Le réseau de transport d'électricité

# GT - Evolution des règles PROG et MA

**20 mars 2025**

**Accessibilité : Participants du GT PROG-MA**

**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. **Calendrier** indicatif de la concertation
2. **Calendrier** indicatif et sondage sur les évolutions SI 2025
3. **Rappel** : GT EnR le 28 mars

## PARTIE B : Concertation de la V2

1. **Clés de répartition** pour publication à la maille site des volumes réalisés
2. **MARI** – suivi de qualification
3. **MARI** – plage de contrôle
4. **MARI** – interaction entre les offres standards et spécifique
5. **CRMA** – neutralisation des écarts de programmation dans le calcul du volume réalisé
6. **Petites offres** – précisions sur la date $MA_{10}$

# 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 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 Calendrier indicatif de la concertation

# Historique de la concertation PROG-MA

## Passées

**GT du 21/03/24**
- Présentation cycle de concertation
- Déconnexion de TERRE au S2 2025
- ISP 15' : modalités de bascule du pas de programmation
- Projet de refonte des fichiers : objectifs et planning prévisionnel
- Plages de prix 15' : scénarios envisagés

**GT du 16/05/24**
- Notification de la date MA20 (projet ISP 15')
- Contractualisation de la mFRR à la baisse : sondage
- Retours sur l'appel à contributions MARI
- Refonte des fichiers : principes généraux du futur format des offres d'ajustement
- Ajustements en quintuplet et nouveau code de dialogue

**GT du 27/06/24**
- Déclaration des liens sites-EDP
- 96G : principes généraux et planning prévisionnel de la période de bascule
- Refonte des fichiers : retour sur le scénario tout explicite
- Etat des lieux des EnR sur le MA

**AT du 16/09/24 (MARI)**
- Rappels sur la plateforme MARI
- Interfaçage avec la nouvelle application TOTEM
- Structure d'un fichier d'offres standards de mFRR
- Données exposées aux acteurs d'ajustement

**GT du 26/09/24**
- Initialisation des codes EDP pour PR14/MA14
- Organisation de bilatérales pour préparer MA7
- Présentation AàC refonte des fichiers
- Indicateurs de qualité de programmation
- Clarification de la notion de DMO

**AT du 07/11/24**
- Bascule au pas 15' des chroniques des CUO (MA13)
- Changement de nomenclature des noms de fichiers
- Gestion des redéclarations à 96 guichets (PR4 et MA4)
- Acceptation partielle de fichiers dans TOPASE
- Redéclaration de fichiers CT_CE vides

**GT du 28/11/24**
- Décalage de la date PR14/MA14
- Suivi de qualification MARI
- Retour sur l'AàC refonte des fichiers
- Planning d'évolutions SI 2025

**GT du 30/01/25**
- Suivi de qualification MARI
- Correction article 2.N

## A venir

**GT du 10/04/25**
- Heure : de 14h à 17h

**GT du 15/05/25**
- Heure : de 14h à 17h

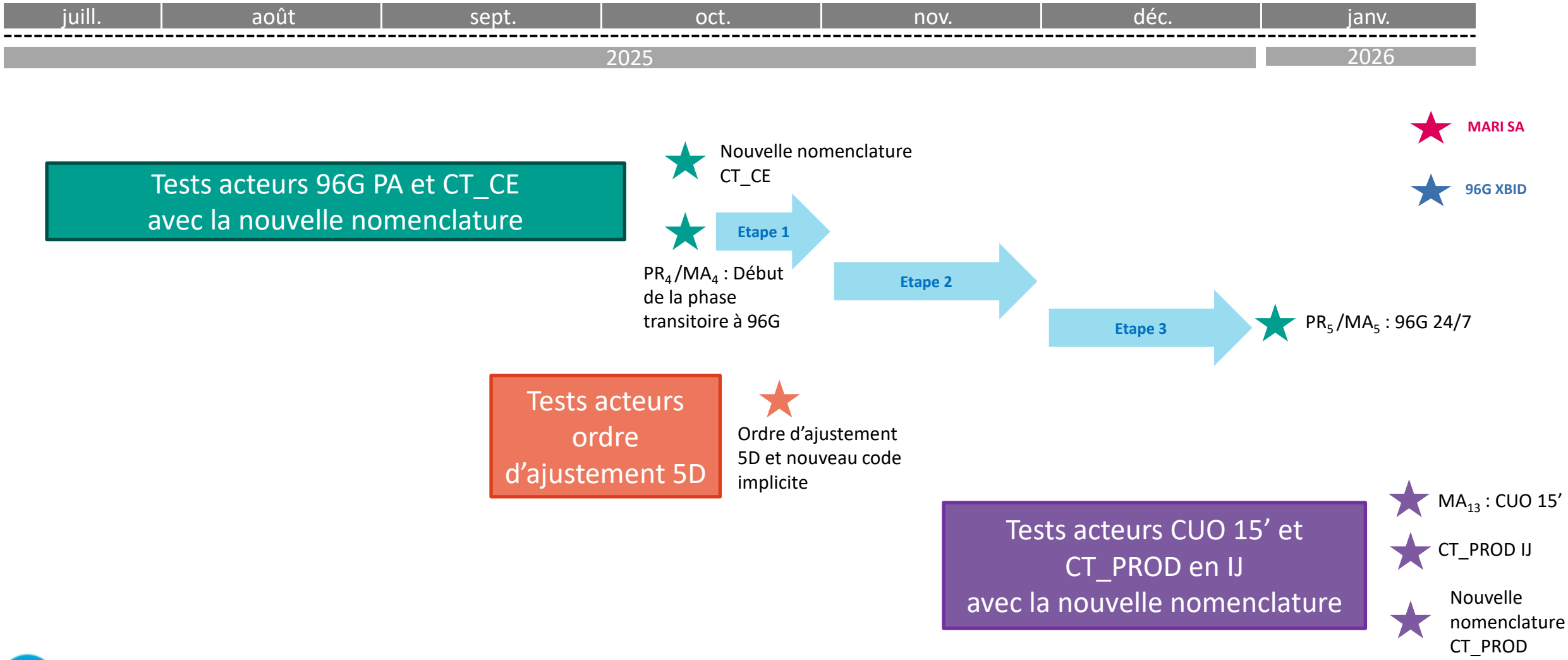
**GT du 11/09/25**
- Heure : de 9h30 à 12h

# Calendrier des règles et AO



# 2 Calendrier indicatif et sondage sur les évolutions SI 2025

# Planning prévisionnel des évolutions SI MA PROG 2025



# Modalités techniques

### Notifications lors de la phase transitoire

- Date $PR_4$ /$MA_4$ : 2 mois
- Date $PR_5$ /$MA_5$ : 1 mois
- Changements de configurations lors des différentes étapes: 2 jours

### Publication des guides d'implémentation

- Les versions draft des **guides TOPASE v2 et TAO v1.7** ont été publiés fin février avec:
  - TOPASE v2: La déclaration des PA toutes les 15 minutes, la gestion de la phase transitoire entre $PR_4$ /$MA_4$ et $PR_5$ /$MA_5$, et la nouvelle nomenclature des fichiers CT_CE à partir de $MA_4$
  - TAO v1.7: L'envoi d'ordre d'ajustement en quintuplet 5D pour toutes les EDA et un nouveau code implicite pour les EDA de type implicite

### Tests acteurs et participation à la phase transitoire

- Un **sondage** a été envoyé à l'attention de tous les RP/AA/RO pour connaitre leur disponibilité afin de planifier les sessions de tests:
  - Pour les RP: participation à la phase transitoire et disponibilité pour tester la redéclaration des PA toutes les 15 minutes. **A noter que pour les RP ne souhaitant pas participer à la phase transitoire, RTE continuera de faire des contrôles horaires entre $PR_4$ et $PR_5$** (i.e. pas d'obligation pour les RP de déposer les PA après la 45$^{ième}$ minute de l'heure sur les périodes à guichets quart d'heure)
  - Pour les AA: disponibilité pour tester l'envoi des fichiers CT _CE avec la nouvelle nomenclature
  - Pour les RO: disponibilité pour tester la réception d'ordre d'ajustement en 5D

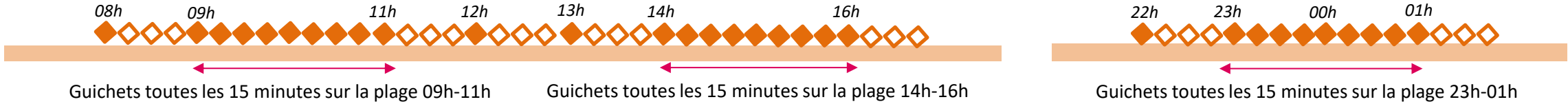


**La réponse au sondage est attendue pour aujourd'hui !**

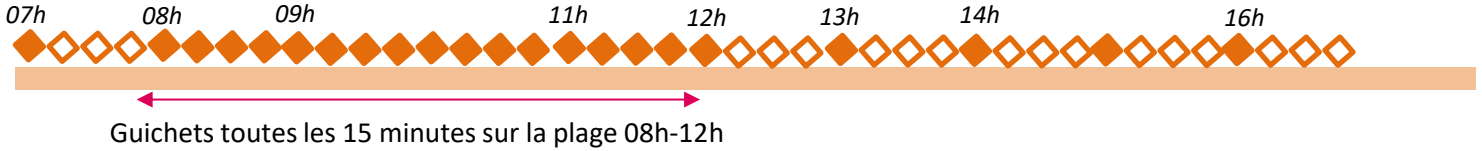
# Etapes transitoires pour arriver au processus cible à 96G

**Objectif : arriver progressivement à 96 guichets sur l'ensemble de la journée**. Pour atteindre cet objectif, RTE ouvrira au fur et à mesure des configurations différentes de guichets de programmation et d'offres. Ce fonctionnement permettra d'augmenter progressivement le cadencement d'équilibrage selon les plages horaires définies.

