Le réseau de transport d'électricité

GT - EnR

23 mai 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. **Passage à la maille 15' dans le couplage de marché J-1** - nouveau planning

PARTIE B : Concertation

1. **Présentation DGEC –** Déclinaison Loi Finances 2025
2. **Retour sur le sondage de participation des EnR au MA**
3. **Loi DDADUE –** Actualités et précisions
4. **Entités d'Ajustement –** Présentation des règles de constitution des EDAs
5. **Puissance Minimale des parcs -** Tolérance pour les offres activées sur le MA et sur prix spot négatif
6. **Seuil de participation au MA et modalités transitoires des « petites offres »**
7. **MARI –** Présentation de la plateforme et calendrier

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 jeudi 18 septembre sur le créneau 14h-17h.

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

- Présentation de l'aFRR
- Evolutions prix spot négatif et passage au pas de temps 15'
- Sujets issus du retour du sondage

2 Prix spot négatif à la maille 15’ - nouveau planning

Nouveau calendrier

Contexte:

- le Couplage de Marché J-1 « SDAC » devait passer d'une granularité horaire à une granularité 15 minutes le 11 juin pour la journée de livraison du 12 juin

- Suite au besoin de délai de certains acteurs du projet, le passage à la maille 15' est finalement reporté au 30 septembre pour la journée de livraison du 1er octobre: Market Coupling Steering Committee Aligns on Revised Go-Live Date for 15-Minute MTU in SDAC | EPEX SPOT

B Concertation

Deux rémunérations complémentaires : la capacité et l'énergie

	Services système		Mécanisme d'ajustement	
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

1 Présentation DGEC – Déclinaison Loi Finances 2025

GOUVERNEMENT

Liberté
Égalité
Fraternité

Point d’avancement prix négatifs – article 175 de la loi de finances pour 2025

Vendredi 23 mai

Dispositions de l'article 175 de la loi de finances pour 2025

Paragraphe II : Arrêt des installations sous OA en période de prix négatifs

Le texte prévoit que les acheteurs obligés (EDF OA et les ELD) puissent demander aux producteurs de plus de 10 MW l'arrêt ou la limitation de la production en cas de prix négatifs.

Si le producteur arrête son installation : il reçoit une compensation dépendant de la puissance de l'installation, de la durée de l'arrêt, de son facteur de charge et de son tarif.

Si le producteur n'arrête pas son installation : il ne reçoit ni compensation ni tarif d'achat.

L'arrêt est apprécié avec une marge de tolérance.

Les modalités d'application (compensation, marge de tolérance, installations soumises à cette obligation, date d'application) seront fixées par un arrêté, actuellement en cours de construction.

Dispositions de l’article 175 de la loi de finances pour 2025

Paragraphe III : Participation des installations sous OA au mécanisme d'ajustement

Le texte autorise les installations sous obligation d’achat à participer au mécanisme d’ajustement, ce qui était auparavant empêché par certaines clauses contractuelles.

Afin d’encourager les installations à s’offrir à leur prix réel d’ajustement, le texte dispose par ailleurs que l’énergie résultant d’une correction sur le MA est incluse dans la production rémunérée au titre du contrat.

Les modalités d’application (modalités de transmission des données, date d’application) seront fixées par un arrêté, soumis au CSE du 6 mai 2025 après une préconsultation des acteurs du secteur. La CRE a été saisie, conformément au texte.

Dispositions de l’article 175 de la loi de finances pour 2025

Paragraphe IV : Améliorer la flexibilité des installations sous CR

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

Les modalités d’application (seuil de la « zone tampon », seuils et délais de tolérance concernant l’arrêt des installations, date d’application) seront fixées par un arrêté, soumis au CSE du 6 mai 2025 après une préconsultation des acteurs du secteur. La CRE a été saisie, conformément au texte.

Dispositions de l’article 175 de la loi de finances pour 2025

Paragraphe IV : Améliorer la flexibilité des installations sous CR

IV. B : participation des installations sous CR au mécanisme d’ajustement

Afin d’encourager les installations à s’offrir à leur prix réel d’ajustement, le texte dispose que l’énergie résultant d’une correction sur le MA est incluse dans la production rémunérée au titre du contrat.

Les modalités d’application (modalités de transmission des données, date d’application) seront fixées par un arrêté, soumis au CSE du 6 mai 2025 après une préconsultation des acteurs du secteur. La CRE a été saisie, conformément au texte.

Dispositions de l’article 175 de la loi de finances pour 2025

Paragraphe IV : Améliorer la flexibilité des installations sous CR

IV. B : remplacement de la mention à EPEX Spot dans les contrats par la mention à la plateforme de marché organisé de l’électricité pour livraison le lendemain

Cette disposition permet de pallier les conséquences d’un éventuel découplage des différentes bourses Spot.

Les modalités d’application (date d’application) seront fixées par un arrêté, actuellement en cours de construction.

Premier arrêté d'application dans sa version soumise au CSE

Article 2

- Pour les installations sous obligation d'achat : précise les modalités de participation des installations au mécanisme d'ajustement.

- Pour les installations sous obligation d'achat et complément de rémunération : précise les modalités de transmission des données relatives aux volumes corrigés entre le gestionnaire du réseau public de transport ou de distribution et l'acheteur obligé

- Dates d'application : à compter du 31 décembre 2025

Premier arrêté d'application dans sa version soumise au CSE

Article 3

-Fixation du seuil de la « zone tampon » à -0,10€/MWh.

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

- 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

-Date d'application : le lendemain de la publication de l'arrêté

2 Retour sur le sondage de participation des EnR au MA

Premiers retours sondage GT EnR

Réponses :

- 20 Producteurs
- 10 Agrégateurs
- 2 Exploitant
- 1 Fournisseur
- 1 Développeur

Merci pour vos retours nombreux ! Vos contributions seront utilisées pour la préparation du prochain GT EnR

Retours producteurs/exploitants/développeurs

Etat des lieux:

- **Sites concernés:**
  - 8 producteurs ont des sites RPT concernés par l'obligation
  - 20 producteurs ont des sites RPD concernés par l'obligation
  - 10 producteurs ont des sites PV
  - 16 producteurs ont des sites éoliens

- **Participation au MA:**
  - 9 producteurs participent au MA
  - 11 producteurs ne participent pas encore au MA
  - 15 producteurs ont entamé les démarches pour leurs sites soumis à l'obligation, certains producteurs ont également entamés des démarches pour des sites non-soumis à l'obligation

Rémunération:

- La participation est globalement vue comme une opportunité mais:
  - Cette rémunération est à mettre au regard des coûts de mise en place, de gestion et des pénalités
  - Crainte de perte d'opportunité liée à l'obligation de participation
- Les acteurs font ressortir un besoin d'informations plus claires sur les prix et les activations de manière générale

Retours producteurs/exploitants/développeurs

Contraintes et calendrier:

- **Contraintes:**
  - **Contraintes techniques**: Contrôle-commande/ architecture telecom à mettre en place, besoin des turbiniers, interactions avec autres obligations (environnementale…), différences de technologie en fonction des sites , gestions des arrêts et redémarrages, interactions avec autres mécanismes
  - **Contraintes organisationnelles**: Toute la filière impactée, délais faibles pour la participation
  - **Contraintes contractuelles/administratives :** Pas forcément de contrat standard pour le MA chez tous les agrégateurs, incertitude liée à la publication de l'arrêté et liens avec EDF OA peu clairs pour les sites sous OA, problématiques pour les contrats PPA
  - **Contraintes économiques**: Coût des investissements et d'exploitation, incertitudes sur les gains, risques de pénalité, coûts agrégateurs, pas de rentabilité attendue pour les actifs les plus anciens
  - La plupart des acteurs souhaitent passer par un agrégateur, au moins dans un premier temps

- **Calendrier:**
  - Tenue du calendrier grandement dépendant de la technologie des sites de production et de l'environnement contractuel, certaines dépendances d'acteurs externes empêchent d'avoir une vision totalement claire:
    - Certains acteurs annoncent pouvoir tenir le calendrier demandé par RTE
    - D'autres acteurs voient une participation possible au MA pour certains sites étalée sur 2026 voir 2027

- **Facteurs pouvant accélérer la participation:**
  - Se concentrer sur la participation des parcs ayant le moins de contraintes
  - Cadre contractuel plus clair, notamment sur les contrats OA et PPA
  - Flexibilité sur les CUO des petites EDAs
  - Visibilité sur la rentabilité
  - Disponibilité accrue de la filière des turbiniers

Retours producteurs/exploitants/développeurs

Conditions d'Utilisation des Offres:

- Dépendantes des filières, technologies et contrats mais:
  - Un DMO inférieur à 15' semble accessible pour la plupart des actifs (30' au plus)
  - Les DOmin indiqués vont de moins de 15' à 1h en fonction des technologies
  - Le nombre d'activations peut être limité dans certain cas

- Délai potentiel pour offrir les CUO « cibles » DMO 12,5'/Domin 15' car cela nécessite un SI plus complexe à mettre en place

