Le réseau de transport d'électricité

GT - EnR

28 novembre 2025

Accessibilité : Participants du GT EnR

Version définitive

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)

Ordre du Jour

PARTIE A : Actualités

1. **Prochain GT EnR**
2. **Mécanisme d'ajustement –** Suivi de la participation des EnR au MA
3. **Fiche pédagogique –** Règles d'agrégation des entités multi-sites

PARTIE B : Présentations

1. **Loi DDADUE –** Processus et trame de justification d'un délai de participation au MA
2. **Participation au MA** – Déclaration des périmètres
3. **Services Système fréquence –** Certification des EnR en FCR et aFRR

Participer aux GT/AT de la CAM ou aux sessions plénières

Pour vous inscrire aux listes de diffusion relatives aux groupes de travail (GT) et aux ateliers techniques (AT) organisés dans le cadre de la Commission Accès au Marché (CAM) du Comité des Clients Utilisateurs du Réseau de Transport d'Electricité (CURTE), ou pour rejoindre la liste de diffusion de la plénière CAM, merci de **faire la demande** uniquement à la BAL suivante :



RTE-CONCERTE-CAM@rte-france.com

et de **préciser** le ou les groupes auxquels vous souhaitez participer :



- ❑ Sessions plénières de la CAM
- ❑ *GT RR-RC*
- ❑ *GT MA*
- ❑ *GT SSY*
- ❑ *GT EnR*
- ❑ *GT RE*
- ❑ *GT Effacement Transverse*
- ❑ *GT Stockage*
- ❑ *GT Interruptibilité*
- ❑ *AT dédiés aux responsables de programmation (RP)*
- ❑ *AT dédiés aux acteurs d'ajustement (AA)*
- ❑ *AT dédiés aux responsables de réserve (RR)*
- ❑ *AT dédiés aux responsables d'équilibre (RE)*
- ❑ *AT dédiés aux GRD et ELD*
- ❑ *AT relatifs aux effacements*

A Actualités

1 Prochain GT EnR

Prochain GT EnR

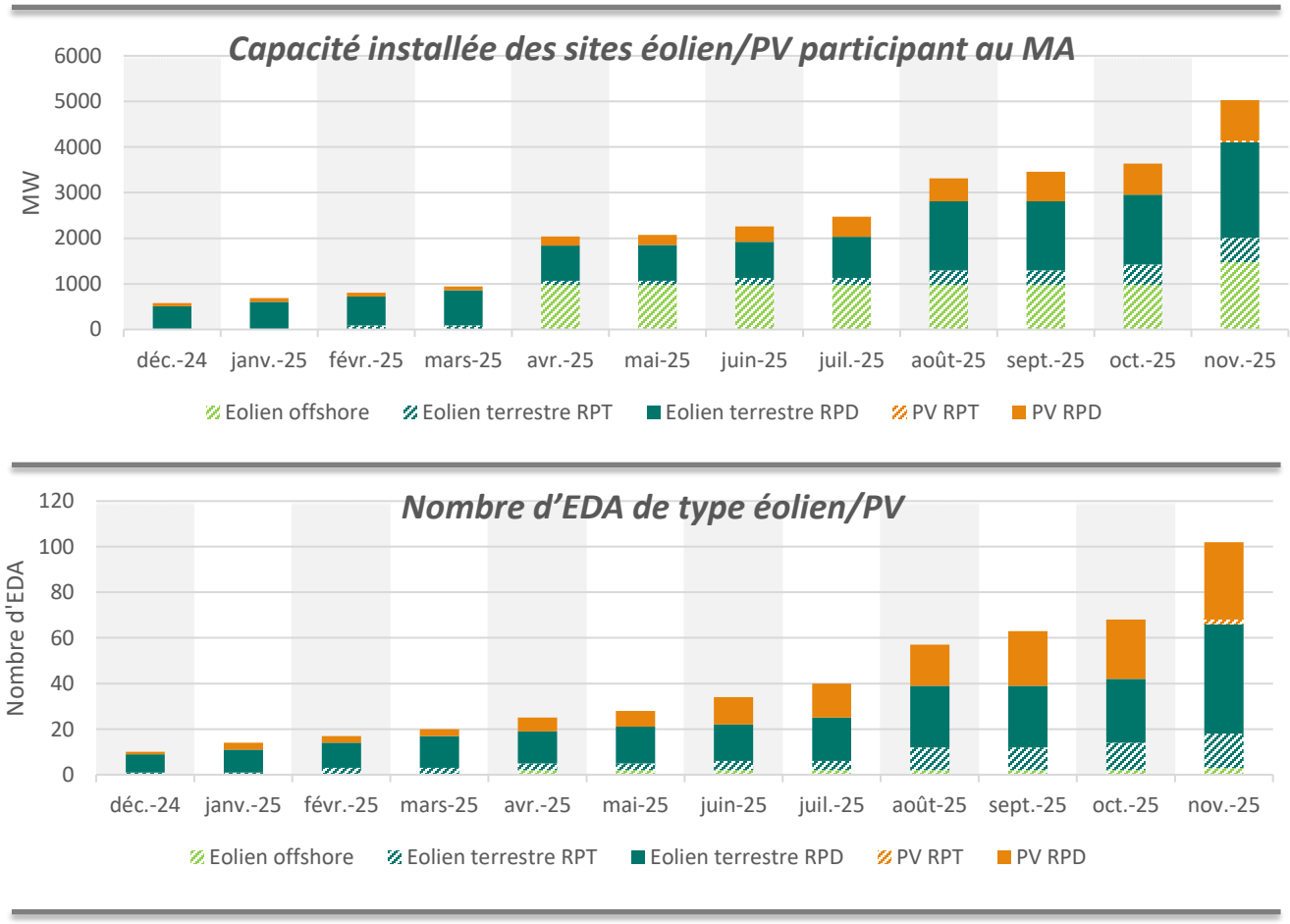
Le prochain GT EnR aura lieu le 19 février sur le créneau 14h – 16h30.

L'ordre du jour est à construire mais les sujets suivants pourraient être abordés:

- Suivi de la participation des EnR au MA
- Etat des prévisions de participation au MA

2 Mécanisme d’ajustement - Suivi de la participation des EnR au MA

Suivi de la participation des EnR au MA au 1er novembre



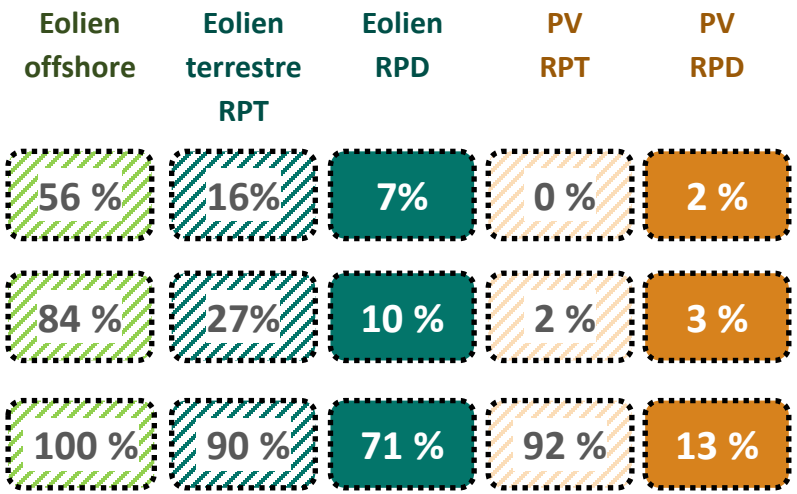
Messages clés

- ✓ Augmentation de la capacité installée avec 3 GW sur le RPD, et 2 GW sur le RPT, *avec en cible 22 GW*
- ✓ Augmentation du nombre d'EDA de 10 à 100 en un an, avec presque 40 EDA créées en novembre.
- ✓ **A venir :** 150 EDA sont en cours de création pour une participation prochaine

Participation des EnR au MA en lien avec le seuil de 10 MW

Part actuelle des sites participant au MA
(rapporté à la capacité installée France)

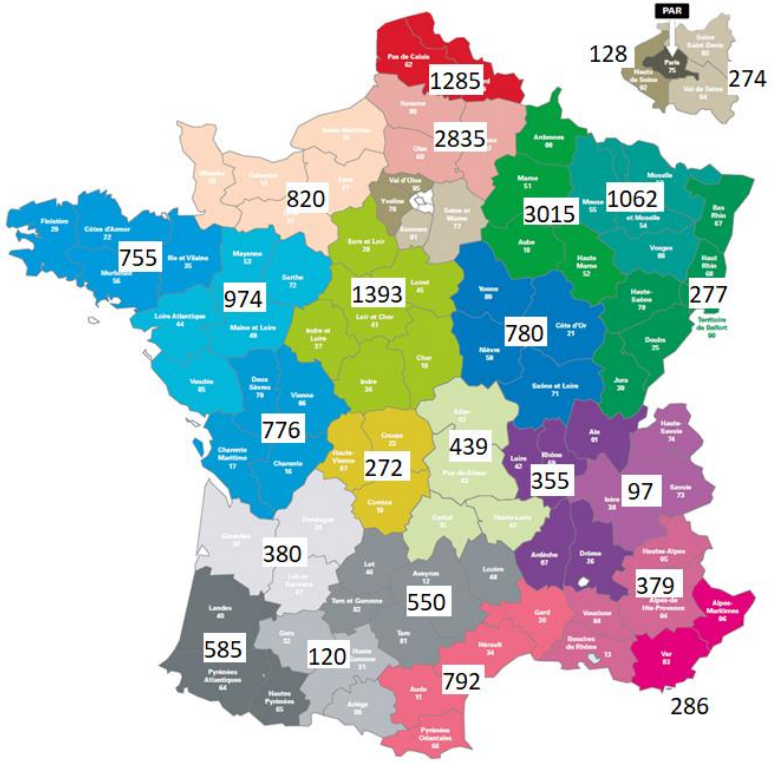
Cible de participation au MA par filière *dans le cadre de la loi DDADUE 2*