***Etape 1**: pendant 1 à 2 semaines passage à des guichets toutes les 15 minutes sur des périodes de 2h en journée et la nuit, un guichet par heure le reste du temps. Le nombre de périodes et les horaires seront notifiés avec un délai de prévenance de minimum 2 jours.*




***Etape 2**: pendant au moins 1 mois passage à des guichets toutes les 15 minutes de 8h à 12h en jours ouvrés, un guichet par heure le reste du temps.*




***Etape 3**: pendant au moins 1 mois passage à des guichets toutes les 15 minutes de 8h à 20h en jours ouvrés, un guichet par heure le reste du temps.*



# 3 GT EnR le 28 mars

# Sommaire

1. Appel d’offre mFRR baisse
2. Présentation du MA et conditions de participation
3. Projet de loi DDADUE 2: seuil d’obligation de participation au MA
4. Proposition de calendrier d’implémentation
5. Loi Finances 2025: besoin de clés de répartition en énergie à la maille site

# B PROG-MA v2 et versions ultérieures

# 1 Clés de répartition par sites des volumes réalisés

# Contexte

Dans le contexte de la croissance des sites d'injection EnR et de stockage participant au Mécanisme d'Ajustement, RTE éprouve la nécessité de pouvoir répartir les données de volume réalisé sur le Mécanisme d'Ajustement à la maille Site et non seulement à la maille Entité. Pour ce besoin, il est nécessaire de récupérer des clés de répartition à la maille site de la part des acteurs d'ajustement pour:

### Besoin réglementaire Loi Finances 2025

La Loi Finances 2025 modifie les contrats d'Obligation d'Achat et de Complément de Rémunération et impose l'insensibilisation de la rémunération des producteurs des producteurs aux passages d'ordres sur le Mécanisme d'Ajustement. Les volumes activés à la maille site seraient calculés et envoyés:

- Aux Acheteurs Obligés pour l'OA
- A EDF OA pour le CR sur le RPT
- Aux GRD pour le CR sur le RPD

### Nouveau service de publication aux RE

Les données calculées à la maille site par RTE **pourront être publiées auprès des Responsables d'Equilibre**.
Cela leur permettrait, notamment lorsqu'ils ne sont pas AA de leurs sites :

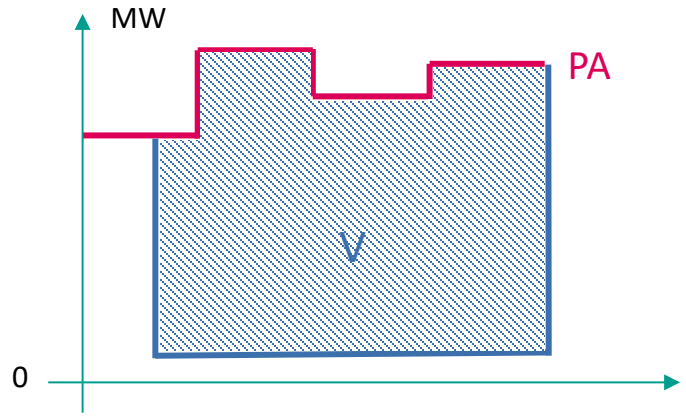
- De faciliter leurs processus de facturation et / ou paiement de leurs sites ajustés
- D'améliorer leurs modèles de prévision en évitant les courbes à trous liées aux activations sur le MA



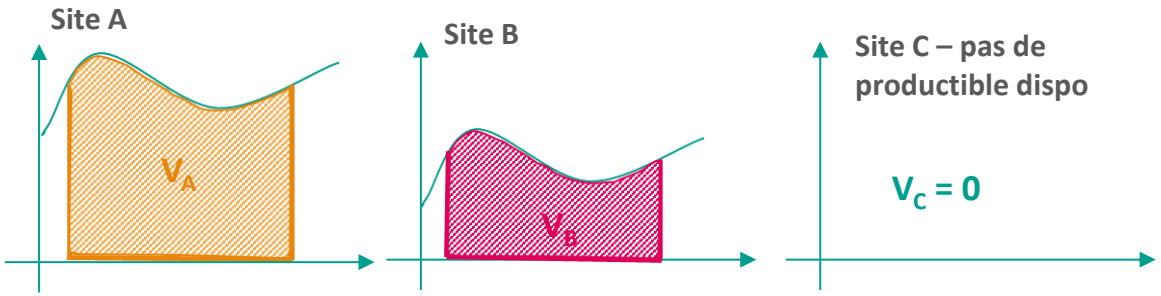
**Prévu d'être concerté en GT RE le 24/03**

# Zoom sur le cas d'usage : Service de publication aux RE

**EDA composée des sites A, B et C**




**Le volume V réalisé à la maille EDA est réparti sur les trois sites comme suit : $V = V_A + V_B + 0$**




- RTE publie au RE des sites A, B et C le volume d'ajustement V.

✗ Si le RE n'a pas la donnée à la maille site, il va rémunérer les sites A et B en se basant sur la courbe de charge non rebouchée.

✓ Si le RE a la donnée maille site basée sur la répartition que l'AA a pu calculer, alors il pourra rémunérer les sites A et B comme s'ils n'avaient pas été ajustés. (En ajoutant le volume réalisé site à la baisse à la courbe de charge du Site).

# Modalités de transmission de la clé de répartition

**Mode opératoire envisagé:**

*1. Récupération des clés de répartition*

- Envoi de clés de répartition par l'Acteur d'Ajustement comprises entre 0 et 1 pour chacun des sites composant l'EDA ou l'EDR. La somme des clés pour une entité doit faire 1.
- Les clés devront être envoyées au pas 5 min par les Acteurs d'Ajustement
- Il est envisagé de laisser aux Acteurs d'Ajustement jusqu'à J+3 pour transmettre des clés de répartition de qualité

*2. Calcul des volumes réalisés à la maille site par RTE*

- $Volume\ réalisé\ (Site\ A) = Volume\ réalisé\ (EDA) * clé\ de\ répartition\ (Site\ A)$
- RTE utilise la clé de répartition transmise par l'AA. A défaut de données, une clé de répartition standard de type 1/N sera appliquée

*3. Envoi des volumes réalisés à la maille site aux acteurs concernés par RTE*

- Au plus tôt en M+1 - RE (y compris les Acheteurs Obligés pour l'OA)
- Échéance en cours de définition - EDF OA et GRD pour le CR

**Pour quelles EDA les Acteurs d'Ajustement devront-ils envoyer des clés de répartition en priorité ?**

- **Loi Finances 2025** : toutes les EDA multi-sites constituées de sites EnR sous OA ou en CR
- **Nouveau service aux RE** : toutes les EDA multi-sites injection ou stockage

# 2 Compléments sur la qualification MARI

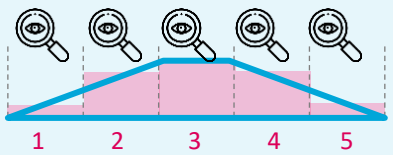
# Rappel sur la pénalisation MARI présentée au dernier GT

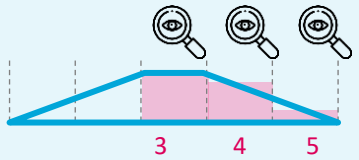
| | A — PA constant | B — 1 variation de PA | C — 2 variations de PA |
|---|---|---|---|
| **1 Critère de validation** — Règles MARI | 3/5 ✓ | 2/3 ✓ | 1/1 ✓ |
| **1 Critère de validation** — Tolérance par pas 5’ | 10% | 10% | 10% |

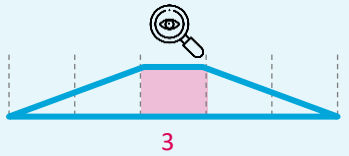
**Le calcul de la pénalité s’applique uniquement si les critères de validation ne sont pas respectés**

**2 Pénalité envisagée**

**Pas considérés**




**Volume**

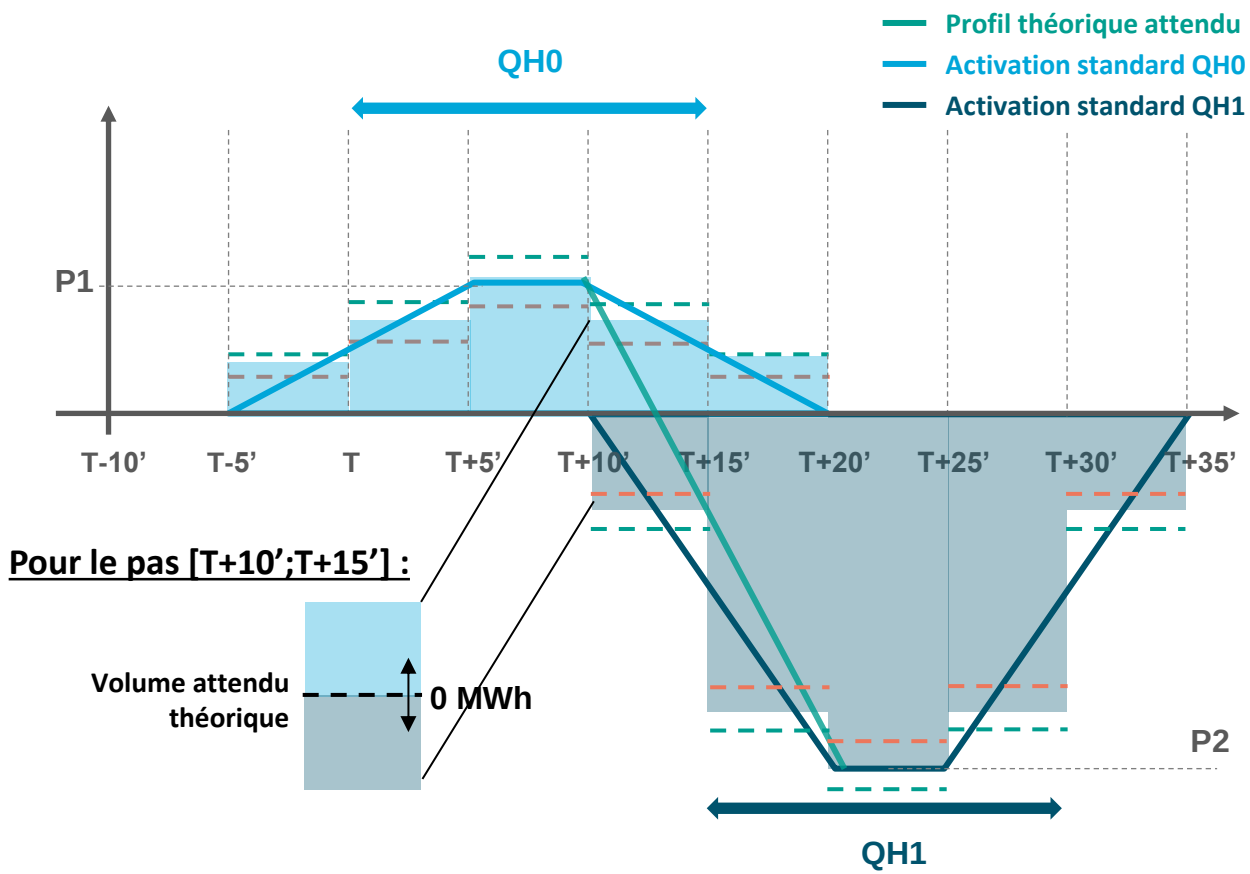
$$\sum_{k=1}^{5} |VR(k) - Vthéorique(k)| \qquad \sum_{k=3}^{5} |VR(k) - Vthéorique(k)| \qquad \sum_{k=3}^{3} |VR(k) - Vthéorique(k)|$$

