Le réseau de transport d'électricité

GT - EnR

19 septembre 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 et publication du prix marginal d'ajustement
3. **AOJ mFRR baisse –** Planning et rappels
4. **Article 175 de la loi de Finances 2025 –** Premier arrêté

PARTIE B : Concertation

1. **Retour sur la consultation des règles de marchés v2**
2. **Loi DDADUE –** Trame pour justifier un délai pour participer au MA
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

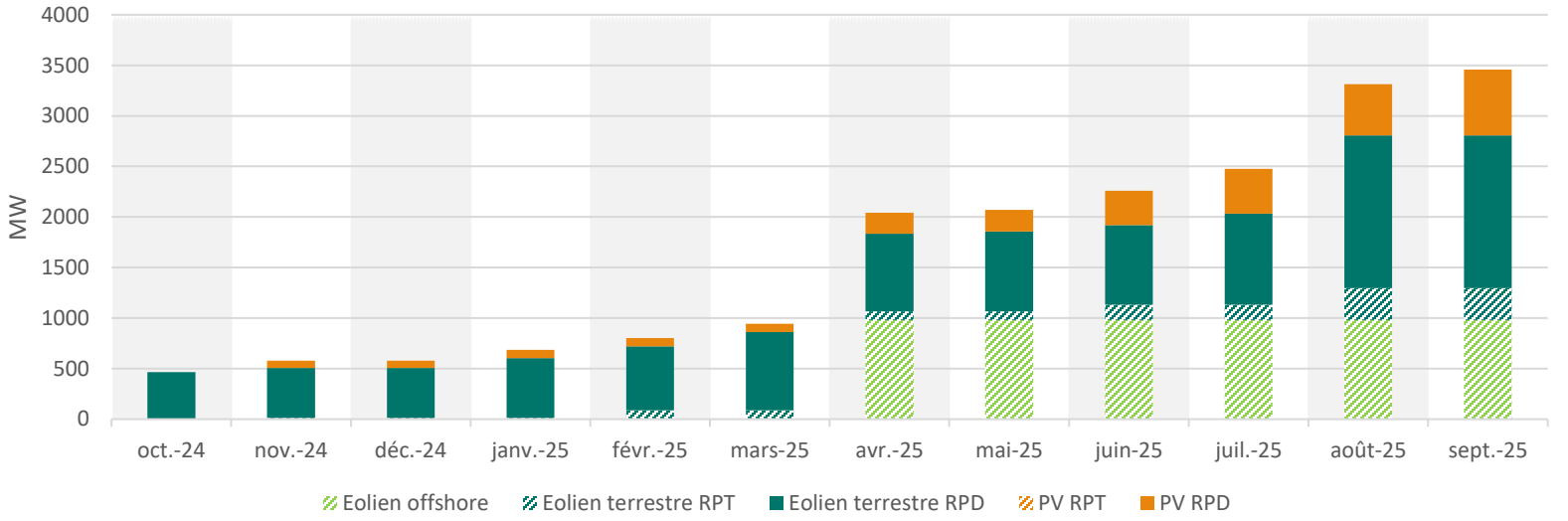
Le prochain GT EnR aura lieu le 28 novembre sur le créneau 9h30 – 12h.

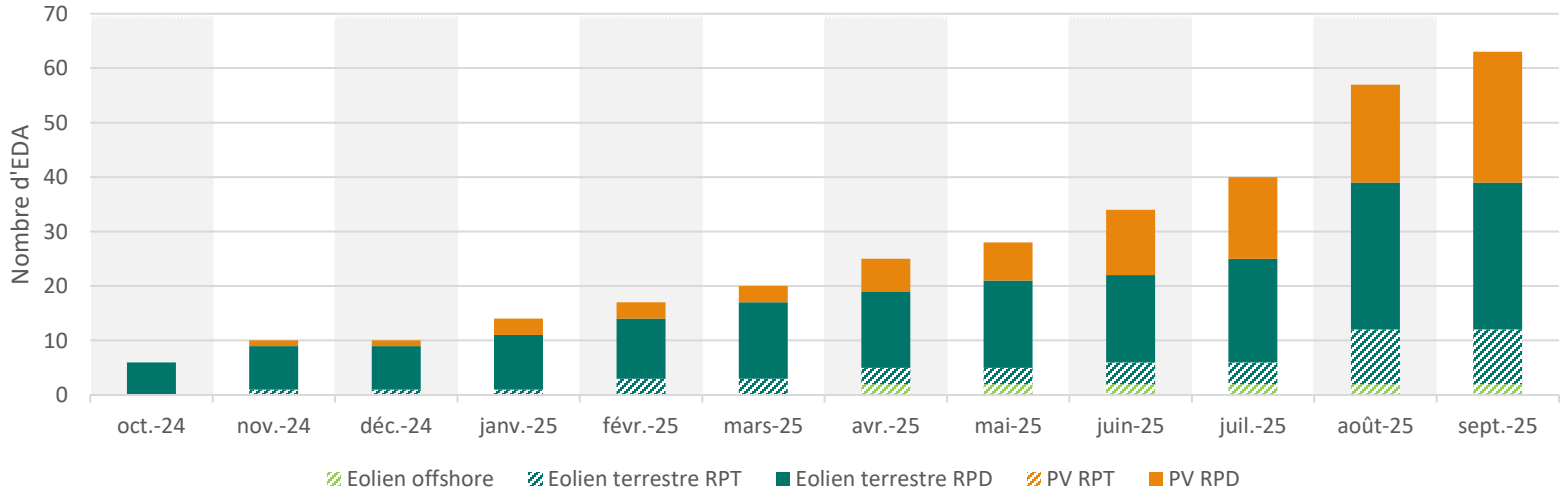
L'ordre du jour est à construire mais les sujets suivants pourraient être abordés:

- Suivi de la participation des EnR au MA
- Formulaire pour justifier une non-participation au MA au 1er janvier 2026
- Présentation sur les cPPA

2 Mécanisme d’ajustement - Suivi de la participation des EnR au MA et publication du prix marginal d’ajustement

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





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



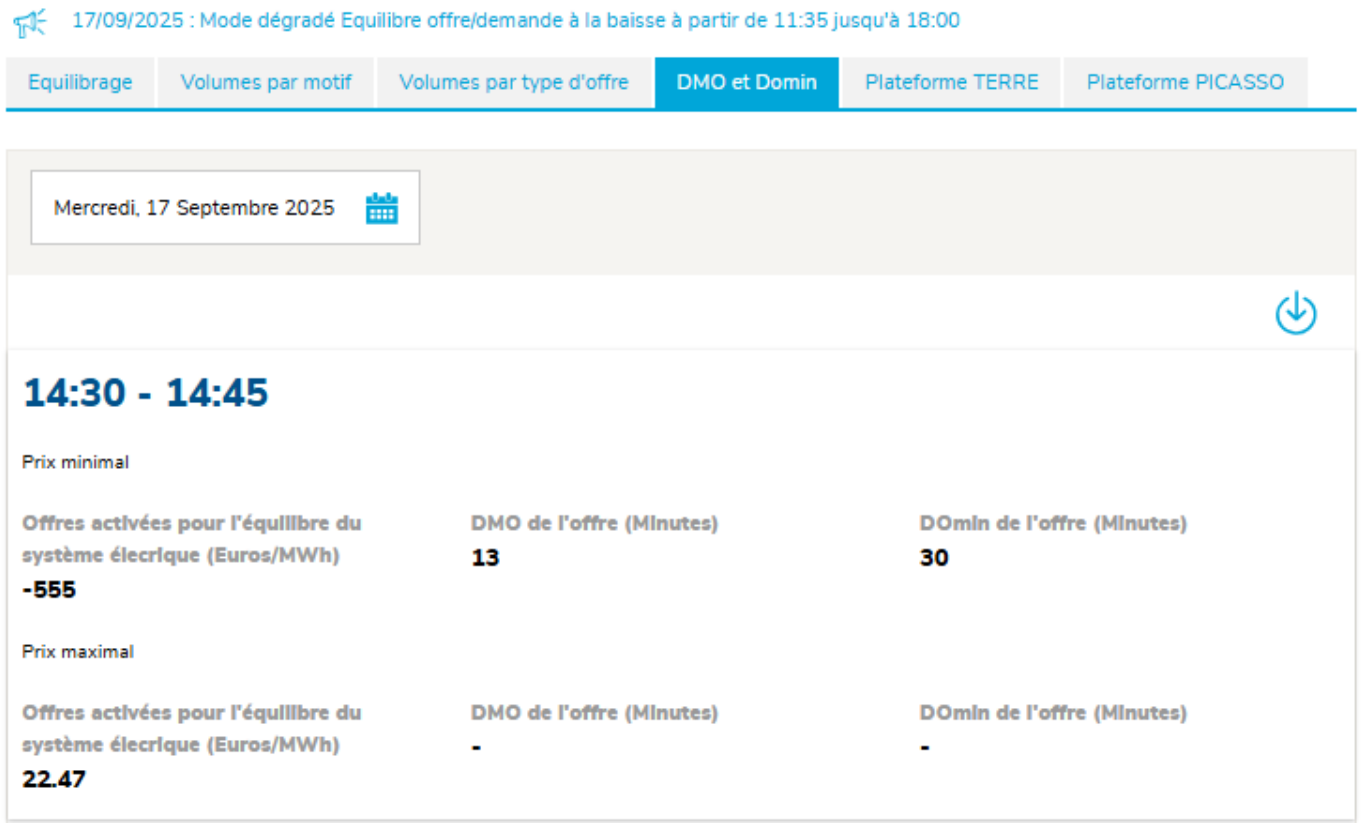
situation au 1er septembre 2025

	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 %	16 %	7 %	0 %	2 %
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

Publication du prix marginal d’ajustement

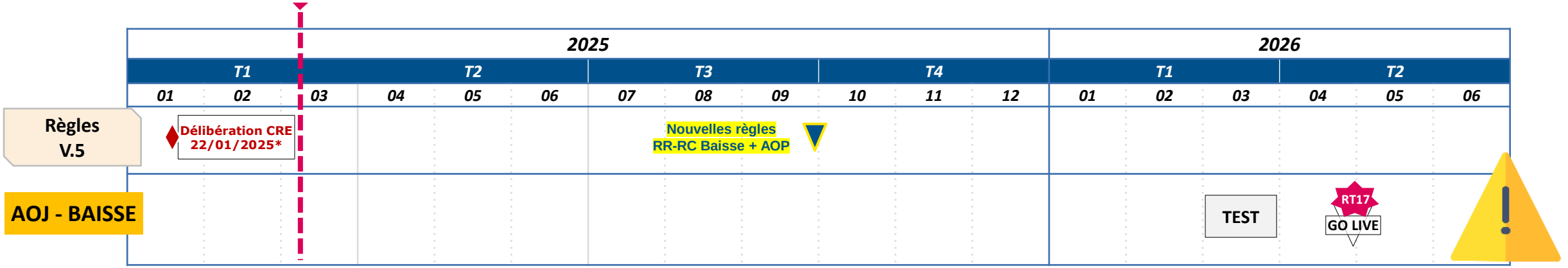
- Pour faire suite à la demande de plusieurs acteurs de marché, RTE a mis à disposition sur concerte l’historique de 2024 et du S1 2025 du **prix marginal d’ajustement**: prix de l’offre la plus chère activée à la hausse (resp. la moins chère activée à la baisse) sur le MA pour cause P=C). Cette donnée sera également accessible via:



- L’API Balancing Energy ressource /lead_times à partir du 24/09
- La page Equilibrage du portail services (onglet DMO et Domin) à partir du 20/10 (le prix affiché actuellement prend compte l’aFRR en plus des activations MA)

3 AOJ mFRR baisse – Planning et rappels

Planning actualisé



***Les délibérations CRE sont disponibles sur :**

https://www.cre.fr/documents/deliberations/regles-relatives-aux-reserves-rapide-et-complementaire-1.html

https://www.cre.fr/documents/deliberations/methodologies-et-conditions-de-laccord-operationnel-de-bloc-rfp-reglage-frequence-puissance-france.html

Les specifications techniques pour les AOJ RR-RC sont dans le Guide SI RACOON V1.5.2 disponibles sur notre site web dédié :
https://www.services-rte.com/fr/decouvrez-nos-offres-de-services/repondre-a-lappel-doffres-reserv.html

Caractéristiques du produit mFRR baisse contractualisée

- RTE, dans le cadre du design de ce produit, cherche à conjuguer 3 enjeux :
  - Disposer d'un produit permettant de faire face à des dynamiques rapides (DfD notamment) ;
  - Choisir un produit qui pourra être proposé **à la cible** sur la plateforme d'équilibrage MARI ;
  - … et disposant d'un gisement suffisant pour couvrir le besoin de RTE.

	mFRR (RR)
Période de validité AOJ	**1h**
SENS	BAISSE
DMO : « Dynamique longue »	**Maximum 13min**
DOmin	**Maximum 15'**
DOmax	**Compatible avec l'engagement de l'EDA**
Emax (Stock)	Géré par les acteurs via la formulation des offres
Nb_Activations	
DNA	**Maximum 30'**
Puissance minimale	**Alignée sur le MA (1 MW)**

L'Acteur d'Ajustement pourra **proposer des offres en énergie avec des Conditions d'Utilisation des Offres mieux-disantes**

La dégradation de la FCR et de l'aFRR est interdite sur une entité engagée en mFRR contractualisée à la baisse.