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

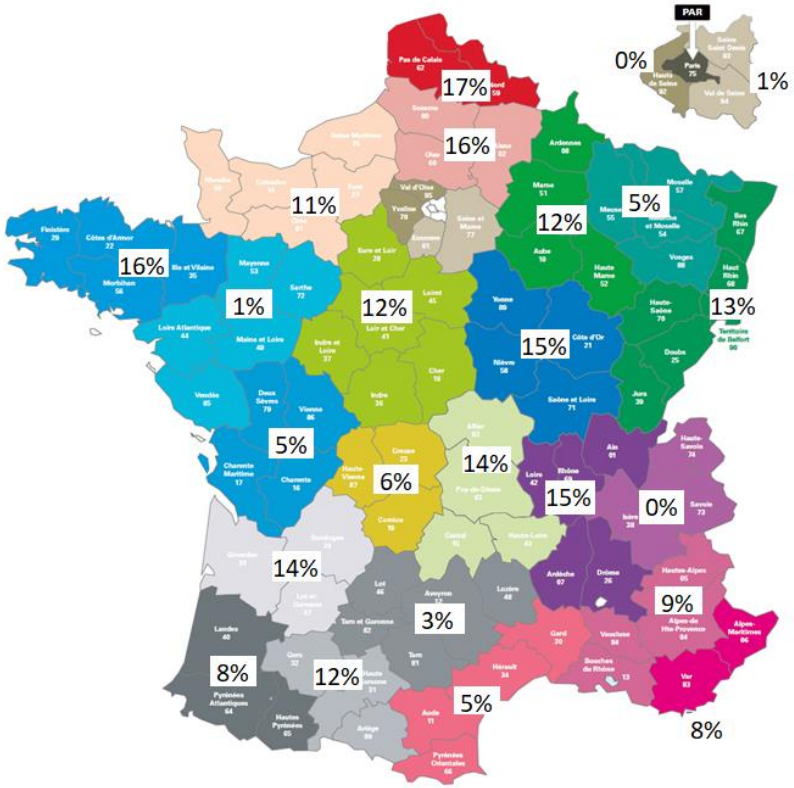
Suivi des installations ≥ 10 MW participant au MA sur le RPD

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



Sur les 18,6 GW attendus sur le réseau Enedis à partir du 01/01/2026, participation aujourd'hui au mécanisme d'ajustement de ~ 2000 MW (11% du gisement)

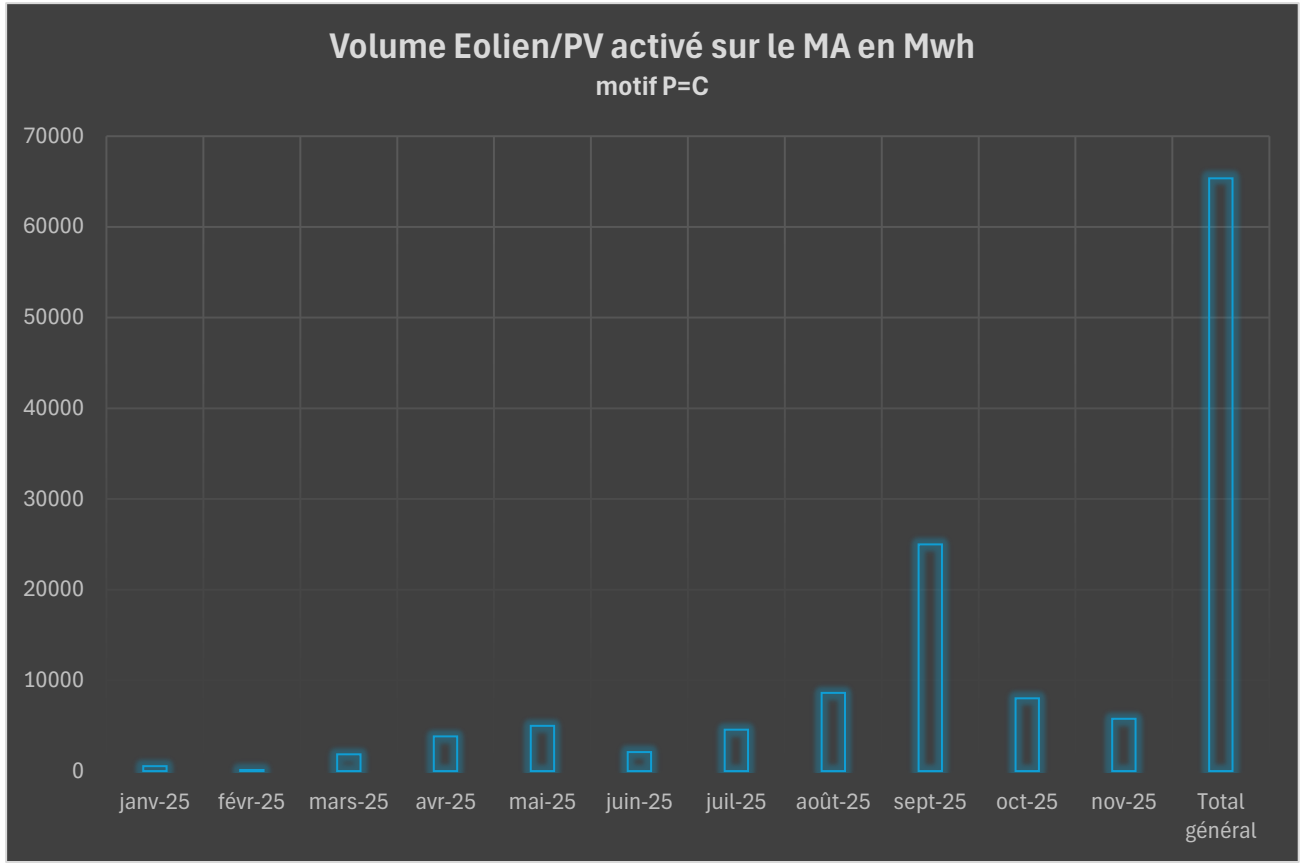
Part du gisement des sites EnR ≥ 10 MW participant au MA (en %)



Puissance totale des installations de production (≥ 10MW) raccordées au RPD : 18,6GW

Données novembre 2025

Volume d’EnR activé à la baisse du 1er janvier au 12 novembre 2025



Message clés

- ✓ En septembre et en novembre (1er-12), les activations EnR représentent **8% des activations à la baisse.**
- ✓ En septembre, **ce sont 12 journées concernées** par des activations EnR sur le MA

3 Fiche pédagogique – Règles d'agrégation des entités multi-sites

Fiche pédagogique – Règles d'agrégation des entités multi-sites



- **Fiche pédagogique** traitant des règles **d'agrégration des entités multi-sites** :
  - ✓ Conditions générales pour créer une entité (EDP ou EDA) multi-sites
  - ✓ Règles d'agrégation pour les EDP multi-sites selon le domaine de raccordement



- Mise à disposition sur le **Portail Services de RTE** la semaine prochaine (pages relatives à la programmation et au mécanisme d'ajustement).

- En résumé:
  - ✓ <u>EDP multi-sites injection ou stockage quelque soit le domaine de raccordement:</u>
    - ➢ Tous les sites d'une EDP doivent avoir le même RE
    - ➢ 1 seule filière au sein de l'EDP
  - ✓ <u>EDP multi-sites **HTB** injection ou stockage:</u>
    - ➢ **Uniquement** si les sites constitutifs de l'EDP sont situés au même point d'injection RPT (poste source RTE).
  - ✓ <u>Pour les EDP multi-sites **HTA** injection ou stockage</u>, le cumul des conditions ci-dessous est **nécessaire** mais pourrait être non suffisant lors de l'étude dérogatoire (se basant sur des critères électrotechniques supplémentaires). Ils permettent de limiter fortement le risque de rejet lors du processus dérogatoire.
    - ➢ Le volume total de l'EDP doit être inférieur ou égal à 300 MW
    - ➢ La puissance cumulée des différents sites de l'EDP présents dans un **périmètre de 100 km** doit être **inférieure ou égale à 40 MW**

B Présentations

1 Processus et trame de justification d'un délai de participation au MA

Processus de déclaration des sites non-participants au 1er janvier 2026

Envoi à RTE du formulaire listant l'ensemble des sites obligés ne participant pas au MA au 1er janvier

@ BAL destinatrice : **RTE-PROG-MA@RTE-FRANCE.COM**

Au plus tard le **31 janvier 2026**

1 fichier pour l'ensemble des sites d'un producteur

Les éléments fournis seront transmis à la CRE et étudiés dans le cadre du suivi de la participation des sites au MA. RTE pourra prendre contact avec les producteurs pour demander des compléments d'information.

Le calendrier et les actions de résorption feront l'objet d'un suivi régulier. Dans ce cadre, les producteurs pourront spontanément ou sur demande de RTE, transmettre une mise à jour du formulaire.