- Eviter l'arrêt des parcs semble permettre dans certains cas l'amélioration des CUO

Retours agrégateurs

Tendance claire de contact avec de nouveaux producteurs pour la participation au Mécanisme d'Ajustement

Contraintes :

- **Contraintes:**
  - **Contraintes réglementaires :**
    - Refus de constitutions d'EDP dans certains cas
    - Limitation d'un seul Responsable d'Equilibre pour les EDA multisites
    - Interfaçage avec les sites concernés
    - Besoin de l'accord du Responsable d'Equilibre du site de production
  - **Contraintes organisationnelles :**
    - Forte volumétrie de sites à faire participer du fait du seuil à 10 MW
  - **Contraintes contractuelles :**
    - Evolutions contractuelles nécessaires avec les producteurs

Conditions d'utilisation des offres:

- Retranscription des contraintes des producteurs

Propositions suite au retour des acteurs

Portées par RTE:

- Clarification des règles de constitutions des EDAs (présentation GT 23 mai)
- Possibilité de passer à des Pmin différentes de 0 (présentation GT 23 mai)
- Développer et partager plus d'informations sur les prix et la rémunération associée au MA (présentation GT septembre + canaux de communications à définir)
- Possibilité de mutualiser les demandes de justification pour plusieurs sites sous la responsabilité d'un même producteur, avec un calendrier et un plan d'action commun
- Présentation des autres mécanismes d'équilibrage et des liens avec le MA (présentation GT septembre)

Autres:

- Clarification du cadre contractuel:
  - Contrats PPA ?
  - Contrats OA : informations sur https://www.edf-oa.fr/content/actualites - article de mai 2025
- Disponibilité accrue de la filière des turbiniers?

3 Loi DDADUE – Actualités et précisions

Actualités et rappels - loi DDADUE 2

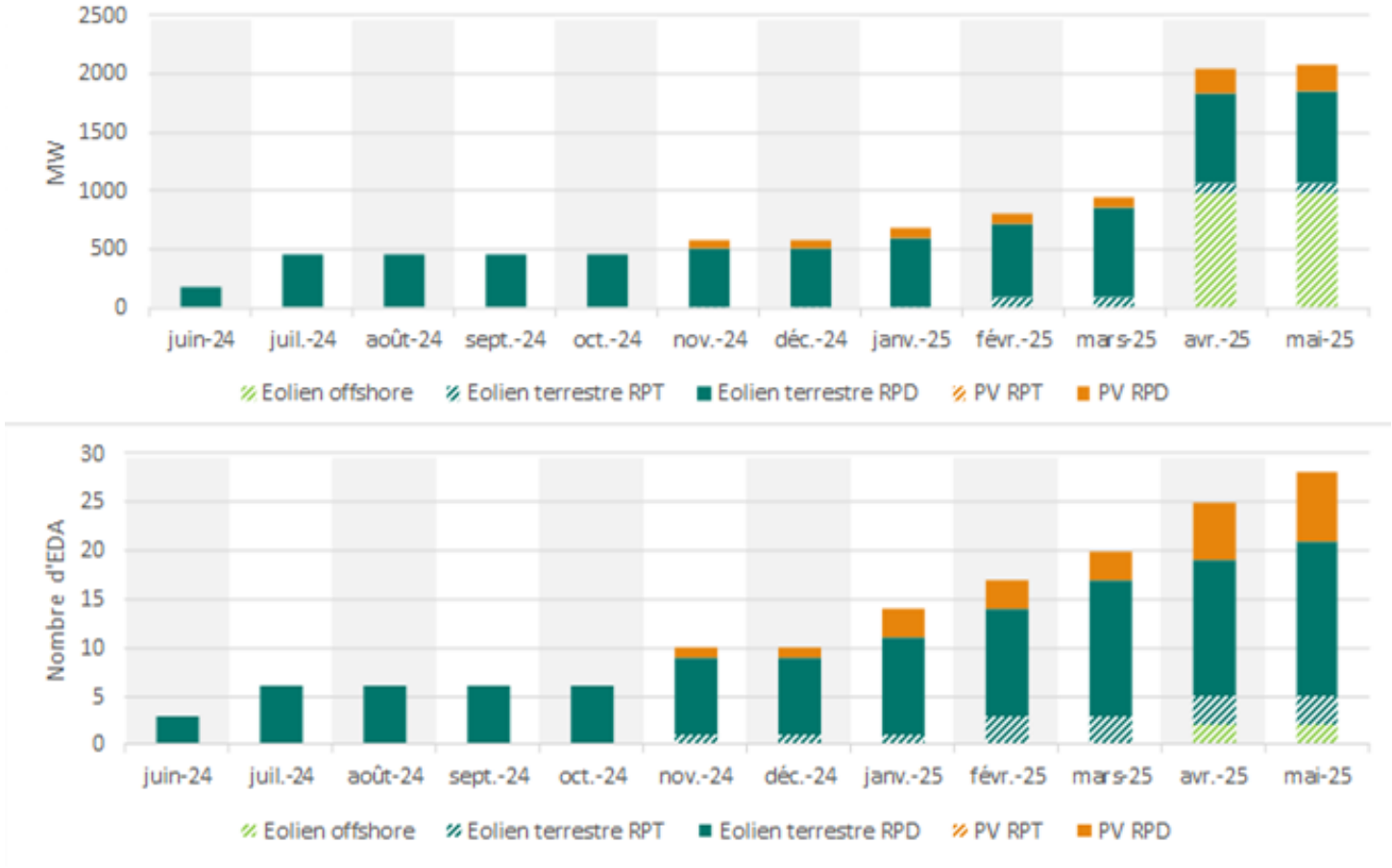
- La loi a été publiée au Journal Officiel le 2 mai

- *L'article 21 y* est écrit de la manière suivante:

*« **La totalité de la puissance techniquement disponible à la hausse et à la baisse, sur chacune des installations de production dont la puissance installée est supérieure ou égale à un seuil, raccordées aux réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité**, est mise à la disposition du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité par les producteurs dans leurs offres sur le mécanisme d'ajustement. **Ce seuil, qui ne peut être inférieur à dix mégawatts** et peut dépendre du type d'énergie utilisée, est fixé selon les règles mentionnées au dernier alinéa de l'article L. 321-10. »*

- Pour rappel, **RTE propose un seuil généralisé de 10 MW** pour la participation au Mécanisme d'Ajustement

Etat des lieux de la participation au MA au 1er mai



Seuil d'obligation – Définition

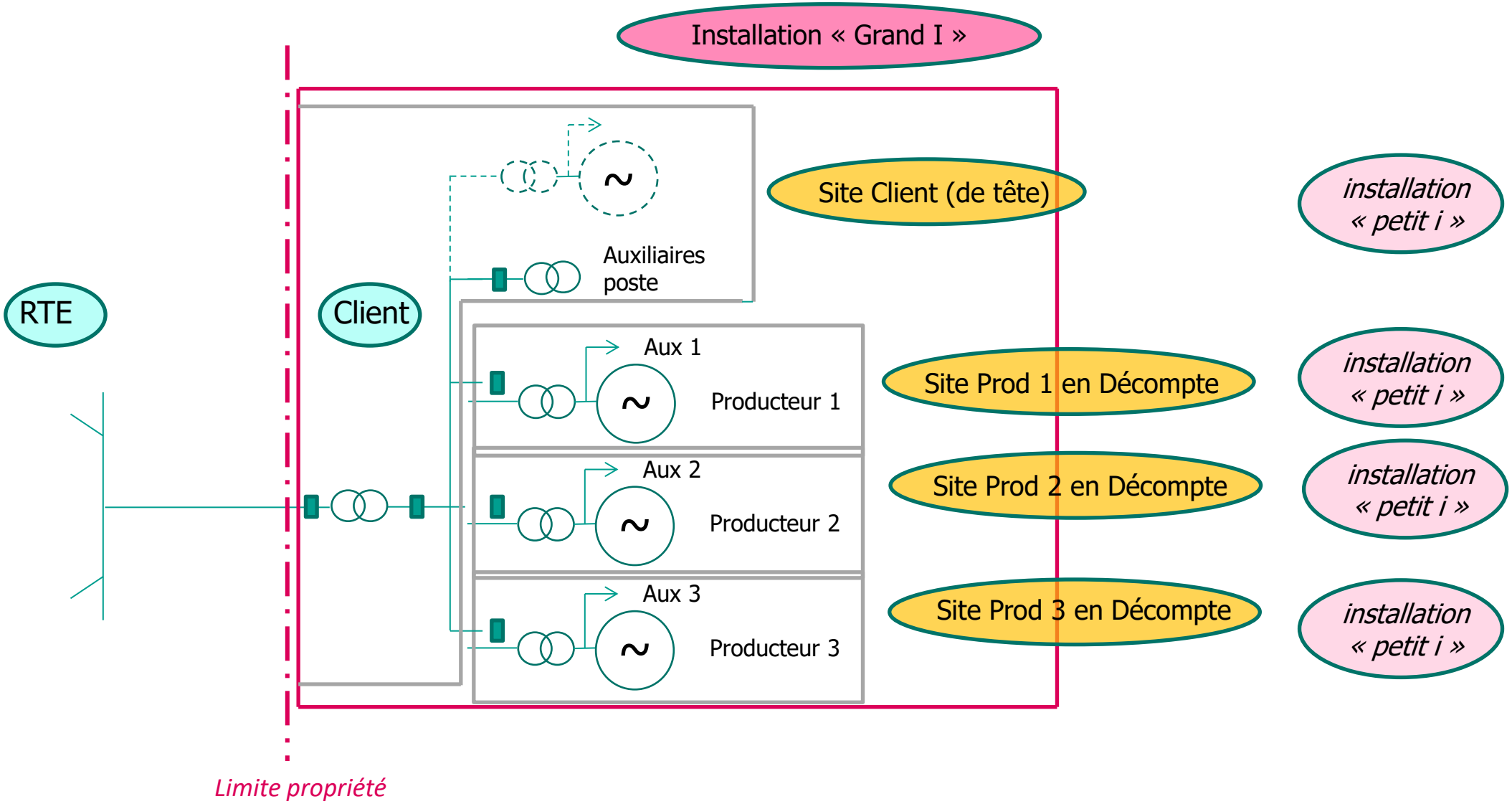
Définition décret GMP:

Article D342-15-3
Création Décret n°2018-544 du 28 juin 2018 - art. 12

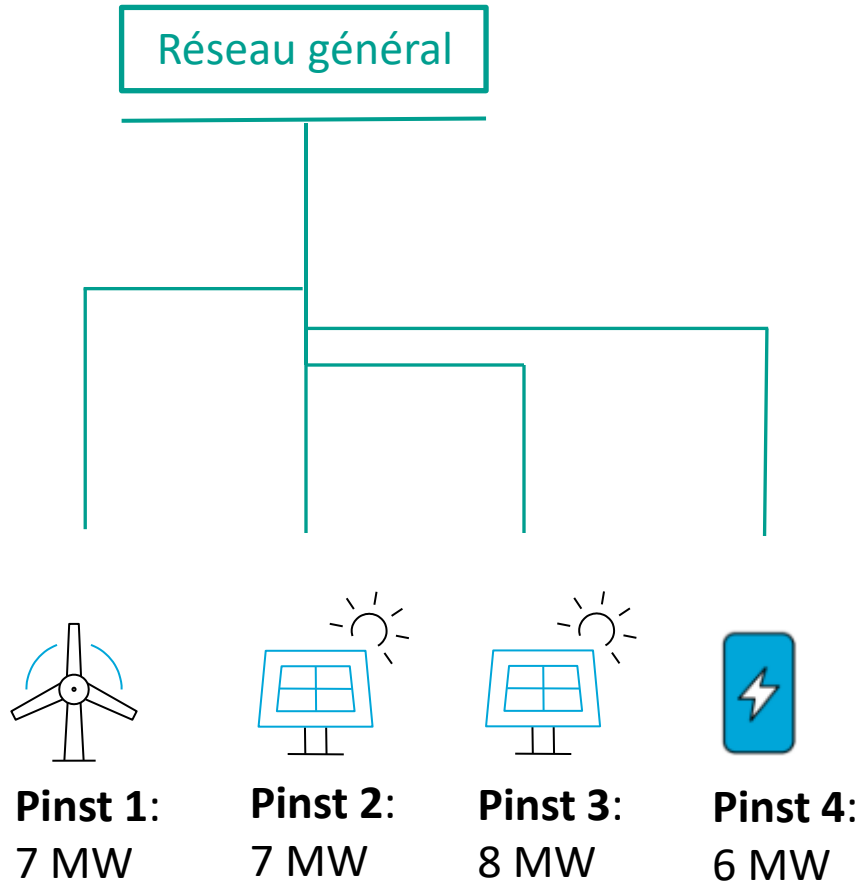
"L'ensemble des installations raccordées en un point unique du réseau public de transport ou de distribution dans les conditions définies à l'article D. 342-15-2 est considéré comme étant ***une seule installation de production*** *qui comprend les équipements ayant vocation à raccorder l'ensemble des installations à un réseau public de transport ou de distribution."*

L'obligation de participation au MA s'applique pour toute installation de production « individuelle » dès lors que la somme des puissances installées derrière un même point de raccordement dépasse le seuil d'obligation

Seuil d'obligation – Définition RPT (concept équivalent sur le RPD)

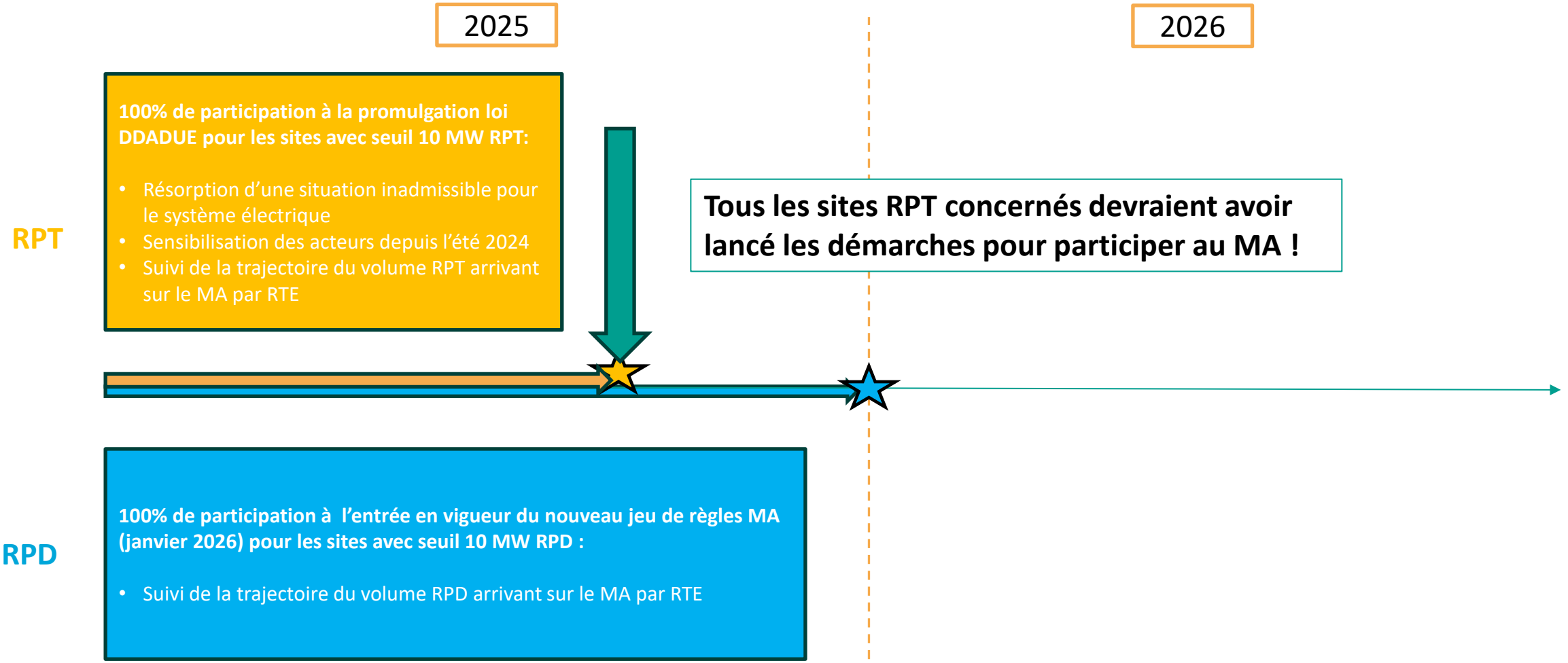


Seuil d'obligation – exemple



- La somme des Puissances installées des installations de production 1, 2 et 3, toutes raccordés au même point sur le réseau général, est de 22 MW supérieur au seuil de 10 MW. L'installation 4 n'est pas concernée
- Même si chacune des installations 1, 2 et 3 est individuellement sous le seuil de 10 MW, les trois sont tenues de fournir leur Puissance techniquement disponible sur le Mécanisme d'Ajustement
- L'installation 4 n'a pas d'obligation de participation.