Mode de constitution des réserves mFRR

Appel d'offres journalier (en J-1 pour J) → Engagement de l'acteur en MW par heure → Listes d'engagement (LE) MW par EDA au pas 15' → Offres sur le MA

RTE organise des appels d'offres capacitaires via la plateforme RACOON.

Ces appels d'offres conduisent à **une rémunération de la capacité** selon le prix marginal retenu.

(**Pay as clear**)

En fonction du volume contractualisé lors des appels d'offres, l'acteur d'ajustement est soumis à un **engagement total en MW/Jour.**

Pour honorer son engagement l'acteur doit :

- Déclarer une liste d'Entités d'Ajustement (EDA) avec les MW engagés associés, et ce à hauteur de l'engagement total horaire.

- Faire les offres correspondantes sur le mécanisme d'ajustement en respectant des critères de DMO (13), DOmin, DOmax.

- Répondre présent aux appels de RTE

Les EDA peuvent être activées par RTE en temps réel.

Cela conduit à une **rémunération en énergie au prix d'offre libre.**

(**Pay as bid**)

Infos complémentaires en ANNEXE

4 Article 175 loi de finances 2025 – Premier arrêté

GOUVERNEMENT

Liberté
Égalité
Fraternité

Arrêté du 8 septembre 2025 relatif à l'application des III et IV. A et B de l'article 175 de la loi de finances pour 2025

Vendredi 19 septembre

➔L’arrêté vise à préciser les modalités d’application des paragraphes III., IV. A et IV. B de l’article 175 de la loi de finances pour 2025.

➔L’arrêté traite :

- La participation des installations au MA, services systèmes, marché flex réseau
- Amélioration de la flexibilité des installations sous CR

➔L’arrêté ne traite pas :

- L’arrêt des installations sous OA en période de prix négatifs

Rappel des dispositions de l'article 175 de la loi de finances pour 2025

Paragraphes III. et IV. B : Participation des installations sous OA et sous CR au mécanisme d'ajustement

Pour les installations en obligation d'achat : le texte autorise les installations en obligation d'achat à participer au mécanisme d'ajustement, ce qui était auparavant empêché par certaines clauses contractuelles.

Pour les installations en obligation d'achat et en complément de rémunération *:* Afin d'encourager les installations à s'offrir à leur prix réel d'ajustement, le texte dispose par ailleurs que le volume d'électricité résultant de la correction d'un écart du périmètre d'équilibre est incluse dans la production rémunérée au titre du contrat.

Modalités d'application (article 2 de l'arrêté)

- L'arrêté précise la définition du « volume d'électricité résultant de la correction d'un écart du périmètre d'équilibre » : **volumes offerts sur le MA, services systèmes, marché flex réseau** (exclusion notamment des limitations contractuelles).
- L'arrêté précise les modalités de transmission de données entre le co-contractant et les gestionnaires de réseau de transport et de distribution : **transmission en M+4 dès 2027, régularisation annuelle pour les producteurs**.
- Par ailleurs, pour les installations sous obligation d'achat, l'arrêté précise les modalités de participation des installations aux divers mécanismes.
- A partir du premier octobre

Rappel des dispositions de l'article 175 de la loi de finances pour 2025

<u>Paragraphe IV : Améliorer la flexibilité des installations sous CR</u>

IV. A : instauration d'une « zone tampon » et de seuils de tolérance

Le texte instaure plusieurs mesures de flexibilité :

- Versement de la prime prix négatifs indépendamment de la production de l'installation lorsque 1) le prix Spot est négatif mais supérieur à un seuil de prix négatif faible (« zone tampon ») ou lorsque 2) une des enchères issues du couplage IJ est positif.

- Seuil de tolérance concernant l'appréciation de l'arrêt de l'installation en instaurant un talon de production

- Tolérance sur les délais d'arrêt et de reprise des installations

Modalités d'application (article 3 de l'arrêté)

- Fixation du seuil de la « zone tampon » à -0,10€/MWh, publication des pas de temps concernés par la CRE

- Seuil de tolérance de production fixé à 1% dans le cas général, 10% pour les installations hydroélectriques et de cogénération gaz naturel

- Délai de tolérance : les installations sont réputées ne pas produire sur la première et la dernière période de 5 minutes d'une période de prix négatifs

- A partir du premier octobre

Prochaines échéances

➔Le second arrêté d'application, traitant notamment de l'arrêt des installations en obligation d'achat en cas de prix négatifs, sera soumis au CSE du 25 septembre.

➔Un décret visant à intégrer ces modalités dans les contrats futurs sera également soumis au CSE du 25 septembre.

B Concertation

1 Retour de consultation des règles de marchés v2

Synthèse des retours de la consultation v2 des Règles de Marché

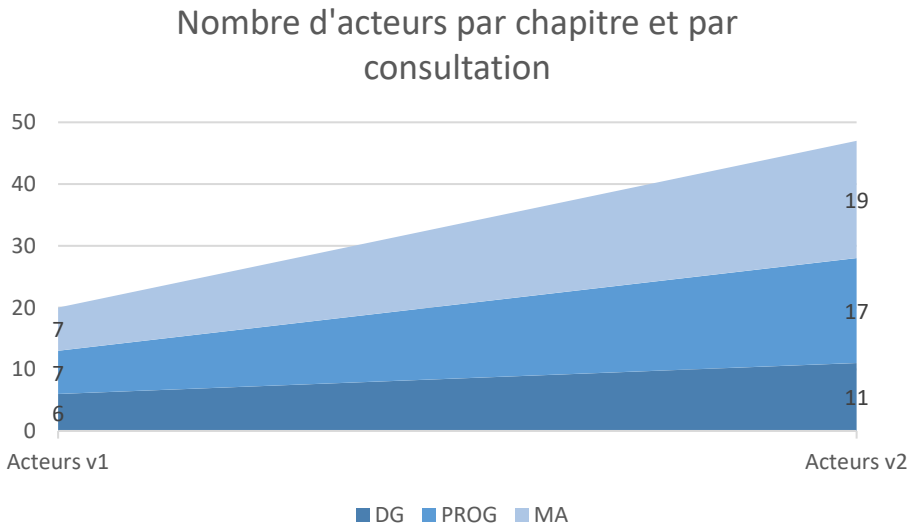
- La consultation des règles de marché v2 des chapitres PROG, MA, RE, SSY et des Dispositions Générales s'est tenue du lundi 23 juin au vendredi 1er août 2025.

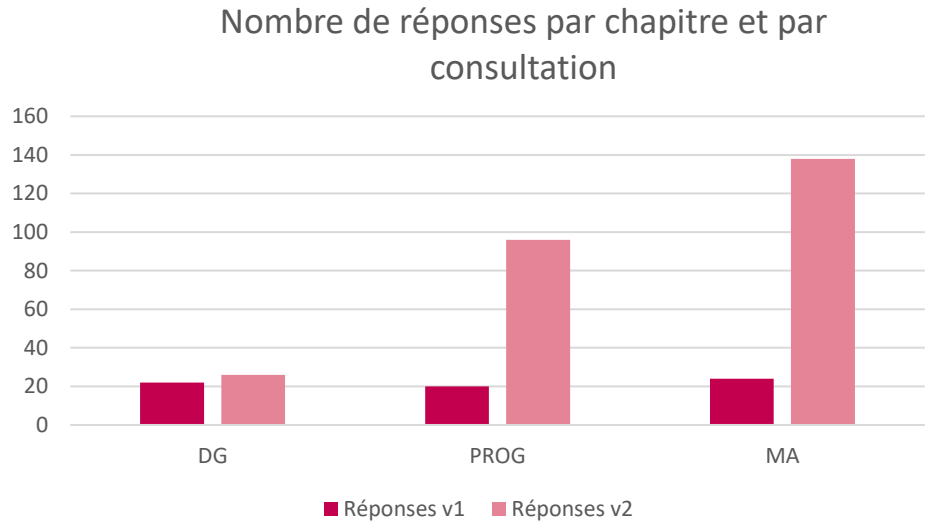


Augmentation du nombre de participants et de réponses

	v1	v2
Acteurs	10	21
Nombre de réponses	165	400

- Dans le cadre du GT ENR, nous vous présentons les retours des chapitres PROG et MA.





MA1 – Seuil d'obligation de participation au MA

RTE a introduit l'obligation réglementaire inscrite dans l'article L321-13 du code de l'énergie dans le chapitre MA.

- Rappel de l'évolution :
  - Obligation de fournir le disponible à la hausse et à la baisse pour les sites d'injection de puissance installée supérieure ou égale à 10 MW.
- Principaux retours :
  - Modalités de non-participation au MA
  - Ajout de cas de puissance non techniquement disponible : RTE a pris en compte pour la symétrisation de la baisse sur l'hydraulique.
  - Alerte sur le nombre de sites concernés par l'obligation et seuil fixé à une puissance trop faible : RTE maintient le seuil de 10 MW.
  - Modification de formulation de l'obligation : RTE conserve la formulation au niveau des offres spécifiques implicites et explicites.
  - Fonctionnement de la communication auprès des producteurs, notamment RPD : RTE va continuer à organiser un accompagnement via le GT EnR, ainsi que via des communications auprès des GRD et syndicats et associations EnR.



RTE précise que les modalités de « souplesse » évoquées lors de la concertation consistent à transmettre une justification d'un délai de participation, et non d'une exemption.