Formulaire de déclaration des sites non-participants au 1er janvier 2026

Producteur	
Raison sociale	
SIRET	
Nom(s) contact(s)	
Email(s) contact(s)	

Informations d'identification et de contact du producteur

Code externe Site
Correspond au code par lequel le GRD (code PRM, voire PDL ou CARD) identifie le site pour la participation au MA

Puissance installée
Telle que définie dans le CARD

Motif retard
Cause de non-participation au 1er janvier 26

Actions mises en place
Actions mises en place pour respecter la date prévisionnelle de début de participation

1 ligne par site

Nom Site	Code externe Site (code PRM, PDL, CARD, ...)	Filière	Puissance Installée (en kW)	Participation actuelle au MA	Date prévisionnelle début de participation au MA	Motif retard	Actions mises en place
Site 1	PRM01234567890						
Site 2	PRM01234567891						

Filière

- Bioénergies
- Energies marines
- Eolien
- Géothermie
- Hydraulique
- Solaire
- Thermique non renouvelable

Date prévisionnelle de début de participation
Date à laquelle le site aura rejoint une EDA et celle-ci commence à avoir des offres associées

2 Participation au MA – Déclaration des périmètres et évolutions SI

Processus opérationnel de déclaration des périmètres et délais nécessaires

Entre la création de l'entité d'ajustement et la participation effective au MA, il faut compter entre 1 à 2 mois.

Création de l'Entité d'Ajustement et/ou de l'Entité de Programmation auprès de RTE

RTE

Avec demande de dérogation si EDA multi-sites

Début du mois M

Transmission du contenu de ces entités aux GRDs correspondants

GRD

10 jours ouvrés avant la fin du mois M

Validation par le GRD et Transmission à RTE

GRD

5 jours ouvrés avant la fin du mois M

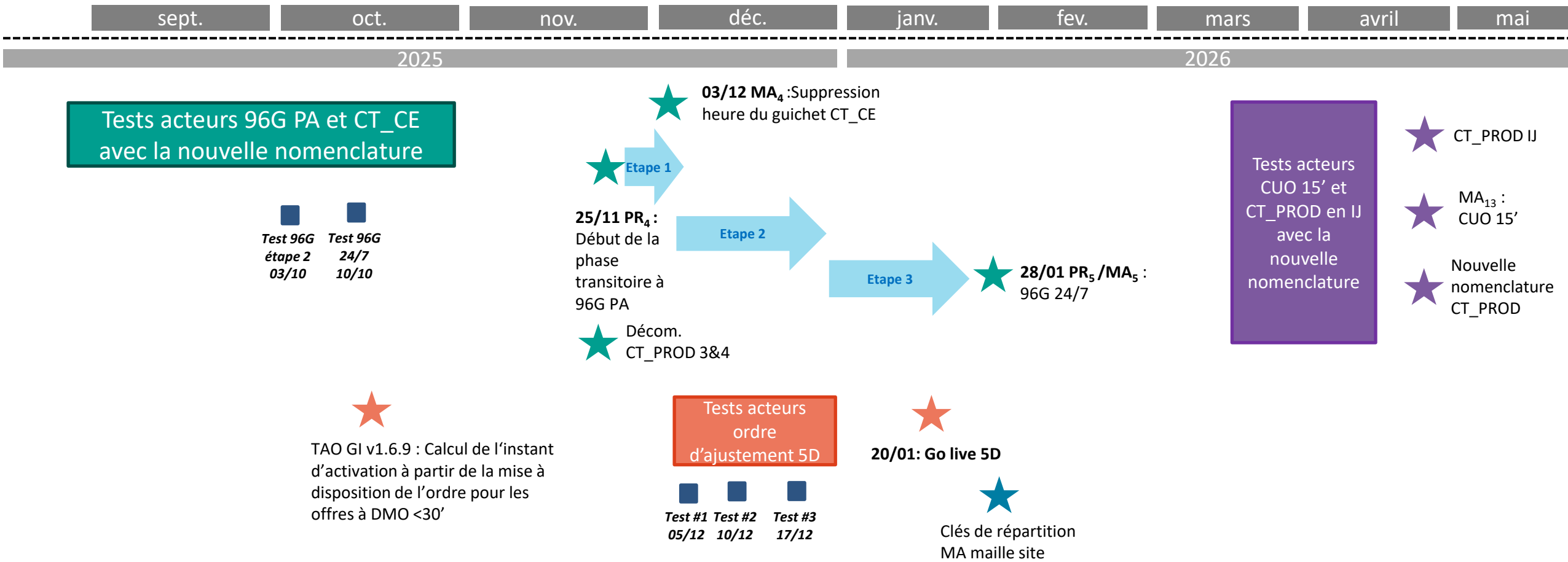
Validation par RTE et participation effective à partir du 1er jour du mois

RTE

1er du jour du mois M +1

Si votre participation n'est pas possible pour le 1er janvier, le formulaire présenté plus haut sera à renseigner.

Planning prévisionnel des évolutions SI MA PROG



Points clés

- Les guides d'implémentation TOPASE et TAO sont disponibles sur le portail services
  - TOPASE: v2.0 en vigueur pour les 96G
  - TAO: v1.6.9 en vigueur et version draft v1.7.0 dans un dossier dédié pour les ordres d'ajustement 5D
- Pour les nouveaux AA/EDA implicite: ne pas oublier d'envoyer l'intégralité des fichiers (CT_PROD 1, 2 & 5)
- Publication du guide MA sur les clés de répartition courant décembre (possibilité de déposer les fichiers du S1 2026 jusqu'à juillet 2026)

3 Services Système fréquence
Participation des EnR en FCR et aFRR

EnR et SSY Fréquence

Sommaire :

1. Rappels :
    1. les Services Système Fréquence au sein de l'Equilibrage
    2. Le Processus SSY-F global : de la Certification à la Rémunération
    3. Tableau de synthèse
2. La certification SSY-F :
    1. Cadre réglementaire (capacité constructives et obligations associées)
    2. Le Processus de Certification
    3. Les méthodes de participation aux SSY-F pour les EnR

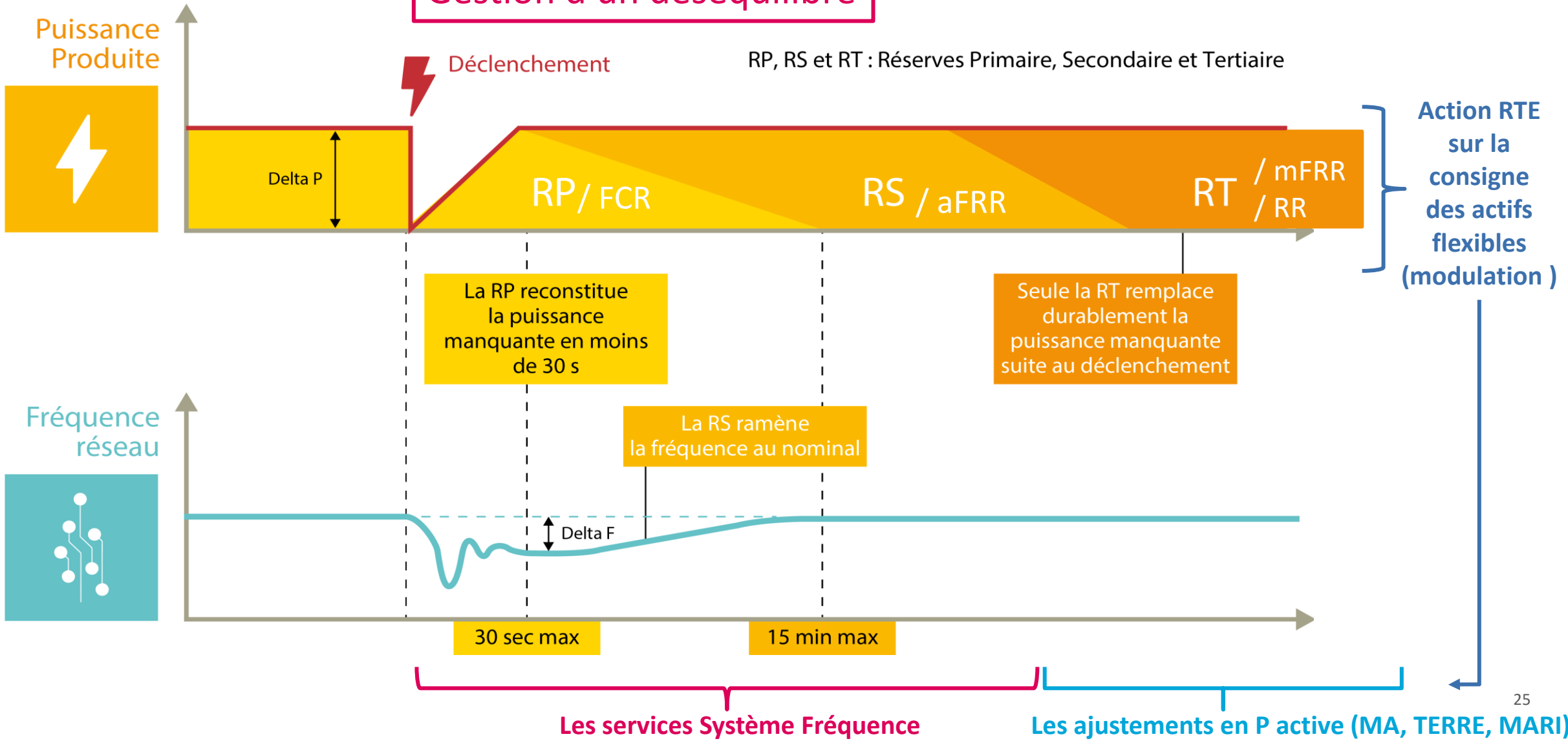
EnR et SSY Fréquence

Sommaire :

1. Rappels :
    1. les Services Système Fréquence au sein de l'Equilibrage
    2. Le Processus SSY-F global : de la Certification à la Rémunération
    3. Tableau de synthèse
2. La certification SSY-F :
    1. Cadre réglementaire (capacité constructives et obligations associées)
    2. Le Processus de Certification
    3. Les méthodes de participation aux SSY-F pour les EnR

L'équilibrage : Assurer l'équilibre P=C à tout instant (F = 50 Hz)

