Le réseau
de transport
d'électricité

GT PROG-MA



10 SEPTEMBRE 2026

Copyright RTE – 2026. 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)

Déroulement du GT

Pour le bon déroulement du GT, nous vous demandons de respecter ces quelques règles :



Pour intervenir en cours de GT, lever la main dans Teams et se présenter brièvement (nom, société)



En dehors de vos interventions, couper votre micro



Ne pas connecter d'IA à la réunion (assimilé à un enregistrement sans autorisation)

Merci à tous

Sommaire

A

Actualités

1. Actualités diverses
2. Planning prévisionnel SI
3. Suivi de la participation des EnR

B

Concertation

1. Qualité de la programmation : premiers résultats sur le RPT
2. Evolution de la plage de contrôle MARI DA
3. Méthodes de contrôle du réalisé pour les EDA soutirage



ACTUALITES

1. Actualités diverses

Actualités diverses

- Rappel : les ressources **procured_reserves** et **daily_procured_reserves** de l'API Balancing Capacity ont été décommissionnées fin août 2026. La ressource **result_procured_reserves** (existe depuis octobre 2025) fournit l'ensemble des données, y compris les historiques. Au cas où vous n'auriez pas déjà migré vers cette nouvelle ressource nous vous invitons à le faire et à réaliser vos tests dès maintenant. La documentation complète est déjà accessible sur la page actuelle de l'API : Catalogue API - API Data RTE

- Une nouvelle version du guide d'implémentation TOPASE est en cours de rédaction. Elle intègre la possibilité de déclarer pour les offres implicites un DOmax, un DNA et le nombre d'activation maximum. Des développements sont nécessaires pour prendre en compte ces informations de manière automatique, ces évolutions seront donc associées à une date pivot (TP_x).

- Les appels au dispatching doivent rester exceptionnels : un ordre qui ne peut pas être exécuté ne doit pas être accepté (situations d'acceptation automatique des ordres puis appel pour finalement refuser).

API Big Back Office Balancing – Mise à jour de la ressource activated_offer

En lien avec la bascule relative au changement de nomenclature des fichiers .offre (date TP1), le champ « offer_reference » de la ressource « activated_offer » de l'API n'est en partie plus alimenté pour les offres spécifiques depuis le 31/03/2026.

Le champ « offer_reference » correspond :

- Pour les offres spécifiques :
  - **Soit à référence de l'offre transmise par l'acteur d'ajustement dans le fichier .offre -> Cette information n'est plus récupérable**
  - Soit à une référence construite par RTE s'il s'agit d'une offre créée en Back Office (exemple : offres complémentaires)
- Pour les offres STD MARI, ce champ est valorisé avec le « mrid » de l'offre standard MARI (identique à activated_offer_id)

Ce changement n'avait pas été communiqué au préalable dans le cadre de la bascule associée à la date TP1.

La documentation relative à l'API Big Back Office Balancing sera mise à jour pour tenir compte de ce changement.

Redéclaration des CT_PROD 1 et 2 en IJ

(DATE TP_2)

Les redéclarations des CT_PROD1 et 2 sont possibles en IJ depuis le 21 juillet

Elles doivent porter uniquement sur les EDA pour lesquelles des valeurs ont changé depuis la dernière déclaration :

- Inutile de redéclarer les mêmes informations à chaque guichet
- Inutile de redéclarer la totalité des EDA si certaines seulement ont des changements

Même si les redéclarations sont possibles en IJ, les CT_PROD doivent impérativement être envoyés en J-1 avant HLAR.

Les redéclarations de PA et de CT_PROD 1&2 doivent être cohérentes entre elles. Exemple pour les filières éolienne et solaire qui ne programment pas de SSYf :

- Si l'installation produit au-delà du minimum technique :
  - *Pmax = valeur du PA tronqué au MW ;*
  - *Pmin = minimum technique (<PA) ou égal à la valeur du PA tronqué au MW si indisponible à la baisse*
- Si l'installation est au minimum technique**:**
  - *Pmax = valeur estimée de production hors arrêt ou égal à Pmin si indisponible à la hausse ;*
  - *Pmin = valeur du PA tronqué au MW (0 si à l'arrêt)*

Clés de répartition maille site

Depuis le 16 juillet, les Acteurs d'Ajustement doivent transmettre en M+1 les clés de répartition à la maille site pour les ajustements passés en M sur des EDA composées de plusieurs sites injection ou stockage.

Les fichiers reçus en juillet (pour le S1 2026) comportaient de nombreuses erreurs de format.

Seuls **15%** des fichiers reçus jusqu'au 16 juillet ont été intégrés.

Suites aux différents échanges entre acteurs et CRC, une nette amélioration a été constatée sur les envois du mois d'août.