**Prix**

**|Prix de clearing|**

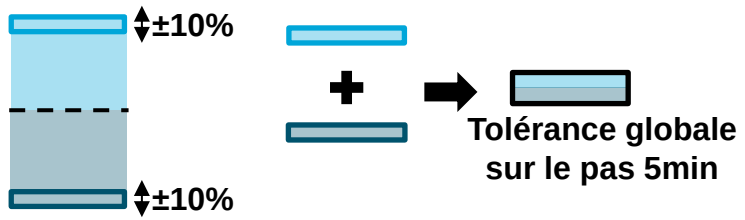
# Activations standards sur 2 QH successifs – Seuil de tolérance

## Activations de sens opposés : somme des seuils de tolérance



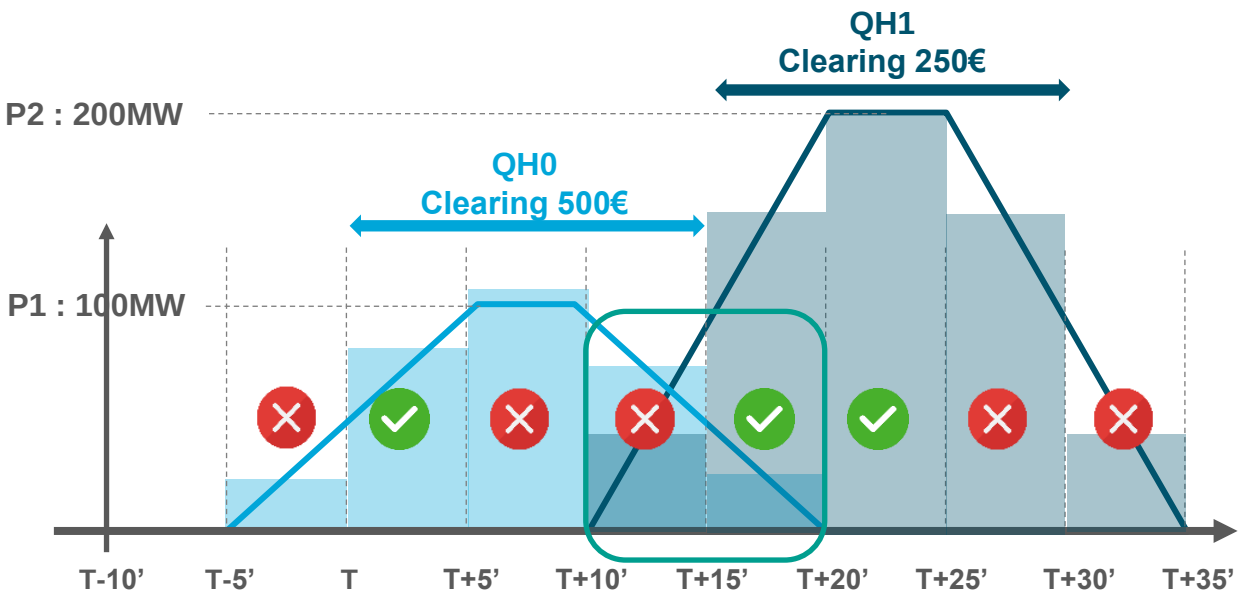

- Dans certains cas spécifiques, le volume théorique attendu en énergie sur un pas 5 minutes peut être égal ou proche de 0
- Si la tolérance pour ce pas se base sur un pourcentage de la somme des énergies attendues selon chacune des activations elle **sera de 0%.**
- Pour gérer ce cas spécifique RTE propose de **fixer la tolérance à 10% de la somme en valeur absolue des volumes théoriques attendus.**

- Exemple :



# Activations standards sur 2 QH successifs – Prix de pénalisation

**Activations successives : prix de pénalisation pondéré**

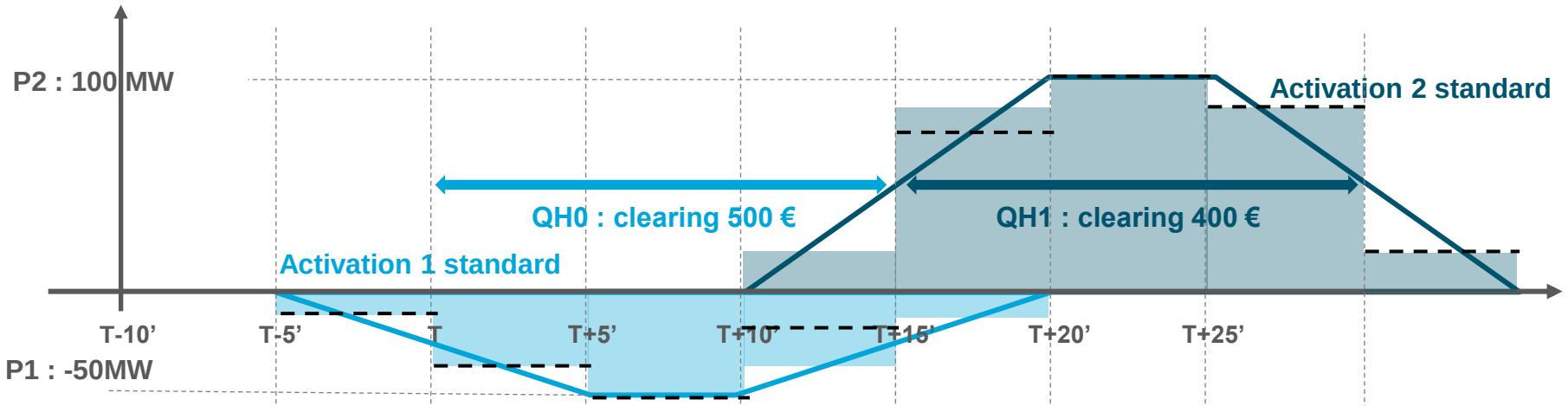



**Exemple pour le pas [T+10';T+15'] :**

**Prix de pénalisation** = $$\frac{500€ * 100MW + 250€ * 200MW}{100MW + 200MW}$$ **= 333,33 €**

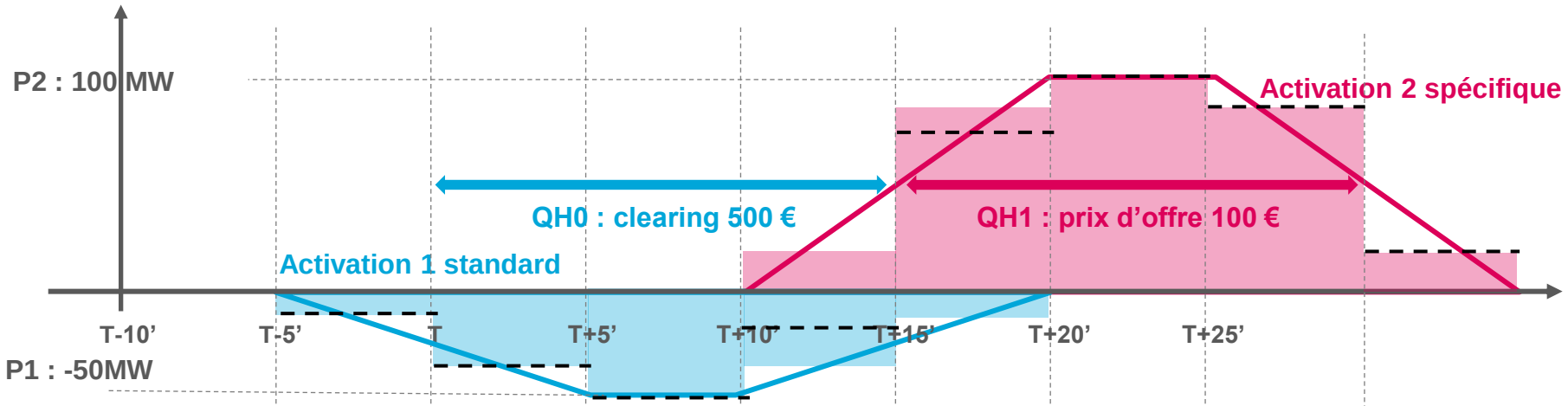
- Dans le cas identifié précédemment, RTE propose de mettre en place un **système de prix pondéré** pour pénaliser les activations MARI (si le critère MARI n'est pas respecté) à un prix plus adapté.
- Le calcul du prix pondéré permet de déterminer un **prix de pénalisation unique** pour les pas de 5 minutes comprenant deux activations successives.
- Dans l'exemple ci-contre:
  - Sur [T-5';T+10'] on valorise au prix de **clearing du QH0**
  - Sur [T+10';T+20'] on valorise au prix de **clearing pondéré**
  - Sur [T+20';T+35'] on valorise au prix de **clearing du QH1**
- Le système s'applique également avec des **activations spécifiques**, en utilisant le **prix d'offre**.