MA3 – Evolution du cadre des petites offres d'ajustement

RTE a modifié le cadre pérenne des petites offres d'ajustement s'appliquant à partir de la date MA10

- Rappel de l'évolution :
  - Passage des CUO DMO/Domin de 30'/30' à 13'/15' et exemption des sites RPT

- Principaux retours :
  - Clarification sur les modalités actuelles: Le cadre actuel permet d'avoir plusieurs EDA implicite et/ou explicite offrant une puissance inférieure à 10 MW tant que les CUO respectent les DMO/Domin 30'/60'

  - Clarification sur la notion d'offre inférieure à moins de 10 MW: Le critère s'appliquera pour chaque pas de temps (30' aujourd'hui et 15' à partir de MA13) et l'activation d'une EDA ne pourra pas débutée sur un pas où les CUO ne sont pas respectées

  - Assouplissement des critères: RTE n'est pas favorable à conserver les CUO 30'/60' au-delà de 2026 car cela ne sera opérationnellement pas tenable avec la multiplication du nombre d'EDA participant au MA



RTE propose de ne pas modifier le cadre cible et de retarder l'implémentation prévue mi 2026 à fin 2026 au plus tôt, le temps de mettre en place la date MA2 (programmation indépendante du mode de participation) et la possibilité d'activer une puissance variable pour les EDA en explicite

MA4 – Calcul et publication du volume réalisé à la maille site pour les sites de stockage stationnaire et d'injection RPT et RPD (1/2)

1. Demande de suppression de l'annexe 2A4:

Plusieurs acteurs demandent la suppression de l'annexe de rattachement RE-AA (§2.A.4)pour les raisons suivantes :

- Potentielle entrave à la concurrence de la part des RE qui refuseraient de signer ces accords
- Potentielle rupture de confidentialité des données relatives aux sites d'une EDA
- Ajout de complexité opérationnelle pour la gestion de cette annexe à la création de l'EDA mais aussi à chaque évolution du périmètre

Etant donné que cette annexe porte aujourd'hui seule deux principes fondamentaux :

- Le RE prend connaissance de l'existence de sites de son périmètre d'équilibre qui participent au MA et de ce fait, provoquent la correction de son PE
- L'AA autorise RTE à publier au RE des données calculées selon le chapitre 4.M.2

Ces principes ne sont aujourd'hui pas portés ailleurs dans le corps des règles de marché de RTE.

➢ **L'instruction de la suppression ou la modification de cette annexe nécessite de plus amples études et RTE propose donc d'inscrire le sujet pour la concertation de la v3.**

2. Demande de précision sur le service de publication des volumes d'ajustement à la maille site auprès des RE

- Par ailleurs, la nouvelle mention à l'autorisation donnée à RTE de publier des volumes tels que calculés au 2L couvre bien la publication aux RE de volumes d'ajustement à la maille site pour les sites d'injection et de stockage. Le calendrier de mise en œuvre de ce service sera détaillé ultérieurement.

➢ **RTE propose de mentionner directement l'article 2.L.5 et 2.L.6 dans la version de saisine pour inclure plus explicitement les volumes maille entité et site.**

MA4 – Calcul et publication du volume réalisé à la maille site pour les sites de stockage stationnaire et d'injection RPT et RPD (2/2)

➢ Autres retours :

- Précision sur les EDA concernées: Toutes les EDA constituées de plusieurs sites d'injection ou de stockage, quel que soit le mode de participation (implicite ou explicite) et le réseau de raccordement.

- Délai supplémentaire pour transmettre les clés de répartition: Cela n'est pas possible compte tenu des contraintes imposées par l'arrêté de la Loi de Finances 2025

- Lien avec la Loi de Finances 2025: RTE respectera les délais de transmission des données aux GR, acheteurs obligés et producteurs tel que définis dans l'arrêté mais ne juge pas nécessaire d'y faire référence dans les règles MA

- Audit et sanctions associées à une mauvaise qualité des clés de répartition: RTE souhaite conserver la possibilité de suspendre l'Accord de Participation pour éviter tout arbitrage au sein d'une EDA avec des sites soutenus



RTE propose de ne pas modifier les paragraphes relatifs au calcul et à la publication du volume maille site

MA5 – Neutralisation des écarts de programmation dans le calcul du VR

Catégorie	Retour acteur	Position de RTE
Publication	Demande de communication par RTE des volumes d'écarts de programmation	En accord avec la proposition. Les volumes seront mis à disposition des AA via API
Prise de référence	Etendre la durée de la plage de référence	En accord avec la proposition. RTE propose d'étendre la plage de référence aux deux pas de règlement des écarts précédant et suivant l'activation, pour une durée totale d'une heure.
Périmètre de l'évolution	Ne pas inclure les ajustements de type « passer à » : l'AA risque de subir des EA même s'il a bien respecté l'ordre de RTE d'atteindre le point de fonctionnement demandé	En désaccord avec la proposition. RTE demande à l'AA de passer à un certain point de fonctionnement afin de disposer d'un surplus de puissance en prenant l'hypothèse que le groupe suit bien le programme transmis à RTE De plus, le volume commercial est calculé à partir de la variation théorique, et non pas de la variation réalisée.

PR5.2 – Constitution des EDP multi sites

Retour acteurs	Réponse RTE
Demande de précision sur les règles d'agrégation de sites au sein d'une EDP	Afin de ne pas alourdir la rédaction des règles, RTE propose de détailler les règles d'agrégation des EDP multi-sites sur son site et d'y faire référence dans le chapitre 1.
Le fait que RTE puisse demander unilatéralement des modifications de périmètre introduit un risque juridique pour les acteurs (rupture de contrat par exemple)	Ajout d'une mention « dans les meilleurs délais » pour laisser le temps à l'acteur de s'adapter. A noter qu'une EDA posant régulièrement des contraintes réseau risque d'être régulièrement filtrée dans la préséance technico-économique.

2 Trame pour justifier d’un délai à la participation au MA

Justification attendue en cas de non-participation au 1er janvier 2026

Contexte:

- L'entrée en vigueur des nouvelles règles du Mécanisme d'Ajustement est prévue pour janvier 2026 avec un seuil à 10MW
- Une fois les règles en vigueur, tous les sites RPT et RPD concernés seront censés avoir rejoint le Mécanisme d'Ajustement

Processus envisagé:

- En cas d'incapacité à respecter le calendrier, une justification de non-participation devra être fournie par les sites concernés
- Proposition d'envoyer à RTE un formulaire à la maille du producteur contenant:
  - Une classification par type de site (PV, éolien, RPT, RPD, autres)
  - Le détail des contraintes associées au retard (technique, organisationnelle, administrative)
  - Le plan d'actions mis en place
  - Le calendrier de résorption
- Ce formulaire sera transmis à la CRE et permettra de faire un suivi de la mise en conformité

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

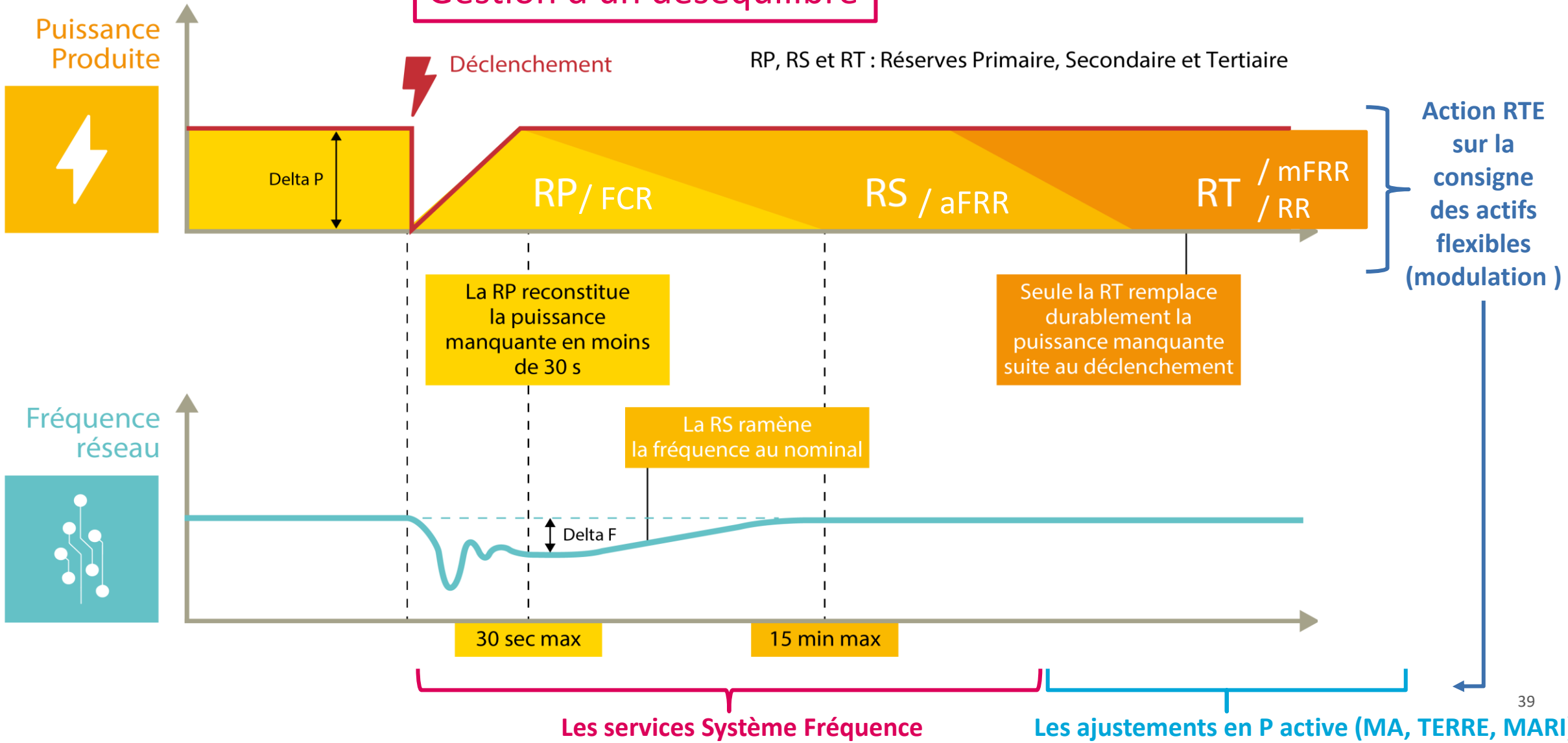
EnR et SSY Fréquence

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**

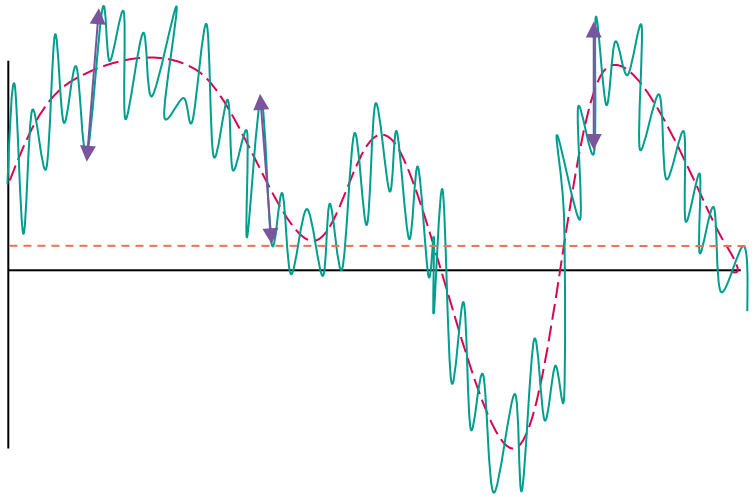
Avec :

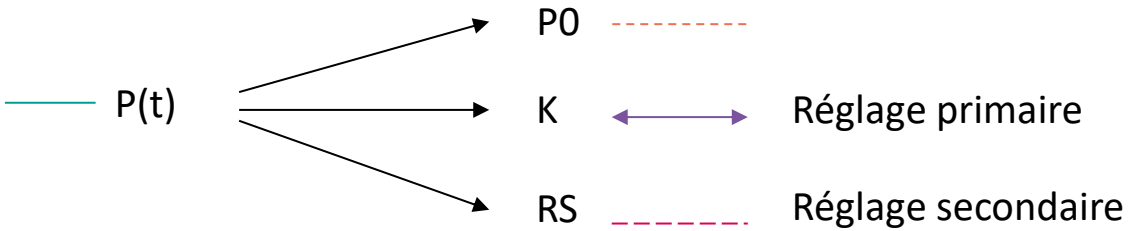
- **P(t)** : la puissance mesurée en MW
- **P_0** : la puissance de consigne en MW, ou « baseline »
- **K** : le gain de réglage primaire en MW/Hz (K ≥ RP / 200 mHz)
- **f_n** : la fréquence nominale sur le réseau en Hz (= 50 Hz)
- **f** : la fréquence mesurée sur le réseau en Hz
- **Ni** : le niveau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

