Le réseau de transport d'électricité

GT SSYf

21 Octobre 2021

v2

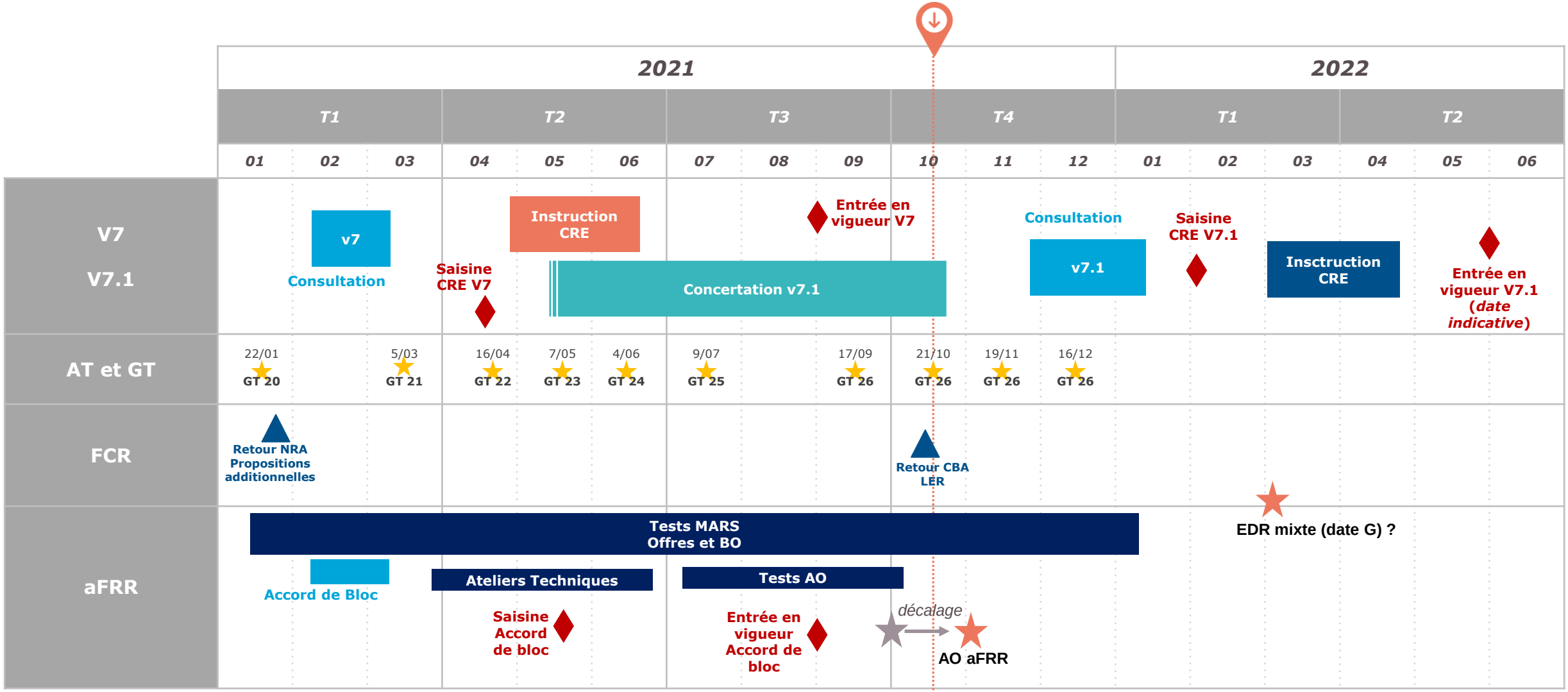
Copyright RTE – 2021. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

SOMMAIRE

1. Actualités et Planning
2. Projet MARS PICASSO
3. Préparation du GO LIVE AO aFRR
4. Collecte mécapa pour les EDR multi-EDC
5. Périmètre des règles v7.1
6. Présentation pédagogique du merit order
7. Planning prévisionnel des évolutions SI
8. Sujets à traiter aux prochains GT

1 Actualités et Planning

Calendrier prévisionnel des règles SSY



Actualités SSYf

- **Evolution SI Regelleistung:**
  - L'interface utilisateur permettant de déposer des offres a évolué le 19/10/2021. nouveau lien: BSP FCR/aFRR/mFRR (regelleistung.net)
  - L'API v1 ne sera plus accessible à partir du 30.06.2022 et l'API v2 à partir du 31.01.2023. Détails accessibles à ce lien : IP RL BSP API Documentation (regelleistung.net)

- **Tmin LER:** les GRT on décidé à l'issue du vote au niveau ENTSO-E :

  - *"to submit the following proposal: TminLER=30'*
    - *with an interim period of at least 2 years after NRAs approval, during which existing rules of TSOs continue to apply,*
    - *without derating factor,*
    - *except for existing 15' LER with the requirement that 15' LER able or already qualified for delivering more than 15' provide their maximum Tmin to achieve the best results in terms of operational security,*
  - *to the NRAs as an interim solution and to propose them to establish a strong dialogue on this topic aiming at jointly*

  - Une minorité de blocage n'a pas été atteinte, les régulateurs ont désormais 6 mois pour approuver ou faire des requêtes d'amendement de la proposition. Si les régulateurs ne convergent pas, la proposition peut aussi être transférée à l'ACER

- **AT stockage MA RE**

- **Incident de l'AO FCR du 2 octobre pour la journée de livraison du 3 octobre**

Retour sur l'AO FCR du 03/10/2021

Déroulé des faits:

- 8h: problème SI Regelleistung lors du transfert des fichiers d'offres de certains pays (DE, BE, DK, NL et FR) vers la fonction d'optimisation.
- 8h30:
  - 50Hz décide de découpler DE, BE, DK, NL et FR.
  - Communication envoyée aux acteurs via notfallausschreibung@regelleistung.net à 8h37.
  - En parallèle AT a demandé à se découpler et l'optimisation s'est correctement déroulée pour CH et SI.
- 9h:
  - 50Hz décide par erreur d'organiser un guichet de secours pour DE, BE, DK, NL et FR.
  - Communications envoyées aux acteurs à 9h14/11h55/11h57 annonçant l'ouverture d'un second guichet entre 10h30 et 15h.
  - L'opérateur RTE n'a pas émis d'avis contraire car, lors des échanges avec 50Hz, il n'a pas été explicité que ce second guichet nécessitait de soumettre de nouveau des offres.
- 15h30: Publication des résultats de l'AO avec des prix très élevés du fait de la non disponibilité de certains acteurs français et de certains GRT (APG, Swissgrid, ELES)

Retour sur l'AO FCR du 03/10/2021

Actions prises par RTE/FCR Cooperation:

- Rappel auprès des opérateurs 50Hz et RTE de passer à une contractualisation par obligations en cas de découplage de la FR, d'annulation du guichet de 8h ou d'insuffisance d'offres pour couvrir le demande de RTE
- En cas de nouvelle erreur, RTE aura la possibilité jusqu'à 15h d'annuler sa participation à un guichet de secours
- Propositions de modification des règles SSY pour la v7.1 (voir slides suivantes)
- Concertation sur l'organisation d'un guichet de secours à mener lors d'une version ultérieure des règles SSY

Retour sur l'AO FCR du 03/10/2021

Liste des incidents et procédures associées:

Incident	Parades	Situation de repli	Communication 50Hz	Communication RTE
Les acteurs ne peuvent pas soumettre leurs offres	Envoi et réception des résultats par email (**à tester en novembre**)	Découplage ou annulation du guichet -> passage à une contractualisation par obligations	Avant 9h via notfallausschreibung@regelleistung.net	Avant 13h via la hotline
Problème informatique lors de l'optimisation	Parades techniques ou retard dans la publication des résultats	Découplage ou annulation du guichet -> passage à une contractualisation par obligations	Avant 9h via notfallausschreibung@regelleistung.net	Avant 13h via la hotline
Insuffisance d'offres pour couvrir la demande de RTE	N/A	Découplage -> passage à une contractualisation par obligations	Avant 9h via notfallausschreibung@regelleistung.net	Avant 13h via la hotline
RTE envoie par erreur des obligations de réserves indicatives non nulles alors que les résultats de l'AO ont été publiés	Rectification en envoyant des obligations de réserves définitives nulles avant 18h30	N/A **Toujours suivre les résultats de l'AO publié par Regelleistung**	N/A	N/A

Note: les communications envoyées par 50Hz annonçant l'organisation d'un second guichet ou le découplage d'autres pays doivent être ignorées

Modifications des règles SSY pour la V7.1

6.3.6 Situations de repli

Dans les cas où l'appel d'offres échoue sur une des périodes contractualisées, RTE Notifie les Responsables de Réserve au plus tard à 13h ~~deux heures après la fin de la limite de dépôt d'offres~~. Dans ce cas le mode de contractualisation sur la ou les périodes sur lesquels portait l'appel d'offres est la contractualisation par obligations, conformément à l'Article 6.5, il s'agit d'une situation de repli.

