh — T1 26
  - ➢ RTE a poussé lors du CSE du 24/09 un encadrement des arrêts et reprises

L’encadrement des rampes en cas d’arrêts EnR fait l’objet d’une série de mesures

2 Introduction dans le **Projet de loi de finances 2026** d’un échelonnement prescriptif de la **production en Complément de Rémunération** en cas d’arrêts

Définir, en collaboration avec la CRE et les services de l’état, des mesures techniques **d’échelonnement des arrêts et reprises lors des épisodes de prix spot négatif** pour maitriser leurs impacts sur la fréquence électrique**.** Ces mesures viendront remédier à une situation devenant inacceptable pour le système électrique, notamment du fait :

- De l’extension des arrêts en cas de prix négatifs aux installations sous Obligation d’Achat, qui viennent augmenter les volumes d’arrêts en cas de prix négatifs.
- Du passage au pas de temps 15 minutes sur le marché SPOT J-1, qui ouvre la possibilité de volumes d’arrêts puis de reprise de plusieurs GW en moins de 15 minutes.

L'encadrement des rampes en cas d'arrêts EnR fait l'objet d'une série de mesures

2 Introduction dans le **Projet de loi de finances 2026** d'un échelonnement prescriptif de la **production en Complément de Rémunération** en cas d'arrêts

Définir, en collaboration avec la CRE et les services de l'état, des mesures techniques **d'échelonnement des arrêts et reprises lors des épisodes de prix spot négatif** pour maitriser leurs impacts sur la fréquence électrique**.** Ces mesures viendront remédier à une situation devenant inacceptable pour le système électrique, notamment du fait :

- De l'extension des arrêts en cas de prix négatifs aux installations sous Obligation d'Achat, qui viennent augmenter les volumes d'arrêts en cas de prix négatifs.
- Du passage au pas de temps 15 minutes sur le marché SPOT J-1, qui ouvre la possibilité de volumes d'arrêts puis de reprise de plusieurs GW en moins de 15 minutes.

3 Travaux à mener pour proposer un **encadrement global des rampes** touchant l'ensemble de la production

Ces travaux doivent permettre de poser un cadre global répondant à la problématique pour l'ensemble de la production (RPT et RPD) **en explorant différentes options** :

- Concerter des contraintes de variation des programmes pour l'ensemble de la production soumise aux règles de marché
- Imposer des gradients de variation pour les sites RPT
- Imposer des gradients de variation aux Responsables d'Equilibres

3 Focus réserves

a Contexte

Réserves d'équilibrage: Des exigences réglementaires à la contractualisation

System Operation Guideline

Disposer de 3000 MW de réserve primaire au niveau européen

System Operation Guideline

Rétablir la fréquence et les échanges aux frontières en moins de 15' après la survenue d'un aléa dimensionnant.

Article L. 321-11 du Code de l'énergie

« Le gestionnaire du réseau public de transport veille à la disponibilité et à la mise en œuvre des réserves nécessaires au fonctionnement du réseau. […] »

Politique d'exploitation RTE

Reconstituer la réserve secondaire en 30'

Réserve Primaire – FCR ***(Frequency Containment Reserve)***
536 MW fixe à l'année
Hausse et Baisse
Délai d'activation: 30s

AOJ (Appel d'Offres Journalier) FCR – Plateforme Regelleistung
Volume garanti toute la journée
Rémunération au prix marginal

Réserve secondaire – aFRR ***(automatic Frequency Restoration Reserve)***
Profil saisonnier au pas 4h, 500 MW a minima
Hausse et Baisse
Délai d'activation: 5min

AOJ aFRR
Volume garanti toute la journée

Rémunération au prix marginal

Réserve rapide – mFRR ***(manual Frequency Restoration Reserve)***
1000 MW fixe à l'année
Hausse uniquement
Délai de Mobilisation(DMO): 13min

Réserve Complémentaire – RR ***(Replacement Reserve)***
500 MW fixe à l'année
Hausse uniquement
Délai de Mobilisation(DMO): 30min

AOA (Appel d'offres Annuel) + AOJ RR-RC

Réserve Rapide: Volume activable 4H/jour
4 activations/jour

Réserve Complémentaire: Volume activable 3H/jour
4 activations/jour

Rémunération au prix marginal

Evolution de la contractualisation périodique de RR-RC

Le Règlement Electricité impose la transformation de l'Appel d'Offres Annuel (AOA) en Appel d'Offres Périodique (AOP)

- L'article 6, 9) du Règlement Electricité prévoit que la contractualisation de réserves d'équilibrage s'établisse **pour une durée contractuelle d'un jour au maximum**.