68% des fichiers reçus en août ont été intégrés.

Les principales erreurs constatées :

- Des codes sites erronés (mention « PRM » manquante ou en trop) → les codes sites sont disponibles dans les exports GIPSE
- Somme des clés de l'EDA ≠ 1
- Format numérique erroné (« 7.80E-05 »)
- EOF ou ligne vide en fin de fichier

Merci de vérifier que les fichiers envoyés respectent le format décrit dans le guide d'implémentation.

2. Planning prévisionnel SI

Planning prévisionnel SI



21/07
TP_2 : Redec IJ
CT_PROD 1&2

16/07
Clés de répartition maille site

Publication volume MA/SSY maille site (API Speed Balancing)

Date MA_{10} : Petites offres avec des CUO 13/15

Retour au PA différé

T3 2027

Date PR_2 /MA_2 : Obligation de programmer pour toute l'injection RPD

Ajustement à puissance variable pour les EDA explicite injection/stockage

Points clés

- Décalage au T3 2027 de la date MA_2 / PR_2 et des ajustements à puissance variable pour l'explicite (prérequis pour basculer de l'implicite vers l'explicite)
- Proposition de sondage (lien) pour savoir à quelle échéance chaque AA prévoit de basculer d'implicite vers explicite (EDA injection RPD)
- MA_{10} :
  - le respect des CUO 13/15 est maintenu pour le 1er février 2027 (notification de MA_{10})
  - L'obligation de participer en explicite pour les petites offres sera liée dans la V3 à l'envoi des points de fonctionnement par les acteurs pour l'implicite (pas avant T1 2028)
- La gestion des ordres de retour au PA différé est également attendue pour le 1er février 2027
- Nouvelle publication : à partir d'octobre/novembre, une nouvelle publication sera disponible pour les AA et RE (respectivement RR et RE) avec les volumes activés sur le MA (et les SSY) à la maille site.

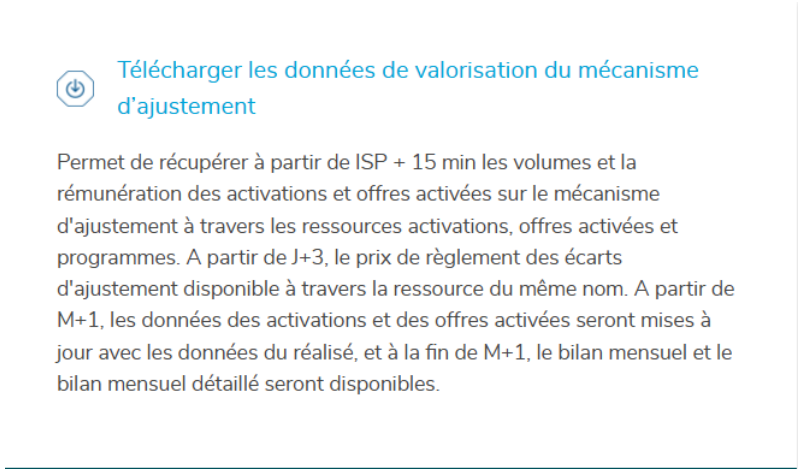
Publication des volumes activés sur le MA et les SSY à la maille site

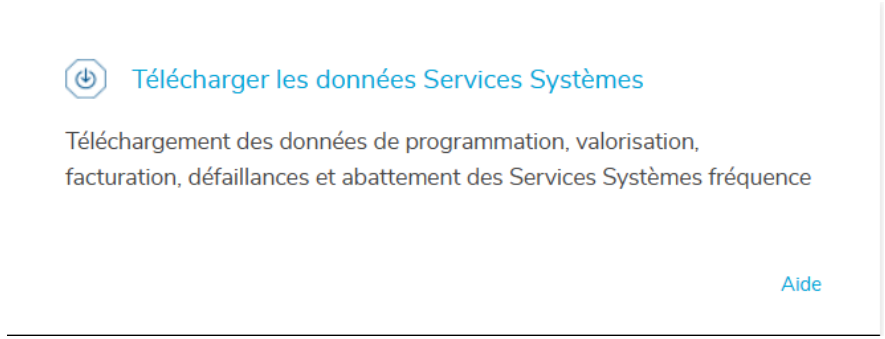
A partir d'octobre/novembre, une nouvelle publication sera disponible sur le Portail Data (API Speed Balancing) et le Portail Services avec les volumes activés sur le MA et les SSY à la maille site.

Cette publication est destinée aux RE et AA pour le MA, et aux RE et RR pour les SSY, selon leurs périmètres respectifs.

Les volumes sont publiés à partir de ISP+15 min.