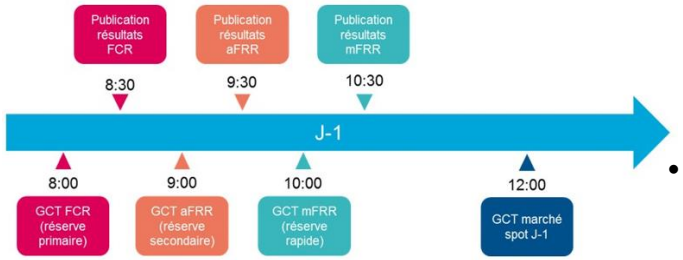
1. Rappels :
    1. les Services Système Fréquence au sein de l'Equilibrage
    2. Le Processus SSY-F global : de la Certification à la Rémunération
    3. Tableau de synthèse
2. La certification SSY-F :
    1. Cadre réglementaire (capacité constructives et obligations associées)
    2. Le Processus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

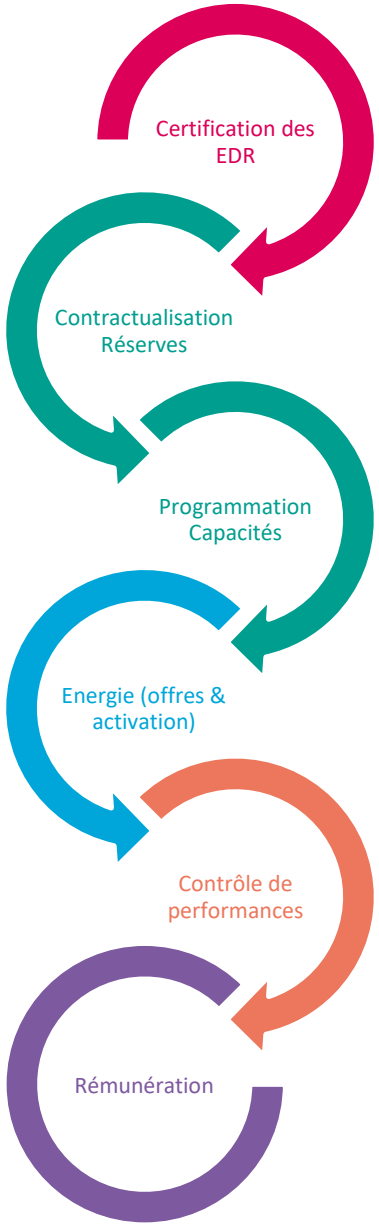
- FCR : activation automatique locale sur l'écart réel de Fréq.
- aFRR : Les acteurs envoient des offres en énergie
  RTE envoie un niveau Ni propre à l'entité, au pas 4s

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 :

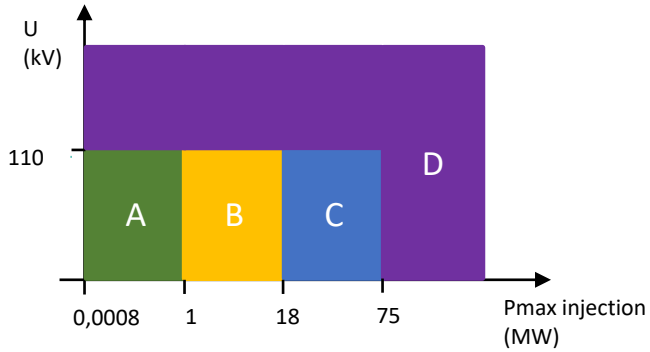
1. Rappels :
    1. les Services Système Fréquence au sein de l'Equilibrage
    2. Le Processus SSY-F global : de la Certification à la Rémunération
    3. Tableau de synthèse
2. La certification SSY-F :
    1. Cadre réglementaire (capacité constructives et obligations associées)
    2. Le Processus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

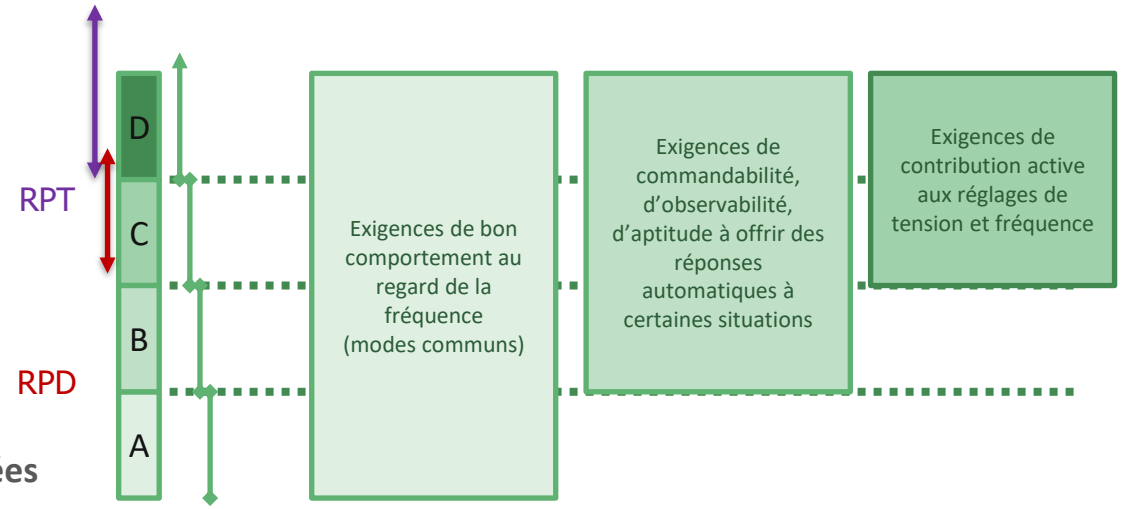
Ces exigences sont ensuite plus précisément définies **dans la DTR** de RTE au sein des **cahiers des charges capacités constructives**, qui distingue les unités de production synchrone (§8.3.2), les unités de production non synchrones (§8.3.1) et le stockage (§8.3.4).

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.



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** (cf. 2,5 %)

Pour la **réserve secondaire** les portefeuilles d'unités à partir du **type D de plus de 23 MW** (cf. 4,5 %)

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)

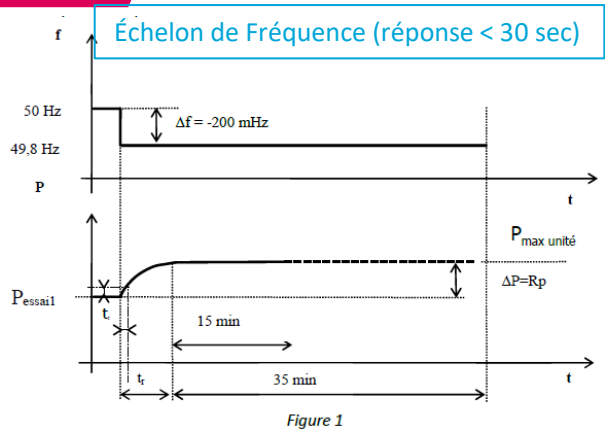


Figure 1

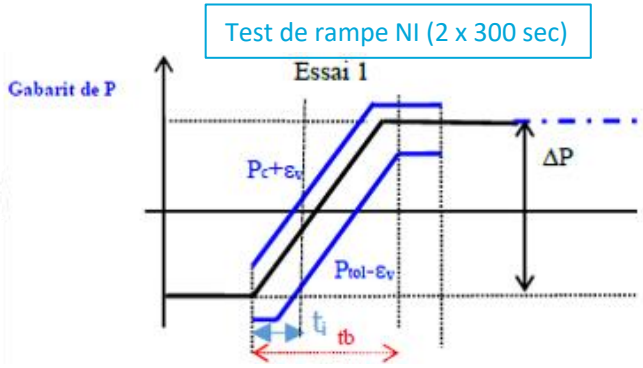
Cas d'une EDR non obligé (participation volontaire, « certification marché »)

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

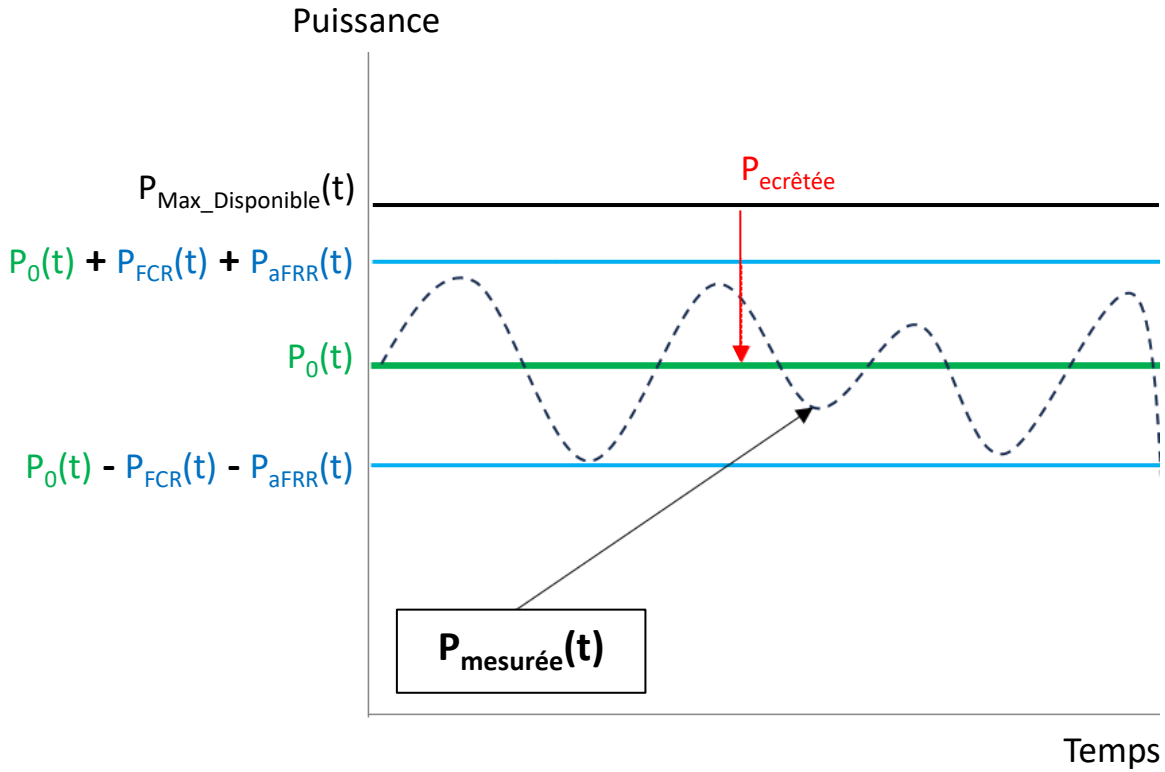
Méthode de participation d'un actif modulable

Rappel

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

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

Méthode de participation « palier » historique des moyens pilotables :



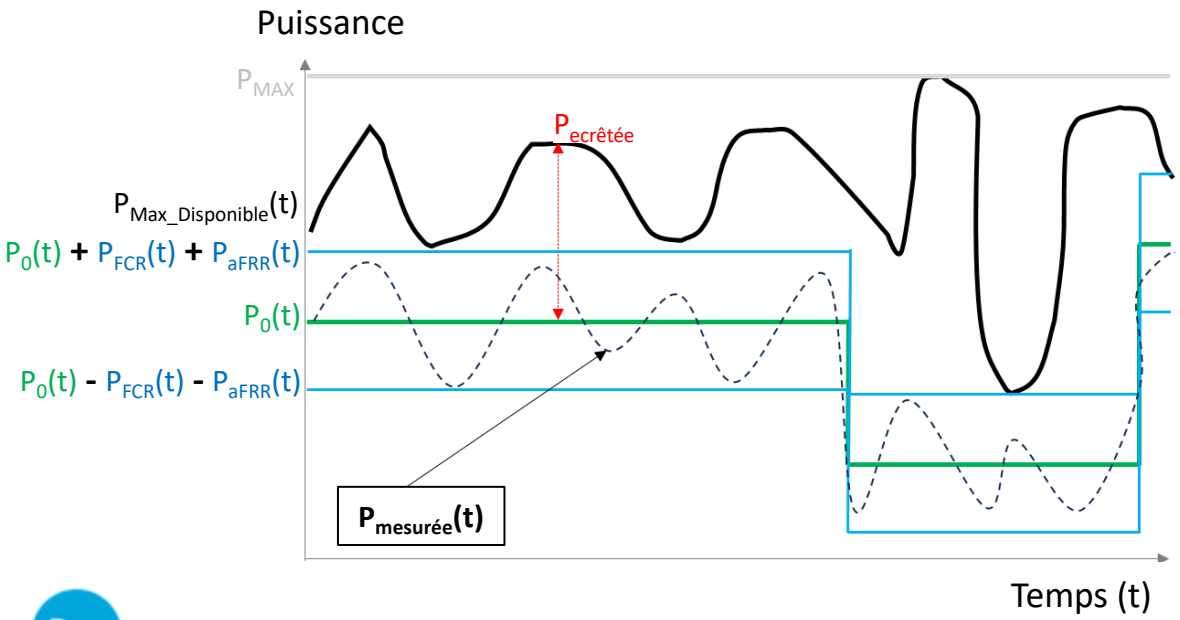
Deux méthodes de participation aux SSY-F pour les EnR

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.