- L'article 6, 10) indique que **cette durée peut être étendue, pour une partie du volume à contractualiser (et sur dérogation du régulateur):**
  - **À 12 mois,** jusqu'au 31 décembre 2025
  - **Et au maximum à 6 mois,** à partir du 1er janvier 2026



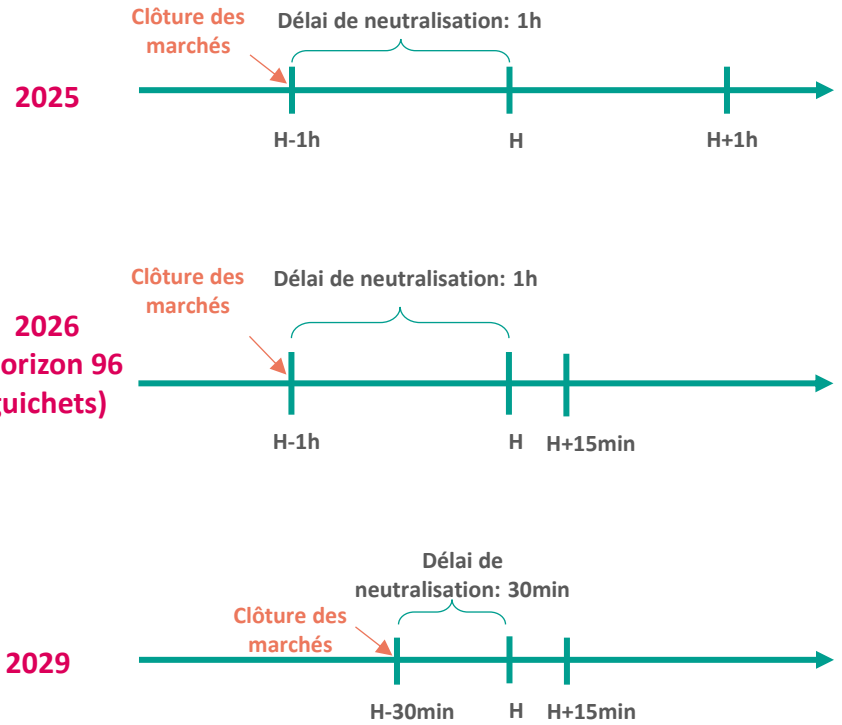
- **RTE fait donc évoluer l'AOA vers un AOP (Appel d'Offres Périodique) en 2026,** selon les modalités décrites dans les Règles RR-RC v5 approuvées par la CRE en février 2025.
- RTE a obtenu une dérogation de la CRE pour maintenir la contractualisation périodique sur l'année 2026.
- Pour les deux premiers semestres de 2026, l'AOP se déroulera sur des périodes contractuelles **d'un trimestre. Les résultats de l'AOP sur le T1 2025 seront publiés par RTE le 2 décembre 2025** (Dépôt des offres en cours depuis le 23/10/2025)

Le passage au DN 30’ implique une refonte des réserves d’équilibrage

L’Energy Market Design Reform impose la réduction du délai de neutralisation des GRT à 30 min (1h aujourd’hui) en 2026

- RTE a obtenu **une dérogation jusqu’à janvier 2029.**

- **La réduction du délai de neutralisation** implique:
  - **La fin de la contractualisation de Réserve Complémentaire** (DMO de 30min incompatible avec le nouveau délai de neutralisation)
  - **La nécessité de faire émerger un gisement** de moyens compatibles avec le nouveau délai de neutralisation, **principalement des réserves rapides de type FRR (mFRR +aFRR), à DMO < 15 min.**



La nouvelle réalité du système fait émerger un besoin accru de réserves d'équilibrage

Le manque de moyens disponibles à la baisse est un sujet récurrent pour RTE

- Dans le cadre d'une étude menée avec ENTSO-E (RGCE) sur les LLFD (Long Lasting Frequency Deviation), sur 20 situations passées, RTE a identifié que la contribution de RTE à ces évènements était due **dans 50% des cas à un manque de moyens rapides à la baisse.**

Le développement des productions variables conduit à revoir le dimensionnement des réserves

- Le dimensionnement de la mFRR repose sur une logique déterministe (bande fixe = 1000 MW) qui n'est plus en adéquation avec le fonctionnement actuel du système, qui connaît des déséquilibres de plus en plus volatils.