Pour les entités multisites, les volumes sont recalculés à réception des clefs de répartition (jusqu'en fin de M+1 pour le MA).



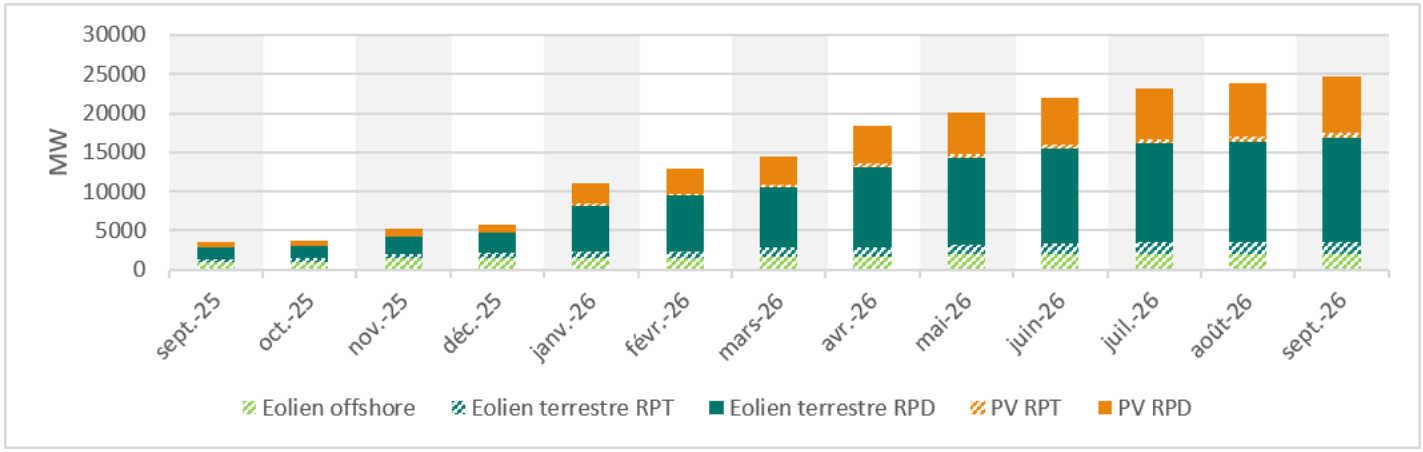


3. Suivi de la participation des EnR au Mécanisme d’Ajustement

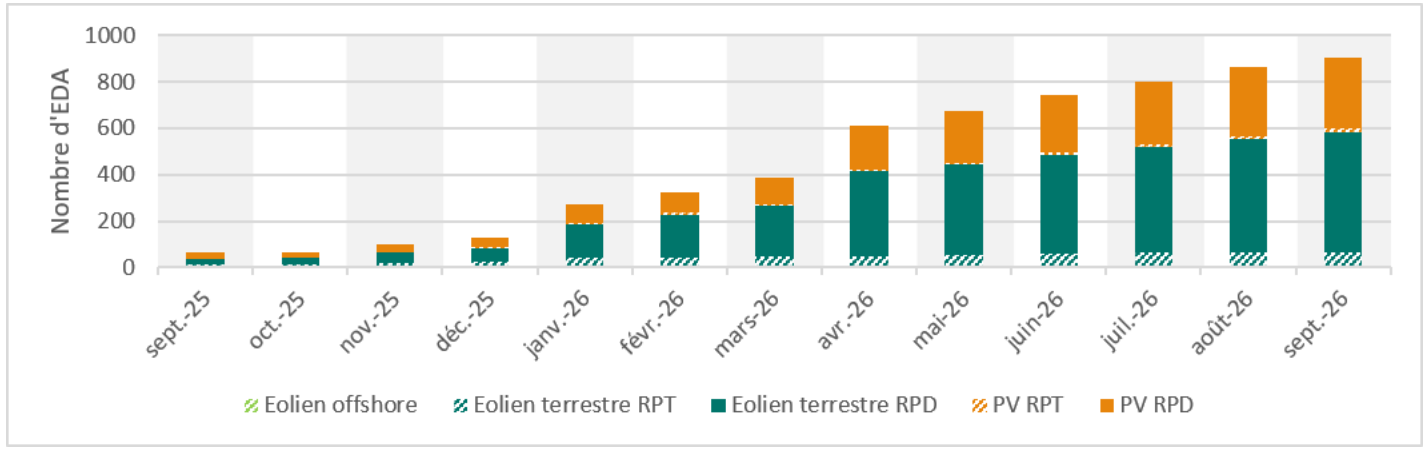
Suivi de la participation des EnR

AU 1ER SEPTEMBRE 2026

Capacité installée des sites éolien/PV participant au MA



Nombre d'EDA de type éolien/PV



Messages clés

- ✓ Doublement de la capacité installée depuis janvier passant **de 11 GW à** presque **25 GW en septembre 2026.**
- ✓ Augmentation du nombre d'EDA passant **de 270 EDA en janvier à plus de 900 en août.**