Gestion d'un déséquilibre



Loi de réglage et Programmation associée

Pour **participer aux Services Système, un acteur doit passer** par un **Responsable de Réserve**, aussi **Responsable de Programmation**, afin de déclarer à RTE ce qu'il a prévu d'injecter/soutirer (Puissance active = P0) et les **bandes de puissance allouées aux RP et RS** :

Quintuplet (P0 ; RP↑ ; RP↓ ; RS ↑ ; RS↓)

En temps réel, RTE peut venir **activer de l'énergie de réglage** via la **loi de modulation de la consigne des actifs :**

$$P(t) = P_0 + K \,.\, (f_n - f) + Ni \,.\, RS$$

P_0	$(f_n - f)$	$Ni \,.\, RS$
Modifiable à l'Aju	Mesuré localement	Envoyé par RTE
RT	**RP**	**RS**

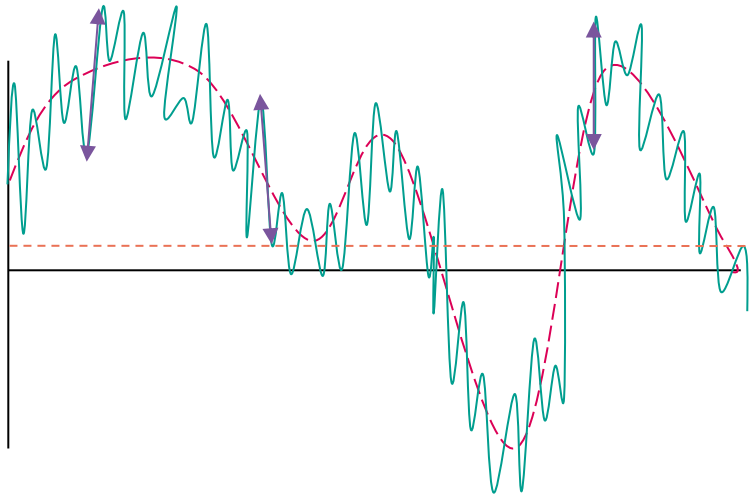
Avec :

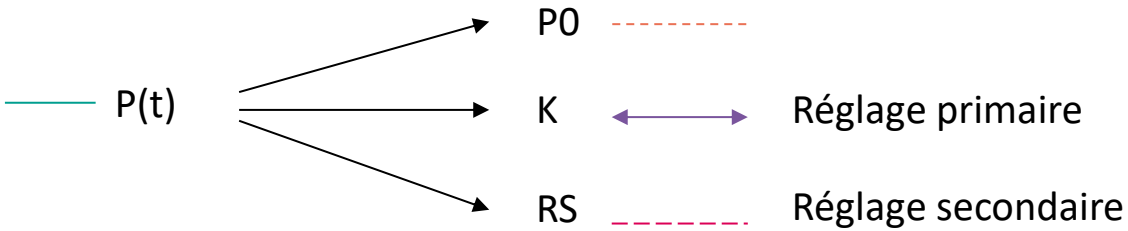
- **P(t)** : la puissance mesurée en MW
- **P_0** : la puissance de consigne en MW, ou « baseline »
- **K** : le gain de réglage primaire en MW/Hz (K ≥ RP / 200 mHz)
- **f_n** : la fréquence nominale sur le réseau en Hz (= 50 Hz)
- **f** : la fréquence mesurée sur le réseau en Hz
- **Ni** : le niveau de réglage secondaire F/P
- **RS** : la bande de réserve secondaire programmée en MW

K et RS peuvent être différents à la hausse et à la baisse, où :

« hausse » :	K+ qd f < 50 Hz RS+ qd Ni > 0
« baisse » :	K- qd f > 50 Hz RS- qd Ni < 0

Exemple de réglage en fréquence (courbe verte) :





EnR et SSY Fréquence

Sommaire :

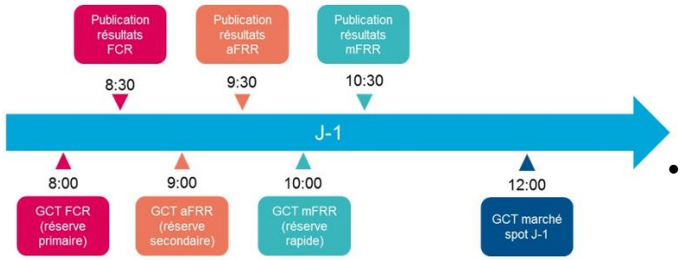
1. Rappels :
    1. les Services Système Fréquence au sein de l'Equilibrage
    2. Le Processus SSY-F global : de la Certification à la Rémunération
    3. Tableau de synthèse
2. La certification SSY-F :
    1. Cadre réglementaire (capacité constructives et obligations associées)
    2. Le Processus de Certification
    3. Les méthodes de participation aux SSY-F pour les EnR

Le processus FCR et aFRR actuel

Les étapes :

A l'initialisation et à chaque mise à jour des capacités

- Validation de l'aptitude technique de l'EDR à réaliser les SSYf



Tous les jours en J-1

- FCR : AO Journalier
- aFRR : AO Journalier

Tous les jours en J-1 et en IJ

- Programmation des puissances des EDP (Puissance active + bandes de SSY = quintuplet (P_0; FCRh; FCRb; aFRRh; aFRRb)

Tous les jours

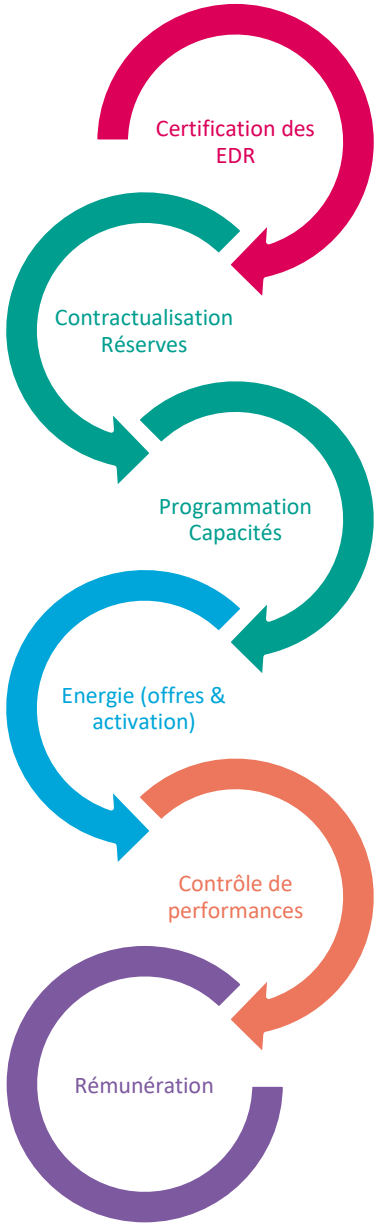
- FCR : activation automatique locale sur l'écart réel de Fréq.
- aFRR : Les acteurs envoient des offres en énergie
  RTE envoie un niveau Ni propre à l'entité, au pas 4s

Tous les mois

- RTE vérifie les performances de l'EDR

Tous les mois

- Calcul de la rémunération et pénalisations financières



Un exemple pour illustrer :

Dépôt d'un dossier de certification pour 10 MW d'aFRR à la baisse sur l'EDR 1
→ Validation de l'aptitude par RTE

18 septembre 9h :
Dépôt d'une offre en capacité à l'AOJ aFRR de 8 MW baisse entre 10h et 16h.
9h30 : offre retenue, le prix marginal de l'AO est de 30€/MWb/h

18 septembre 16h30 :
Envoi du programme (P0 ; 0 ; 0 ; 0 ; 8) pour l'EDR 1 sur les pas de temps entre 10h et 16h

19 septembre 11h :
En temps réel, le besoin d'aFRR est à la baisse, et l'EDR 1 a un prix attractif → **RTE envoie un signal Ni = -1 pour l'EDR 1**

En octobre, RTE vérifiera si l'EDR 1 a suivi correctement le niveau Ni en septembre

RTE rémunère les 8 MW baisse à 8*30*6 = **1440€**
L'acteur est redevable d'une pénalisation financière s'il programme moins à RTE, ou ne suit pas correctement le Ni

EnR et SSY Fréquence

Sommaire :

1. Rappels :
    1. les Services Système Fréquence au sein de l'Equilibrage
    2. Le Processus SSY-F global : de la Certification à la Rémunération
    3. Tableau de synthèse
2. La certification SSY-F :
    1. Cadre réglementaire (capacité constructives et obligations associées)
    2. Le Processus de Certification
    3. Les méthodes de participation aux SSY-F pour les EnR

Services Système fréquence : tableau de synthèse

Services système

Capacité	Réserve primaire FCR	Réserve secondaire aFRR	Réserve rapide mFRR	Réserve complémentaire RR
Volume de capacité contractualisé	486 MW (2024) 516 MW (2025)	500 à 1100 MW	1000 MW hausse 780 MW baisse (à partir du T1 2026)	500 MW hausse
Contractualisation	Appel d'offres Journalier J-1	Appel d'offres Journalier J-1	Appel d'offres Journalier J-1 (+ une partie de la hausse en annuel pour 2025 / trimestriel pour 2026)	Appel d'offres Journalier J-1 (+ une partie en annuel pour 2025 / trimestriel pour 2026)
Prix de rémunération de la capacité	Prix marginal de l'appel d'offres	Prix marginal de l'appel d'offres	Prix marginal de l'appel d'offres	Prix marginal de l'appel d'offres
Energie	**Réserve primaire FCR**	**Réserve secondaire aFRR**	**Réserve rapide mFRR**	**Réserve complémentaire RR**
Activation	Automatique	Automatique	Manuelle	Manuelle
Ordre	Décentralisé (asservi à la fréquence Hz)	Centralisé (signal Ni envoyé par RTE)	Centralisé (ordre de RTE)	Centralisé (ordre de RTE)
DMO	30s	5 min	<=13 min	>13 min
Prix de rémunération de l'énergie	Prix spot	Prix marginal standard (PICASSO)	Prix d'offre spécifique Prix marginal standard (MARI à partir de 2026)	Prix d'offre spécifique Prix marginal standard (TERRE jusqu'à fin 2025)