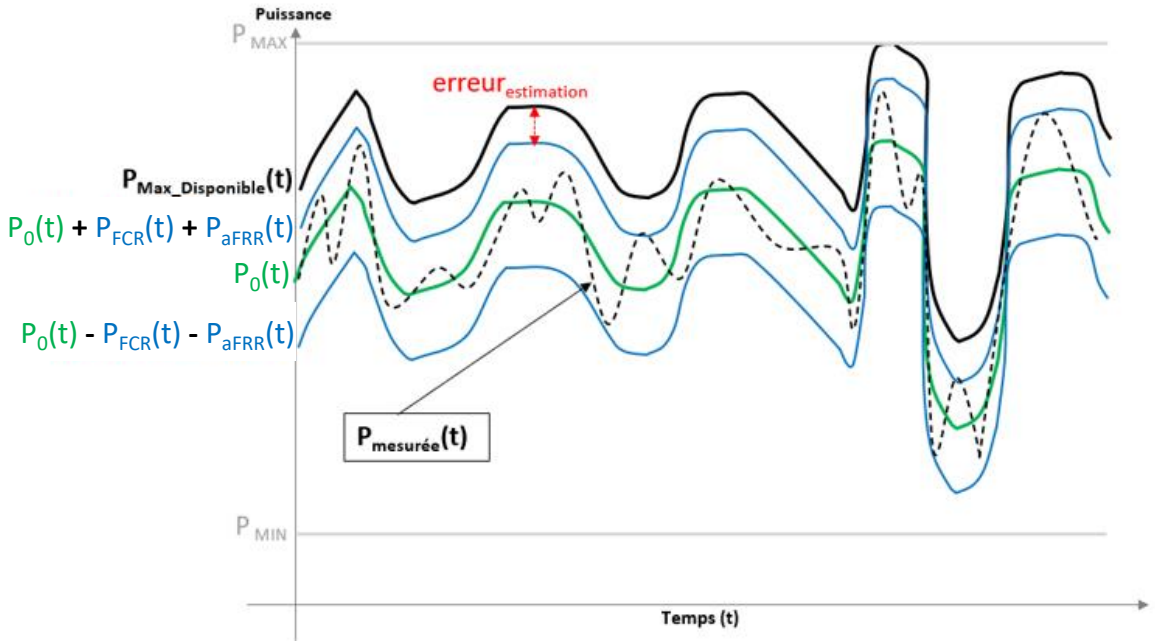
Application de la méthode « palier »



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

Nouvelle méthode « P0 variable »

Objectif= limiter l'écrêtement



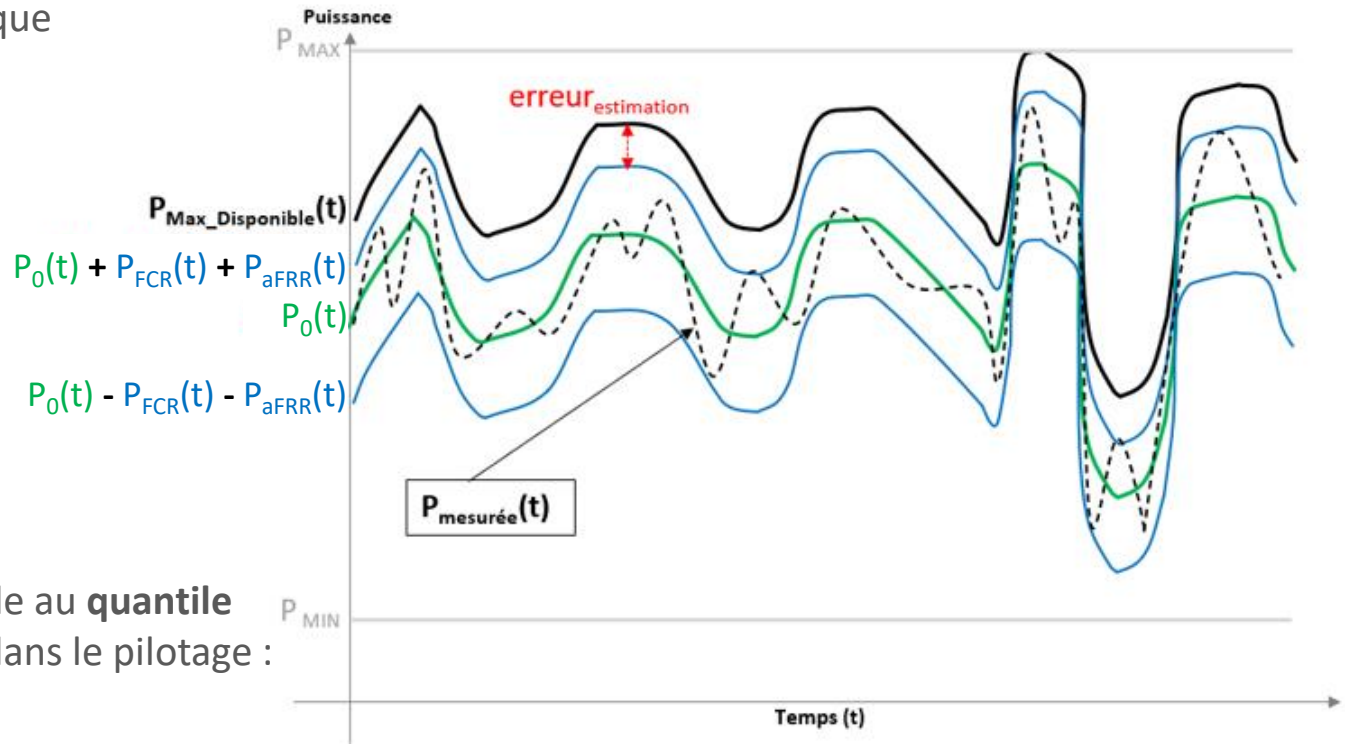
Méthode de participation en « P0 variable »

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 :

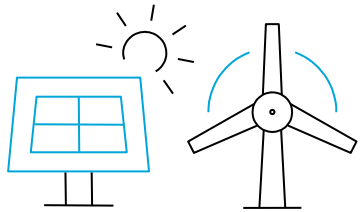
D'après les trames de certification en annexes des règles SSYf, ou les fiches F4, F5 et F6 du CdC Capacités Constructives, le producteur / agrégateur :

- 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)

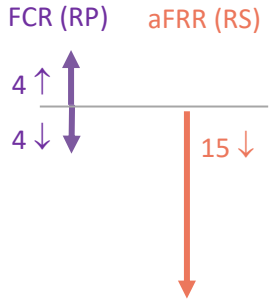
Résumé et illustration par un exemple – « P0 variable »