Calendrier d'implémentation - Rappel



Justification attendue en cas de non-participation en janvier 2026 pour les sites RPD

Contexte:

L'entrée en vigueur des nouvelles règles du Mécanisme d'Ajustement, attendue pour janvier 2026, permettra de préciser le seuil d'obligation et les conditions de participation au Mécanisme d'Ajustement

Une fois les règles en vigueur, tous les sites RPD concernés seront censés avoir rejoint le Mécanisme d'Ajustement

Processus envisagé:

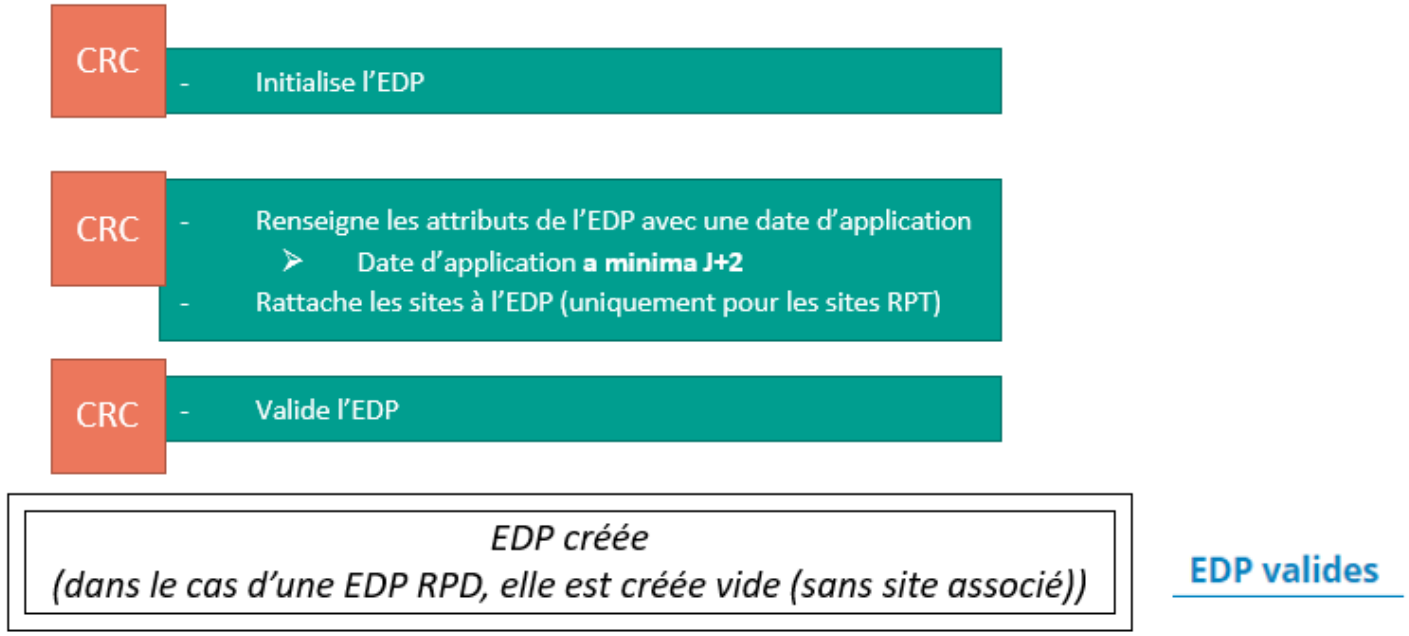
- En cas d'incapacité technique ou organisationnelle à respecter le calendrier, une justification de non-participation devra être fournie par les sites concernés (cadre à définir, en tenant compte des conditions pouvant justifier une non-participation et d'un plan d'action associé)
- Proposition de réaliser les demandes de justifications (avec les calendriers de résorption et les plans d'actions associés des sites concernés) à la maille du producteur
- En parallèle, un suivi régulier de l'évolution de la puissance disponible offerte sur le Mécanisme d'Ajustement sera réalisé

4 Entités d’Ajustement – Règles de constitution des EDAs

Processus de création des Entités de Programmation

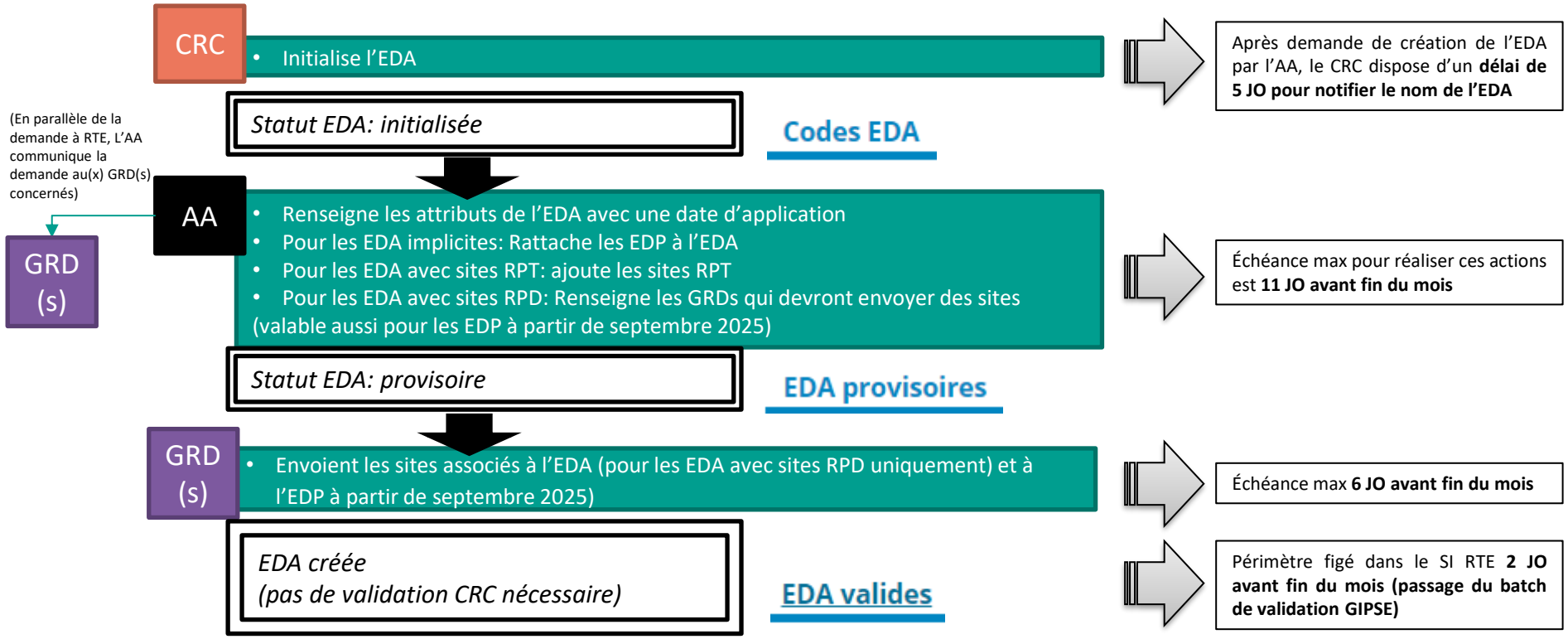
- **EDA implicite associée à une EDP** (Entité de Programmation) – l'AA est aussi le RP
  - Création au préalable de l'EDP – **tous les sites composant l'EDP doivent avoir le même RE**
  - **Demande de dérogation pour les sites géographiquement éloignés**

- **Modalités de création des EDP**
  - **Annexe 1.A4 des Règles de Programmation : Accord RP-site** à transmettre par le RP en amont de la création des entités
  - Les EDP peuvent être créées en cours de mois, la date d'application est a minima J+2
  - Les modifications d'EDP ne sont plus possibles après le passage du batch de validation de l'application GIPSE (2 jours ouvrés avant la fin du mois)



Processus de création des Entités d'Ajustement

- **Tous les sites composant l'EDA doivent avoir le même RE**
  - Rattachement d'un site à l'EDA soumis à l'**accord du RE** (Annexe 2.A4 règles MA) - transmis à RTE pour les sites RPT et aux GRD de raccordement pour les sites RPD
  - Les EDA sont créées **obligatoirement pour le 1er du mois**



Demande de dérogation

Les EDA injection constituées d'une EDP avec des sites géographiquement éloignés sont soumises à un processus dérogatoire de validation par Rte