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)

au 1er janvier 2026

au 1er septembre 2026

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

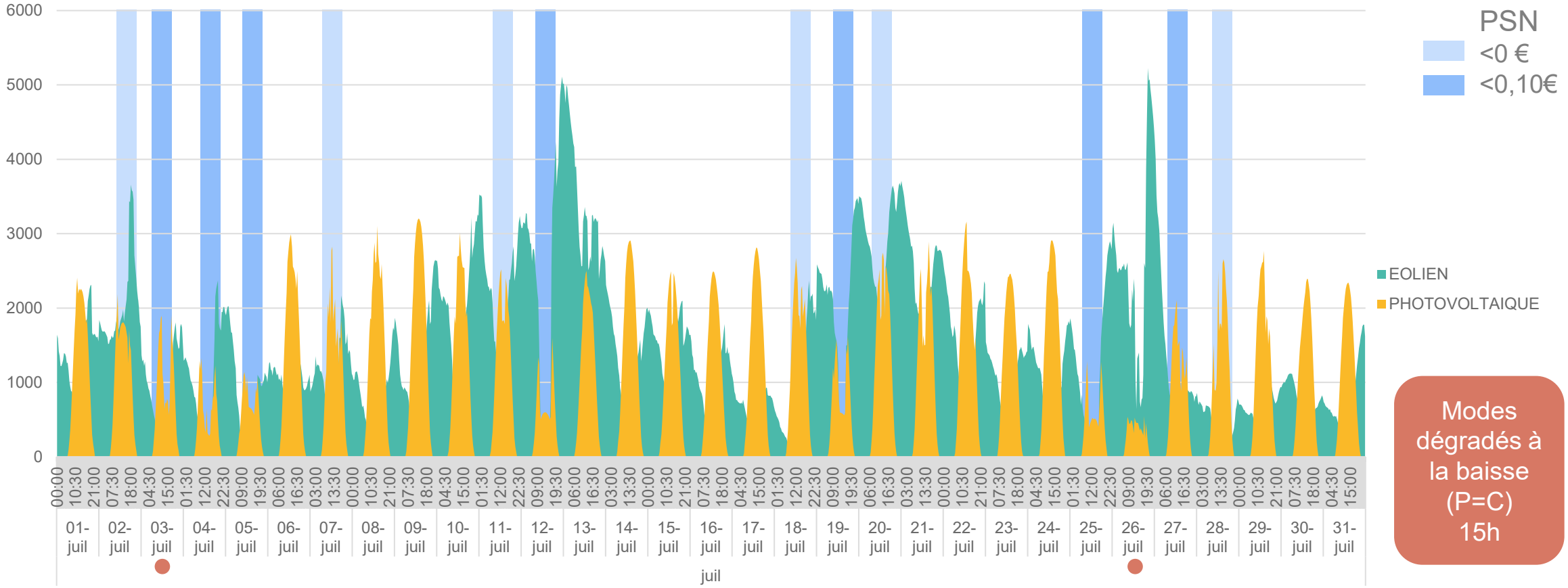
	Eolien offshore	Eolien terrestre RPT	Eolien RPD	PV RPT	PV RPD
au 1er janvier 2026	84 %	42%	27 %	31 %	10 %
au 1er septembre 2026	85 %	84%	61%	75%	24* %
Cible	100 %	90 %	71 %	92 %	13 %

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

*>1/3 de la capacité installée de PV RPD participant au MA n'est pas concernée par la loi DDADUE 2