# Exemple : Activations standards sur 2 QH successifs




| | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Volume attendu (en MWh)** | **Symbolisé par :** – – – – – – – | **- 1,04** | **- 3,12** | **- 4,17** | **- 3,12 + 2,08 = -1,04** | **- 1,04 + 6,25 = 5,21** | **8,33** | **6,25** | **2,08** |
| **Tolérance (en MWh)** | | **0,104** | **0,312** | **0,417** | **0,312 + 0,208 = 0,521** | **0,104 + 0,625 = 0,729** | **0,833** | **0,625** | **0,208** |
| **Prix de pénalisation (en €)** | **Si critère MARI KO** | **500** | **500** | **500** | **433,33** | **433,33** | **400** | **400** | **400** |

# Exemple : Activations standard et spécifique sur 2 QH successifs




| | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Volume attendu (en MWh)** | **Symbolisé par :** – – – – – – – | - 1,04 | - 3,12 | - 4,17 | - 3,12 + 2,08 = -1,04 | - 1,04 + 6,25 = 5,21 | 8,33 | 6,25 | 2,08 |
| **Tolérance (en MWh)** | | 0,104 | 0,312 | 0,417 | 0,312 + 0,208 = 0,521 | 0,104 + 0,625 = 0,729 | NA | NA | NA |
| **Prix de pénalisation (en €)** | **Si critère MARI KO** | 500 | 500 | 500 | 233,33 | 233,33 | NA | NA | NA |

# Synthèse sur la tolérance et le prix de pénalisation MARI

- Pour une EDA donnée et un pas de temps 5 minutes donné, les formules génériques suivantes seront implémentées dans les outils RTE :

| | |
|---|---|
| **Volume de la bande de tolérance par pas 5 min** | $$\boldsymbol{Tolérance} = \pm 10\% \sum_{i=1}^{n} \left\lvert \boldsymbol{VA_{théorique}(i)} \right\rvert$$ |
| **Prix pondéré utilisé pour la pénalisation MARI** | $$\boldsymbol{Prix_{pénalisation}} = \left\lvert \frac{\sum_{i=1}^{n} \left\lvert \boldsymbol{VA_{théorique}(i)} \right\rvert * \boldsymbol{Prix(i)}}{\sum_{i=1}^{n} \left\lvert \boldsymbol{VA_{théorique}(i)} \right\rvert} \right\rvert$$ |

- $\boldsymbol{n}$ est le nombre d'activations pour l'EDA sur le pas 5 minutes donné. Ces activations peuvent être issues du processus standard ou du processus spécifique
- $\boldsymbol{VA_{théorique}(i)}$ est le volume attendu théorique de l'offre « i » sur le pas 5 minutes donné
- $\boldsymbol{Prix(i)}$ est le prix à considérer associé à l'activation de l'offre « i » sur le pas 5'. En fonction du type de l'offre « i », ce prix peut-être soit le prix de l'offre spécifique soit le prix de clearing MARI

# Cas spécifique applicable pour les sites RPD

**Synthèse des contrôles selon le type de site**

| Raccordement | Typologie du site | Puissance | Granularité de la courbe de charge |
|---|---|---|---|
| RPT | Injection Soutirage Stockage | NA | 5’ |
| RPD | Injection Soutirage Stockage | >36 kVA | 5’ |
| | | ≤ 36 kVA | 15’ |

Pénalités MARI applicables

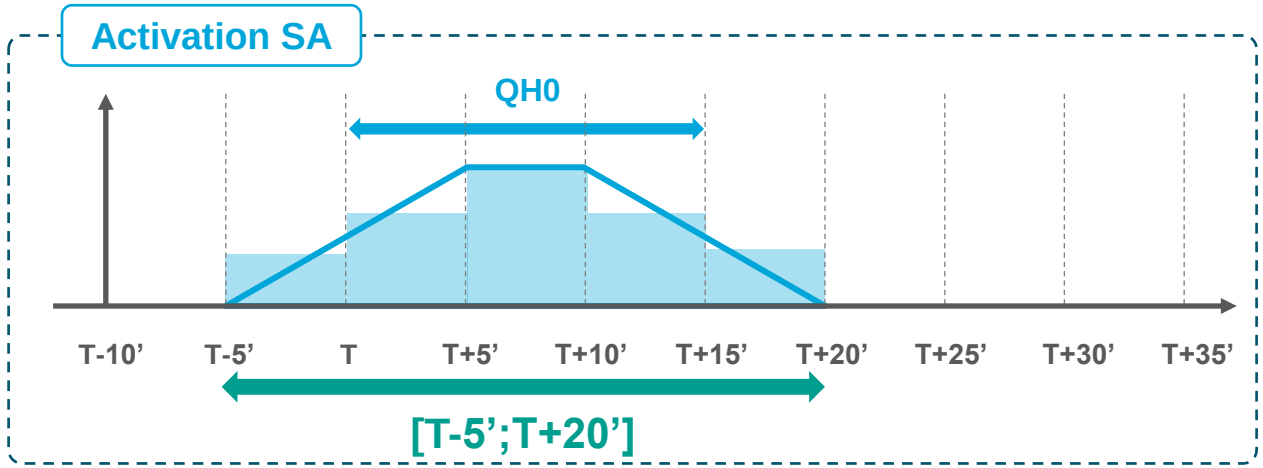
Non contrôlé au titre de MARI

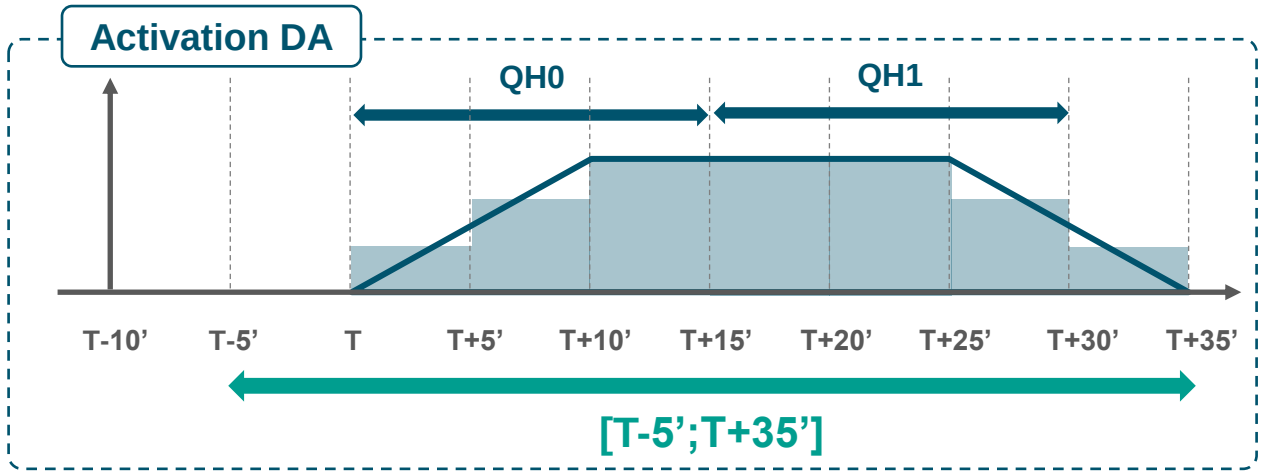
- La pénalité MARI décrite jusqu’à présent ne peut pas s’appliquer si les courbes de charges sont à une **granularité autre que 5’**.
- Pour les sites **RPD dont la puissance est inférieure ou égale à 36 kVA**, RTE estime que le contrôle n’est pas nécessaire, l’impact sur le réseau étant négligeable.

# 3 Plage de contrôle des activations standards de mFRR

# Contrôle du réalisé – Plage de contrôle MARI SA et MARI DA

L'article 2.L.1 des règles de marché sera modifié afin d'intégrer les évolutions liées à la connexion à la plateforme MARI, notamment en ce qui concerne les plages de contrôle.




**Plage de contrôle mentionnée dans les règles**

- Sur TERRE, pour un produit livré sur [H;H+1h[, la plage de contrôle était de [H-30';H+1h[
- En spécifique, on considère comme plage de contrôle l'ensemble des pas 5' pendant lesquels le volume attendu théorique est non nul.

# 4 Interactions entre les offres standards et spécifiques

*Obligation de déposer sur le MA*

*Blocage et refus d'ordres standards de mFRR*

# Obligation de déposer des offres sur le MA

Contexte :

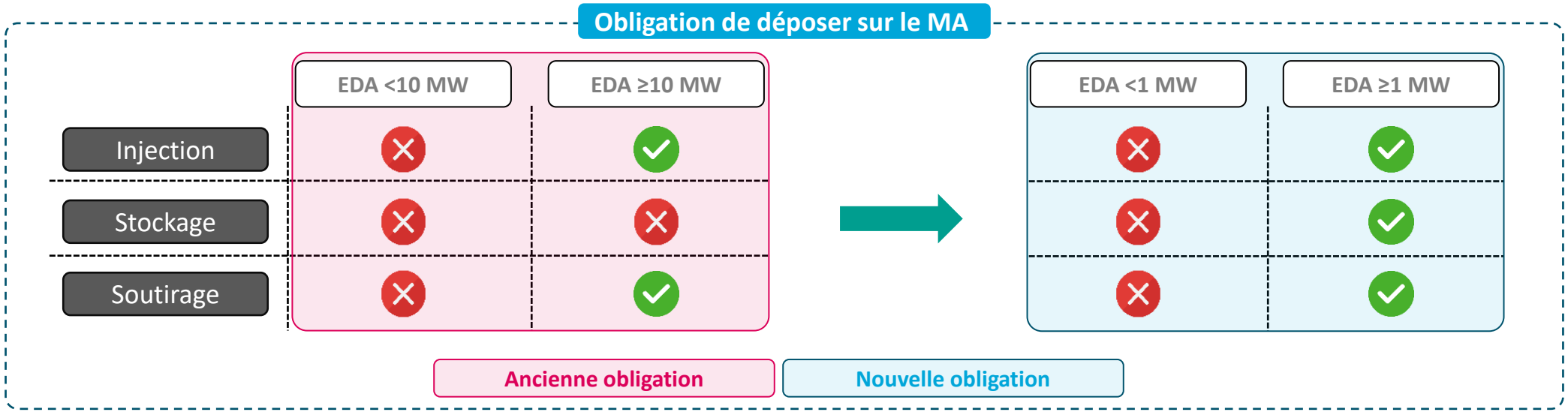
- Article 2.J.2 : « La puissance offerte par un Acteur d'Ajustement dans le cadre d'une Offre d'Ajustement Standard de RR, associée à une EDA, dont la somme des Capacités d'Ajustement maximales à la hausse (ou à la baisse) des Groupes de Production ou Sites constituant l'EDA concernée est **supérieure ou égale à 10 MW**, hors cadre dérogatoire défini à l'Article 2.S.1, et, avant la date MA3, hors EDA constituées uniquement de **Sites de Stockage Stationnaires**, sur une plage Horaire [H ; H+1h[ doit également être soumise dans le cadre d'une Offre d'Ajustement Spécifique associée à cette même EDA sur la plage Horaire [H ; H+1h[. »

Constat :