Equilibrage national

EnR et SSY Fréquence

Sommaire :

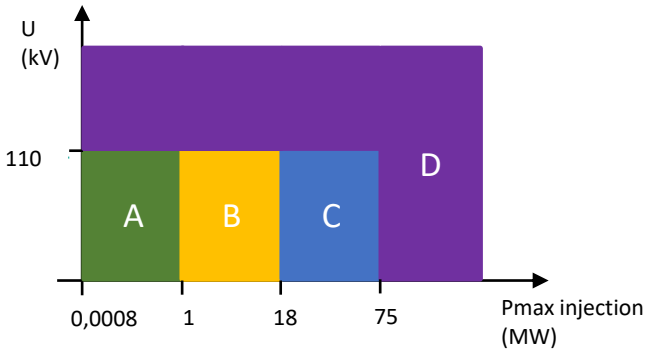
1. Rappels :
    1. les Services Système Fréquence au sein de l'Equilibrage
    2. Le Processus SSY-F global : de la Certification à la Rémunération
    3. Tableau de synthèse
2. La certification SSY-F :
    1. Cadre réglementaire (capacité constructives et obligations associées)
    2. Le Processus de Certification
    3. Les méthodes de participation aux SSY-F pour les EnR

Cadre réglementaire

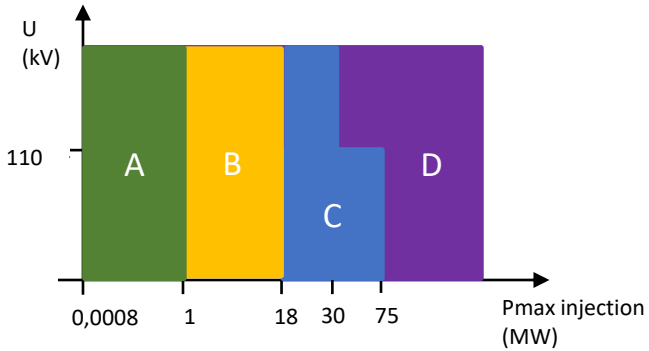
Le code RfG décliné dans l'arrêté du 9 juin 2020 prévoit des exigences en matière de réglage de la fréquence (capacités constructives) pour les installations de production, y compris celles qui mettent en œuvre de l'énergie fatale.

Ces exigences sont ensuite plus précisément définies **dans la DTR** de RTE au sein des **cahiers des charges capacités constructives**, qui distingue les unités de production synchrone (§8.3.2), les unités de production non synchrones (§8.3.1) et le stockage (§8.3.4).

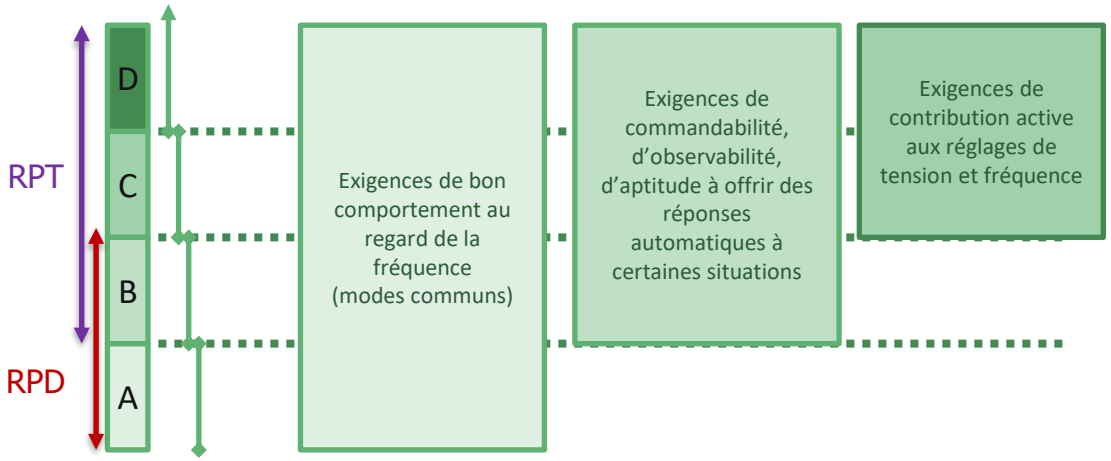
Les obligations de capacité constructive de réglage de la fréquence s'appliquent à tous les nouvelles unités (dont la PTF a été signée après le 26 Juin 2020) et aux existantes en cas de modification substantielle.



Avant délibération CRE du 19/09/24



Après délibération CRE du 19/09/24



Elles portent sur :

- **2,5 % Pmax de l'unité pour la FCR (unité de type C, D)**
- **4,5 % Pmax de l'unité pour l'aFRR (unité de type D raccordées en HTB2 ou HTB3)**

Ces obligations de capacité constrictive doivent faire l'objet d'une validation par RTE dans le cadre du processus de contrôle de conformité / raccordement (PV étape 3), cf fiches d'essai en Annexe

Impact sur la participation aux marchés (cadre en vigueur)

D'après le code de l'énergie (article L.321-11, alinéa 4) , l'obligation de capacité constructive de réglage de la fréquence entraine **une obligation de mise à disposition de RTE de ces capacités en exploitation par la participation aux marchés :**

- Pour la **réserve primaire** : appel d'offres journalier de capacités en J-1 8h , produit 4 heures **symétrique**
- Pour la **réserve secondaire** : appel d'offres journalier de capacités en J-1 9h, produit 1h **asymétrique**

Pour cela, le parc doit désigner un **Responsable de Réserve**, ou le devenir, d'après les règles Services Système fréquence (Paragraphe 4.D.1.1 et annexe N°4.A11 des règles de marchés), qui sera aussi Responsable de Programmation.

La granularité des offres sur les appels d'offres étant au minimum d'1 MW, **l'obligation d'offrir la puissance des capacités constructives concerne** :

Pour la **réserve primaire** les portefeuilles d'unités à partir du **type C de plus de 40 MW** en somme sur le portefeuille (1 MW ≤ 2,5% 40 MW)

Pour la **réserve secondaire** les portefeuilles d'unités à partir du **type D de plus de 23 MW** en somme sur le portefeuille (1 MW ≤ 4,5 % 23 MW)

Le **Responsable de réserve** sera responsable du **dépôt des offres** sur les marchés (capacités pour les AO et énergie pour l'activation de l'aFRR), et du **pilotage du parc sur activation** (réception des Ni et retransmission aux actifs pour mise en œuvre).

EnR et SSY Fréquence

Sommaire :

1. Rappels :
    1. les Services Système Fréquence au sein de l'Equilibrage
    2. Le Processus SSY-F global : de la Certification à la Rémunération
    3. Tableau de synthèse
2. La certification SSY-F :
    1. Cadre réglementaire (capacité constructives et obligations associées)
    2. Le Processus de Certification
    3. Les méthodes de participation aux SSY-F pour les EnR

Processus de certification en FCR et/ou aFRR

Étape 1 : infos & simulations

- Données techniques et description du pilotage
- Données sur la méthode d'estimation du productible
- Vérification de la conformité des systèmes d'échanges d'information (téléinformations)

Étape 2 : Essais

- Tests d'échanges d'information (téléinformations)
- Test d'échelon / de rampe par injection locale : valider la dynamique sur -200mHz /200 mHz ou -1 / +1
- « Test 8h » en Exploit : réglage en fonctionnement réel

PV

Cas d'un site de production obligé (Cf slides précédentes)

Définition des performances requises dans le **CdC Capacités Contructives** basées sur les textes règlementaires et la DTR

Vérification des Performances à travers des **Fiches d'essais** :

- Fiche F4 FCR : Echelons (+/- 200 mHz, +/- 50 mHz, +/- 15 mHz) à Pmax et Pmin
- Fiche F5 aFRR : Rampe de niveau de +1 à -1 et de -1 à +1 suivant la FAT à Pmax et Pmin
- Fiche F6 : Observation du groupe pendant 8h en Rf/P (et RSFP)

Échelon de Fréquence (réponse < 30 sec)

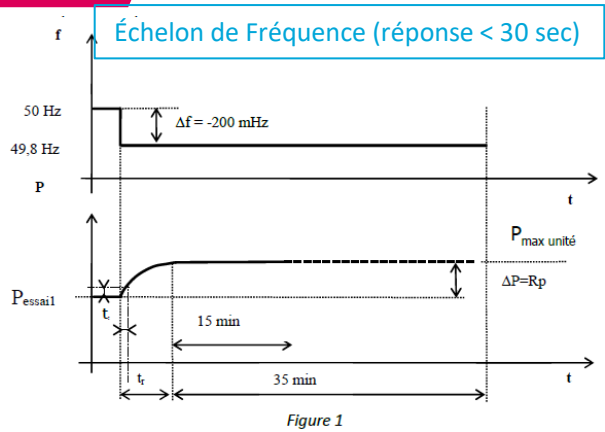


Figure 1

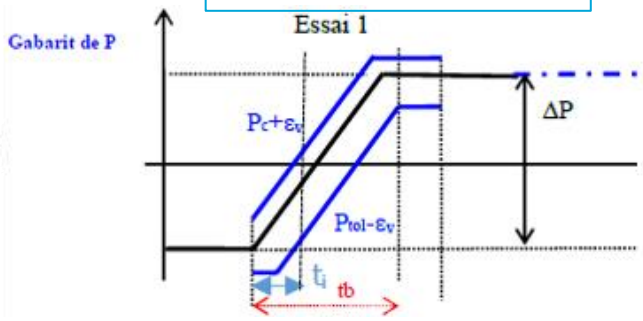
Cas d'une EDR non obligé (participation volontaire, « certification marché »)