Le fonctionnement de la RR-RC historique rencontre des limites dans le nouveau contexte de marché

- Dans un contexte d'accélération de la cadence des marchés (passage à 96G), **le suivi des stocks/nombres d'activations de la RR-RC actuelle** sera de plus en plus complexe à mettre en œuvre
- Les caractéristiques de la RR-RC actuellement contractualisée ne sont pas conformes aux exigences du produit standard de la plateforme MARI, que RTE rejoint courant 2026



Pour faire face à ces nouveaux enjeux RTE a besoin d'un gisement important d'offres de type FRR, à la hausse comme à la baisse, avec des conditions d'utilisation compatibles avec les besoins du système.

b Nouveau dimensionnement des FRR

Nouveau dimensionnement des FRR: contexte et principe général

Rappel des règles en vigueur

- SOGL, article 3 7): les réserves FRR (aFRR + mFRR) doivent rétablir la fréquence à sa valeur de référence dans un délai de 15 minutes
- RTE dimensionne **le besoin d'aFRR au pas 4h selon une méthode statistique**, **et le besoin de mFRR en bande fixe** à partir de l'incident de dimensionnement (car contractualisation d'un volume constant par jour)

Réserve secondaire-aFRR	**Hausse & Baisse:** • Méthode statistique (historique du DeltaE_30*) • Profils saisonniers (été/hiver) • Au pas 4h
Réserve rapide-mFRR	**Hausse:** Différence entre incident de dimensionnement positif (1500 MW) et le minimum d'aFRR (500 MW), soit **1000 MW** **Baisse:** Différence entre incident de dimensionnement négatif (1280 MW) et le minimum d'aFRR (500 MW), soit **780 MW**

Nouveau dimensionnement FRR: contexte et principe général

Pourquoi un nouveau dimensionnement?

- Aujourd'hui, le dimensionnement de mFRR est effectué selon **une logique déterministe:** la somme mFRR + aFRR doit couvrir l'incident de dimensionnement positif/négatif → **Besoin de mFRR fixe**
- La nouvelle réalité du système (production et déséquilibres de plus en plus variables) conduit à revoir la manière dont sont dimensionnées les réserves, et à définir **un besoin de mFRR différencié par plage horaire, cohérent avec une contractualisation de mFRR au pas horaire.**

Grands principes

- Introduction au 1er octobre 2026 **d'un dimensionnement conjoint des FRR** (aFRR + mFRR)
- Dimensionnement FRR **variable au pas 4h, selon une méthode statistique**

FRR

Hausse & Baisse:
- **Méthode statistique** (historique du Déséquilibre du système)
- Profils saisonniers (été/hiver)
- Au pas 4h

- **Borne inférieure fixée à l'incident de dimensionnement**

aFRR

Hausse & Baisse:
- **Méthode statistique** (historique du DeltaE_30)
- Profils saisonniers (été/hiver)
- Au pas 4h

mFRR

Hausse & Baisse
Différence entre FRR et aFRR

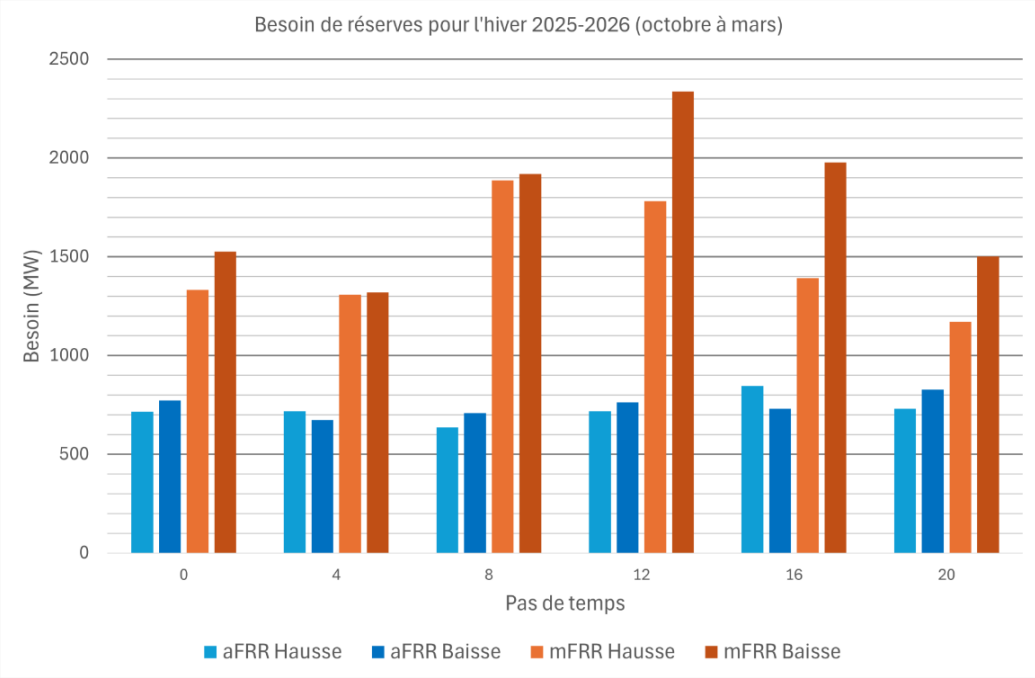
Nouveau dimensionnement: estimation des besoins