Les situations de repli peuvent notamment être dues à un problème informatique, à une insuffisance d'offres déposées en France, ou à une insuffisance d'offres déposées dans les autres pays.

Chaque situation de repli fait l'objet d'une analyse de RTE transmise aux Responsables de Réserve.

Dans le cas où quatre situations de repli interviendraient dans une période de 52 semaines, quelles qu'en soient les causes, RTE peut changer de mode de constitution en basculant vers une contractualisation par obligations, conformément à l'Article 6.5, jusqu'à la résolution des problèmes ayant conduit à la mise en oeuvre des situations de repli. Dans ce cas RTE Notifie les Responsables de Réserve et la CRE avec une indication des moyens mis en oeuvre pour le rétablissement des appels d'offres.

Modifications des règles SSY pour la V7.1

6.5.3.2 Obligations de Réserves indicatives

Avant 13h30 en J-1, RTE détermine les Obligations de Réserve indicatives des Responsables de Réserve conformément à l'Article 6.5.1, à partir des données reçues conformément à l'Article 6.5.3.1 et du besoin de Réserve de RTE déterminé conformément à l'Article 6.1. RTE Notifie à chaque Responsable de Réserve des Chroniques de valeurs en MW. Les valeurs de ces Chroniques sont la somme des Obligations de Réserve indicatives et des imports/exports de Réserve vers un GRT frontalier établis conformément à l'Article 9.

6.5.4 Obligations de Réserves définitives

Avant ~~17~~18h30 en J-1, RTE détermine les Obligations de Réserve définitives des Responsables de Réserve conformément à l'Article 6.5.1, à partir des données reçues conformément à l'Article 6.5.3.3 et du besoin de Réserve de RTE déterminé conformément à l'Article 6.1. RTE Notifie à chaque Responsable de Réserve ses Obligations de Réserves définitives pour le Jour J sous la forme de Chroniques de valeurs en MW. Les valeurs de ces Chroniques sont la somme des Obligations de Réserve Définitives et des imports/exports de Réserve vers un GRT frontalier établis conformément à l'Article 9. Ces Chroniques contiennent aussi le volume total de Réserve Secondaire prescrite, ainsi que le ratio (noté αRP ou αRS), pour chaque Type de Réserve, entre la somme des Obligations de Réserve des Responsables de Réserve et la somme des puissances actives des Entités de Réserve de type injection, Aptes à fournir symétriquement ce Type de Réserve, que les Responsables de Réserve prévoient d'injecter.

Dans le cas ou RTE enverrait plusieurs versions de ces Obligations, c'est la dernière version envoyée avant ~~17~~18h30 qui doit être prise en compte.

2 Projet MARS PICASSO

Prochains jalons du projet PICASSO

- **Nouveaux jalons du projet MARS/PICASSO**
  - Go-live de StanWay prévu en **septembre 2022**
  - Connexion à PICASSO en **décembre 2022**

- **3 sessions de tests acteurs prévues en S1 2022 :**
  - 1 session sur le prorata généralisé
  - 2 sessions sur le merit order

  Le prorata différencié sera testé sur une de ces 3 sessions

- **En attendant les sessions de tests acteurs, le bac à sable est à votre disposition pour effectuer des tests**
  - Dépôt des offres dans TOPNIVEAU déjà disponible
  - API BOSS sera mise à disposition prochainement

Focus sur les tests acteurs

- **Cahiers de tests en cours de réécriture suite aux bilatérales**
  - Pour le scénario n°2 « Dépôt partiel d'offres et création d'offres par TOPNIVEAU », demande de **ne pas déposer d'offre sur un créneau horaire donné** et non pour une EDR donnée
  - Pour les tests 4 et 5 sur la fermeture de guichets, deux cas métiers seront testés :
    - **Fermeture des guichets et maintient du mode merit order** en utilisant les offres déposées en J-1 ou dans les guichets IJ précédents
    - **Fermeture des guichets puis passage en mode prorata**
  - Cahiers de tests recentrés sur le contenu des tests
  - Version finalisée d'ici la fin du mois de novembre

- **Dates et contenus des sessions de tests seront communiqués pendant les GTs ou dans des ATs**

- **Périmètre GIPSE utilisé pour les tests**
  - Initialement, périmètre du 1e septembre devait être utilisé
  - Suite au décalage du planning, le périmètre sera remis à jour avant la 1e session de tests

Workshop organisé par les GRT et l'ENTSO-E sur la PF PICASSO

- **Workshop sur la plateforme PICASSO organisé à l'attention des acteurs**
  - Le 2 Décembre de 9h à 13h
  - Workshop conjoint PICASSO – MARI
  - Invitation disponible sur le site de l'ENTSO-E

- **Ordre du jour**
  1. Project progress report
  2. Recap on platform design
     - High-level-design
     - Pricing (with focus on BSP price determination)
     - Interaction with IGCC
  3. Accession Roadmap and go-live planning
  4. Transparency and reporting (together with MARI)

3 Préparation du GO LIVE AO aFRR

Rappel du planning de lancement



- Le premier guichet aura lieu **le Mardi 2 Novembre à 9h** pour **premier jour de livraison le Mercredi 3 Novembre.**
- Le dépôt des offres pour le premier guichet sera possible à partir du **Mardi 26 Octobre 9h.**
- Le passage aux formules de rémunération et d'indemnités post date H sera fait à partir de la journée du **Lundi 1er Novembre.**

Rappel : Accès à la plateforme RACOON

- Une **adresse mail unique est associée à chaque acteur** pour la réception des mails automatiques envoyés par RACOON :
  - Adresse commune à l'AOJ RR RC et à l'AOJ aFRR
  - Codes dans les objets des mails par produit décrits dans le guide d'implémentation de l'application RACOON
  - Adresse à déclarer à votre CRC pour initialisation / modification

- **Accès à RACOON en production** :
  - Un certificat pki nominatif par utilisateur sera nécessaire pour accéder à l'environnement de production. La liste des utilisateurs est à envoyer à votre CRC.
  - Nécessite d'avoir au préalable un certificat pki pour l'utilisateur -> demande à faire sur Portail Services
  - Une fois le certificat pki créé l'habilitation à RACOON sera donnée suite à la demande faite au CRC

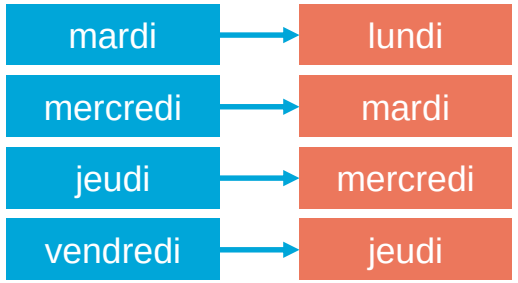
- BAL RACOON dédiée côté RTE mise à disposition pour les acteurs afin de poser les questions sur la partie AOJ et sur l'application RACOON :
  - Adresse à utiliser : rte-racoon@rte-france.com