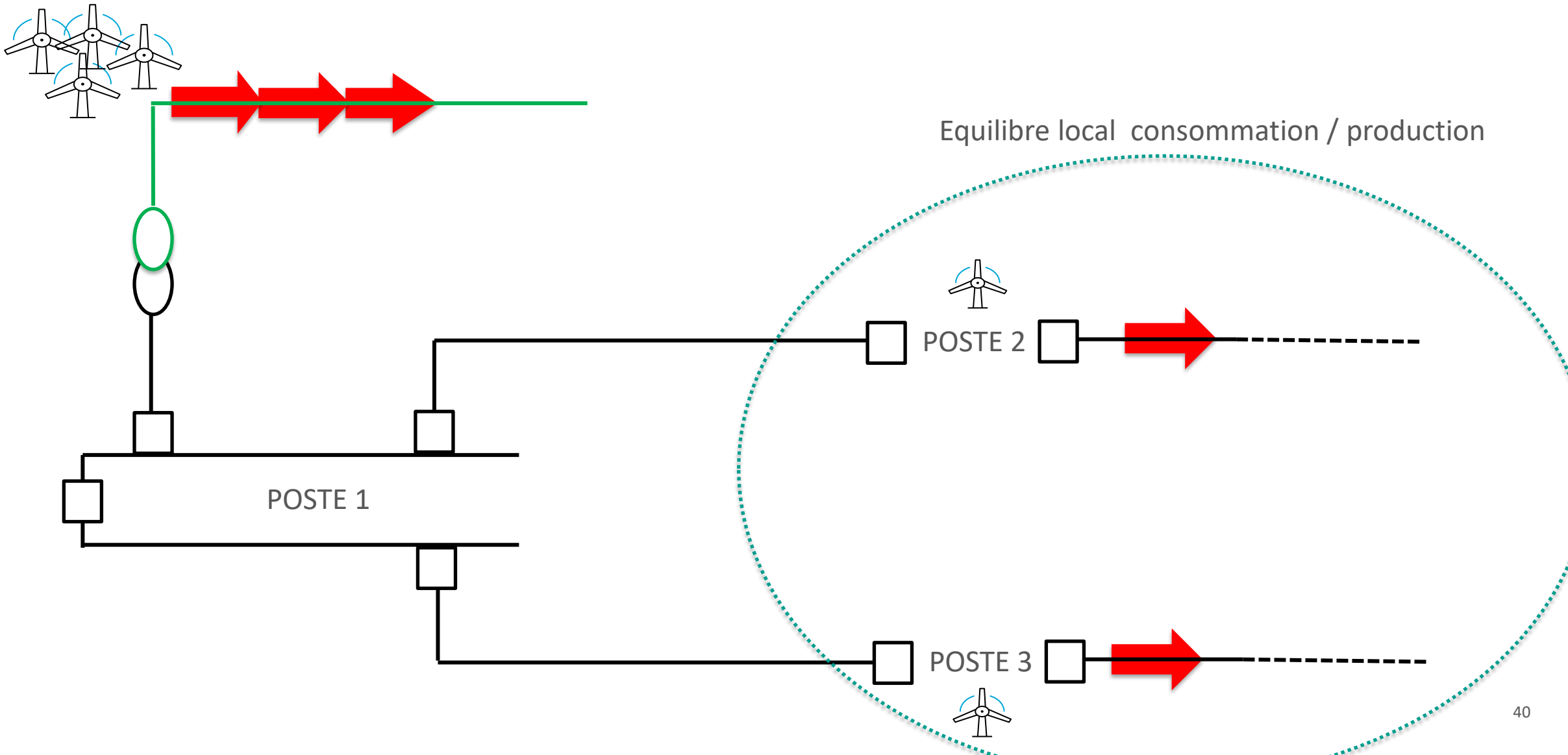
> ➢ **Volonté de simplifier et de fluidifier les demandes/acceptations des périmètres des EDA**

- Types de contraintes RSO
  - Tension :
    - A-coups de tension (liés aux dynamiques d'arrêts/reprises de production)
    - Difficulté de la tenue de tension (modification du transit dans les lignes, réglage en tan phi non opérant).
  - Transit :
    - Dépassement des transits maximum autorisés :
      - ➢ Flux HTB1 sous-tend une partie des flux de grands transports
      - ➢ La gestion de la reprise (fin d'ajustement) peut engendrer des congestions

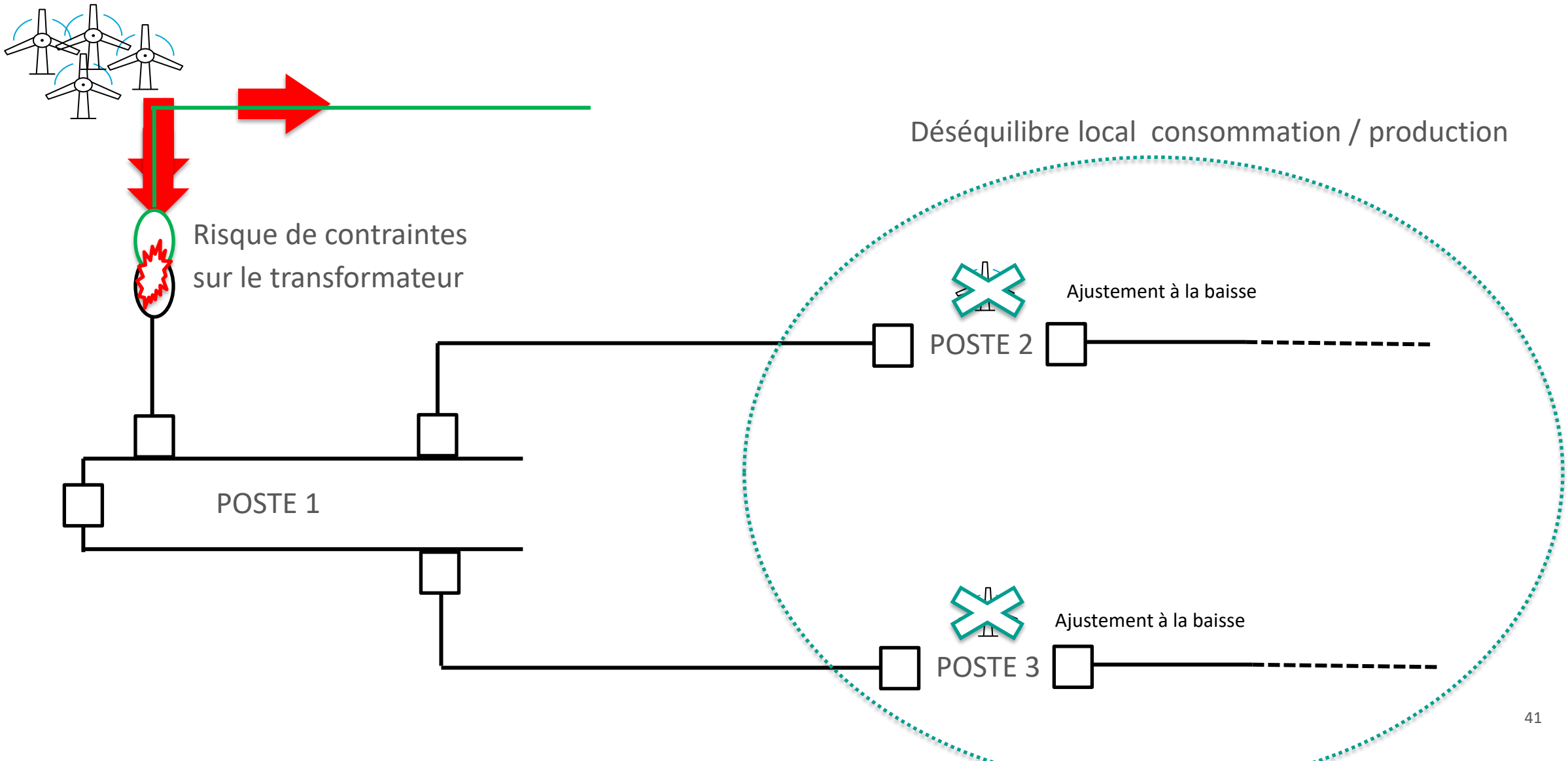
> ➢ **Le foisonnement géographique des sites constitutifs d'une EDA permet de limiter les risques RSO**

NB: La mise en place de rampes aux arrêts/démarrages permettraient de limiter les impacts RSO des ajustements EOD.

Exemple de contrainte de transit rencontrée



Exemple de contrainte de transit rencontrée



Quelles conditions d'agrégation respecter pour l'injection?

RPT:

- EDA mono EDP mono site (EDP mono filière oblig.)
- Agrégation possible de plusieurs sites au sein d'une même EDP **uniquement** pour des sites situés derrière un **même point d'injection**

RPD:

- EDA mono EDP multi sites (EDP mono filière oblig.) sur dérogation
- Puissance cumulée des sites de l'EDP inférieure ou égale à 300 MW en puissance installée
- Puissance cumulée des sites dans un périmètre de 100 km inférieure ou égale à 40 MW

- Le non-respect **d'une** de ces conditions entraîne un refus du périmètre de l'EDP.

- Si toutes les conditions ci-dessus sont respectées, l'EDP est acceptée en cas d'absence de détection de contraintes RSO structurelles / avérées lors de l'étude systématique menée par RTE.

- Nécessité de refaire valider les nouveaux périmètres dès qu'une modification est avérée (RPT ou RPD, entrée ou sortie de parc(s))

Quelles informations transmettre à Rte?

Exemple de trame:

Code EDP (si connu)	Typologie de l'EDP	Identifiant site (code décompte, PADT)	Type opération	Date d'application souhaitée	Type de site	RE (code EIC, si site d'injection/ de stockage)	GRD (code EIC)	Filière	Puissance installée (MW)	Ville	Latitude	Longitude	Poste source RTE (si connu)
Exemple	EDP	50xxxxxxxx	Ajout	01/07/2025	Injection	17.....	17.....	EOLIEN	8	aaaa	yyyyy.y	zzzz.z	B
Exemple	EDP	30xxxxxxxx	Ajout	01/07/2025	Injection	17.....	17.....	EOLIEN	8	aaaa	yyyyy.y	zzzz.z	A

Informations obligatoires à fournir

Informations optionnelles mais aidant fortement au traitement des demandes

Objectif principal: placer correctement sur le réseau Rte les sites concernés par la demande de dérogation.