Simulation du nouveau dimensionnement sur l'hiver 2025-2026:

Valeurs moyennes journalières:

FRR		aFRR		mFRR	
Hausse	**Baisse**	**Hausse**	**Baisse**	**Hausse**	**Baisse**
2200	2500	700	700	1500	1700

Les valeurs de besoin appliquées au 1er octobre 2026 (Hiver 2026-2027) seront calculées à partir des données de l'hiver 2025-2026



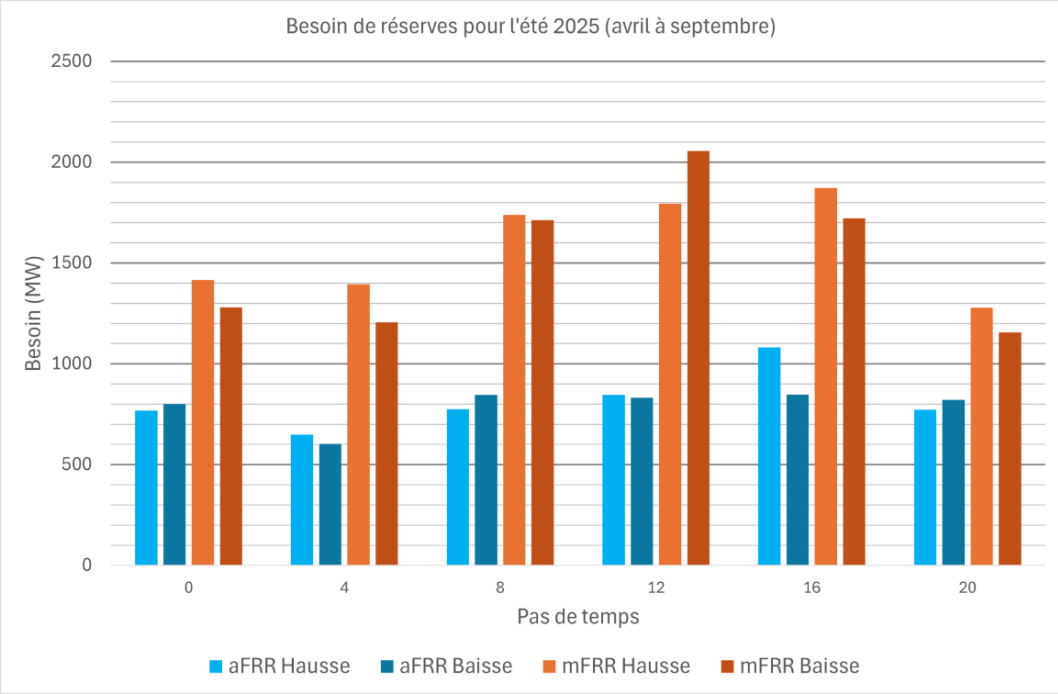
Nouveau dimensionnement: estimation des besoins

Simulation du nouveau dimensionnement sur l'été 2025:

Valeurs moyennes journalières:

FRR		aFRR		mFRR	
Hausse	Baisse	Hausse	Baisse	Hausse	Baisse
2400	2300	800	800	1600	1500

Les valeurs de besoin appliquées au 1er avril 2027 (Eté 2027) seront calculées à partir des données de l'été 2026



C Nouveaux produits de réserve

Refonte du produit de mFRR

Introduction d'un produit mFRR SPE aux caractéristiques adaptées à la nouvelle réalité du système…

Aujourd'hui

- Contractualisation de RR et RC:
  - **50% annuel (à partir de 2026: trimestriel)**
  - **50% journalier (J-1)**

- Limite sur l'énergie (4h) et nombre d'activations (4) garantis (4 x 1h). **La conduite assure le suivi de l'énergie disponible et du nombre d'activations possibles.**

D'ici fin 2026

- Mise en place du produit mFRR **SPE:**
  - contractualisé en J-1 au pas horaire, **Hausse et Baisse**
  - à palier plus court (15min)
  - **sans limite en énergie ni nombre d'activations**

- **Fin de la contractualisation de la Réserve Complémentaire**

- **Le produit mFRR SPE 0 (historique)** continuera à être contractualisé, **uniquement en périodique** à partir du lancement de la mFRR SPE Hausse.