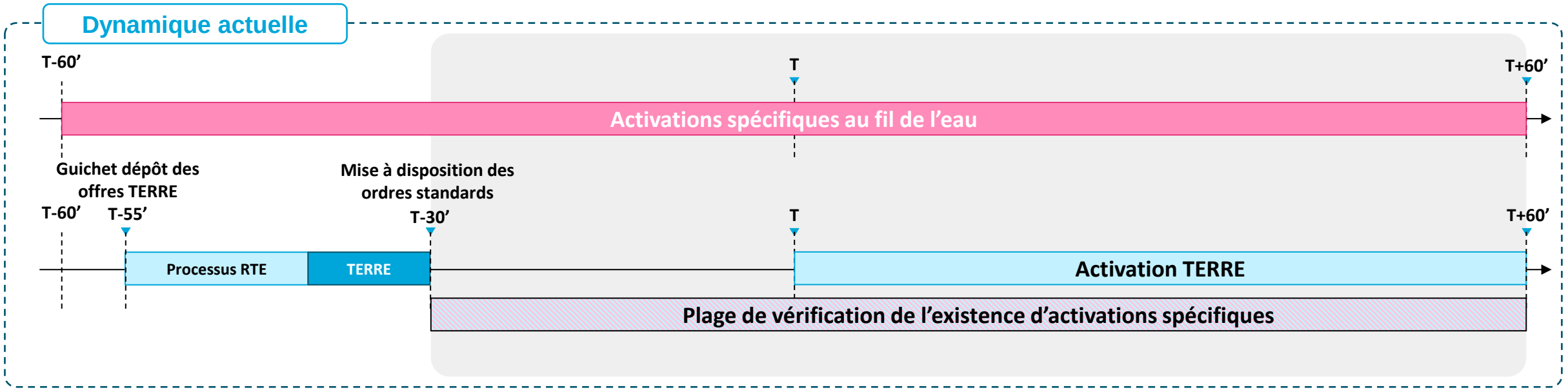
- A compter de la date $MA_{10}$, **le nombre d'offres d'ajustement spécifiques inférieures à 10 MW normalisées ne sera plus limité** (3 maximum par EDA). Étant donné que les offres standards de mFRR sont par nature des offres normalisées, cette restriction sera également supprimée pour le dépôt d'offres sur MARI.
- RTE considère que **les petites offres et les EDA stockage atteindront progressivement un volume significatif**. Leur présence sur MARI impliquera la possibilité de les activer en spécifique en cas de back-up.

Proposition d'évolution :

- Dans le cas du dépôt d'une offre standard MARI, **RTE propose d'harmoniser l'obligation de déposer une offre équivalente sur le MA à toutes les filières ainsi que d'étendre cette obligation aux EDA ≥ 1 MW**

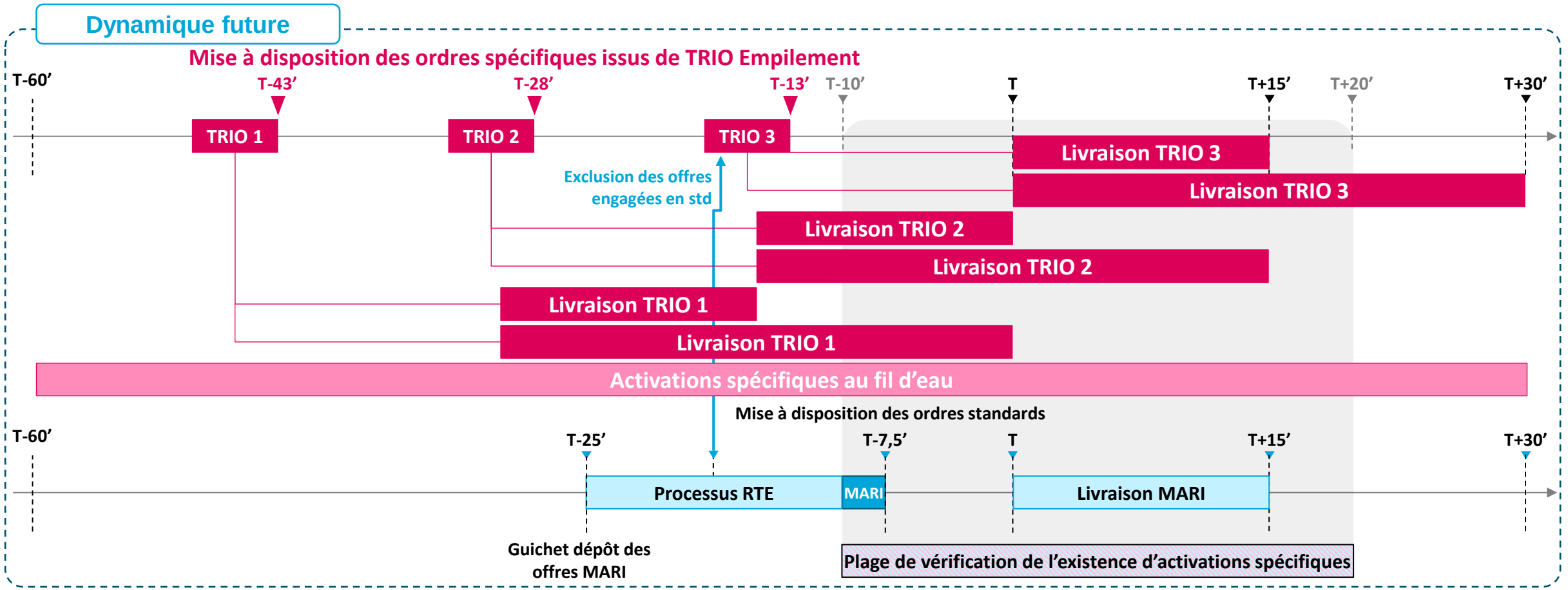


# Cohabitation des offres spécifiques et standards : dynamique existante



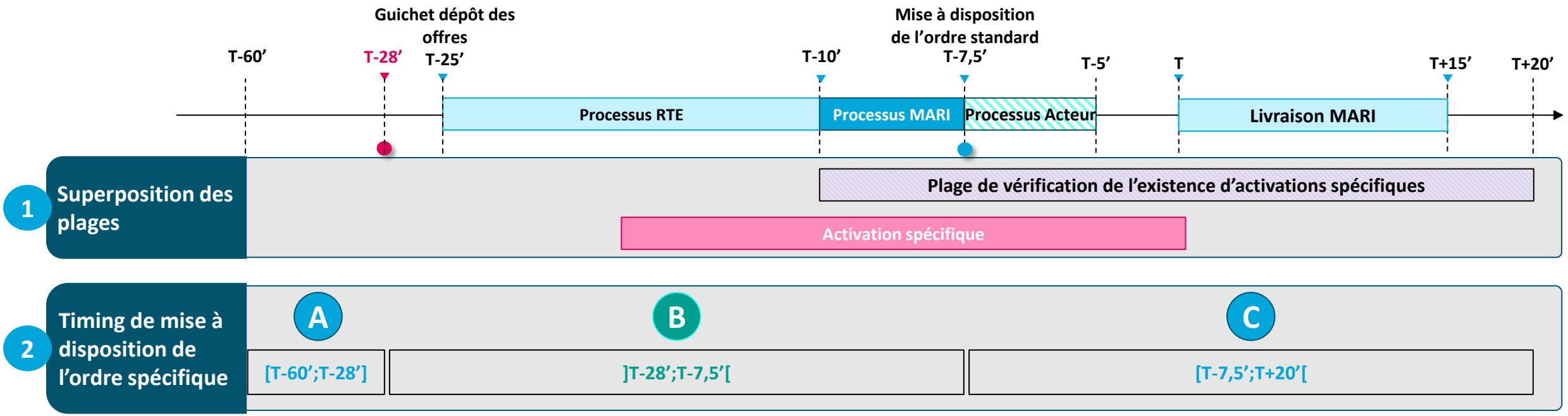

- Critère de blocage : les ordres d'activation standards TERRE sur les EDA faisant l'objet d'un ajustement spécifique **sur la plage de vérification [T-30';T+60']** sont bloqués
- Pour assurer l'équilibre P=C, **RTE compense les ordres standards bloquées par l'activation spécifique de mFRR et/ou d'aFRR**, ce qui est encore acceptable compte tenu des échéances de TERRE (T-30' avant le temps réel)
- Cette **dynamique est vouée à évoluer** avec l'arrivée des projets 96G et MARI…

# Cohabitation des offres spécifiques et standards : nouvelle dynamique




- A l'horizon 96G en plus des activations spécifiques au fil de l'eau, **des ordres d'activations spécifiques seront potentiellement mis à disposition toutes les 15 minutes** (interclassement via l'outil TRIO)
- A l'image du processus TERRE, RTE propose de mettre en place une **plage de vérification de l'existence d'activations spécifiques sur [T-10';T+20']** afin de bloquer les ordres standards MARI qui seraient en adhérence
- Pour assurer l'équilibre P=C, RTE ne pourra compenser les ordres standards bloquées que par l'activation d'aFRR. Il est ainsi essentiel de **minimiser le blocage des ordres standards**, cependant **la plage de vérification seule ne constitue pas un critère suffisant**…

# Interaction entre les ordres spécifiques et les offres standards




## ZONE A

NEW

**Ajustement standard sur un ajustement spécifique existant**

- Les acteurs d'ajustement sont responsables de la faisabilité de leurs offres : **toute offre standard déposée à T-25' tient compte des ordres spécifiques passés avant T-28'**
- En cas d'activations standards, **les ordres ne seront pas bloqués** car RTE estime que les offres déposées ont été jugées comme réalisables par les AA

## ZONE B

**Blocage des ordres standards**

- Similaire au fonctionnement actuel, RTE considère que l'acteur n'est pas en mesure d'actualiser ses offres et **bloque les ordres standards en cas d'activations concomitantes**
- RTE est alors responsable de compenser les MW manquants résultant de ce blocage
- L'offre standard est **rémunérée au prix de clearing MARI**