Parc de **100 MW** installés

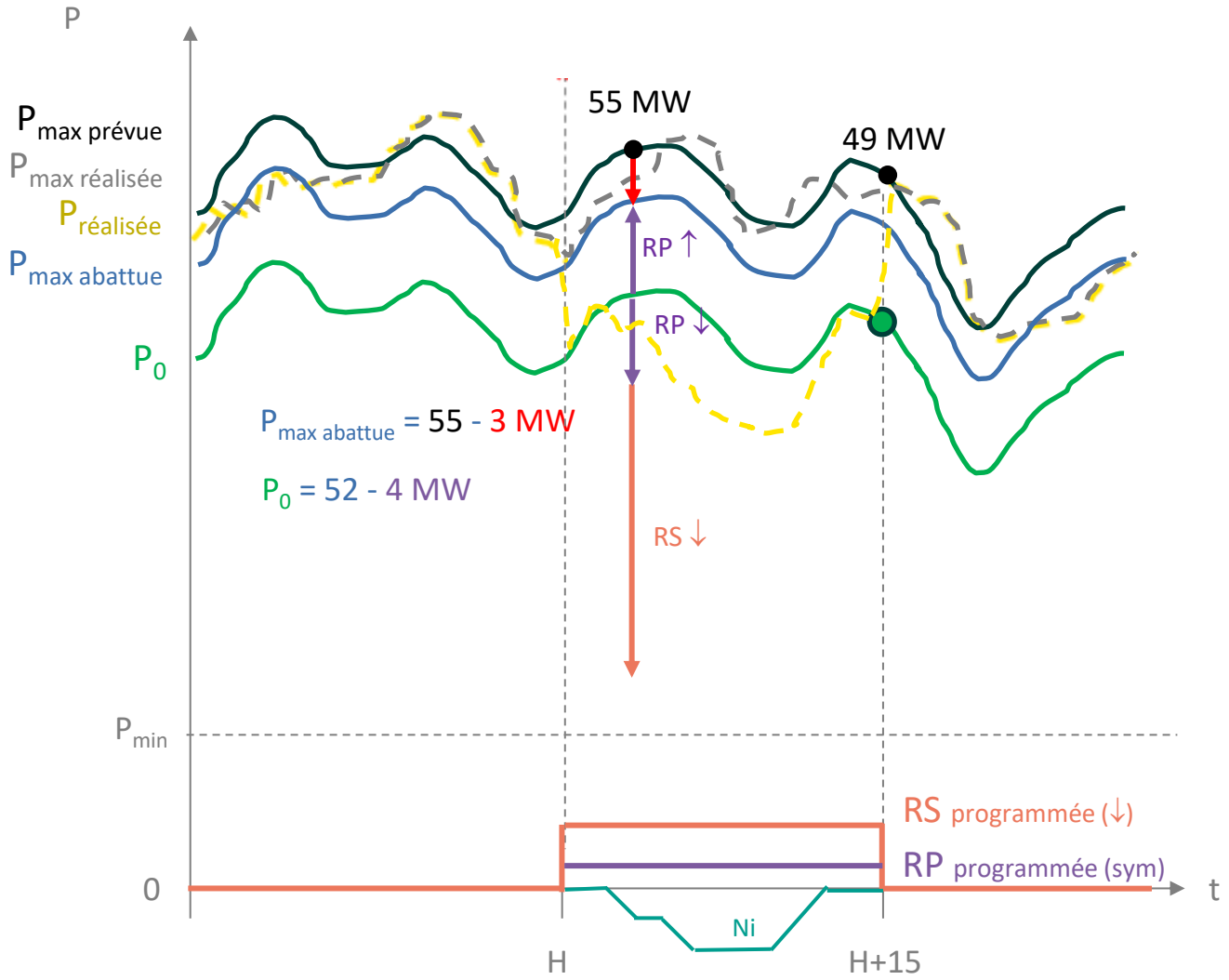
RS certifiée de **15 MW ↓**

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

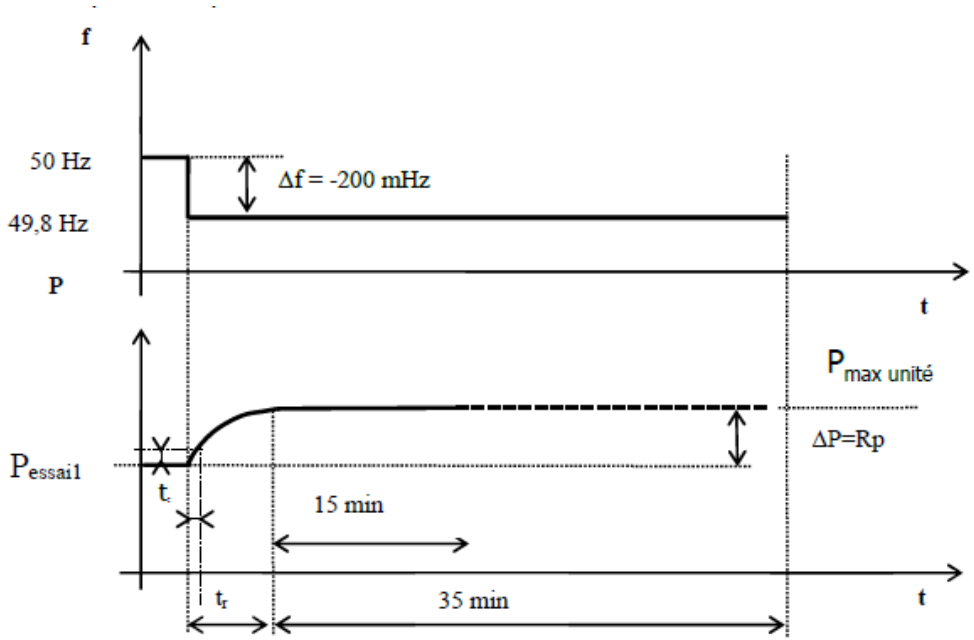


Figure 1

Ex : échelon +200 mHz

Fiches d'essais raccordement Cat D

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

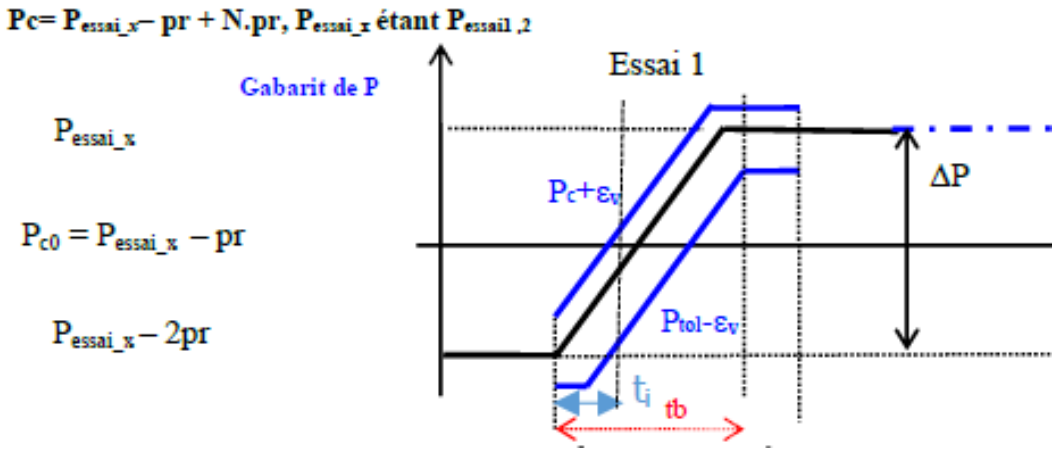
- **Fiche F4 (idem cat C)**
- **Fiche F5**
  - Injection locale de rampes de signal N Pente 600 sec (FAT 300 sec)

    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

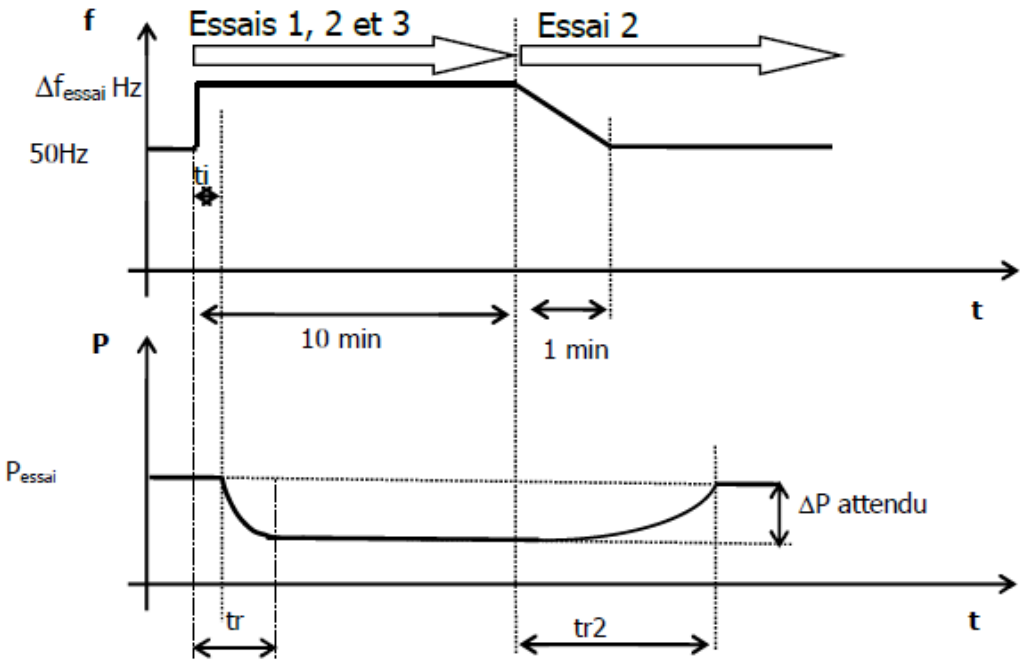


figure 1

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)

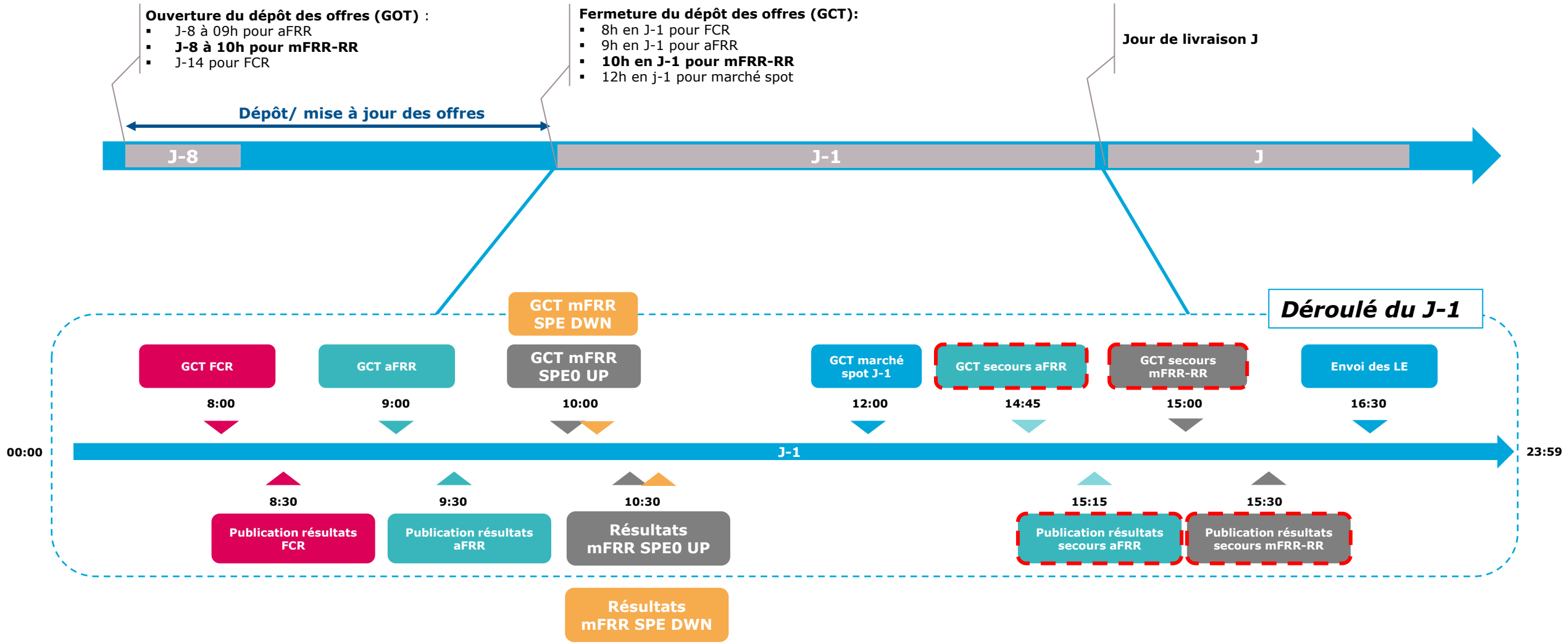
Le réseau de transport d'électricité

ANNEXES

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)

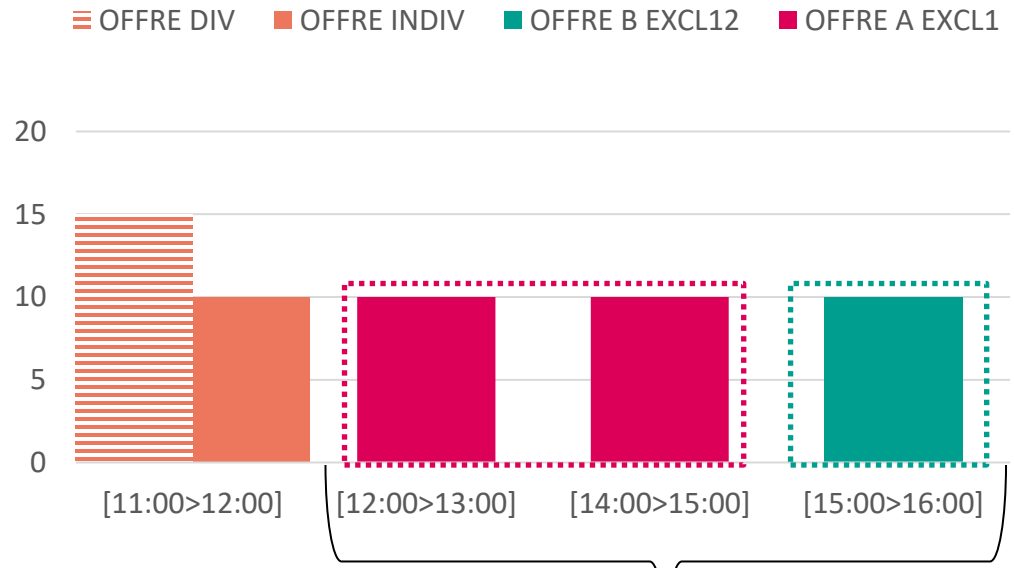
1 Annexes mFRR baisse

Déroulé des AO Journaliers



Offres en capacité et lien entre offres

- **Toute offre doit être supérieure ou égale à 1 MW**
- **Toute offre > 10MW devra être obligatoirement divisible**
- **Une offre pourra être divisible ou indivisible sur une ou plusieurs heures.**
- **Une offre pourra porter sur une ou plusieurs périodes de validité/heures consécutives.**
- **Exclusivité entre tous types d'offres :**
  - Si n offres sont liées par un lien d'exclusivité alors il est possible de sélectionner
    - soit une des n offres
    - soit aucune
  - Une offre peut être liée par un lien d'exclusivité à un unique groupe d'offres.