Jour similaire : cas des jours fériés

Afin de respecter le profil de besoin en aFRR qui est différent le week-end et les jours de semaine, sans traitement particulier des jours fériés, RTE souhaite faire évoluer le règle de sélection du jour similaire d'un jour férié afin de le traiter comme un jour nominal.
Ainsi la règle de sélection du jour similaire devient :

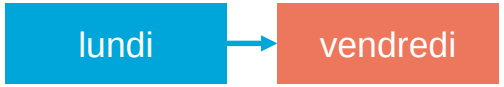
1 Jour J ouvré
Jour J-1 ouvré

Résultats du J-1



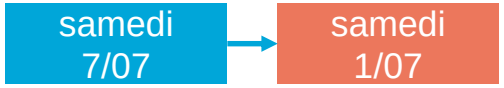
2 Jour J ouvré
Jour J-1 dimanche~~/férié~~

Résultats du dernier jour ouvré



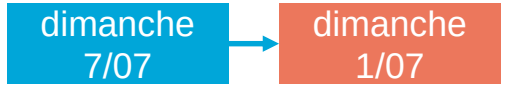
3 Jour J samedi

Résultats du samedi précédent



4 Jour J dimanche~~/ férié~~

Résultats du dimanche précédent



Ainsi si le jour férié est :
- Mardi à Vendredi : jour similaire J-1
- Lundi : jour similaire vendredi précédant
- Samedi : jour similaire samedi précédant
- Dimanche : jour similaire dimanche précédant

Le guide d'implémentation RACOON sera mis à jour.

Backup au démarrage : rappel

Pour rappel la première semaine (a minima le premier jour et le premier week-end) il n'y aura pas de données disponibles utilisables pour appliquer le jour similaire.

Une règle de backup doit être définie en amont entre RTE et les acteurs pour assurer la contractualisation des capacités d'aFRR.

Règle appliquée

RTE répartira **le besoin de RTE symétrisé (max des besoins hausse et baisse) entre les acteurs selon la règle suivante, au pas 1 heure :**

- Mercredi 3 Novembre et jours ouvrés suivants si le guichet ne se passe pas correctement le premier jour -> répartition au prorata de la prescription du vendredi 29 Octobre en remettant
- Samedi 6 Novembre -> Répartition au prorata de la prescription du Samedi 30 Octobre
- Dimanche 7 Novembre -> Répartition au prorata de la prescription du Dimanche 31 Octobre

Dans ce cas les capacités seront rémunérées au prix forfaitaire capacité (PFC = 9,790 €/MW (sur une demi-heure)).

RTE transmettra par mail les volumes correspondants aux acteurs concernés:

- Le **Vendredi 29 Octobre** pour la journée du **Mercredi 3 Novembre** (et suivantes si il y a un problème pour le 3 Novembre)
- Le **Mardi 2 Novembre** pour les journées du **Samedi 6 et Dimanche 7 Novembre**

/!\ Ces données seront transmises sous la forme d'un fichier de résultat au format RACOON : 1 offre retenue par pas horaire et par sens à hauteur du volume défini et au prix PFC. Il est indispensable que les acteurs concernés soient prêts à les intégrer en cas de problème lors du lancement de l'AO aFRR. /!

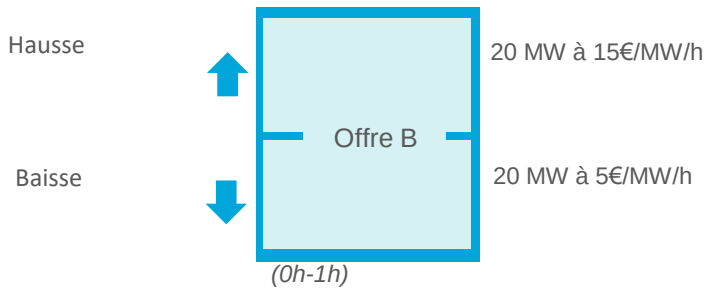
Rémunération des offres symétriques : rappel

Pour rappel une offre symétrique est composée d'un offre à la hausse et d'une offre à la baisse liées par un lien de symétrie :

- Le volume offert est égal à la hausse et à la baisse
- Le caractère divisible ou indivisible est le même à la hausse et à la baisse
- Un prix est associé à chaque sens de réserve
- Le volume retenu doit être égal à la hausse et à la baisse

Si une offre symétrique est retenue pour un volume de X MW (X MW à la hausse et X MW à la baisse) alors :

- Les X MW à la hausse sont rémunérés au prix marginal hausse du pas horaire considéré
- Les X MW à la baisse sont rémunérés au prix margina baisse du pas horaire considéré



Par exemple considérons une offre symétrique de 20 MW divisible offerte à 15€/MW pour l'heure à la hausse et à 5€/MW pour l'heure à la baisse.

L'offre est retenu pour 10 MW. Sur ce pas horaire, le prix marginal à la hausse est de 18€/MW et le prix marginal à la baisse de 7€/MW.

L'acteur est rémunéré :

10 MW * 18 €/MW + 10 MW * 7€/ MW = 180 + 70 = 250€

4 Collecte mécapa pour les EDR multi-EDC

Contexte

- L'arrivée de nouveaux acteurs souhaitant exploiter les possibilités offertes par les différents mécanismes de marché (et notamment les services système) a mis en évidence :
  - **Le besoin d'agréger différents types d'actifs au sein d'une même EDR pour optimiser ses performances** (ex : unité de production ou de consommation + unité de stockage),
  - **La nécessité d'expliciter dans ces cas complexes les modalités de collecte** des données nécessaires au fonctionnement du mécanisme de capacité

- Par ailleurs, certains lauréats AOLT demandent à pouvoir agréger des capacités AOLT avec d'autres sites dans une même entité de réserve, afin de délivrer des services systèmes plus efficacement.

EDR multi-EDC qui participent aux SSY et pas au MA*

Dans le cas des EDR composées de plusieurs EDC (dites EDR mixtes) **qui ne participent pas au MA :**

- L'acteur doit déclarer la répartition de la puissance disponible entre les EDC qui participent aux services système par l'intermédiaire de l'EDR :
  - Le titulaire doit collecter l'ensemble des éléments constitutifs de l'EDR par EDC
  - Pour chaque EDC, le titulaire procède à une collecte selon les modalités habituelles (collecte non liée Z05Z07 ou collecte des services système programmés Z32Z07, selon le cas).

- La somme des puissances disponibles collectées à la maille de l'ensemble des EDC doit être inférieure ou égale à la somme des puissances maximales disponibles à l'injection de chaque capacité qui participe aux services systèmes programmés à la hausse par l'intermédiaire de cette EDR, dans la limite du certificat d'aptitude aux services système de l'EDR.

- Dans le cas où cette condition ne serait pas vérifiée, RTE se réserve le droit de considérer le NCE des EDC concernées comme nul.

**Le cas des EDR multi-EDC participant aux SSYf et au MA sera explicité lors d'un prochain GT*

Cas des EDC AOLT

- Du fait des spécificités des contrôles à effectuer sur les **EDC AOLT,** dans le cas où un acteur lauréat de l'AOLT souhaiterait agréger au sein d'une même EDR plusieurs EDC dont une au moins est rattachée à un contrat AOLT, des mesures complémentaires sont nécessaires.

- Pour la première certification de l'EDC AOLT, l'EDR doit être totalement incluse dans l'EDC (pas d'agrégation possible). Pendant la première année de collecte, le calcul du NCE est donc effectué pour l'EDC AOLT selon les modalités de collecte des services systèmes programmés.