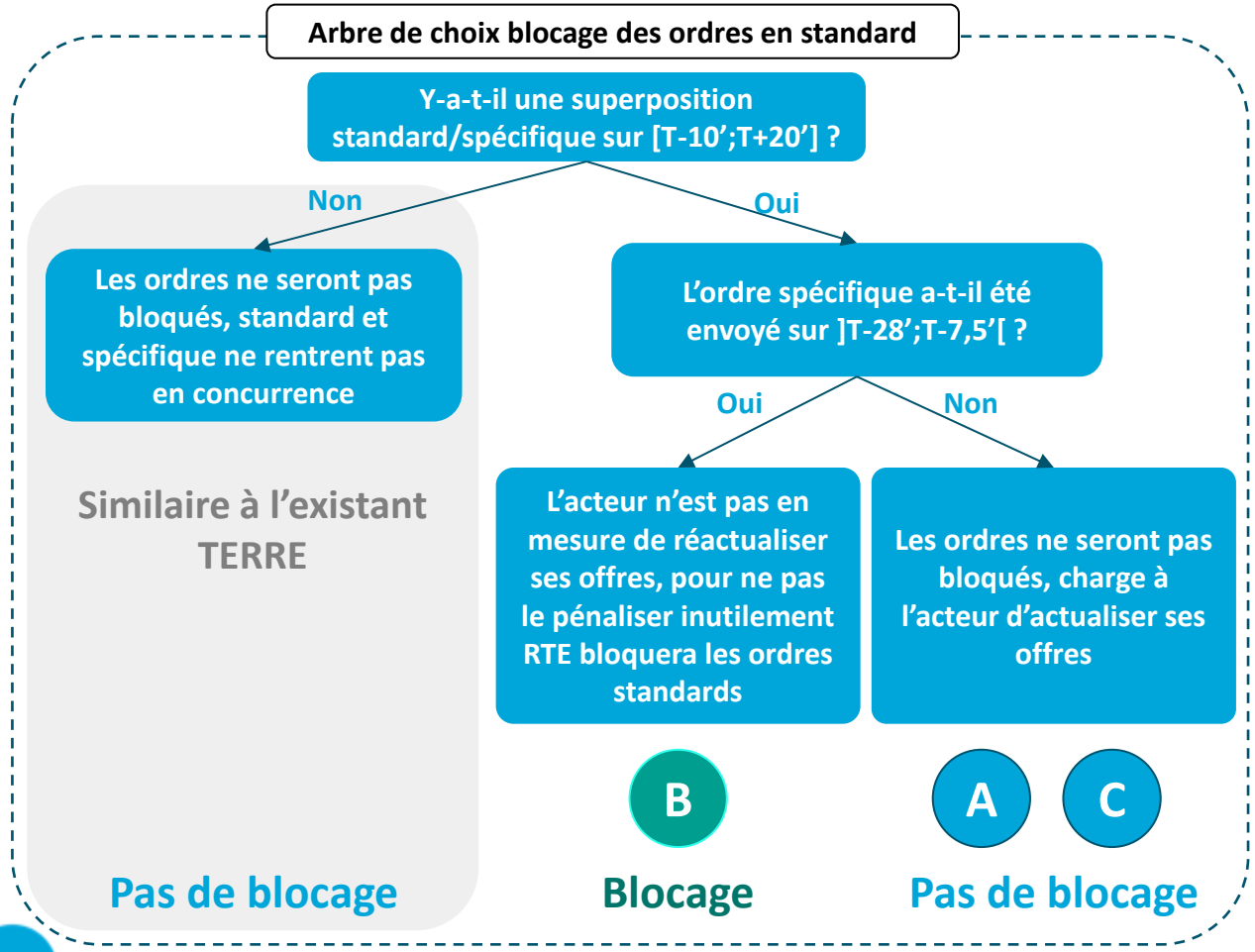
## ZONE C

**Ajustement spécifique sur un ajustement standard existant**

- Il s'agit d'activations concomitantes qui existent déjà aujourd'hui
- **Les ordres standards ne sont pas bloqués** puisqu'ils ont déjà été mis à disposition aux acteurs d'ajustement

# Synthèse sur les critères de blocage des offres standards de mFRR

**L'interaction entre les offres d'ajustement standards et spécifiques, ainsi que le passage à 96G obligent RTE à adapter le système existant de blocage des ordres standards.**



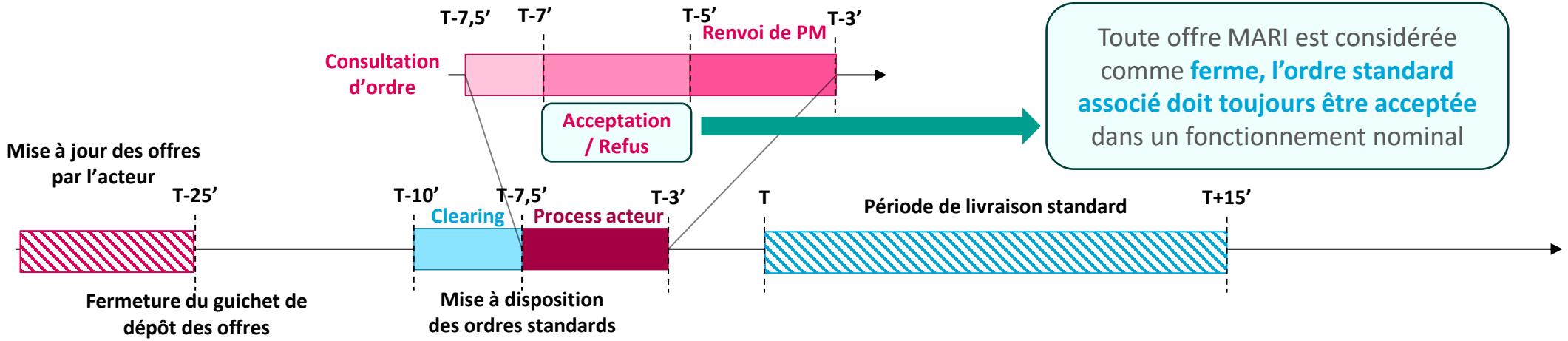

- RTE bloque les ordres standards lorsque les **deux conditions suivantes sont remplies** :
  - ❑ Il existe une **superposition** entre la plage d'activation spécifique et la plage de vérification **[T-10';T+20']**
  - ❑ L'ordre spécifique a été **mis à disposition à l'acteur après T-28' (exclu)**

- La rémunération des offres bloquées reste inchangée par rapport au fonctionnement actuel : **les volumes standards bloqués seront rémunérés au prix de clearing MARI**

- **Un refus d'ordre ne peut constituer une réponse acceptable à l'absence de mise à jour des offres** de la part d'un acteur d'ajustement

# Un ordre refusé pourra entraîner des écarts d'ajustement

**Zoom sur la période d'acception et refus d'ordre**




- **Contrairement à aujourd'hui RTE propose de pénaliser les refus d'ordre au titre des écarts d'ajustements.** En effet, en raison de la **proximité avec le temps réel**, ces refus présentent un risque pour :
  - **L'exploitation du système** : Comme pour les ordres bloqués, les ordres standards refusés doivent être compensés par ailleurs (aFRR)
  - **Les autres acteurs** : Un ordre refusé peut être vu comme une perte d'opportunité pour les offres non sélectionnées par la plateforme mais pourtant réalisables

- Pour toutes ces raisons, **un refus d'ordre doit rester exceptionnel** et la mise en place de ce système vise à **limiter ces situations**

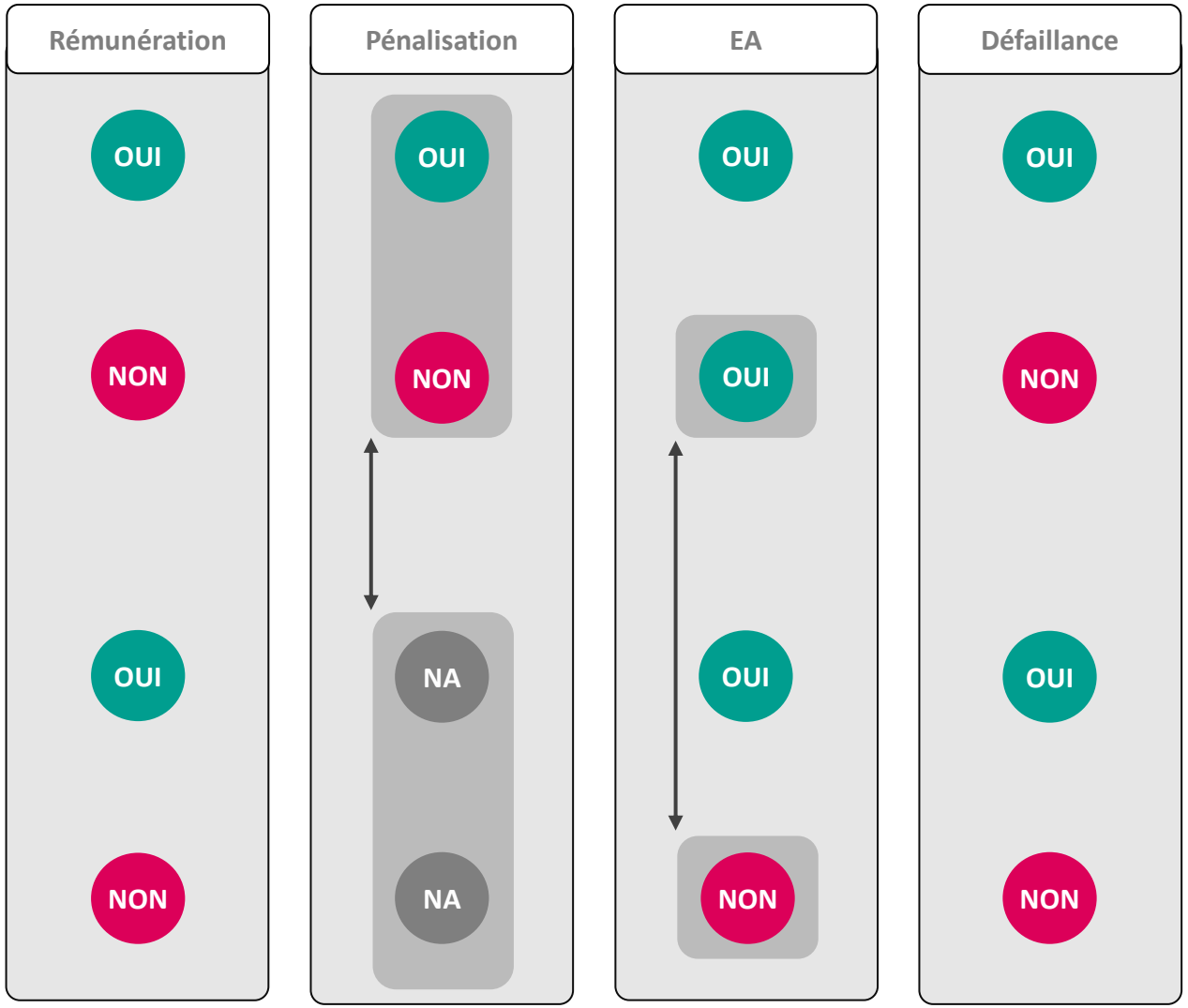
# Synthèse sur l'effet d'un refus d'ordre MARI vs TERRE