Volumes ENR offerts sur le MA

JUILLET 2026

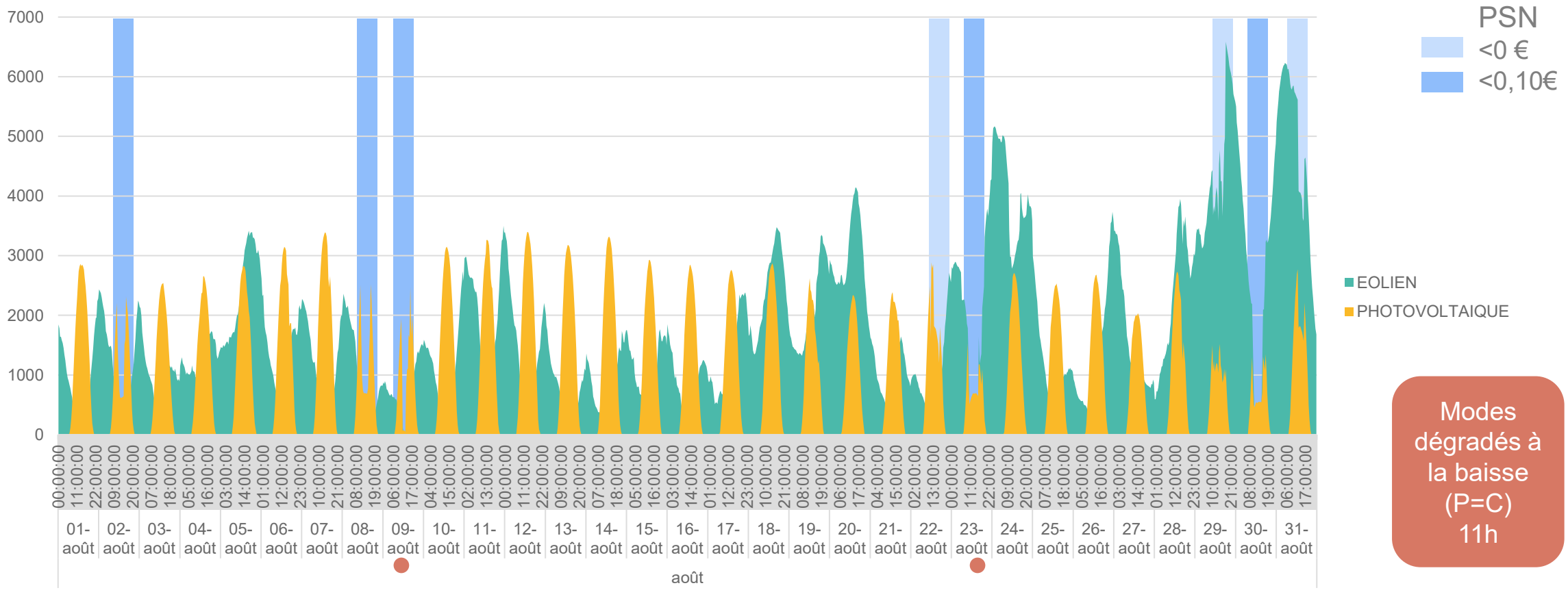


Modes dégradés à la baisse (P=C) 15h

- ✓ Le volume maximum offert a atteint 5,7GW sur une journée de juillet.
- ✓ Sur le reste du mois, le volume maximum disponible oscillait entre 3 et 4 GW au maximum de la journée.

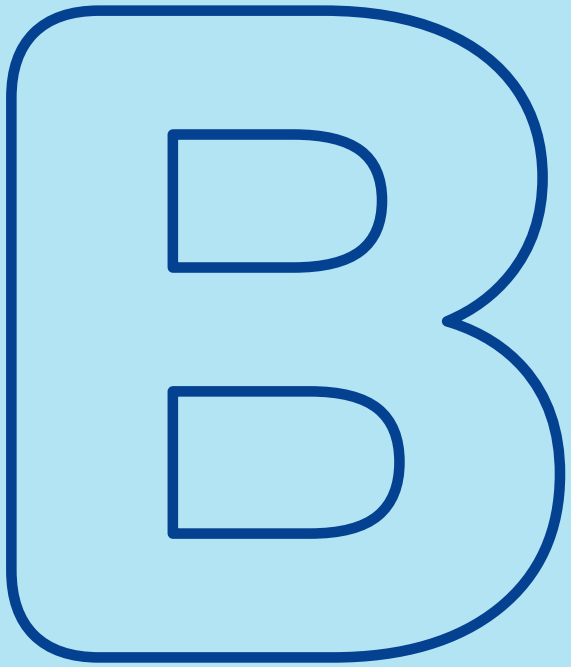
Volumes ENR offerts sur le MA

AOÛT 2026



Modes dégradés à la baisse (P=C) 11h

- ✓ Le volume maximum offert a dépassé les 8 GW le 31 août.
- ✓ Sur la moitié du mois, le volume maximum disponible oscillait entre 3 et 4 GW.



CONCERTATION

1. Qualité de la programmation : premiers résultats sur le RPT

Rappels sur les indicateurs de qualité de la programmation

Trois indicateurs de qualité de la programmation ont été introduits dans la version 2 des règles de marché harmonisées, afin de quantifier l'écart entre le dernier programme d'appel tracé par RTE (fortuits compris) et la courbe de charge de l'EDP, insensibilisée des énergies SSYf. Les périodes d'activation sur le MA sont également neutralisées.