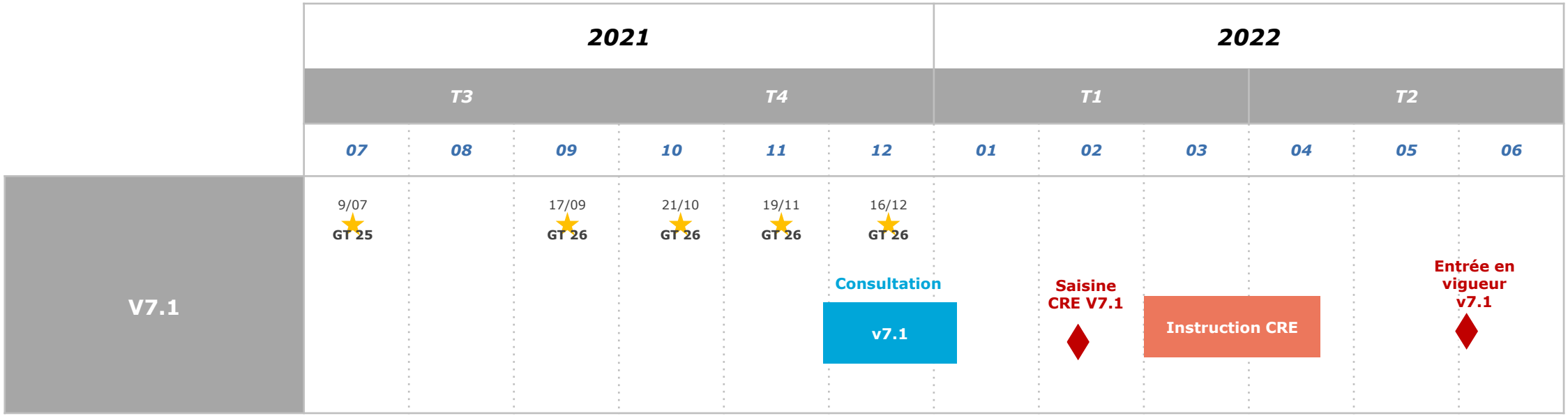
- Les années suivantes, l'acteur est autorisé à agréger l'EDC AOLT avec d'autres EDC au sein d'une même EDR. La collecte des données de puissance programmée sur les services système se fera pour chaque EDC.

- Pendant toute la période de sécurisation du contrat AOLT, le NCE de l'EDC AOLT sera plafonné à la valeur calculée pendant la première année de collecte.

- A la demande de l'acteur, et notamment si la première année est incomplète, la période de référence pour le calcul du plafond peut être la deuxième année de collecte.

5 Périmètre des règles SSY v7.1

Calendrier prévisionnel



Périmètre des règles SSY v7.1

Sujet	Consistance	Concertation
Evolution des formules d'abattements à partir d'une date pivot	• Remplacement du PFC par le max entre prix marginal de l'AO et prix spot	GT 11/12/20, GT 19/09
Evolution des formules de pénalités à partir d'une date pivot	• Indexation sur l'abattement	GT 11/12/20, GT 19/09
Evolution du traitement du stockage dans les règles	• Fin de l'assimilation à un site de soutirage • Evolution des modalités de programmation et de traitement des énergies de réglage • Compatibilité avec les règles MA RE	GT 4/06, GT 9/07, GT 21/10
Introduction d'une date pivot pour l'évolution de GOT de l'AO FCR	• Passage d'une GOT en J-14 à une GOT en J-7 à l'horizon Q3 2022	GT 7/05
Corrections partie merit order	• Clarification différence rampe / FAT • Suppression de la distinction FAT certifiée hausse / baisse -> une unique FAT certifiée • Le prix marginal et le niveau Ni ne peuvent pas être recalculés a posteriori	GT 21/10
Déclinaison des propriétés supplémentaires de la FCR	• Introduction du mode réserve dans l'annexe 15 • Exigences plage de fréquence 47,5 – 51,5 Hz	GT 5/03, GT 16/04, GT 7/05, GT 9/07, GT 21/10
Autres évolutions mineures	• Clarification annexe 16 • Précision sur l'article 14 contrôle des performances • Suppression des parties obsolètes post date H	GT 21/10

Rappel des besoins d'évolution du traitement du stockage

Besoins d'évolution:

- **L'assimilation actuelle à un site de soutirage**, si elle a l'avantage de simplifier le traitement du stockage de façon transitoire, comporte aussi l'inconvénient d'hériter de l'ensemble des modalités applicables au soutirage qui ne sont pas toujours pertinentes (et vice versa)
- Cela engendre entre autre des **limitations sur le long terme** au niveau :
  - **règles de marché** (correction des RE, prise en compte des énergies de réglage, etc.)
  - **harmonisation inter-mécanismes** (notamment ou mécapa)
  - **technique** (limitations techniques SI au niveau du référentiel)

Proposition d'évolution :

- De façon similaire à ce qui est fait côté MA-RE, RTE propose **d'introduire la notion de « site de stockage »** dans les règles SSYf, distincte des sites d'injection ou groupes de production et sites de soutirage classiques.
- Ainsi, il devient possible d'appliquer les traitements souhaités pour le stockage (selon les besoins des acteurs et/ou de RTE, à court terme ou à la cible), sans impacter les obligations liées aux sites classiques.

Pré-requis et échéances :

- Afin de permettre les agrégations pour les sites de stockage (non identifiés « soutirage ») au sein d'une même EDR, il convient de pouvoir établir la programmation à la maille de l'EDR (et non de l'EDP). Ce jalon correspond à la date G
- RTE propose que **l'évolution du traitement du stockage soit donc intégrée dans les règles SSYf V7.1** et soit **concomitante avec la date G**

Conséquences sur le traitement du stockage côté SSYf (1/2)

À l'horizon des règles SSYf V.1 (et postérieurement à la date G), un site de stockage n'est plus assimilé à un site de soutirage

Conséquences sur le périmètre de réserves :

- Un site de stockage continue à intégrer une **EDR soutirage**
- Un site de stockage continue à pouvoir être **agrégé avec d'autres sites d'injection et/ou de soutirage** au sein d'une même EDR

Conséquences sur le périmètre de programmation :

- Un site de stockage rejoint une **EDP « classique »** (et non plus une EDP soutirage) selon les modalités d'agrégation définies dans les règles MA-RE

- Remarque : la programmation de la puissance active sur l'EDP dépend :
  - De la participation du site de stockage à la réserve secondaire; et/ou
  - De la participation du site de stockage au MA (cf slides suivante)