Refonte du produit de mFRR

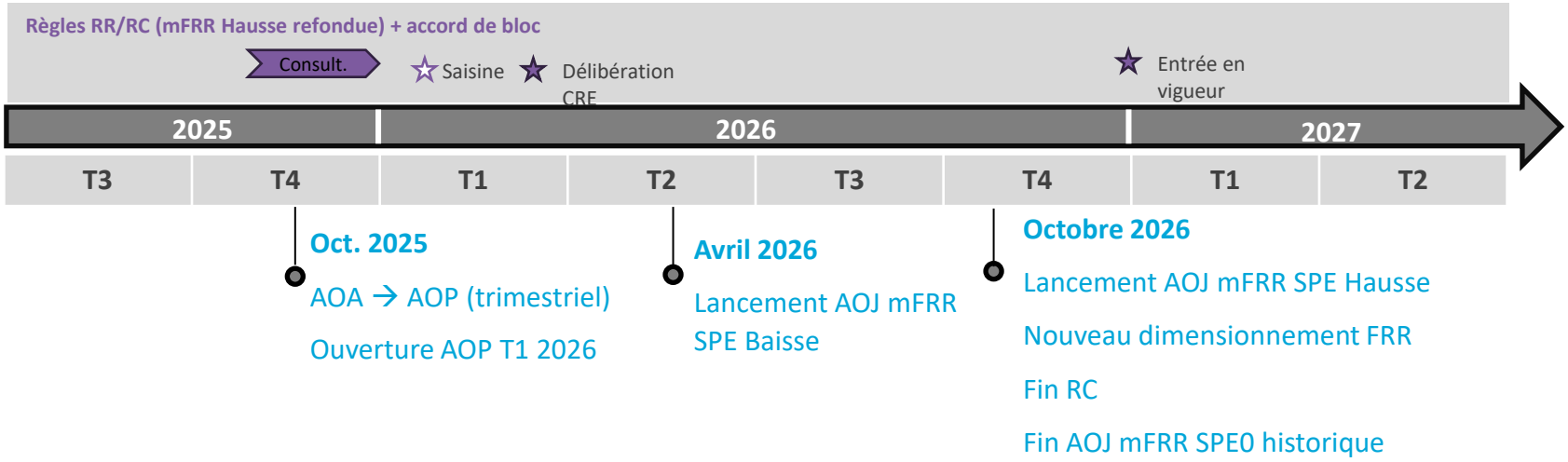
…Tout en maîtrisant les coûts pour la collectivité

- Le produit refondu contractualisé n'étant limité ni en nombre d'activations (aujourd'hui 4) ni en énergie (4h), **RTE et la CRE anticipent des prix plus élevés** que sur l'AO RR historique.

- Pour les Appels d'Offres Journaliers de mFRR SPE Baisse et Hausse, **introduction d'un mécanisme de maîtrise des coûts de contractualisation.** RTE accepte de contractualiser moins que son besoin le temps que les nouveaux produits de capacité arrivent à maturité

- A la Hausse, **conservation temporaire de l'Appel d'Offre historique mFRR SPE 0** en périodique uniquement, en parallèle de l'Appel d'Offre Journalier de mFRR SPE Hausse : **la répartition entre les deux appels d'offres évoluera en fonction du gisement en produit refondu.**

Refonte du produit de mFRR – planning



Hausse

AOA RR-RC	AOP mFRR SPE 0 + RC - trimestriel	AOP mFRR SPE 0 + ~~RC~~
AOJ RR-RC	AOJ mFRR SPE 0 + RC	AOJ mFRR SPE Hausse NEW

Baisse

AOJ mFRR Baisse refondue NEW

Refonte du produit de mFRR – trajectoire au-delà de 2026

2026

- **Lancement des AO mFRR SPE Baisse et Hausse**
- **Fin de la contractualisation de RC**
- mFRR SPE 0 (historique) contractualisée uniquement en périodique au lancement de la mFRR SPE Hausse
- **Mécanisme de maîtrise des coûts** pour contrôler les coûts de contractualisation sur la mFRR SPE Baisse et Hausse

2027-2028

- **Travaux sur la standardisation** du produit de mFRR Baisse/Hausse
- **Augmentation progressive** du volume contractualisé de mFRR SPE Hausse (et diminution du volume contractualisé de mFRR SPE0)