- L'erreur moyenne absolue (MAE : Mean Absolute Error) → quantifie l'écart en valeur absolue entre le programme et la courbe de charge
- Le biais (MSE : Mean Signed Error) : indique si les écarts entre le programme et la courbe de charge tendent dans un sens ou l'autre
- La racine de l'erreur quadratique (RMSE : Root Mean Square Error) : indique si les écarts sont plutôt ponctuels et importants, ou plus faibles mais constants.

Ces indicateurs sont calculés pour chaque journée et chaque entité. Ils sont normalisés par la puissance moyenne injectée sur la journée.

Ainsi,

- Une MAE de 10% se lit : « le programme d'appel diffère en moyenne de 10% en valeur absolue de la courbe de charge »
- Une MSE de -5% se lit : « en moyenne, le programme d'appel est 5% inférieur au réalisé de la courbe de charge »

Périmètre de l’analyse

Première analyse effectuée à la maille EDA, pour les moyens raccordés au RPT, sur une période s’étendant d’avril 2025 à avril 2026.

Les indicateurs présentés ici sont pondérés par l’énergie injectée (puissance × nombre de pas 5 minutes hors activation MA) → dans les agrégats, une grosse installation pèse mécaniquement plus qu’une petite.

Les absences d’envoi de programme d’appel se caractérisent par une MAE de 100% et une MSE de -100%. Elles relèvent d'un défaut de transmission et non d'une erreur de prévision, et sont exclues des indicateurs de qualité proprement dits (mais comptabilisées à part).

Résultats par filière sur l'année observée

Filière	% énergie	MAE	Biais
Nucléaire	91,6 %	< 5%	[-5% ; +5%]
Hydraulique pilotable	3,1%	< 5%	[-5% ; +5%]
Thermique non renouvelable	2,3 %	< 5%	[-10% ; -5%]
Bioénergies	0,2 %	[10% ; 15%]	[-10% ; -5%]
Hydraulique non pilotable	1,2%	[15% ; 20%]	[-5% ; +5%]
Éolien	1,5 %	[20% ; 25%]	[-5% ; +5%]
Solaire	0,1 %	[30% ; 35%]	[-10% ; -5%]
Ensemble	**100 %**	**4,6 %**	**+1,4 %**

- L'injection sur le RPT est composée à 97% de moyens pilotables, principalement nucléaire.
- Contraste marqué entre les moyens pilotables et les moyens non pilotables
- Parmi les moyens non pilotables, une très forte majorité des EDP ne disposent que d'un programme en J-1, sans redéclaration en IJ constatée → axe d'amélioration possible.
  - RTE tient à remercier les acteurs ayant mis en place un processus de redéclaration en IJ des PA de leurs groupe de production fatale

Défaut de programmation par filière

Filière	Taux d'absence	Taux de journées à P_inj nulle
Bioénergies	**44,1 %**	27,4 %
Thermique non renouvelable	11,2 %	75,3 %
Solaire	10,4 %	1,9 %
Éolien	9,0 %	4,7 %
Hydraulique	5,2 %	20,6 %
Nucléaire	0,3 %	23,8 %

Bioénergies : absence de réception de programme d'appel près d'un jour sur deux

Thermique non renouvelable : moyen de pointe n'injectant pas d'énergie 75% des jours de l'année

Prochaines étapes

- T4 2026 : transmission à chaque RP d'un rapport décrivant les indicateurs de qualité de la programmation pour leurs EDP injection RPT
- T2 2027 : indicateurs disponibles par API (nouvelle API) sur le portail de RTE, pour l'injection et le stockage RPT et RPD et analyse globale de la qualité de la programmation (RPT + RPD)
- T2 2027 : étude de la pertinence d'intégrer un mécanisme de pénalisation de la programmation
- T3 2027 : prise en compte de l'écart de programmation dans le contrôle du réalisé du MA