- La construction de la trame est en cours et sera partagée ultérieurement.

5 Puissance Minimale des parcs - Tolérance pour les offres activées sur le MA et sur prix spot négatif

Cas d’usages de passages à 0 des parcs EnR et évolutions

Contexte:

- Actuellement, le passage à puissance nulle des parcs EnR est principalement demandé dans deux cas de figure dans le cadre de mécanismes de marché :
  - En cas de prix spot négatif
  - En cas de passage d’ordre sur le Mécanisme d’Ajustement

- Ces passages par une puissance nulle peuvent être contraignants pour les producteurs et ne pas être optimaux pour la gestion du système électrique

Proposition:

- Par conséquent, une tolérance sera introduite dans le cadre de ces deux mécanismes pour éviter l’arrêt total des parcs:
  - **Pour le passage à prix spot négatif:** via le premier arrêté à venir déclinant la Loi Finances 2025 introduisant une tolérance de puissance pour la non-production des sites sous CR
  - **Pour les offres à la baisse sur le Mécanisme d’Ajustement:** via la possibilité d’envoyer des offres à la baisse avec un minimum technique « légèrement » supérieur à 0

Gains attendus

- Eviter de passer par une puissance nulle devrait faciliter la gestion des parcs EnR par les producteurs suite aux retours reçus par RTE

- Par conséquent, RTE s'attend à ce que des Conditions d'Utilisation des Offres plus flexibles puissent être partagées pour les offres à la baisse sur le Mécanisme d'Ajustement (DMO/ DOmin/Nombre d'activation par jour)

- Ne pas passer par une puissance nulle en cas de prix spot négatif ou d'activation à la baisse sur le Mécanisme d'Ajustement devrait également favoriser:
  - Le respect des engagements pour les services systèmes fréquence et la rémunération associée
  - La participation aux services systèmes tension et la rémunération associée, notamment pour les parcs avec des diagrammes PQ rectangulaires. Pour rappel, la rémunération est décrite dans les règles services systèmes tension en cours de révision

6 Seuil de participation au MA et modalités transitoires des « petites offres »

Contexte et cadre réglementaire avant la date MA_{10} (juin 2026)

Article 2.S Dispositions transitoires

2.S.1. Cadre dérogatoire des offres d'ajustement inférieures à 10 MW

2.S.1.1 Petites offres dites « normalisées »

2.S.1.2 Petites offres dites « non normalisées »

	Petites offres normalisées	Petites offres non normalisées
Offre	Offres à la hausse et à la baisse	Offre à la hausse
Nombre	Limitées à trois EDA par acteur par jour **-> La limite peut être levée sur demande de l'acteur**	Pas de limite sur le nombre de petites EDA mais uniquement en explicite
Ordre d'activation	via l'application TAO	via mail avec alerte SMS
Référentiel	Pas de tag dans GIPSE	Tag dédié dans GIPSE
DMO	≤ 30 min	Multiple de 30 min
DOmin	≤ 60 min	Multiple de 30 min et ≥ 30 min
DMO + Domin	-	≤ 180 min
Autres modalités	• Ouvert aux sites de stockage stationnaire	

Proposition d'évolution post date MA_{10} (juin 2026)

	Offre < 10MW normalisées	Offre < 10MW non normalisées
Offre	Offres à la hausse / baisse et **explicite**	Offre à la hausse et **explicite**
Nombre	**Plus de limitation**	-
DMO	~~≤ 30 min~~ -> ≤ 13 min	**Multiple de 15 min**
DOmin	~~≤ 30 min~~ -> ≤ 15 min	**Multiple de 15 min**
DMO + Domin	-	≤ 180 min
Validité	Tous les jours	**Uniquement les jours signalés (Ecowatt rouge)**
Autres modalités	-	Disposition transitoire

Enjeux

- Participation de nouvelles flexibilités au MA compatibles avec la fenêtre opérationnelle de demain (CUO compatibles avec le passage à 96 de programmation et la réduction du délai de neutralisation à 30 minutes)
- Capacité de RTE à activer des petites offres sur un mécanisme dont le rythme va quadrupler (processus d'équilibrage nominal rythmé par des cycles de 15 minutes)

Participation en explicite et programmation

- A partir de la date PR_2/MA_2 (juin 2026), toutes les EDA injection devront être liées à une EDP et ces EDA pourront participer en explicite au MA
- Les EDA souhaitant déposer des offres de moins de 10 MW devront être en explicite et respecter les CUO normalisées, sinon ces offres seront considérées comme nulles
    - Nécessité pour les EDA souhaitant offrir des CUO moins flexibles de s'agréger pour avoir une puissance maximale offerte suffisamment élevée (tolérance à définir pour les EDA offrant ponctuellement moins de 10 MW)

7 MARI – Manually Activated Reserves Initiative

Présentation de la plateforme européenne et calendrier

La connexion à la plateforme européenne d'échange de mFRR (MARI) s'inscrit dans le chantier EU de standardisation de l'équilibrage

Impulsés par des textes européens

De nombreux textes juridiques européens précisent les obligations des GRT et structurent le cadre de l'équilibrage (CACM, SOGL, EBGL, CEP).
Ces évolutions règlementaires visent notamment à :

Harmoniser les marchés européens de l'énergie

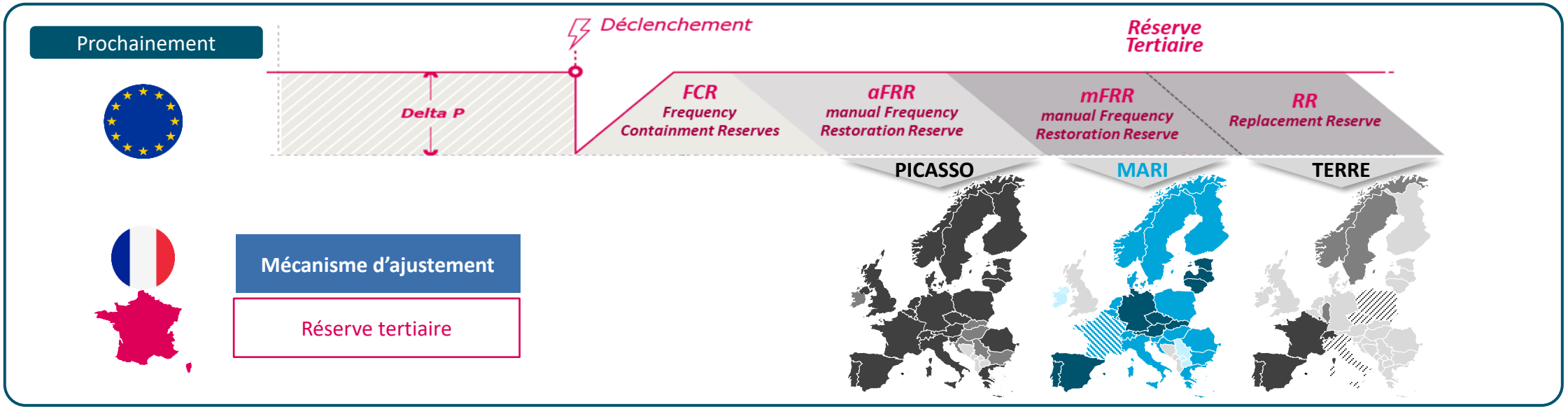
Améliorer la coordination entre les GRT

Favoriser l'intégration des nouvelles flexibilités

En particulier, l'article 20(6) du règlement **Electricity Balancing (EBGL) rend obligatoire pour chaque GRT la mise en œuvre et l'utilisation de la plateforme européenne d'échange de mFRR (MARI)**

Des plateformes d'échange de produits standards d'équilibrage sont crées

La France uniformise donc progressivement ses réserves et se connecte aux différentes plateformes européennes de partage de produits d'équilibrage.