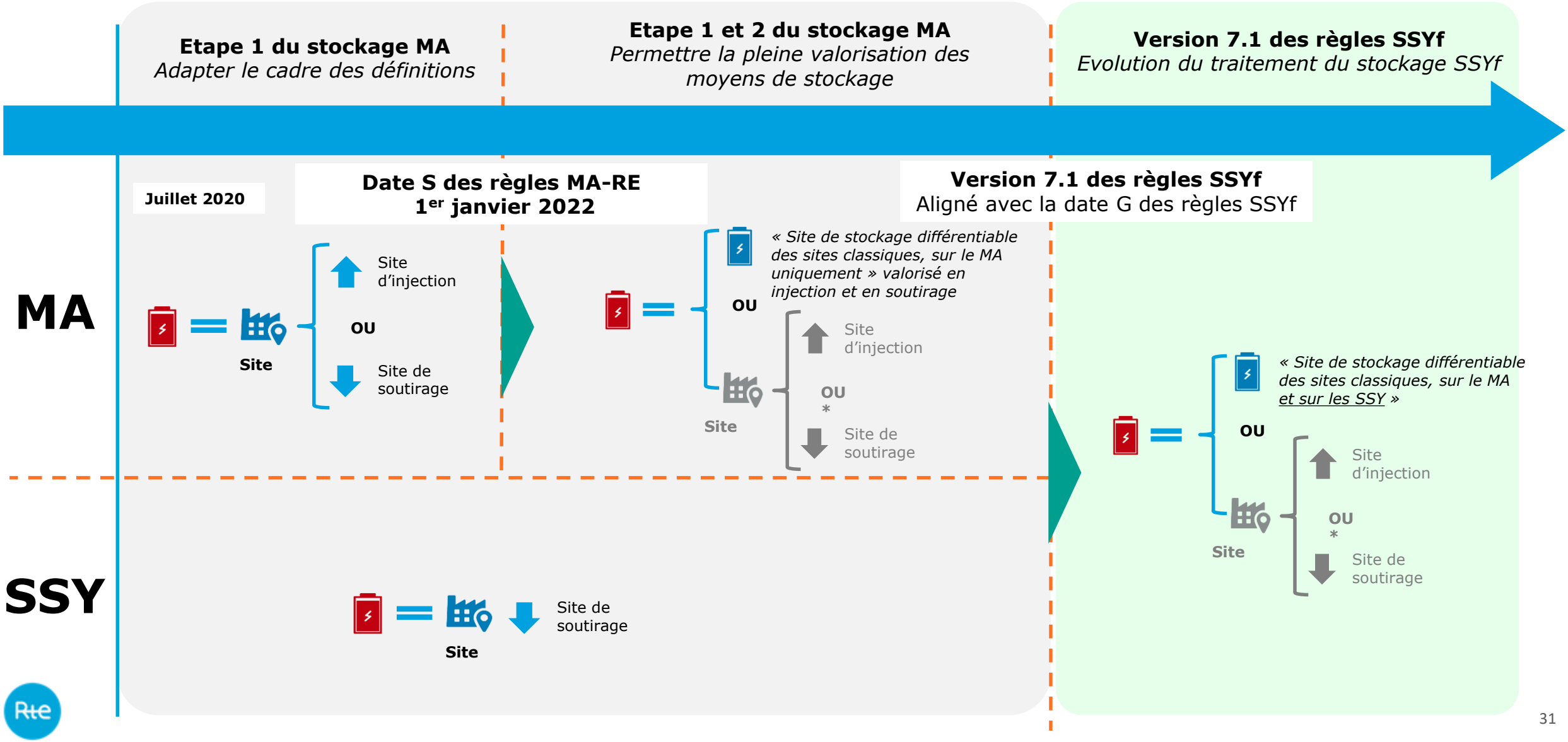
Conséquences sur le traitement du stockage côté SSYf (2/2)

Conséquences sur le traitementdes énergies SSY selon le type de site

	Type site	Traitement	Pour le RR	Pour le RE	Pour le fournisseur	Nom modèle
	Typologie du site (injection ou soutirage)	*Mode d'application du traitement par RTE*	*Prise en compte des énergies de réglage de SSY pour la rémunération du Responsable de Réserve ?*	*Prise en compte des énergies de réglage de SSY pour insensibiliser le Responsable d'Equilibre ?*	*Prise en compte des énergies de réglage de SSY pour insensibiliser le fournisseur ?*	*Pour information – dénomination du modèle dans les règles SSY)*
Inchangé	**Injection**	Par défaut	oui	oui	-	« NA »
Inchangé	**Soutirage RPT**	Par défaut	oui	oui	oui	« CORRIGE »
Inchangé	**Soutirage RPD**	Par défaut	non	non	non	« SANS »
Inchangé		Sur demande	Oui	oui	oui	« REGULE »
Inchangé			Oui	oui	oui	« CONTRACTUEL »
Proposition	**Stockage RPT**	Par défaut	oui	oui	-	« NA »
Proposition	**Stockage RPD**	Par défaut	oui	oui	-	« NA »
Proposition		Sur demande	non	non	non	« SANS »

- ➔ Le stockage aurait un traitement similaire à celui appliqué dans le cadre des règles MA-RE
- ➔ Alternativement, il serait possible (pour le RPD) de prévoir un modèle similaire à celui applicable au stockage aujourd'hui (sur demande et/ou capacités existantes)

Précisions - Interaction SSYf / MA – Chronologie des évolutions



Précisions - Interaction SSYf / MA - Cible

A partir du jalon identifié par l'entrée en vigueur des règles SSYf V7.1, le stockage est traité de façon cohérente entre les mécanismes MA et SSYf de la façon suivante (par défaut) :

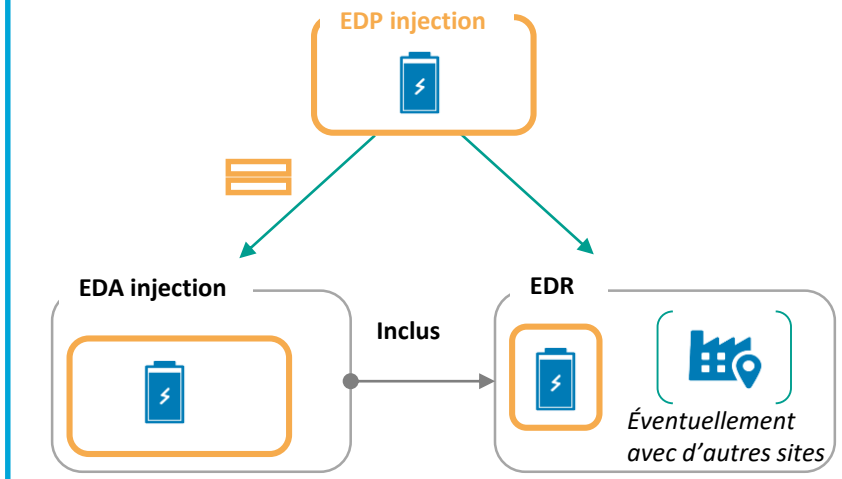
- Un site identifié Stockage rejoint (suivant les besoins) :
  - Une EDA injection (RPT ou RPD) pour participer au MA
  - Une EDR (possiblement mixte) pour participer au SSYf
  - + une EDP injection permettant de :
    1. Programmer la puissance active (si participation au MA)
    2. Programmer les SSYf (si participation au SSYf)

Remarques importantes :

- Principe de cohérence inter-GR : les sites de stockage doivent être remontés de façon identiques au GRD et au GRT
- Principe de cohérence inter-mécanismes : la typologie stockage d'un site s'applique pour le MA et pour les SSYf
- Pour une participation simultanée MA et SSYf, une contrainte supplémentaire est à prendre en compte (en étape 2) : EDA = EDP (EDA mono EDP) et l'EDP est incluse dans l'EDR, donc l'EDA est incluse dans l'EDR. Autrement dit, il convient de faire attention à la cohérence des périmètres MA/SSY (+ EDP)

Eventuellement, un site peut rester soit injection ou soit soutirage (de façon cohérente entre MA et SSY), si cela est justifié.

Cas de participation d'un site de stockage au MA et SSYf – horizon SSYf V7.1



Mode réserve : synthèse

- Grands principes partagés en concertation :
  - Application de la **loi de réglage en mode réserve et en modes de transition telle que définie dans le texte des propriétés supplémentaires** de la FCR
  - **Pas d'exigence de réservation de stock supplémentaire** pour le mode réserve mais manière différente d'utiliser le « stock Tmin »
  - **Maintien des dénominations actuelles de la trame de certification** notamment pour les états de SoC
  - Exigence applicable aux **batteries et agrégats de batteries à stock limité**
  - Applicabilité à tous les dossiers de certification reçus **après la date d'entrée en vigueur des règles SSY v7.1**
  - Maintien du **cadre de rémunération nominal**
  - Possibilité de **retrait de certificat** en cas de non respect du mode réserve

- **Exigences supplémentaires proposées par RTE :**
  - Suite à en fonctionnement de longue durée en mode réserve, si le SoC ne permet plus d'assurer ce fonctionnement (saturation ou épuisement total) : un mode réserve dissymétrique, uniquement dans le sens favorable au SoC, sera mis en œuvre le temps de reconstituer un stock permettant le retour en mode réserve nominal (symétrique).
  - Critère de sortie du mode réserve: La condition de sortie du mode réserve est le retour du SOC dans l'intervalle [SoCinf ; SoCsup], et non le retour du SoC supérieur à $SoC_{reserve\ inf}$ ou inférieur à $SoC_{reserve\ sup}$
  - Gestion de la puissance de consigne : La puissance peut être ramenée à 0 si elle est défavorable pour la reconstitution du stock de manière à garantir le fonctionnement continu en mode réserve jusqu'à ce que les conditions de sortie du réserve mode soient réunies dans le cas contraire elle doit être maintenue.