2029

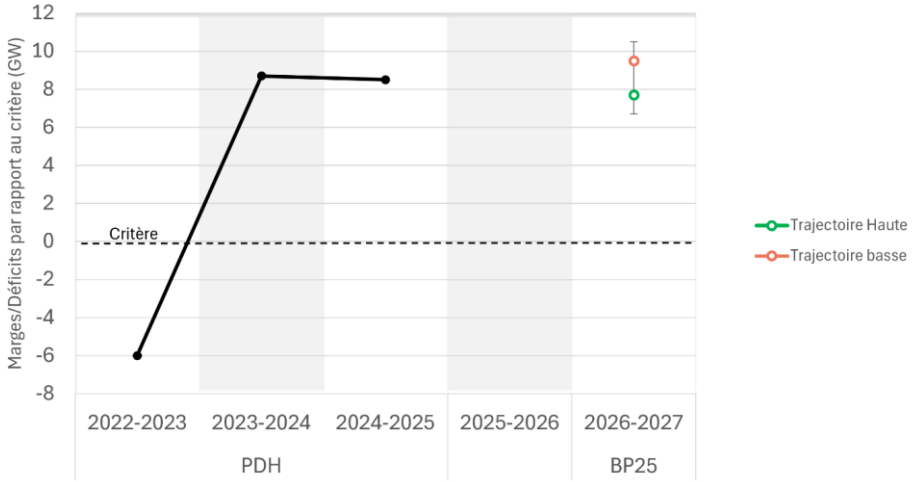
- **Fin du mécanisme de maîtrise des coûts** – RTE contractualise tout son besoin de FRR
- **Fin de la contractualisation du produit historique mFRR SPE 0**

4 Calendrier mécanisme de capacité

Au cours des toutes prochaines années, le risque en matière de sécurité d'approvisionnement hivernale est très faible

- Les analyses de RTE montrent que le niveau de résilience du système électrique français à une vague de froid hivernale a atteint un niveau historiquement bas
- Cette situation résulte de la forte baisse de la consommation observée au cours de la crise énergétique et de la remontée du niveau de disponibilité du nucléaire depuis deux ans
- Elle constitue une situation favorable pour électrifier le pays et accueillir des nouveaux usages sans créer de risque significatif sur le passage des pointes hivernales

Evolution des marges (par rapport au critère des « 3h ») sur l'historique récent et le premier horizon du BP2025



Lien avec le mécanisme de capacité

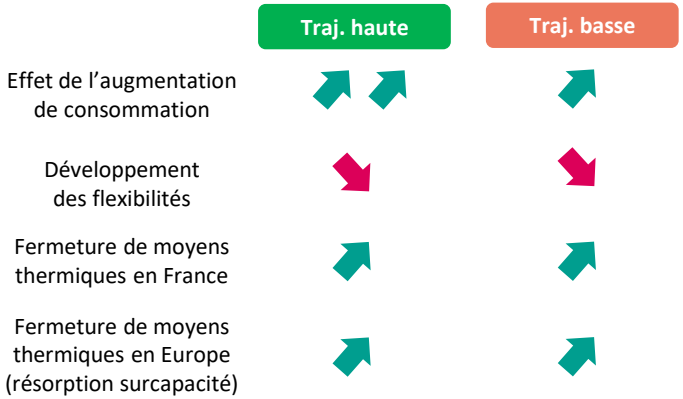
→ **A court terme, le système est « long » du point de vue de la capacité, sauf nouvelle crise sur la disponibilité du parc nucléaire. Il n'existe donc pas de besoin de nouvelles capacités pour assurer la sécurité d'approvisionnement**

→ **Le mécanisme de capacité peut garantir la rémunération des moyens existants nécessaires au passage des pointes, mais avec un enjeu à ne pas alourdir la facture d'électricité au moment où il est essentiel d'infléchir l'électrification**

A l'horizon 2030-2035, des leviers à mobiliser pour maintenir un haut niveau de sécurité d'approvisionnement

- A l'horizon 2030-2035, la marge importante peut se résorber progressivement selon l'évolution des paramètres (consommation, fermeture de thermique en France et à l'étranger)
- Le besoin de capacités additionnelles (par rapport au socle de moyens en service à l'horizon 2030) varie entre :
  - proche de zéro (trajectoires où les objectifs publics ne seraient pas atteints)
  - quelques gigawatts [1 à 3] dans la trajectoire d'atteinte des objectifs publics

Impacts des principaux déterminants sur l'évolution du besoin de capacités de pointe en France (horizon 2030)