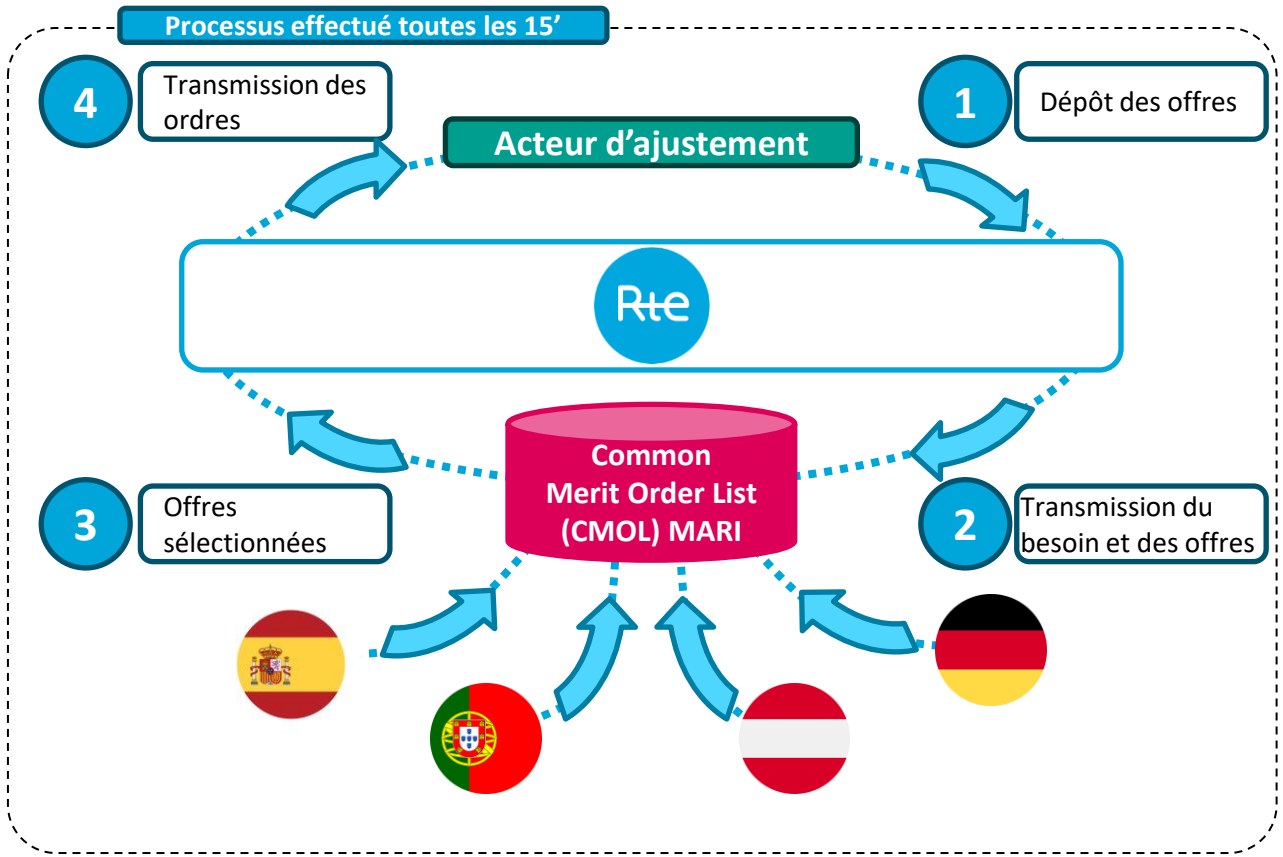


La plateforme MARI permet aux GRT de s'échanger des produits standards d'équilibrage à DMO court (mFRR)

	Services système		Mécanisme d'ajustement	
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

Le processus MARI permet la mise en commun d'offres de mFRR



	Mécanisme d'Ajustement spécifique	MARI	
Obligation de participation	OUI	NON	
Type d'offres	Implicites / Explicites	Explicites	
Valorisation	Prix de l'offre	Prix marginal	
Activation	Toutes les 15' + au fil de l'eau	SA Toutes les 15'	DA Au fil de l'eau
Utilisation par RTE	Complémentaire	Privilégiée	
Conditions d'utilisation	Déterminé par les acteurs	Fixé selon les standards européens	

- Aujourd'hui, la participation à MARI **ne se substitue pas** à l'obligation de participer au MA.
- Toutefois, la possibilité de **permettre à terme une participation à l'un ou l'autre des dispositifs**, de manière indépendante, **reste une piste d'évolution** qui devra être étudiée au regard des contraintes opérationnelles d'exploitation et des plannings de développement.

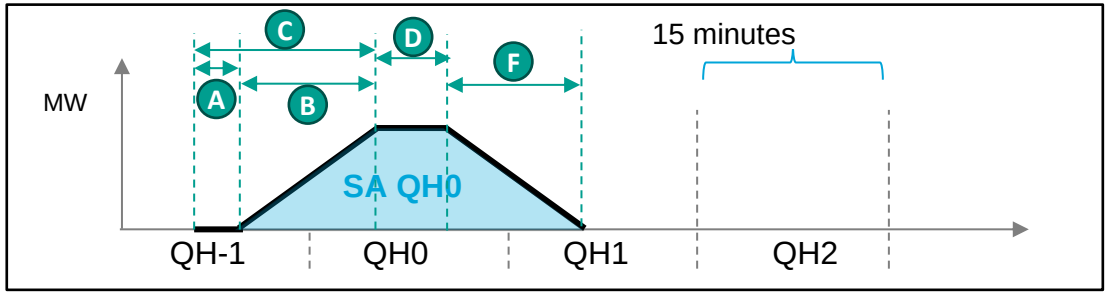
La plateforme MARI permet l'échange de deux familles d'offres standards de mFRR

Les acteurs d'ajustements qualifiés peuvent déposer les offres sous **deux types d'activation** :

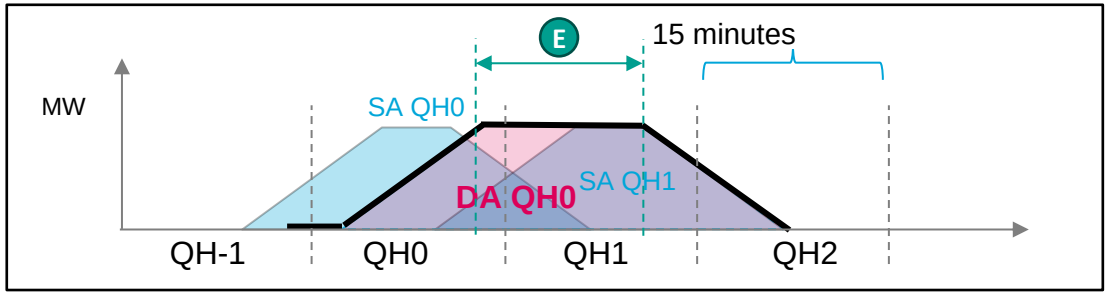
- **Uniquement *Scheduled Activation* (SA)**
- ***Scheduled Activation* et *Direct Activation* (SA+DA)** : si l'activation retenue est une direct activation, l'acteur doit être capable de livrer la puissance sur le quart d'heure (QH1) qui suit l'activation (QH0)

Propriété	Valeur
Période de préparation	2,5' A
Période de rampe	10' B
DMO (FAT)	12,5' C
DOmin	5' *(scheduled activation)* D *6' à 19' (direct activation)* E
Quantité minimum	1 MW
Quantité maximum	9 999 MW
Période de désactivation	10' F
Prix	Positif, négatif ou nul
Direction	Hausse, baisse

Scheduled Activation (SA)

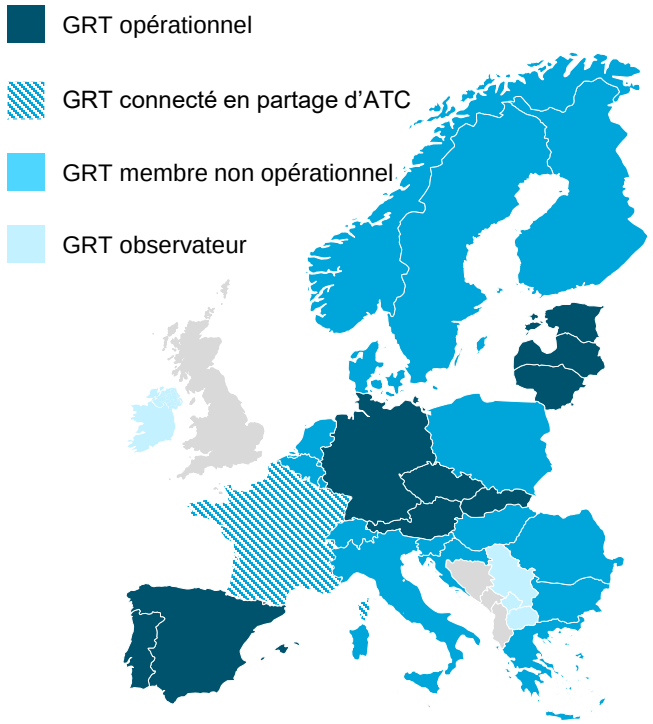


Direct Activation (DA) - exemple



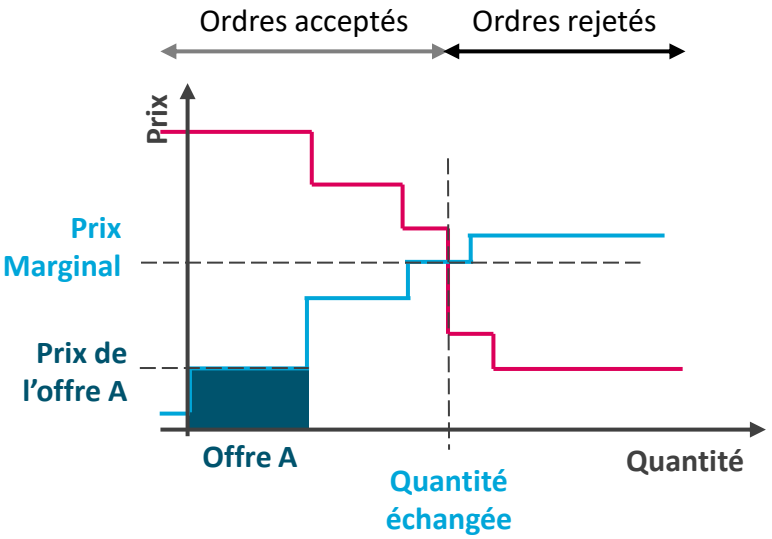
La plateforme MARI : une opportunité pour des moyens flexibles