**MARI**

1. **Acceptation d'ordre** — Cas nominal : l'ordre **MARI** est accepté
2. **Refus d'ordre** — Cas exceptionnel : l'ordre **MARI** est refusé

**TERRE**

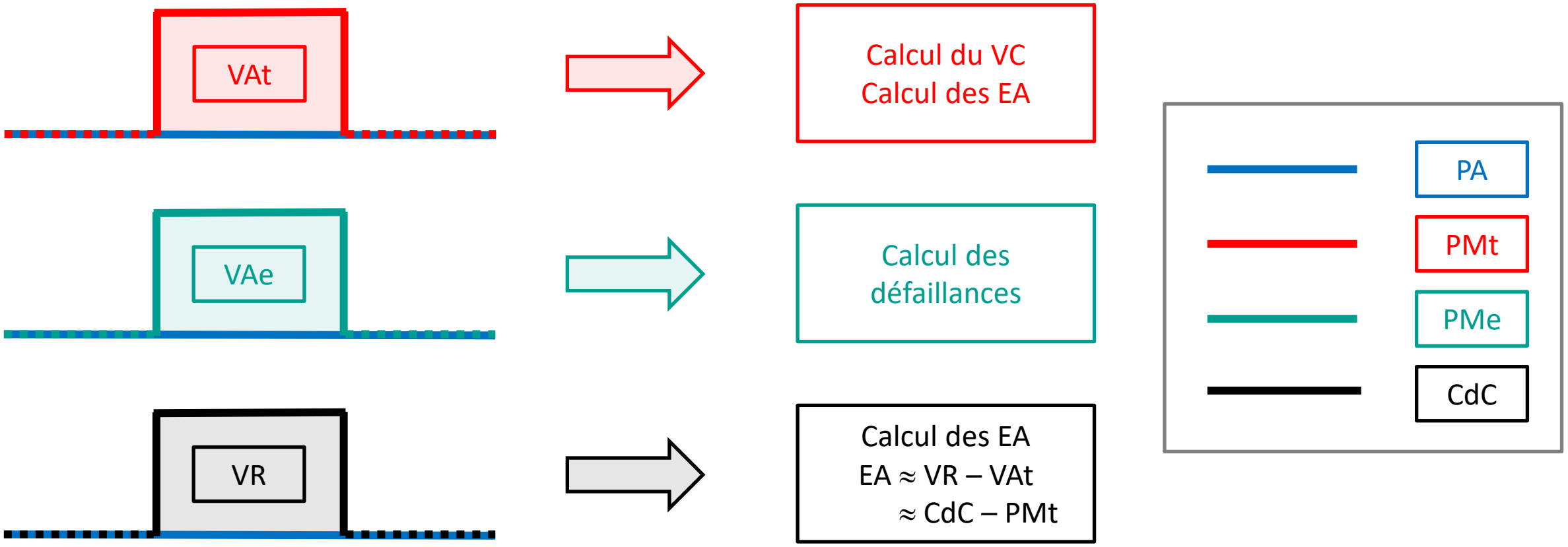
1. **Acceptation d'ordre** — Cas nominal : l'ordre **TERRE** est accepté
2. **Refus d'ordre** — Cas exceptionnel : l'ordre **TERRE** est refusé



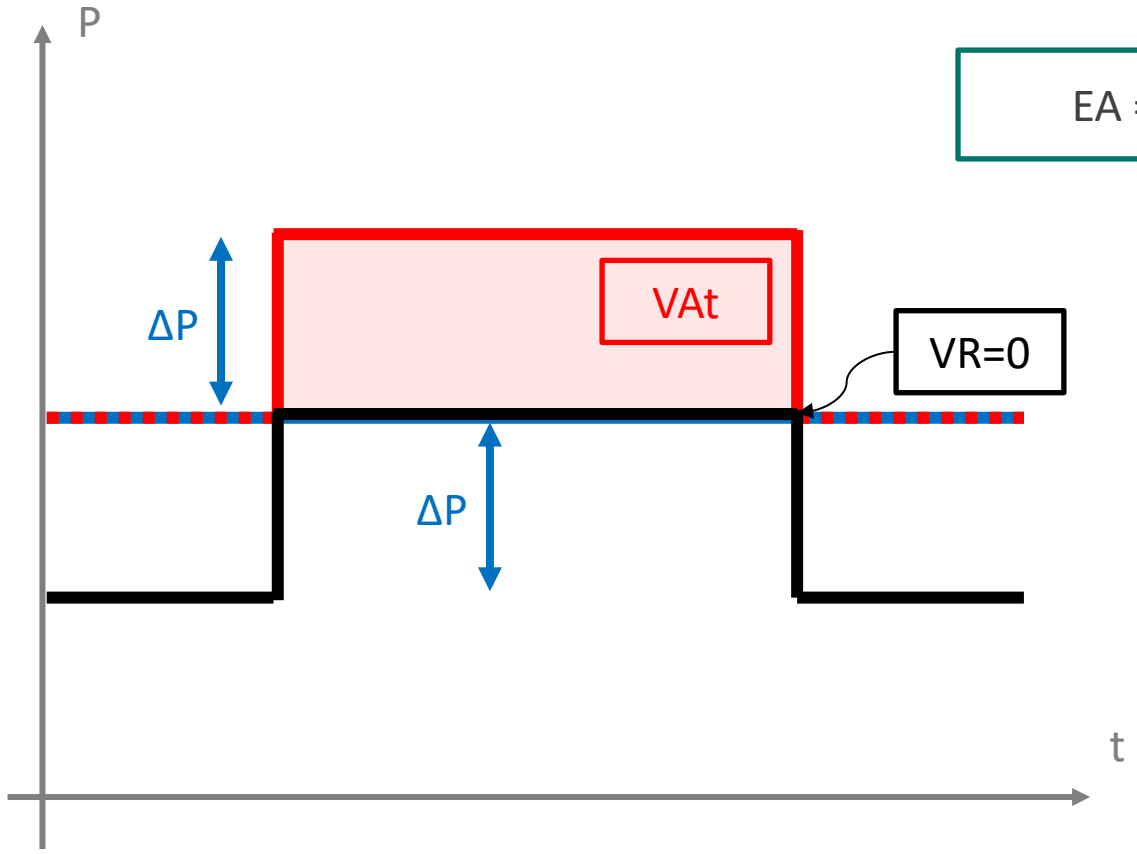
# 5 CRMA : neutralisation des écarts de programmation

# Lien fort entre MA et PROG

- Le MA implicite repose sur une intrication forte avec le dispositif de programmation. Ainsi, le CRMA consiste en une comparaison des courbes de charges avec le programme de marche, via la détermination de plusieurs volumes :



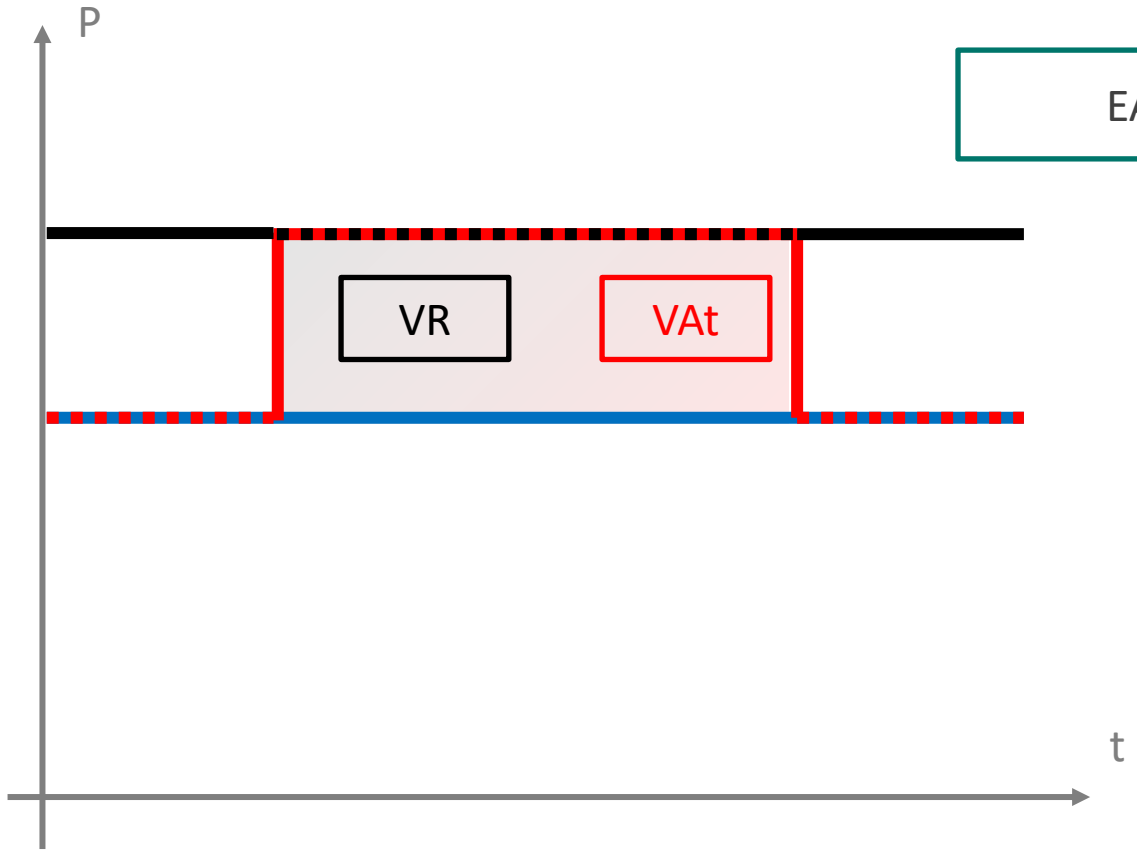
# Limite du processus pour deux cas extrêmes (1/2)




EA = VR – VAt = - VAt

- Dans ce cas, l'acteur d'ajustement réalise une variation de puissance (ΔP) conforme à ce qui lui est demandé.
- Cependant, il est considéré en écart d'ajustement car il ne suivait pas son PA avant le début de l'ajustement