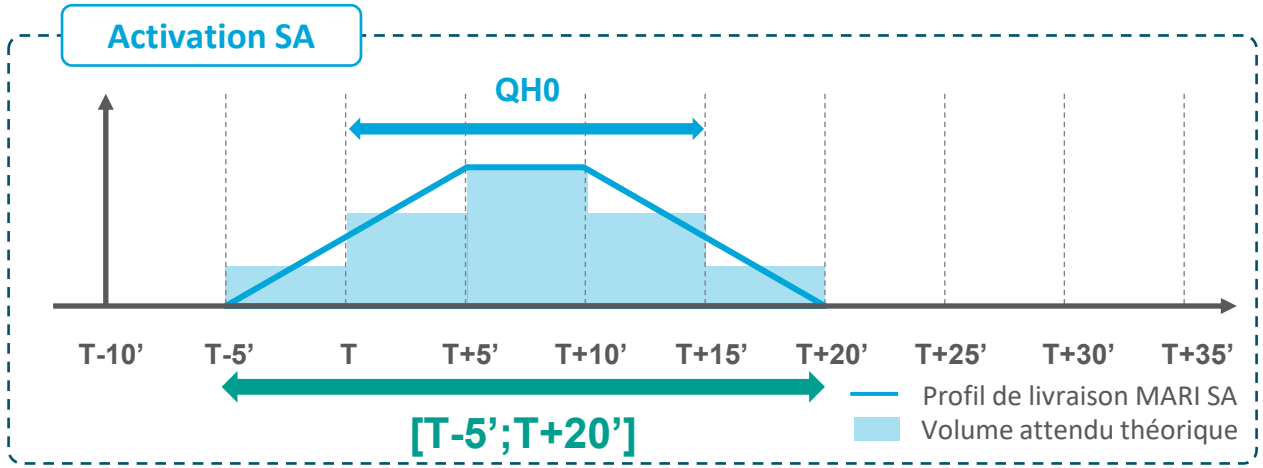
- RTE remercie les acteurs ayant déjà mis en place un processus d'amélioration de leur programmation.
- RTE réitère la nécessité de disposer d'une programmation de qualité et a mis en place des moyens permettant aux acteurs de redéclarer leur programme régulièrement. RTE invite les acteurs à s'emparer de ces moyens pour améliorer la qualité des programmes transmis.
- A défaut, RTE étudiera l'introduction d'une incitation financière à la qualité de la programmation via un mécanisme de pénalisation.

2. Evolution de la plage de contrôle MARI DA

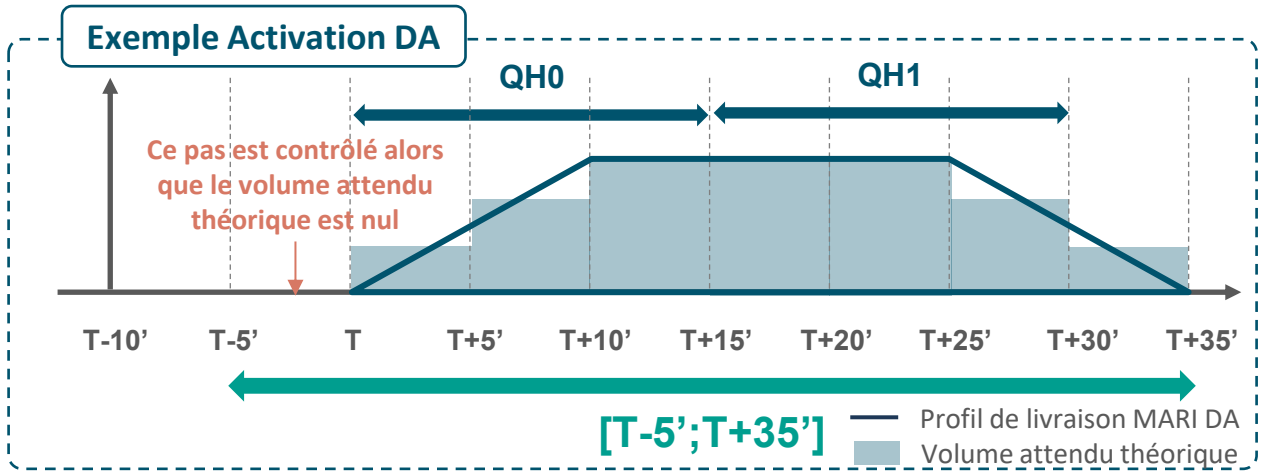
Rappel – Plage de contrôle MARI SA et MARI DA

Au titre du contrôle du réalisé, RTE s'appuie sur une plage de contrôle adaptée à chaque activation.

Les plages de contrôle associées aux activations MARI SA et MARI DA sont définies dans l'article 2.L.1.1 comme suit :