Mode réserve : Evolution de la certification

- **Ajout de 4 simulations** à l'étape 1 : Les simulations doivent être représentatives du comportement en réglage primaire l'Entité de Réserve en exploitation.
  - **Test 3a : Simulation du comportement de l'EDR en réserve mode en cas de fréquence basse :**
    - 3.a.1 : Epuisement : ajout d'un offset de -300 mHz de 8h40 à 9h40 sur la journée du 10/01/2017
    - 3.a.2 : Saturation : ajout d'un offset de +300 mHz de 8h40 à 9h40 sur la journée du 10/01/2017
  - **Test 3b : Simulation du comportement de l'EDR en réserve mode en cas de fréquence haute :**
    - 3.a.1 : Epuisement : ajout d'un offset de -300 mHz de 03h15 à 4h15 sur la journée du 07/04/2017
    - 3.a.2 : Saturation : ajout d'un offset de +300 mHz de 03h15 à 4h15 sur la journée du 07/04/2018

- **Modification de l'essai 1** pour vérifier le mode réserve en conditions réelles :

Essai 1 bis : Cas d'une baisse de fréquence : vérification volume, maintien RP maximale (dépendant des conditions extérieures) , dynamique temporelle et réserve mode

- Injection artificielle au niveau du dispositif assurant le réglage de fréquence d'un profil de fréquence correspondant au profil suivant :
  - Echelon de fréquence Δf = - 200 mHz pendant 5 minutes
  - Puis chronique de fréquence basée sur l'historique (10/10/21) décalée d'un offset de -300 mHz et indiquée en annexe (chronique au pas 10s). Cet offset de -300 mHz est maintenu tant que l'Entité de réserve n'a pas fonctionné a minima pendant 5 min en mode réserve
  - Retrait de l'offset et poursuite de la chronique de fréquence. Maintien de la chronique de fréquence sans offset jusqu'à rebasculer en réglage normal pendant 5 min

- Maintien de l'essai 2 (échelon – 200mHz) comme aujourd'hui pour minimiser le temps d'essai. Vérification du mode réserve sur un seul sens dans le cas d'une baisse de fréquence.

L'implémentation du mode réserve attendu ainsi que les nouvelles exigences associées pour la certification seront décrits plus en détail dans le rapport d'accompagnement de la consultation des règles v7.1.

Autres évolutions/précisions

- **Annexe 15 :**
  - Constante de temps : actuellement il est écrit que « *La constante de temps Tmax est égale à 20s (pour les groupes non soumis aux arrêtés 2003-2008-2020 et ultérieurs, la constante de temps devra se rapprocher de ce critère 20s et dans tous les cas rester inférieure à la dynamique contrôlée en continu de 60 sec des règles SSY f).* ». RTE souhaite préciser que « *Les installations ne respectant pas cette limite de 60s devront avoir fait l'objet d'une dérogation tracée dans un accord de participation selon les conditions exprimées par ces mêmes règles*. »
  - Certification uniquement dissymétrique : la fiche de certification actuelle ne traite pas explicitement le cas d'une entité à certifier uniquement en dissymétrique. RTE souhaite ajouter ce cas dans les conditions particulières. Dans ce cas là seuls les essais 5 à 8 sont à réaliser et pas les essais 1 à 4.

- **Article 14 Contrôle de performances et conséquences :**
  - 14.2.4.2 Défaillance de la télémesure : Il est écrit que « *Le seuil de Notification de Défaillance de Réglage est de 30 heures de défaillance de la télémesure ou de télésignalisation sur une période de 6 Mois. La part de réglage considérée comme indisponible est calculée comme le ratio entre le nombre d'heures de défaillance de la télémesure et de télésignalisation et le nombre d'heures de la période.* » RTE souhaite préciser que la défaillance sur les télémesures est prise en compte uniquement lorsque la réserve est programmée. Cependant l'acteur doit transmettre des télémesures et des télésignalisations valides que l'entité soit programmée ou pas.
  - 14.3. Notification des Défaillances de Réglage Primaire ou Secondaire fréquence / puissance : RTE souhaite préciser que la date du premier échange par email correspond à la date de notification. La date de début de défaillance ne pourra précéder de plus de 60 jours la date de ce premier échange (et non la date de création du formulaire type qui peut être postérieure notamment en cas d'échange technique avec le responsable de réserve).

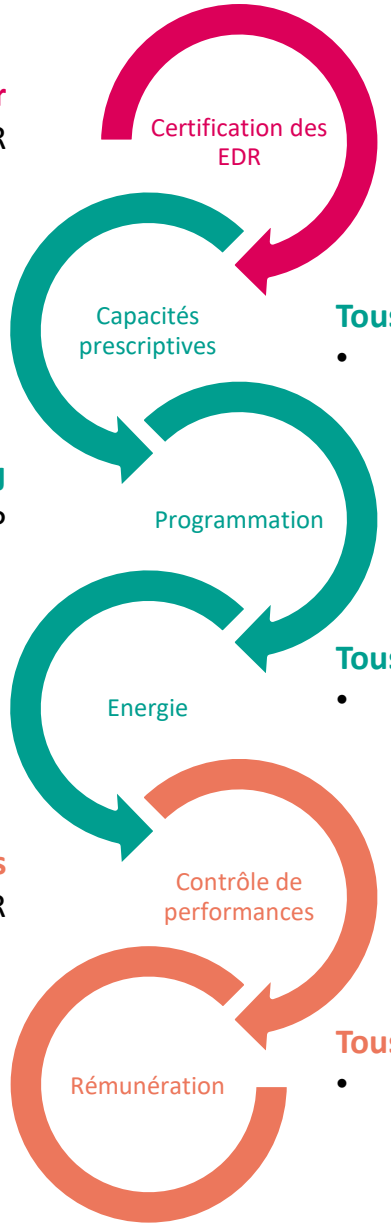
5 Présentation pédagogique du merit order

Les grandes étapes des évolutions à venir sur l'aFRR

Le processus aFRR actuel

A l'initialisation et à chaque mise à jour

- Prérequis pour que l'EDR fasse de l'aFRR



Tous les jours en J-1

- RTE calcule ses besoins en aFRR et les prescrits aux acteurs obligés

Tous les jours en J-1 et en IJ

- Programmation des puissances des EDP

Tous les jours

- RTE envoie le même niveau N à tous les acteurs

Tous les mois

- RTE vérifie les performances de l'EDR

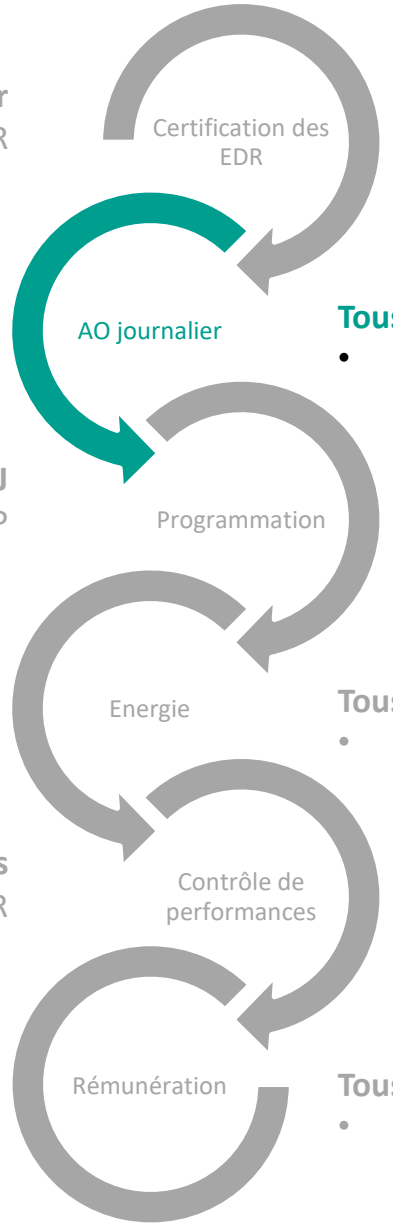
Tous les mois

- Calcul de la rémunération, des indemnités et des abattements

Processus ponctuel
Processus quotidien
Processus mensuel

Le processus aFRR – 1e étape en novembre 2021

A l'initialisation et à chaque mise à jour
- Prérequis pour que l'EDR fasse de l'aFRR