# Limite du processus pour deux cas extrêmes (2/2)



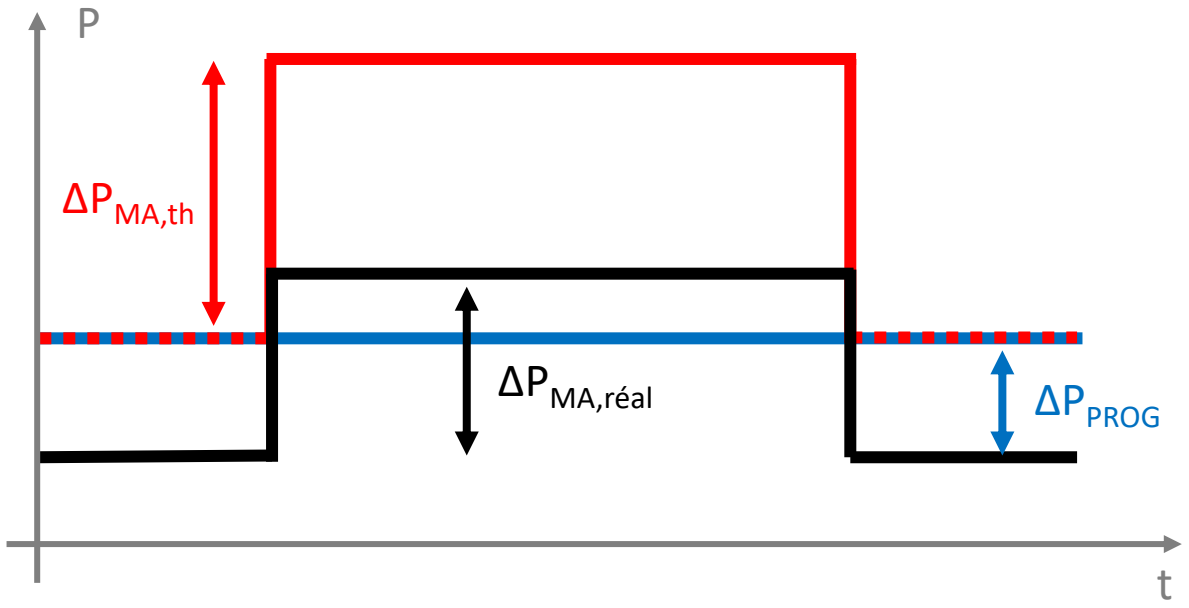

EA = VR – VAt = 0

- Dans ce cas, l'acteur d'ajustement ne réalise aucune variation de puissance
- Cependant, comme il ne suivait pas son programme et sa puissance injectée était égale à la puissance demandée lors de l'ajustement, son écart d'ajustement est nul

# Distinguer les écarts d'ajustement des écarts de programmation

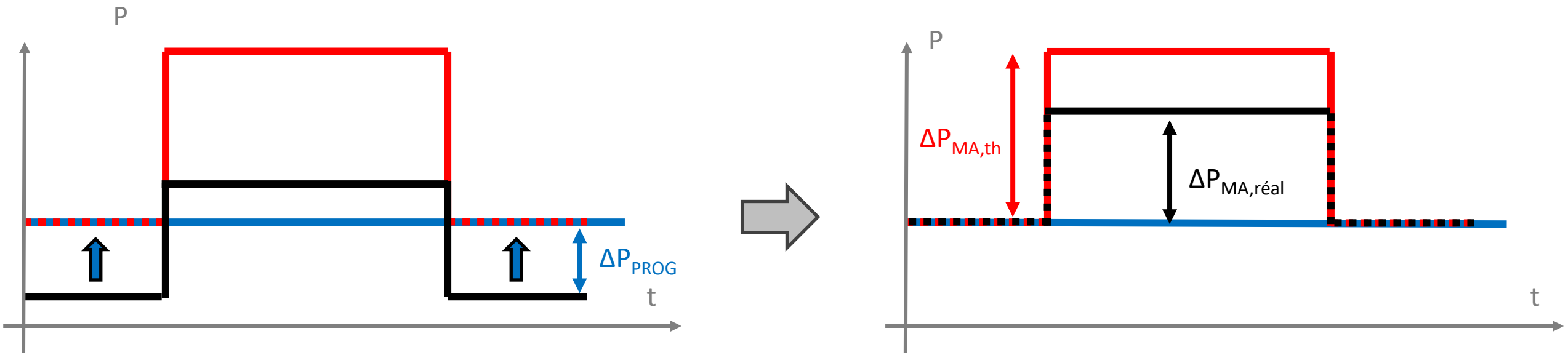
La source du problème se situe dans l'intrication historique très forte entre le MA et la PROG : le processus du CRMA contrôle en effet à la fois

- L'écart de programmation $\Delta P_{PROG}$ entre la courbe de charge et le programme de marche avant et après l'ajustement
- L'écart d'ajustement $\Delta P_{MA,th}$ - $\Delta P_{MA,réal}$ entre la variation de puissance théorique et réalisée




Le CRMA a pour vocation de contrôler que le service d'équilibrage est bien rendu, ie de contrôler l'écart entre $\Delta P_{MA,th}$ et $\Delta P_{MA,réal}$.
Actuellement, il existe un biais en raison de la comptabilisation supplémentaire de $\Delta P_{PROG}$ .

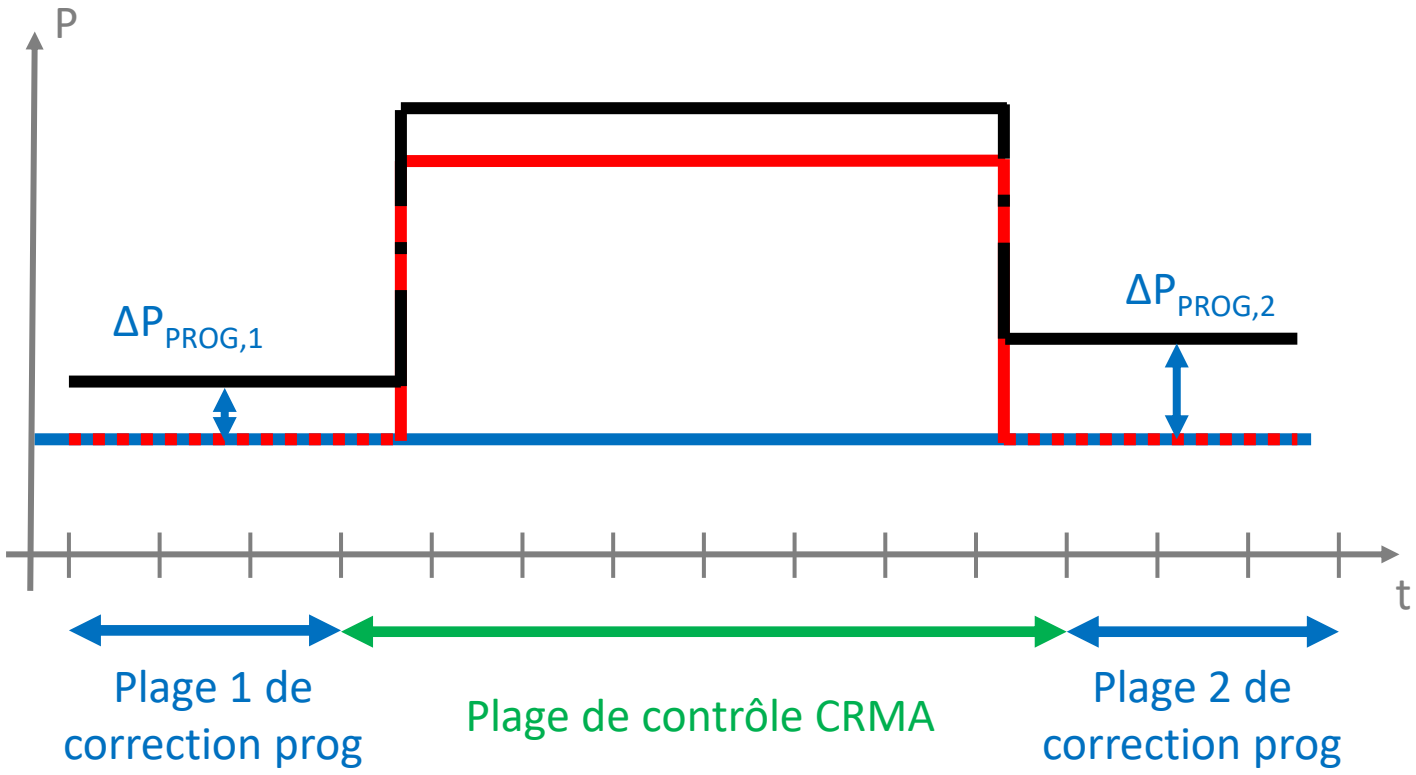
# Proposition : corriger la courbe de charge




Principe : calculer un écart de programmation (entre la CdC et le PA) avant et/ou après l'ajustement, à ajouter à la CdC avant calcul du volume réalisé pour le CRMA, afin de ne comptabiliser que les écarts d'ajustement.

Les écarts de programmation sont traités séparément (via la mise en place d'indicateurs de qualité des programmes reçus).

# Plage de calcul de la correction




$$\Delta P_{PROG} = \frac{\Delta P_{PROG,1} + \Delta P_{PROG,2}}{2}$$

RTE propose que le calcul des écarts de programmation pour neutralisation se fasse sur la moyenne des trois pas 5 minutes précédant et suivant la plage de contrôle pour le CRMA

# 6 Précisions date $MA_{10}$

# Proposition de clarification

- Lors du dernier cycle de concertation, le cadre relatif à la participation au MA des petites EDA (entre 1 et 10 MW) avait été refondu selon la distinction entre petites offres normalisées ou non.
- Dans les règles, le seuil à partir duquel une offre est considérée « petite » est établi à partir de la puissance maximale offerte.
- Pour les offres implicites, la puissance maximale offerte est calculée comme la différence entre la puissance maximale/minimale et le programme d'appel
  - Lorsqu'une EDP, même de grande puissance installée, fonctionne à moins de 10 MW de sa puissance maximale, une lecture stricte des règles de marché l'oblige à proposer sa puissance restante à la hausse en explicite → ce genre de cas doit être exclu du cadre des petites offres.

RTE propose de clarifier les règles de la manière suivante :

- Article 2.J.1.2.2 (CUO des offres implicites) : la chronique de puissance maximale doit être supérieure à 10 MW, sinon l'offre doit être explicite
- Article 2.J.1.2.2 (CUO des offres explicites) : si la chronique de puissance maximale offerte est inférieure à 10 MW, alors les CUO doivent respecter les conditions de normalisation.

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)