Un marché européen : 29 GRT à la cible



Un acteur en France peut répondre à des besoins exprimés en **Europe**

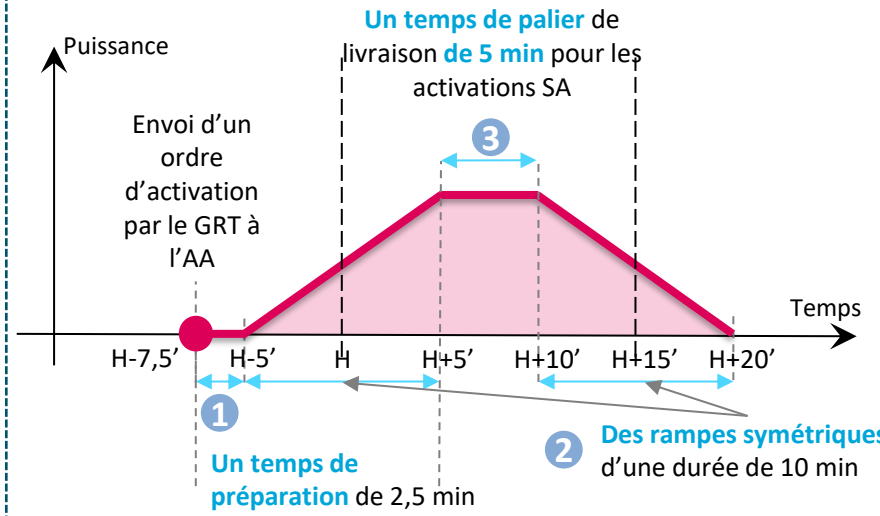
Une valorisation au prix marginal



Minimiser le prix d'offre permet de maximiser la **probabilité** d'activation

La rémunération se fait au **prix marginal**

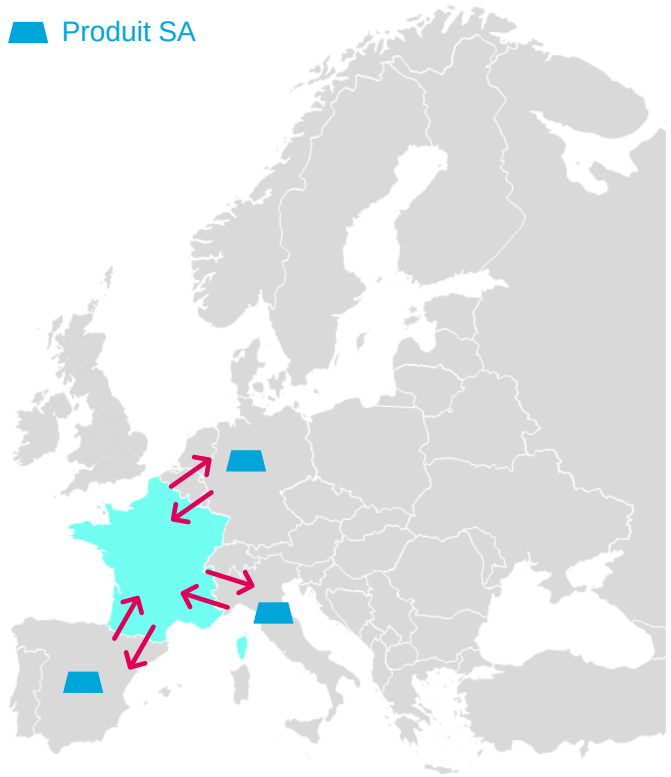
Des produits adaptés aux actifs flexibles



Avec un pilotage adapté, les EnR disposent d'un **fort potentiel** pouvant répondre **aux exigences du profil de livraison attendu**

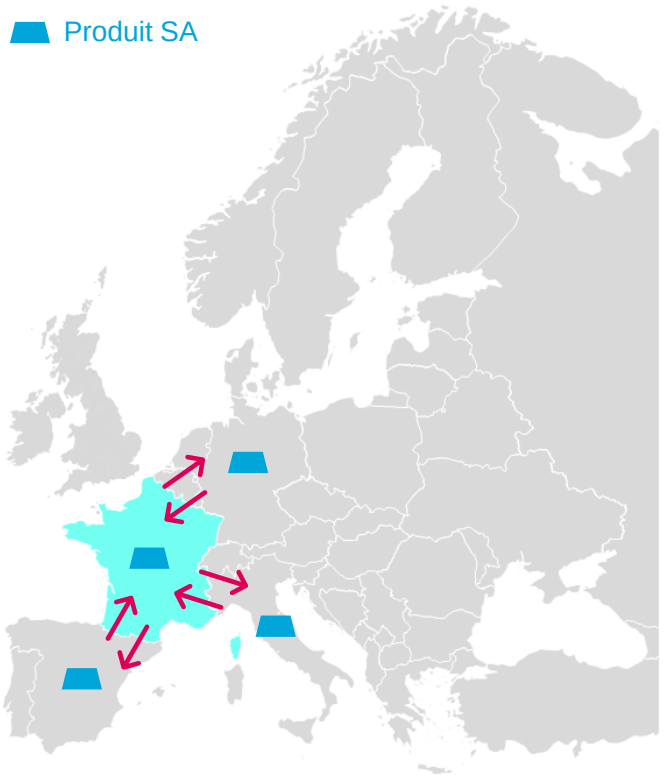
La participation au MA étant désormais obligatoire, il peut être intéressant **d'anticiper et d'intégrer dès maintenant dans vos évolutions les exigences du produit standard** pour ne pas manquer les opportunités du marché européen de mFRR

Planning de connexion RTE à la plateforme MARI



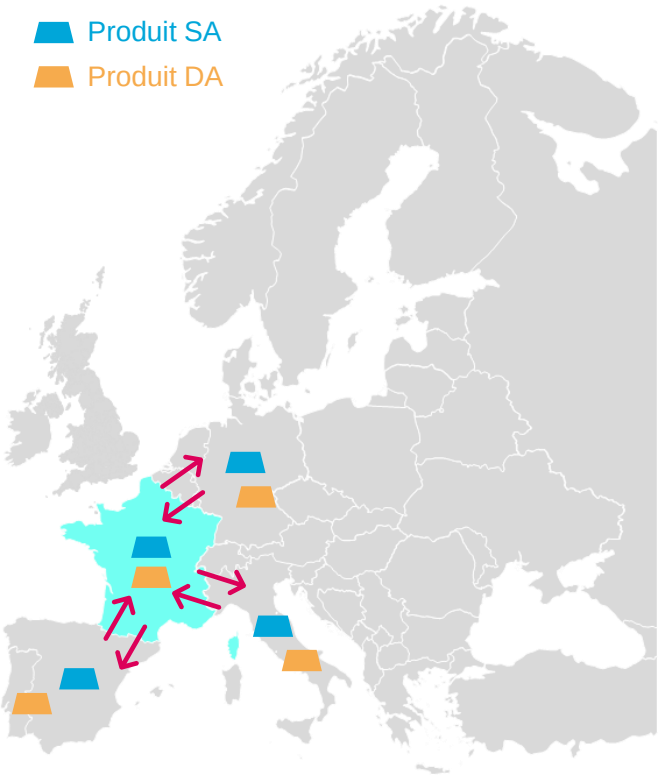
Couplage SA (18/07/2024)

- ✓ Partage d'ATC
- ✗ Echange de produits SA toutes les 15'
- ✗ Echange de produits DA toutes les 1'



Connexion SA (début 2026)

- ✓ Partage d'ATC
- ✓ Echange de produits SA toutes les 15'
- ✗ Echange de produits DA toutes les 1'



Connexion SA+DA (fin 2027-début 2028)

- ✓ Partage d'ATC
- ✓ Echange de produits SA toutes les 15'
- ✓ Echange de produits DA toutes les 1'

Contact et liens utiles

Interlocuteur RTE privilégié pour tous les sujets liés à la plateforme MARI : vincent.le@rte-france.com

Documentations publiques

Page de l'ENSO-E sur la plateforme MARI : https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/mari/

Structure des offres MARI : MARI – Bid Structure and Linking

Algorithme d'optimisation MARI : MARI_AOF

Pour aller plus loin

Rémunération des offres : GT "Evolution des règles MA-RE" | concerte.fr

Modalités de participation à la plateforme MARI : GT "Evolution des règles MA-RE" | concerte.fr

Appel à contributions MARI : Appel à contribution de la | concerte.fr

Retours sur l'appel à contributions : GT PROG-MA | concerte.fr

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)