Groupe d'exclusivité :

On ne peut retenir l'offre uniquement sur :

- **12h – 15h (2h)**
- **ou 15h – 16h (1h)**

Volume à contractualiser

- L'aléa dimensionnant à la baisse conduit à un dimensionnement de 780 MW de mFRR baisse, toutes les heures.

- **Le volume à contractualiser** dans le cadre de l'AOJ de mFRR baisse démarrera à un niveau inférieur au lancement de l'AOJ de mFRR baisse puis augmentera progressivement jusqu'à atteindre cette valeur de 780 MW.

➔ Ce volume sera communiqué **en amont** de l'ouverture de l'appel d'offres aux Acteurs d'Ajustement.

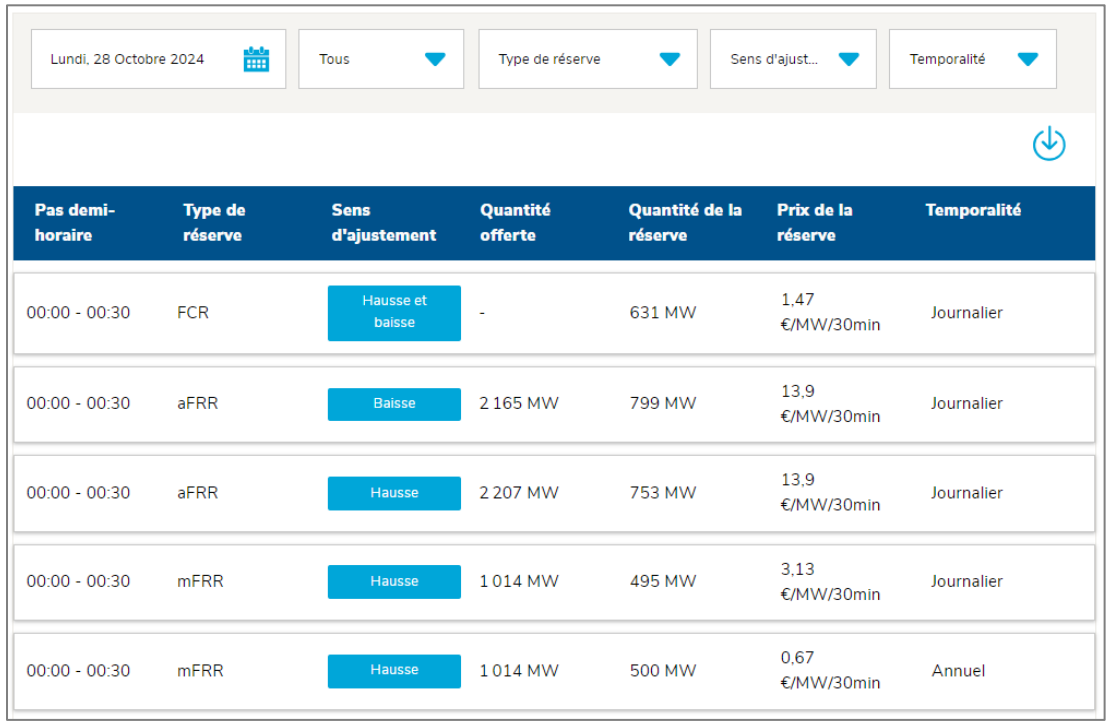
- RTE met en place un mécanisme visant à maîtriser les coûts de contractualisation. Pour cela RTE détermine chaque jour **un coût maximal de contractualisation**.

➔ Le volume retenu par RTE suite à l'appel d'offres pourra donc être inférieur au volume à contractualiser préalablement annoncé.

Visualisez les données publiées par RTE

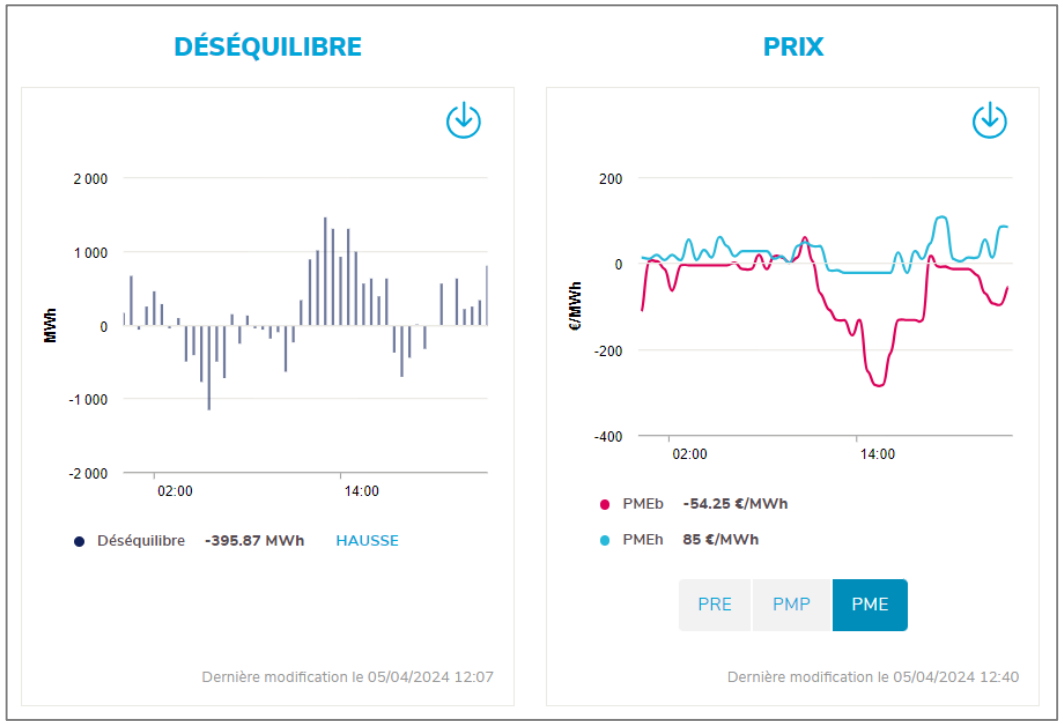
Visualisez les données publiées par RTE - RTE Portail Services (services-rte.com)

Capacités d'équilibrage - RTE Portail Services (services-rte.com)



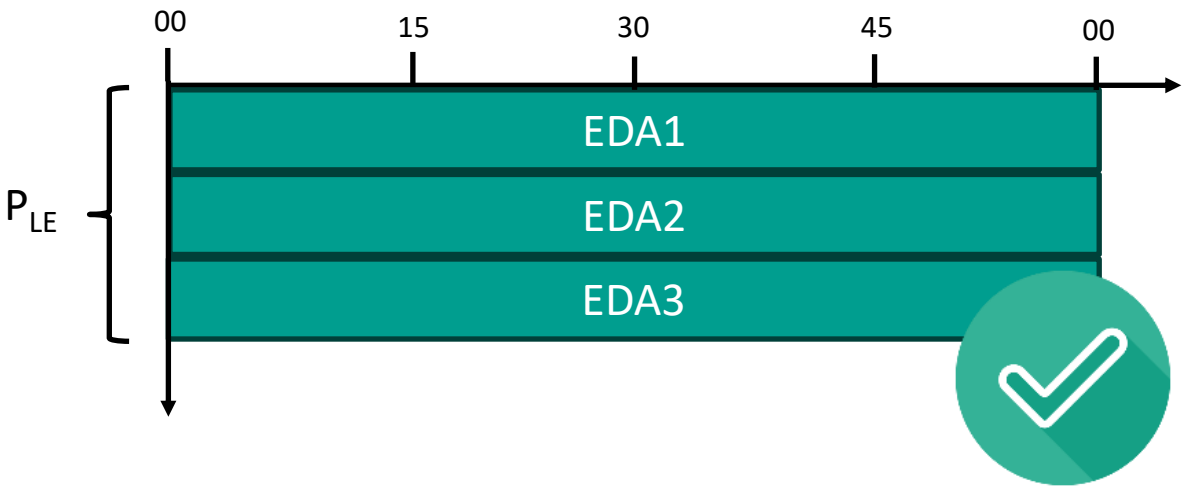
Pas demi-horaire	Type de réserve	Sens d'ajustement	Quantité offerte	Quantité de la réserve	Prix de la réserve	Temporalité
00:00 - 00:30	FCR	Hausse et baisse	-	631 MW	1,47 €/MW/30min	Journalier
00:00 - 00:30	aFRR	Baisse	2 165 MW	799 MW	13,9 €/MW/30min	Journalier
00:00 - 00:30	aFRR	Hausse	2 207 MW	753 MW	13,9 €/MW/30min	Journalier
00:00 - 00:30	mFRR	Hausse	1 014 MW	495 MW	3,13 €/MW/30min	Journalier
00:00 - 00:30	mFRR	Hausse	1 014 MW	500 MW	0,67 €/MW/30min	Annuel

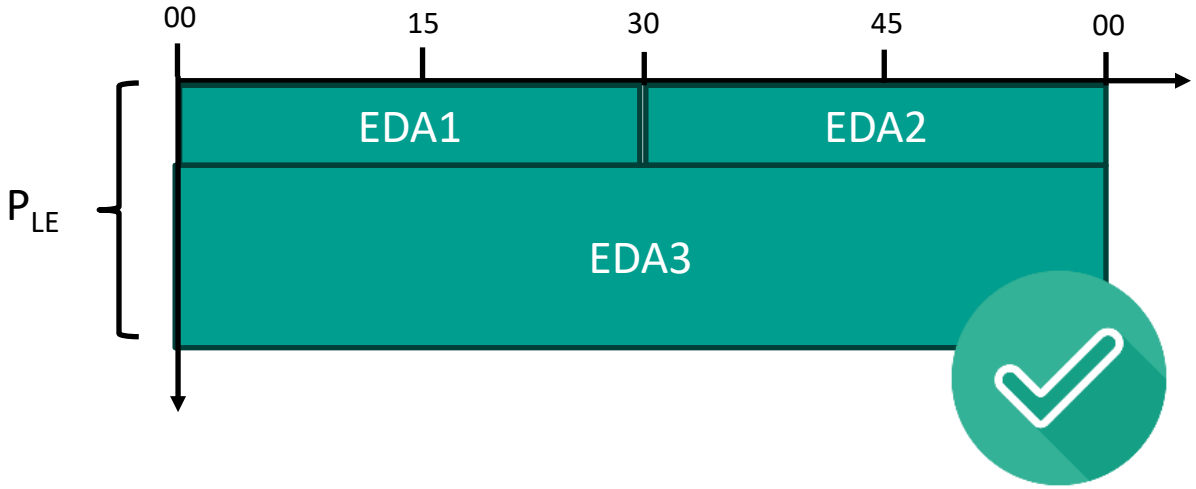
Equilibrage - RTE Portail Services (services-rte.com)



Engagement des EDAs

- La plage d'engagement est égale à la période de validité : 1h ronde;
- La puissance engagée peut être couverte par plusieurs EDAs :
  - En parallèle (exemple de gauche ci-dessous) ;
  - Ou successivement (exemple de droite ci-dessous).





La période d'engagement correspond à la période pendant laquelle peut se situer l'instant d'activation

- Toute activation commencée dans la période d'engagement d'une EDA doit pouvoir être maintenue pendant a minima la durée du Domin.
- Pour cela l'acteur **doit** proposer des offres et des CUOs compatibles pour les EDAs engagées.