Fiche de certification **FCR & aFRR pour ENR en projet** (en cours d'édition)

Fiche de certification **FCR annexe 12** des règles SSYf

Fiche de certification **aFRR annexe 13** des règles SSYf ou **trame de certification aFRR en projet**

Test de rampe NI (2 x 300 sec)



EnR et SSY Fréquence

Sommaire :

1. Rappels :
    1. les Services Système Fréquence au sein de l'Equilibrage
    2. Le Processus SSY-F global : de la Certification à la Rémunération
    3. Tableau de synthèse
2. La certification SSY-F :
    1. Cadre réglementaire (capacité constructives et obligations associées)
    2. Le Processus de Certification
    3. Les méthodes de participation aux SSY-F pour les EnR

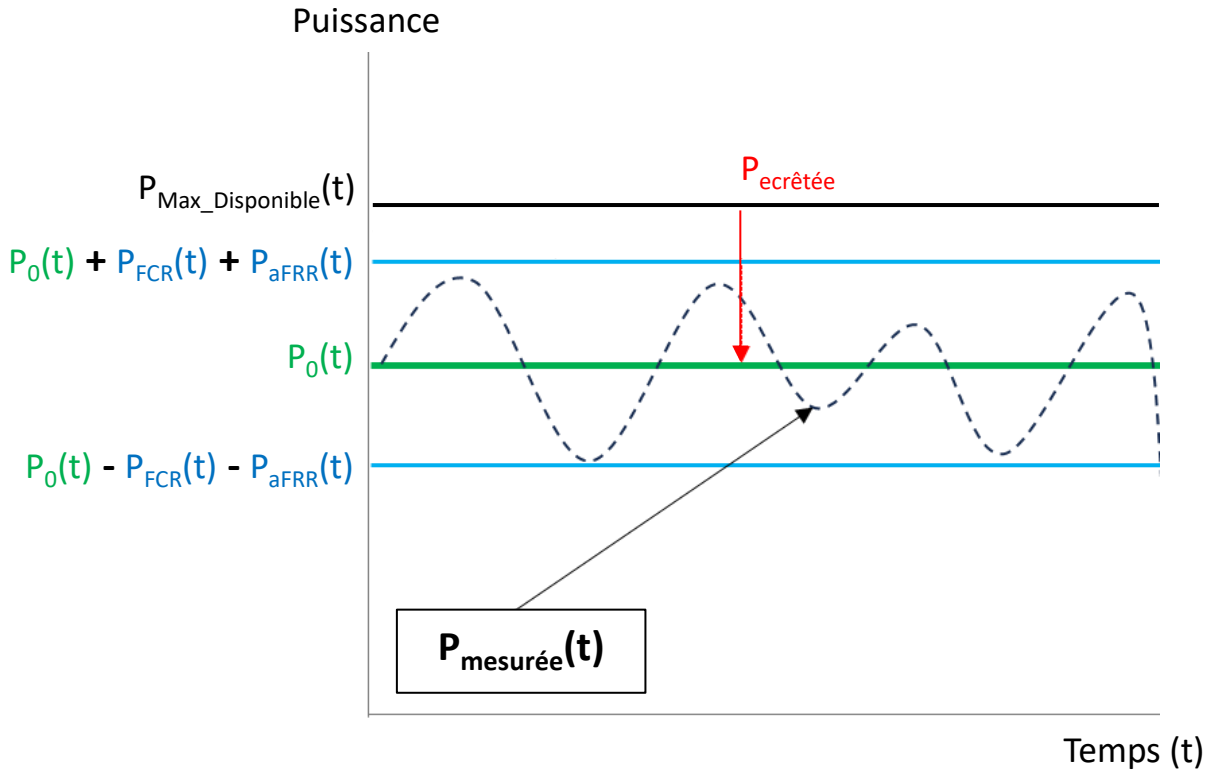
Méthode de participation d'un actif modulable

Rappel

Pour qu'un actif effectue un réglage de SSYf, il doit :

- intégrer la loi de réglage dans son contrôle commande : $P(t) = P_0 + K \times \Delta f + Ni \times RS$
- définir sa puissance de référence P_0 en garantissant la disponibilité des bandes de réserves programmées (ex. : $P_0 \leq P_{max} - FCR_h - aFRR_h$)

Méthode de participation « palier » historique des moyens pilotables :



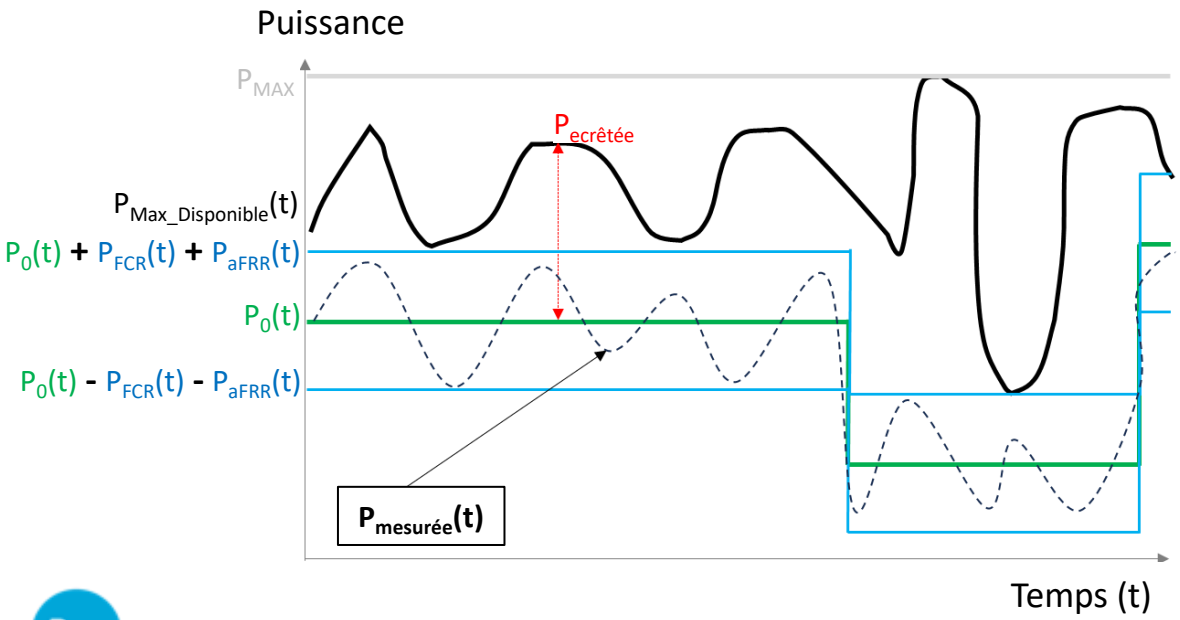
Deux méthodes de participation aux SSY-F pour les EnR

Les **ENR** ont des **puissances fortement variables**, et ce à une maille en deçà du pas de marché (1h > 15'), du pas de règlement des écarts (ISP 15' depuis début 2025) et même du pas de programmation minimal de 5', rendant impossible :

- **l'estimation par RTE** à partir du PA/PAR de la P_0 de référence, à partir de laquelle la participation effective aux SSYf est réalisée
- **le contrôle** de cette dernière avec les outils actuels basés sur une P_0 en palier ou variant « lentement » sur un pas de programmation

En outre, s'agissant de production fatale (non pilotée), **la puissance réellement disponible doit être prévue**, avec une certaine incertitude.

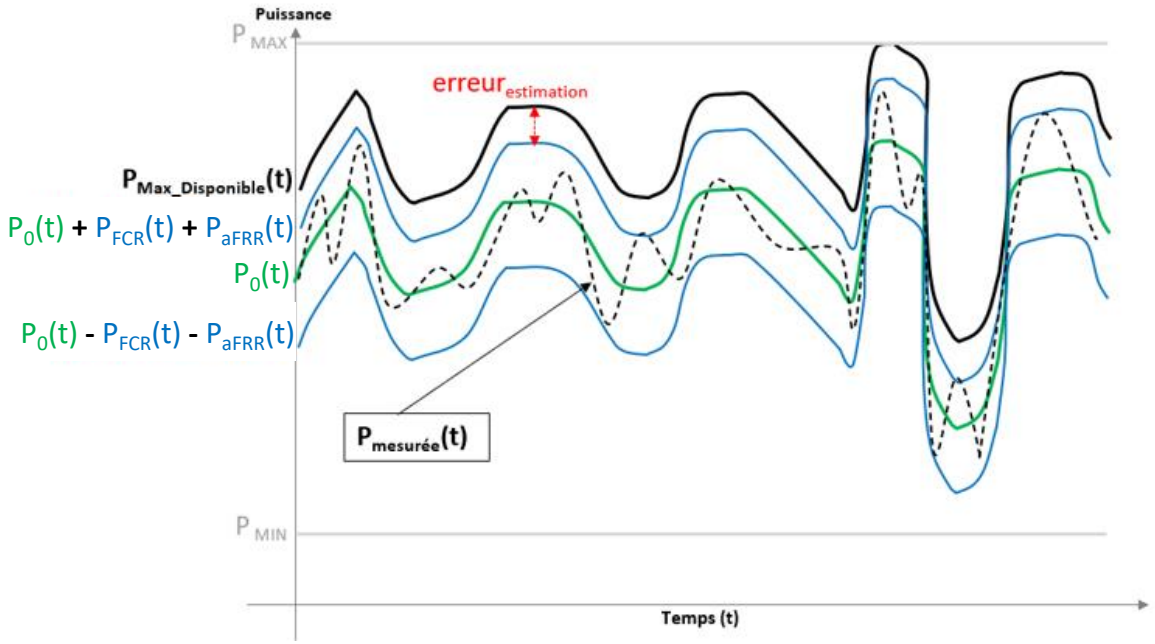
Application de la méthode « palier »