Tous les jours en J-1
- Appel d'offres journalier de capacités

Tous les jours en J-1 et en IJ
- Programmation des puissances des EDP

Tous les jours
- RTE envoie le même niveau N à tous les acteurs

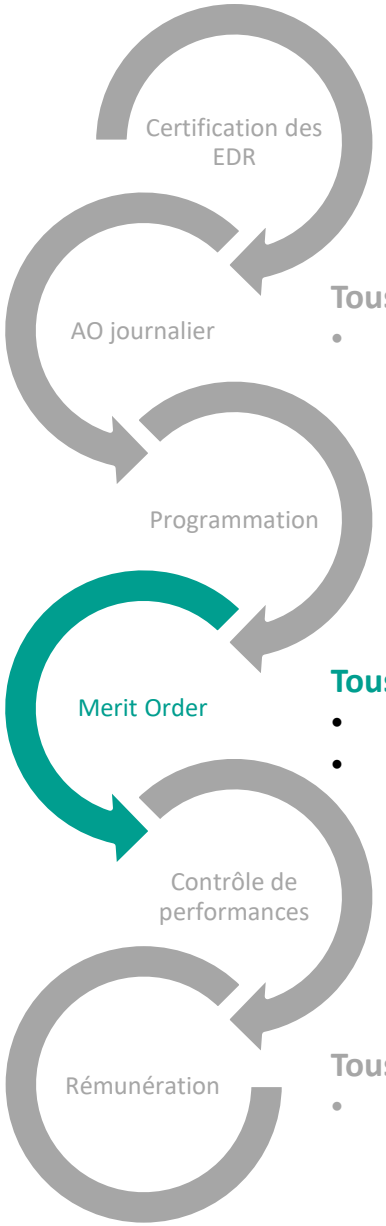
Tous les mois
- RTE vérifie les performances de l'EDR

Tous les mois
- Calcul de la rémunération, des indemnités et des abattements

Processus ponctuel
Processus quotidien
Processus mensuel

Le processus aFRR – 2e étape en 2022

A l'initialisation et à chaque mise à jour
- Prérequis pour que l'EDR fasse de l'aFRR



Tous les jours en J-1
- Appel d'offres journalier de capacités

Tous les jours en J-1 et en IJ
- Programmation des puissances des EDP

Tous les jours en J-1 et en IJ
- Dépôt des offres en énergie
- Envoi d'un niveau différencié aux EDR

Tous les mois
- RTE vérifie les performances de l'EDR

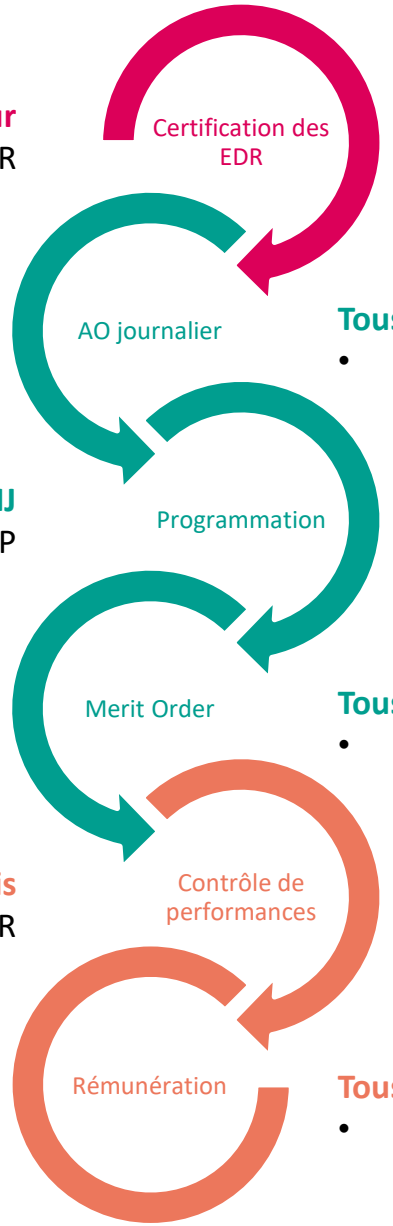
Tous les mois
- Calcul de la rémunération, des indemnités et des abattements

Processus ponctuel
Processus quotidien
Processus mensuel

2 Le processus aFRR : de la certification à la rémunération

Où se situe le merit-order dans le processus aFRR?

A l'initialisation et à chaque mise à jour
- Prérequis pour que l'EDR fasse de l'aFRR



Tous les jours en J-1
- Appel d'offres journalier de capacité

Tous les jours en J-1 et en IJ
- Programmation des puissances des EDP

Tous les jours en J-1 et en IJ
- Dépôt des offres en énergie

Tous les mois
- RTE vérifie les performances de l'EDR

Tous les mois
- Calcul de la rémunération, des indemnités et des abattements

Processus ponctuel
Processus quotidien
Processus mensuel

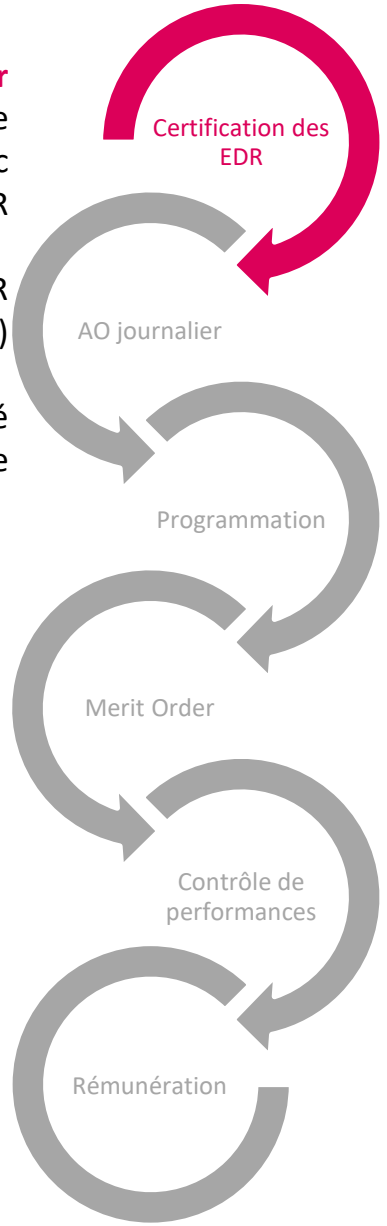
Où se situe le merit-order dans le processus aFRR?