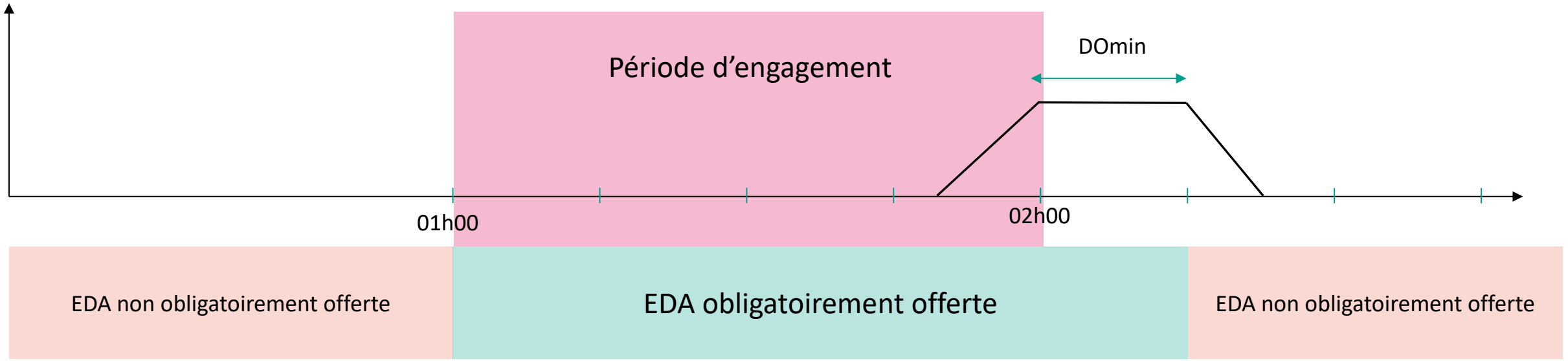
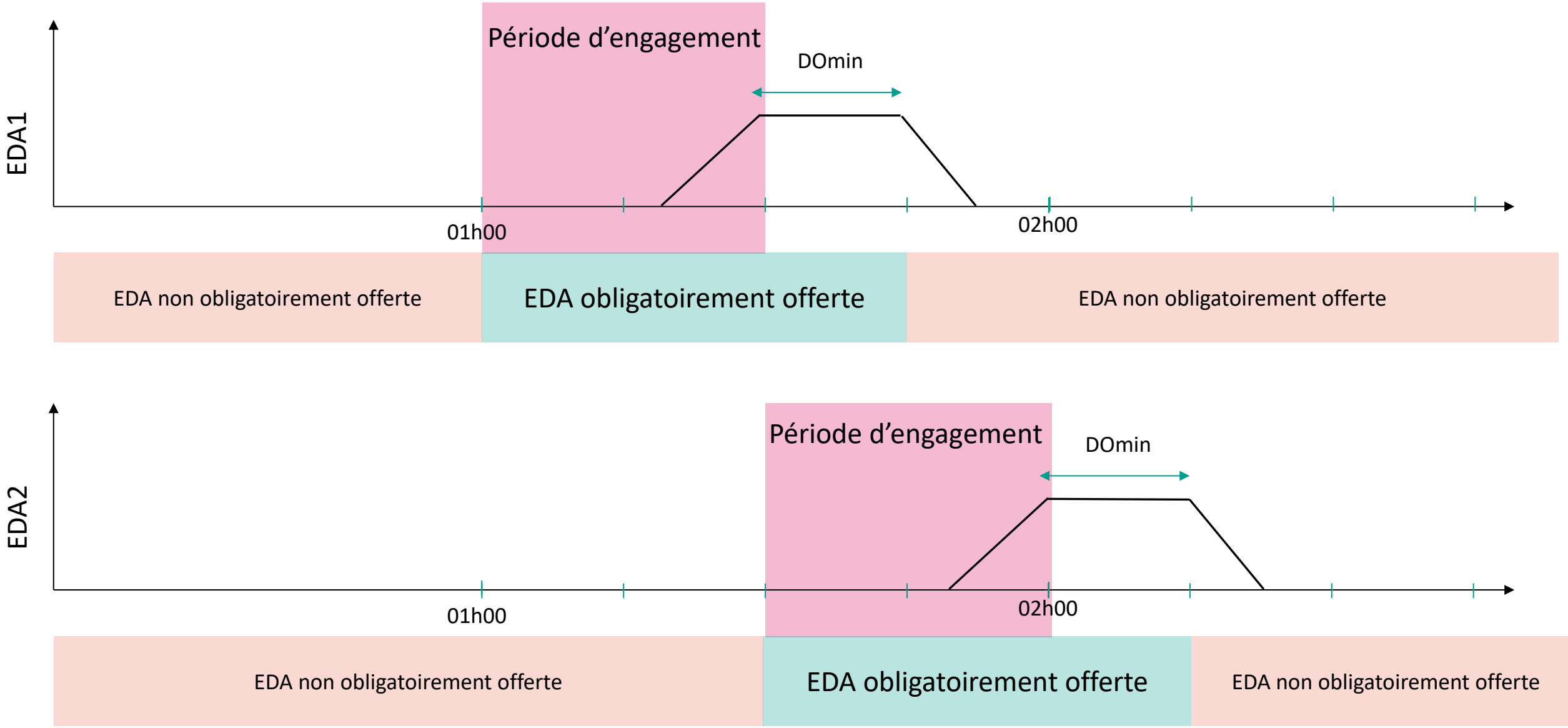


Illustration avec une EDA engagée pendant 1h.

Illustration avec des EDAs engagées sur 30’



1 – Pénalisation des défaillances à l ‘activation

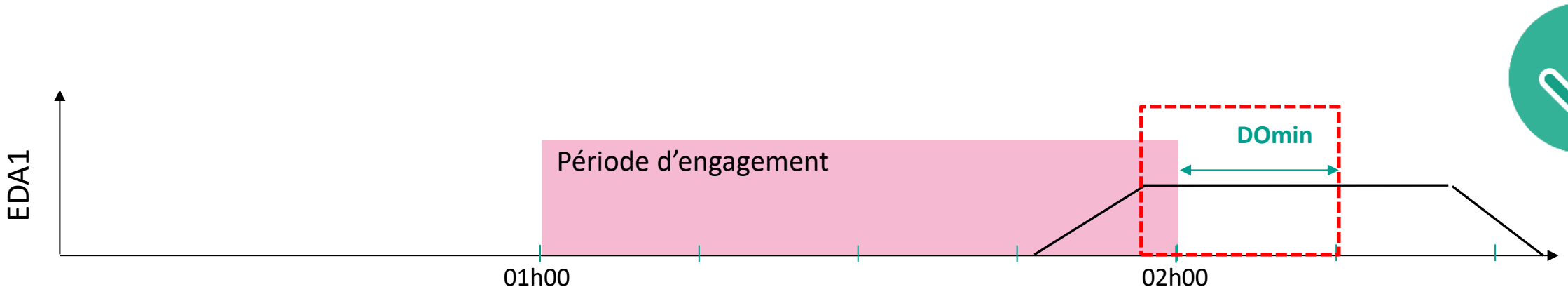
Pour chaque Pas Quart-D’Heure concerné par une Défaillance relative à l’activation d’une EDA déclarée dans la Liste d’Engagement, le Participant est redevable d’une pénalité égale à :

$$Pénalité_{15min} = Pdéfaillante \times Pénalité_{SPE\ de\ base\ 15min}$$

La Plage de Contrôle (P) : est la plage constituée des pas 5 minutes, entiers, compris entre :

Maximum ([instant d’activation] ; [début de l’engagement de l’EDA])

Minimum ([instant de désactivation] ; [fin de l’engagement + DOmin déclaré])



2 – Puissance défaillante et seuil de tolérance

❑ **Une Puissance Défaillante non nulle est identifiée sur les pas 5 minutes (u) selon la formule :**

$$P.Défaillante_{u\in P} = \min(P.(LE,EDA)_{u\in p}\,;\, P.Attendue\ initiale_{u\in p}) - P.Réalisée_{u\in p}$$

avec :

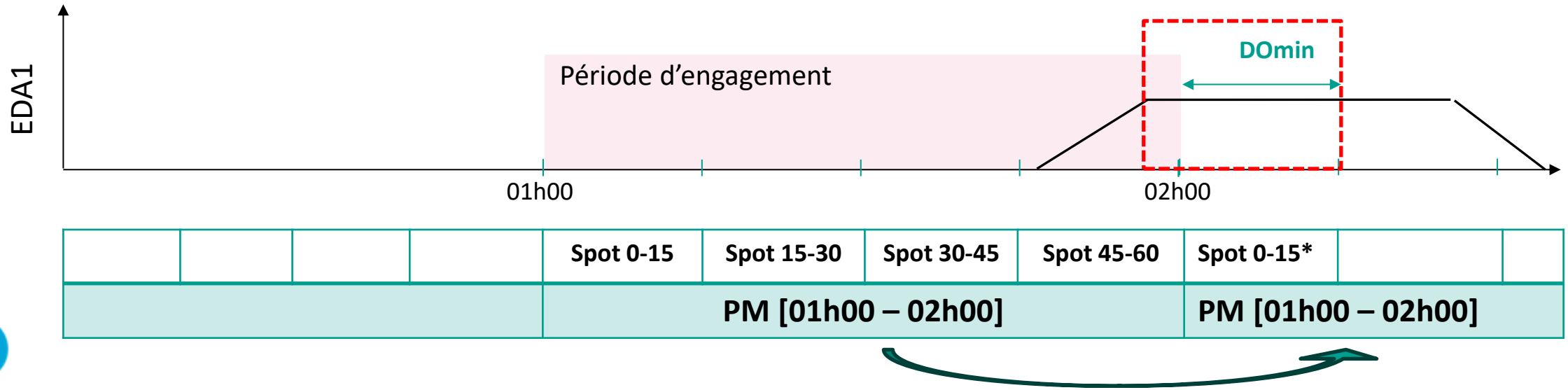
- Seules les $\boldsymbol{P.Défaillantes_{u\in P}} \geq max(10\% * P.Attendue\ initiale_{u\in p})$ sont prises en compte.
- P**.(**LE**,**EDA**)** : est la puissance déclarée par l'acteur dans la Liste d'Engagement pour l'EDA correspondante. Dans le cas d'une activation se prolongeant hors de la période d'Engagement du fait du respect du DOmin (comme formulé au 7.J.1), c'est la puissance déclarée par l'acteur à l'instant d'activation qui est prise en compte.
- P**.Attendue Initiale** : est la Puissance Attendue **initiale** demandée lors du premier appel réalisé par RTE auprès du Receveur d'ordre de l'EDA engagée en RR-RC.
- P**.Réaliséeu∈p** : est la Puissance moyenne réalisée à la hausse sur le pas 5 minutes (u) par l'EDA. Cette valeur est calculée à partir du Volume Réalisé VR(EDA,u) de l'EDA sur le pas 5 minutes (u).

3 - Pénalité de base pour le produit SPE

$$Pénalité^{\text{SPE}}_{de\ base\ 15\ min} = C^{SPE} \times \max\left(Prix\ Marginal\ (€/\text{MW}/\mathbf{15min});\ \frac{Spot_{15min}\ (€/MWh)}{4}\right)$$

Avec :

- le coefficient C^{SPE} vaut 1,35 ;
- le terme $\text{Spot}_{15\text{min}}$ correspond au Prix Spot de Référence sur le Pas-Quart D'Heure sur lequel la Défaillance est constatée ;
- le terme Prix Marginal(€/MW/**15min**) est le Prix Marginal Capacitaire **rapporté au pas 15 minutes** de l'appel d'offres journalier de mFRR SPE baisse du dernier pas horaire engagé.



4 – Test d’activation

RTE se réserve le droit de solliciter la mise en œuvre d’un test, dès lors que l’EDA est proposée dans une Liste d’Engagement. Une EDA peut être testée jusqu’à 5 fois par produit, par direction et par an.

[…]

Pour le produit SPE baisse, lorsque le test est déclaré Défaillant, la pénalité appliquée est :

$$Pénalité_{SPE}^{test} = P_{défaillante} * \max(0; -P_{offre})$$

Avec :

- $Pdéfaillante$ est telle que définie à l’article 7.L.1.3.3.
- $Poffre$ est le prix de l’offre en énergie soumise sur le MA activée lors du test.