=> respecter des **paliers de puissance de consigne constants** pendant X ≥ 15 minutes

Nouvelle méthode « P0 variable »

Objectif= limiter l'écrêtement



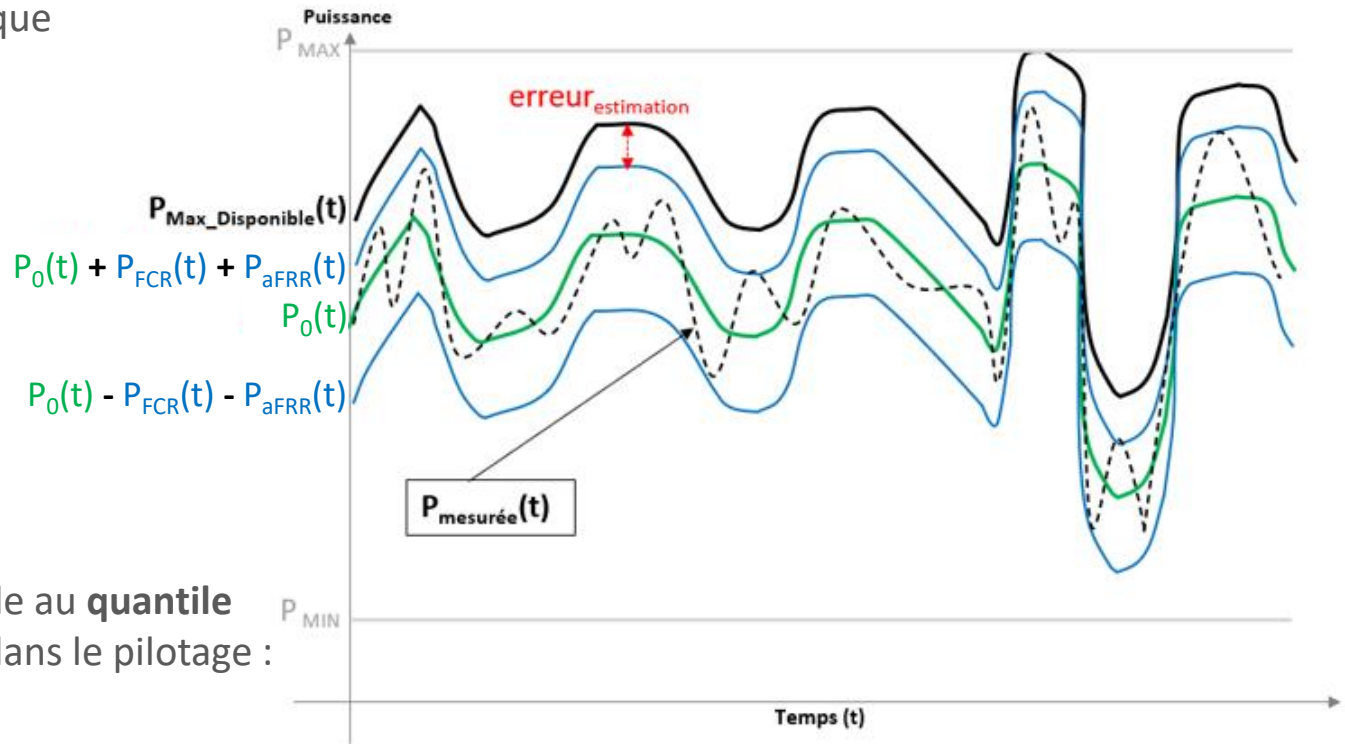
Méthode de participation en « P0 variable »

Préparation de la certification (avant réalisation des essais) :

- Description de la méthode de prévision de $P_{Max_Disponible}(t)$.
- **Evaluation de la qualité de prévision** sur un historique représentatif de données, à un pas ≤ 10 secondes
- Prérequis à la participation :

RMSE =

$$\frac{\sqrt{\sum_{ti \in T \text{ avec } P>P_{Min}} \left(P_{Max_{Disponible\ estimée}}(t_i) - P_{mesurée}(t_i)\right)^2}}{\sum ti \in T \text{ avec } P>P_{Min}} \leq 5\%\ P_{moyenne}$$



- Le cas échéant, un **écrêtement à appliquer** au moins égale au **quantile 99% des erreurs de prévision** doit être prise en compte dans le pilotage :

$$P_0(t) = P_{Max_Disponible\ estimée}(t) - Bande_{Réserve\ hausse} - \text{écrêtement}$$

Méthode de participation en « P0 variable »

Certification :

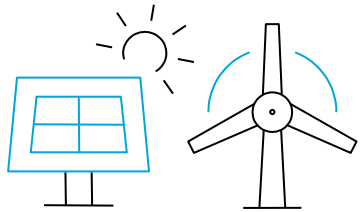
D'après les trames de certification en annexes des règles SSYf, ou les fiches F4, F5 et F6 du CdC Capacités Constructives, le producteur / agrégateur :

- démontre la **conformité des performances de son modèle de prévision** et la **conformité de son calcul de $P_0(t)$** (sur une plage de temps sans réglage SSYf)
- réalise **le dossier descriptif et les essais demandés** de l'étape de certification avec la $P_0(t)$ définie

Contrôle en continu :

- Le producteur fournit en temps réel les valeurs de $P_0(t)$ et $\mathbf{P_{Max_Disponible}(t)}$ via des TM 10 sec
- RTE contrôle :
  - l'activation des réserves FCR et aFRR (à partir de $\mathbf{P_{mesurée}(t)} - P_0(t)$)
  - La conformité de la valeur de $P_0(t)$ (à partir de $\mathbf{P_{Max_Disponible}(t)}$)
  - La qualité des valeurs de $\mathbf{P_{Max_Disponible}(t)}$ estimée (sur période hors SSYf)

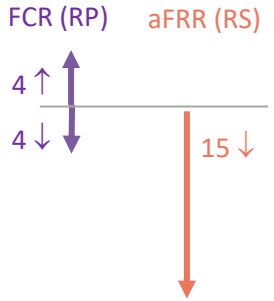
Résumé et illustration par un exemple – « P0 variable »



Parc de **100 MW** installés

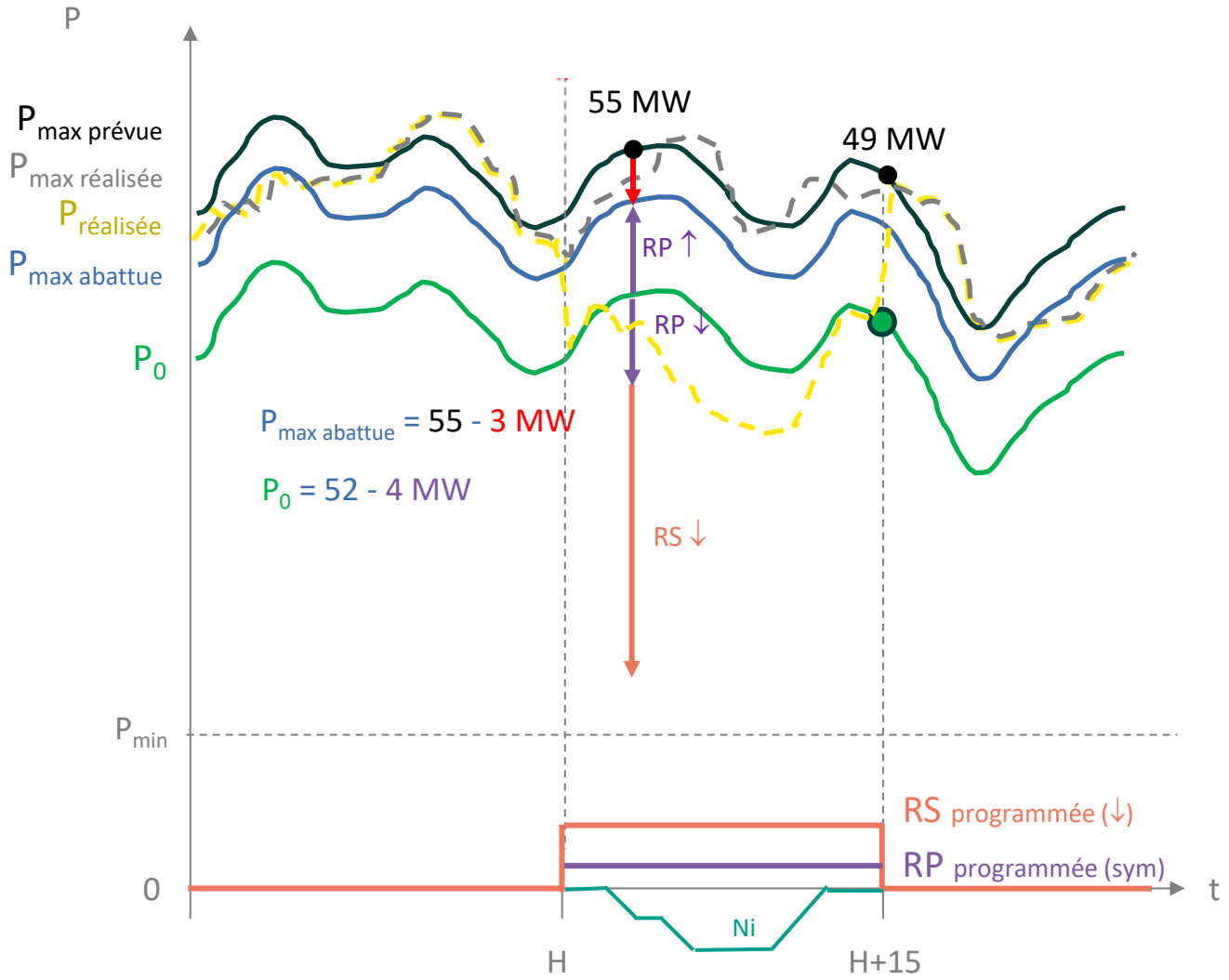
RS certifiée de **15 MW ↓**

RP de **4 MW ↓&↑**



Le quantile 99% du parc est de **+3 MW**
(ie le réalisé est + de 3 MW au-dessus de sa prévision dans 1% des cas)

$$P_0(t) = P_{Max_Disponible\ estimée}(t) - 4\ \text{MW} - 3\ \text{MW}$$



Annexe / infos complémentaires

Fiches d’essais raccordement Cat C

Capacité demandée Réglage primaire de fréquence demandées (FSM) : Catégories C (et D)

- **Fiche F4**
  - Injection locale d’Echelons de fréquence de +/- 200 mHz , +/- 50 mHz, profil fréquence bande morte/insensibilité
    - Démonstration respect dynamique (délai de réaction < 500 ms, temps réponse < 30 sec)
    - Maintien de la réserve
    - Absence Bande morte …..