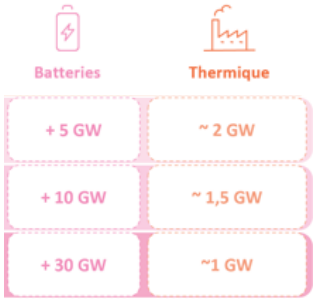
Lien avec le mécanisme de capacité

→ **A moyen terme, un mécanisme de capacité sera, dans tous les cas,** nécessaire pour garantir la rémunération des moyens existants. Il est également incontournable pour faire émerger de nouveaux moyens pour accompagner l'électrification des usages et atteindre les objectifs publics

→ **Le besoin de nouvelles capacités dépend au premier ordre du choix du scénario de dimensionnement (proposition à faire par le régulateur) et notamment des perspectives retenues sur la consommation**

A l'horizon 2030-2035, les paramètres du mécanisme de capacité doivent faire émerger les moyens pertinents pour la sécurité d'appro hivernale

- **L'évolution du système électrique modifie les épisodes de tension hivernale** (émergence d'épisodes de tension longs, p. ex : vague de froid anticyclonique pouvant durer plusieurs jours).
- La contribution à la sécurité d'approvisionnement des actifs à stock qui se rechargent en soutirant (batteries et STEP) est limitée par :
  - la difficulté intrinsèque à se recharger lors d'épisodes de tension longs ;
  - la concurrence entre actifs pour se recharger lors de ces situations.
- **Au-delà d'un certain niveau de développement, les batteries additionnelles apportent une contribution très limitée à la sécurité d'approvisionnement** : les besoins doivent plutôt être couverts par des moyens pouvant tenir des périodes longues (thermique, hydraulique, nucléaire)



Exemples de solutions pour couvrir le besoin de capacités additionnelles

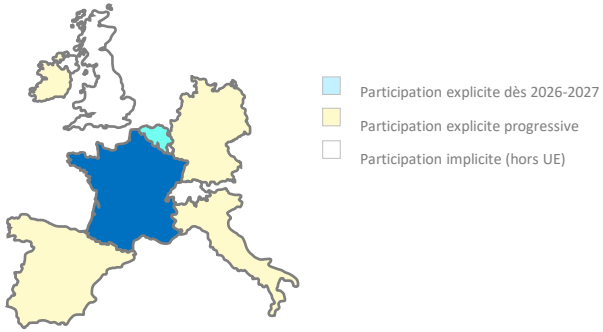
Lien avec le mécanisme de capacité

→ RTE a proposé l'ajout d'un coefficient filières supplémentaire pour les moyens de stockage.

→ **Dans l'ensemble, le coefficient global de contribution des moyens de stockage (journalier) au mécanisme de capacité est amené à se réduire drastiquement au cours des prochaines années** (cohérent avec les évolutions anticipées dans d'autres pays), pour assurer la cohérence avec les résultats d'étude de sécurité d'approvisionnement

Le nouveau mécanisme de capacité s'ouvrira progressivement à la participation des capacités étrangères tout en intégrant une approche prudente

- Comme dans les précédentes éditions, les analyses de sécurité d'approvisionnement hivernale tiennent compte de fermetures de moyens thermiques fossiles à l'étranger (centrales au charbon, fioul et gaz) conduisant à la résorption des surcapacités de pointe dans les pays voisins *(approche prudente)*
- **Dans cette hypothèse, les contributions des pays voisins à la sécurité d'approvisionnement française apparaissent en nette baisse à moyen terme**