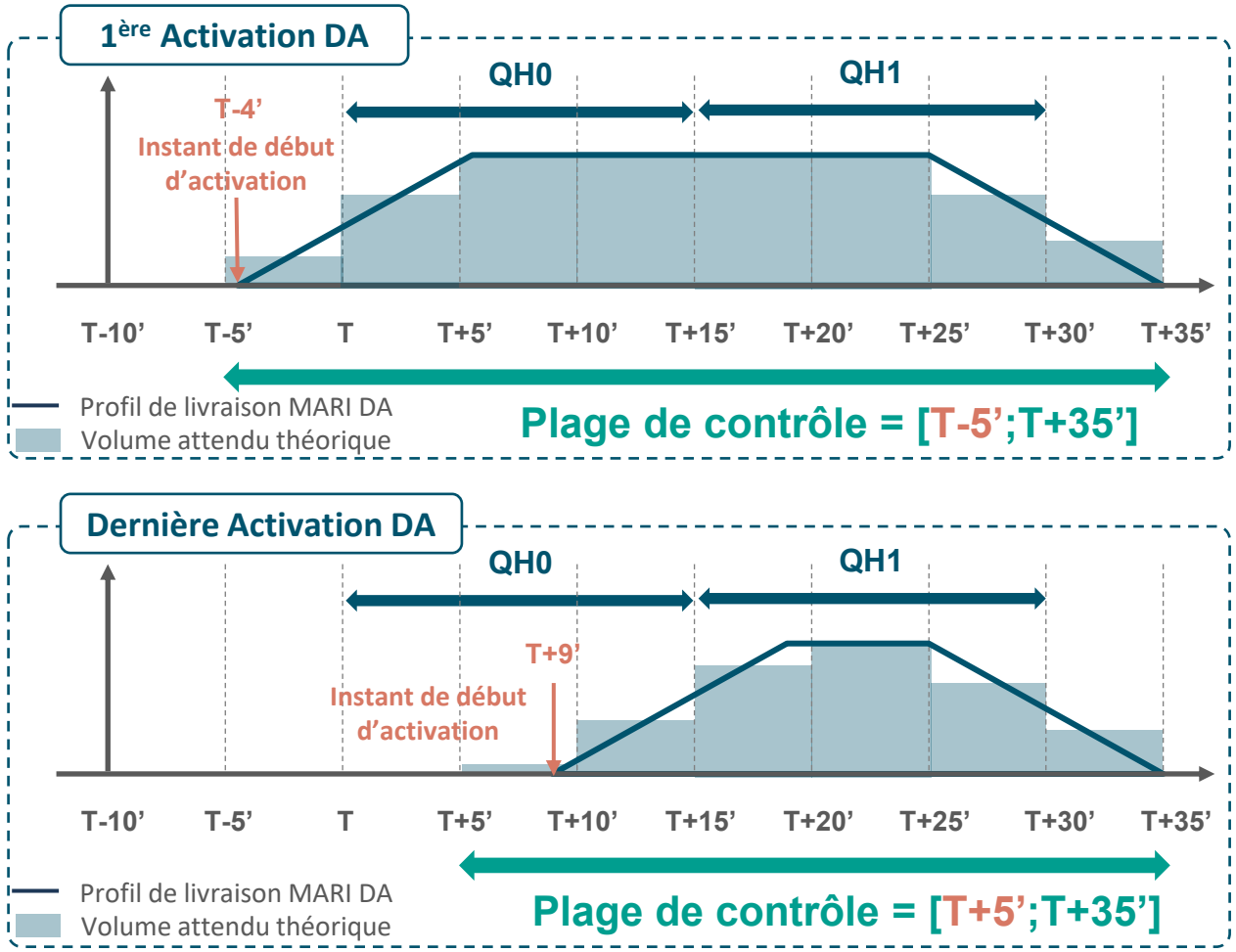


Plage de contrôle mentionnée dans les règles



- Cette définition fixe de la plage de contrôle pour les activations MARI DA peut conduire à contrôler certains pas de 5 minutes alors qu'aucune activation n'a effectivement eu lieu (volume attendu théorique nul).

Évolution de la plage de contrôle des activations MARI DA



- En spécifique, la plage de contrôle correspond à l'ensemble des pas de 5 minutes pour lesquels le volume attendu théorique est non nul.
- **Proposition de RTE : aligner la définition de la plage de contrôle des activations MARI DA sur celle retenue pour les activations spécifiques.**
- Ainsi, pour une activation MARI DA, **la plage de contrôle débuterait au premier pas 5 minutes contenant l'instant de début de l'activation**, puis couvrirait tous les pas de 5 minutes pour lesquels un volume attendu théorique est non nul.

3. Les MCR pour les EDA soutirage

Programmation du soutirage

Méthodes existantes pour l'établissement de la courbe de référence des EDA soutirage, pour le CRMA :

- Rectangle simple : la référence est prise avant le début de l'ajustement – méthode par défaut
- Historique : la référence est prise comme l'historique de consommation de chaque site de l'EDA (télérelevé uniquement)
- Prévision : l'AA transmet à RTE des prévisions de consommation à la maille site (télérelevé uniquement)
- Panels : en cours de concertation pour l'introduction sur le MA (profilé uniquement)

Proposition de RTE : permettre la programmation pour le soutirage selon les modalités suivantes

- Mise en place d'un lien entre EDP et EDA pour le soutirage
- Envoi par l'AA d'un programme d'appel (valeurs négatives) à la maille de l'EDP
- Le programme d'appel est utilisé comme courbe de référence pour le CRMA

A terme, la programmation pourrait remplacer les méthodes par prévision et historique de consommation.

Merci !