  Cet essai est réalisé et analysé de façon autonome par le producteur

- **Fiche F6**
  - Fonctionnement en réglage de fréquence (FSM) pendant 8h00 sur la fréquence du réseau
    - Validation de la performance en réglage (gain, réserve conforme, suivi , bande morte …)
    - Validation que la qualité des téléinformations (TM/TS) transmises permettent d’assurer le contrôle par RTE

  Cet essai est analysé par RTE à partir des Téléinformations transmises en temps réel

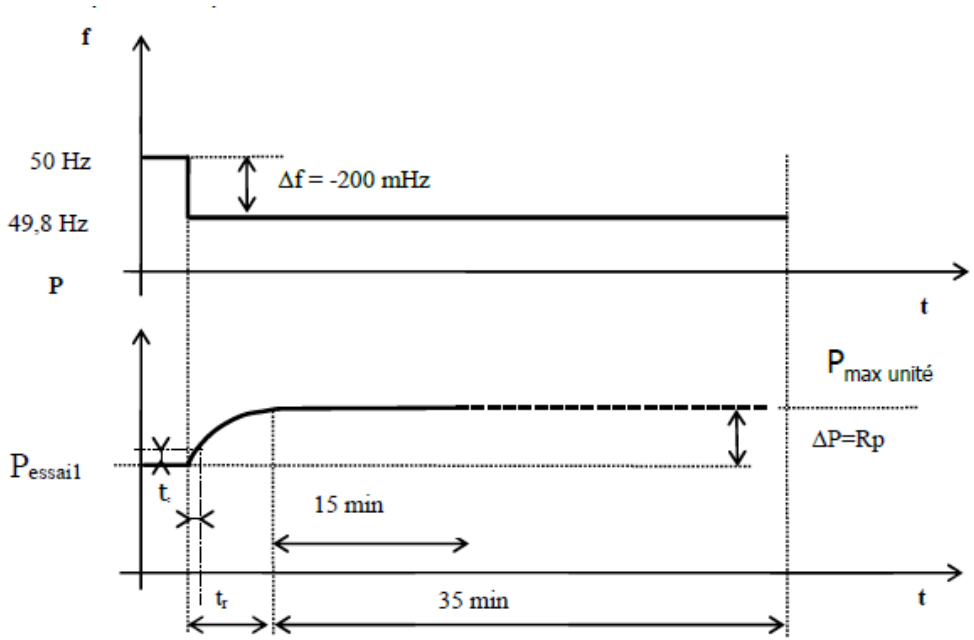


Figure 1

Ex : échelon +200 mHz

Fiches d'essais raccordement Cat D

Capacité demandée Réglage primaire et secondaire de fréquence demandées (FSM / aFRR) :

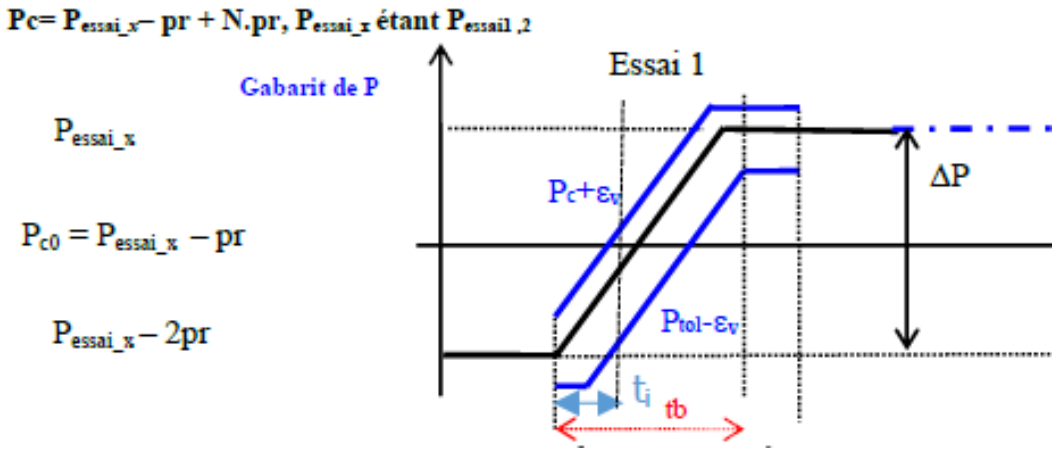
- **Fiche F4 (idem cat C)**
- **Fiche F5**
  - Injection locale de rampes de signal N Pente 600 sec (FAT 300 sec)

    Rampe des niveau N +1 → -1 et -1 → +1 en 600 sec et maintien niveau N pendant 30 min
    - Démonstration respect dynamique
    - Suivi de la rampe conforme
    - Maintien de la réserve

    Cet essai est réalisé et analysé de façon autonome par le producteur

- **Fiche F6**
  - Fonctionnement en réglage de fréquence (FSM) et secondaire (aFRR) pendant 8h00 sur la fréquence du réseau et le signal Ni émis par RTE
    - Validation de la performance en réglage primaire et secondaire
    - Validation que la qualité des téléinformations (TM/TS) transmises permettent d'assurer le contrôle par RTE

    Cet essai est analysé par RTE à partir des Téléinformations transmises en temps réel



Ex : rampe Niveau Ni -1/+1

Fiches d'essais raccordement LFSM
Variations de puissance sur fréquence haute ou basse

En complément des exigences FSM / aFRR et des fiches essais associées, RTE demande les exigences de type LFSM avec des fiches d'essais associées

- **LFSM – O**
  - Exigence demandée dès la catégorie B.
  - Elle est associée à la fiche F 10. Elle demande l'injection d'échelon de fréquence > + 200 mHz
  - C'est une exigence historique déjà requise dans les anciens arrêtés (Fiche 20)

- **LFSM – U**
  - Exigence demandée dès la catégorie C.
  - Elle est associée à la fiche F 11. Elle demande l'injection d'échelon de fréquence < - 200 mHz
  - C'est une nouvelle exigence contenue dans l'arrêté 2020

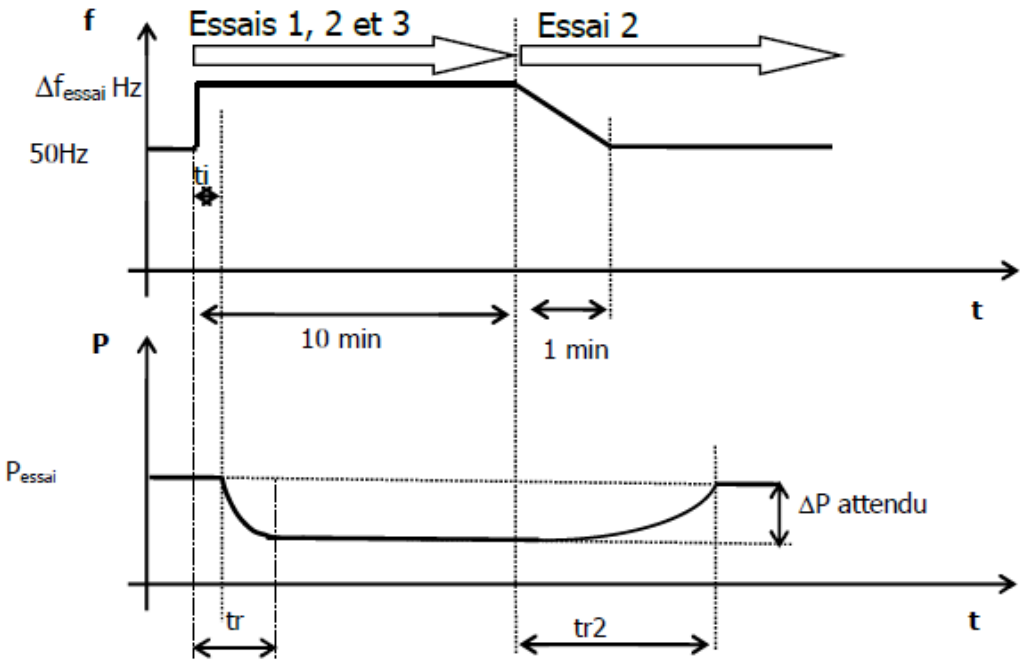


figure 1

Ces essais LFSM peuvent se rapprocher de la fiche F4 sur des échelons de fréquence plus faible.

Le réseau de transport d'électricité

Merci

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)