Lien avec le mécanisme de capacité

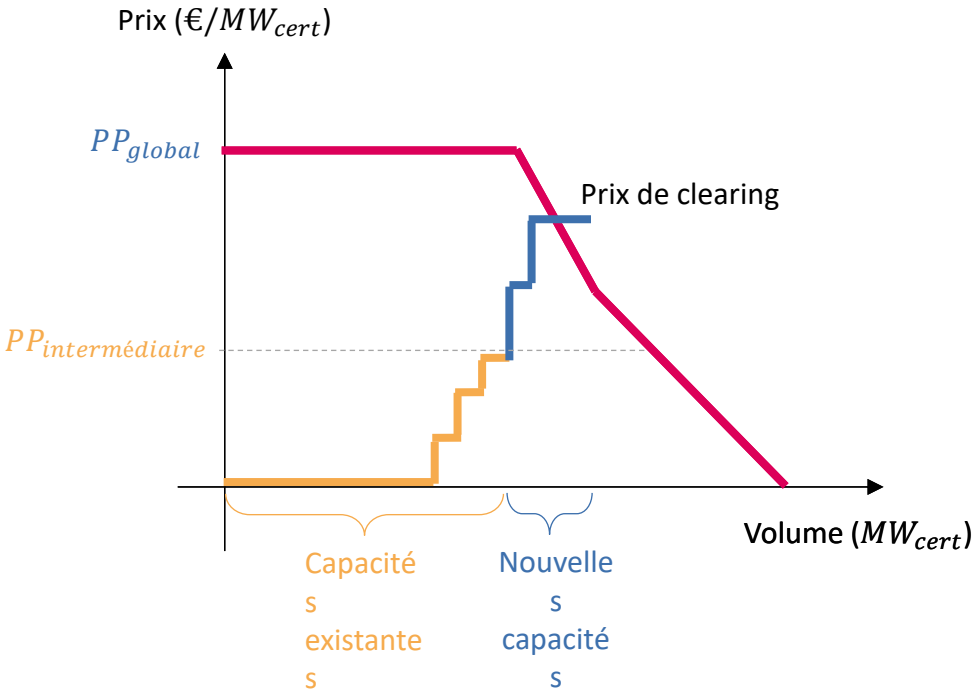
→ Le paramétrage de la contribution des pays voisins à la sécurité d'approvisionnement française (MEC) intègrera ces résultats et sera progressivement en baisse dans le futur mécanisme de capacité

→ **Conformément aux exigences de la règlementation européenne, RTE vise à ouvrir progressivement la participation des capacités étrangères au mécanisme de capacité (pour les pays de l'UE), en mettant en place différentes mesures visant à éviter la sur-rémunération des capacités étrangères et les effets d'aubaine** : plafonnement de la rémunération des capacités étrangères au prix de clearing sur les pré-enchères par frontière, etc.

La maîtrise du coût de la capacité pour les consommateurs constitue un objectif important du nouveau mécanisme

Paramétrage du mécanisme de capacité

- → Le nouveau mécanisme de capacité vise à permettre le développement de nouvelles capacités. Différentes mesures y concourent : contrats pluriannuels pour les moyens nouveaux ou en conversion, rehaussement du prix plafond général du mécanisme
- → Il est important que ceci ne conduise pas dans le même temps à des effets d'aubaine pour les capacités existantes déjà largement amorties : **la maîtrise des coûts du mécanisme pour le consommateur impose la mise en place de principes de rémunération proportionnée via notamment un prix plafond intermédiaire (PPI) s'appliquant aux capacités existantes**
- → **Ce principe est conforté par l'Etat et la CRE**



La mise en œuvre du mécanisme de capacité s'inscrit dans un calendrier contraint

Un travail étroit mené avec l'administration et la CRE pour mener à bien la réforme du mécanisme de capacité dans un calendrier contraint :

- **Fin 2025 :** approbation de l'aide d'Etat par la Commission européenne
- **Fin 2025 / début 2026 :** mise en consultation du jeu de règles et du rapport de paramétrage
- **Février 2026 :** début de la certification pour la période de livraison 2026-2027
- **Juillet 2026 :** enchère unique de la période de livraison 2026-2027
- **Fin 2026 :** enchère *« PL-4 »* de la période de livraison 2030-2031

Retour sur les tests acteurs GIPSE – 13/10 – 24/10/2025

GIPSE

L'outil **GIPSE** est le SI RTE permettant de gérer les **EDC** (Entité De Certification) dans le nouveau mécanisme de capacité. Il est ouvert aux **TPC** (Titulaire de Périmètre de Certification) et aux **GRD**.

Entre le 13/10/2025 et le 24/10/2025 un **environnement de tests GIPSE** a été ouvert aux acteurs intéressés en anticipation de l'ouverture de la certification pour le nouveau mécanisme de capacité début 2026.

Objectif des tests acteurs

Donner accès aux acteurs (TPC & GRD) à une version en **préproduction** de l'outil **GIPSE** permettant de **tester des gestes opérationnels** qu'ils seront amenés à réaliser dans l'outil pour **la certification des capacités dans le cadre du nouveau mécanisme de capacité**.

Les tests se sont avérés **concluants** pour les acteurs et les gestionnaires de réseaux car **toutes les fonctionnalités nécessaires à la certification des EDC ont été testées**.

Chiffres clés des tests GIPSE

TPC & GRD inscrits	EDC créées	EDC certifiées
95	226	127

TPC : exploitants de capacités ou leurs mandataires **EDC** : objet SI représentant des capacités associées à chaque TPC

Planning prévisionnel de déploiement du nouveau mécanisme de capacité