A l'initialisation et à chaque mise à jour

- Prérequis pour que l'EDR fasse de l'aFRR: a pour but de s'assurer que l'acteur est en capacité de faire de l'aFRR avec cette EDR

- A refaire à chaque modification des caractéristiques de l'EDR (FAT, Pmax)

- La capacité certifiée peut être supérieure à la capacité constructive





RR

GIPSE

Exemple

L'EDR 1 a les caractéristiques suivantes :
- *une capacité constructive de 80MW*
- *Est certifiée à 100MW avec une FAT de 300s*

✓

L'EDR 2 a les caractéristiques suivantes :
- *une capacité constructive de 80MW*
- *Est certifiée à 70MW avec une FAT de 300s*

=> la capacité certifiée ne peut être inférieure à 80MW

✗

Processus ponctuel
Processus quotidien
Processus mensuel

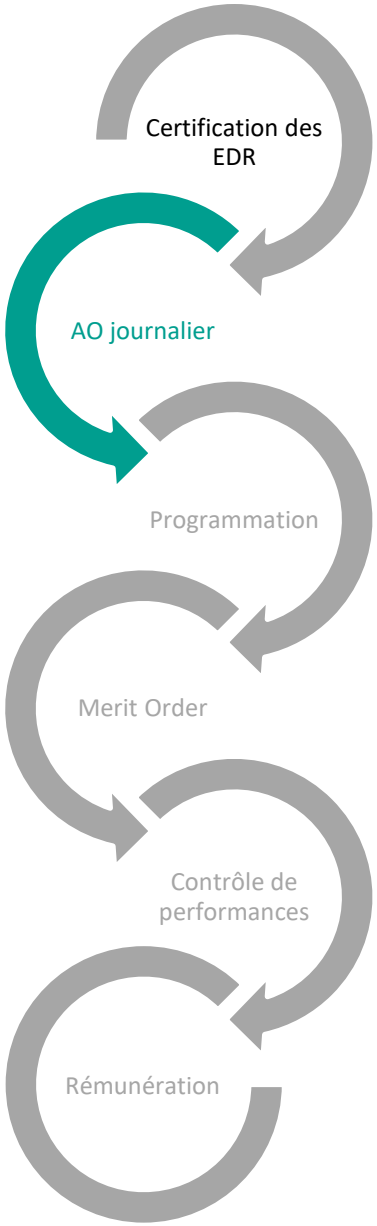
Où se situe le merit-order dans le processus aFRR?

A partir de novembre 2021



RR

RACOON



Tous les jours en J-1

- Les acteurs soumettent des offres en **CAPACITE** en J-1 pour leur participation à l'aFRR
- Clearing tous les jours à 9h
- La capacité proposée ne peut être supérieure à la capacité certifiée totale de l'acteur en réserve secondaire
- Les acteurs obligés doivent mettre à disposition a minima le min(capacités constructives ; besoin de RTE)

Exemple

L'acteur a une seule EDR (EDR1 de l'exemple). Il soumet à l'AOJ

- *Le 02/11 : 90MW* ✓
- *Le 03/11 : 110MW* ✗

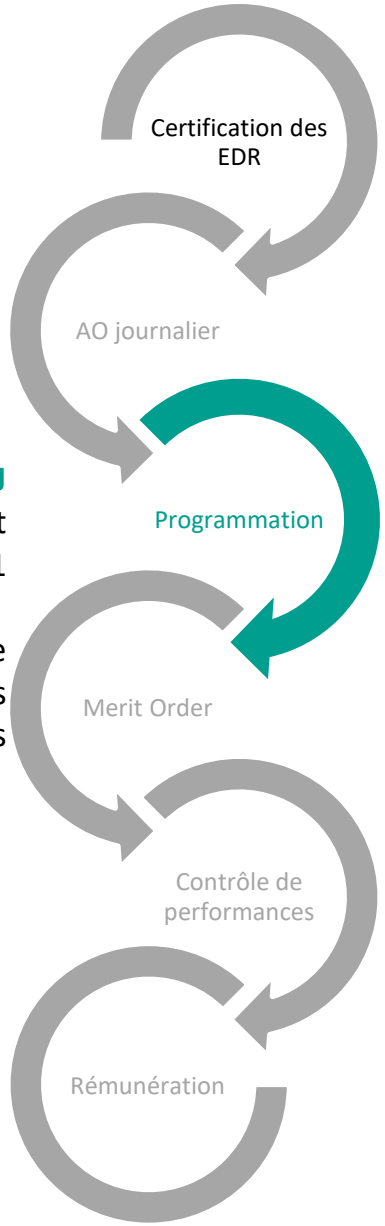
⇒ *Ne peut être supérieur au volume certifié (100MW)*

- *Le 04/11 : 70MW* ✗

=> Ne peut être inférieur à la capacité constructive (80MW)

Processus ponctuel
Processus quotidien
Processus mensuel

Où se situe le merit-order dans le processus aFRR?



Tous les jours en J-1 et en IJ

- Les acteurs soumettent des PA au plus tard en J-1 16h30 et peuvent les redéclarer en IJ jusqu'à H-1
- Les acteurs doivent programmer a minima : la puissance retenue à l'appel d'offres journalier RACOON modulo les NER achetées/vendues



RP

TOPASE

Exemple

Le 02/11, l'EDR 1 a été retenue à l'AOJ à hauteur de 90MW
- *L'acteur programme 100MW* ✓
- *L'acteur programme 80MW* ✗

=> Doit être supérieur ou égal à 90MW

Le 03/11, l'EDR n'a pas été retenue à l'AOJ
- *L'acteur programme 0MW* ✓
- *L'acteur programme 80MW* ✓

Processus ponctuel
Processus quotidien
Processus mensuel

Où se situe le merit-order dans le processus aFRR?

A partir de 2022

Exemple

Le 02/11, l'EDR 1 a été programmée à hauteur de 90MW
- *L'acteur soumet des offres en énergie à 90MW*
- *TOP NIVEAU crée une offre]90MW;100MW]*
- *Le matching est effectué à 90MW*

Le 03/11, l'EDR n'a pas été retenue à l'AOJ et elle est programmée à 80MW.
- *L'acteur soumet une offre en énergie à 100MW*
- *Le matching va être effectué à 80MW*

Le 03/11, l'EDR n'a pas été retenue à l'AOJ et elle est programmée à 0MW.
- *L'acteur ne soumet pas d'offres en énergie*
- *TOP NIVEAU crée une offre à 100MW*
- *Le matching va être effectué à 0MW*

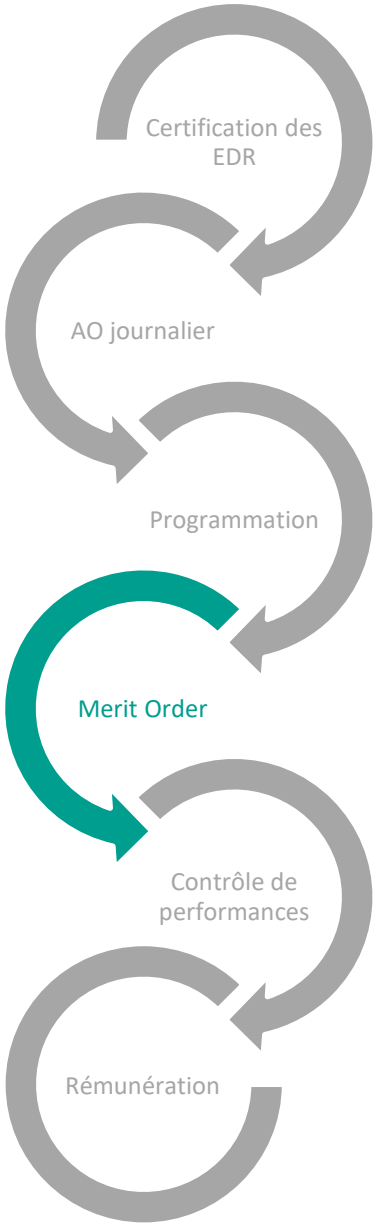


RR

Processus ponctuel
Processus quotidien
Processus mensuel

TOP NIVEAU

BOSS

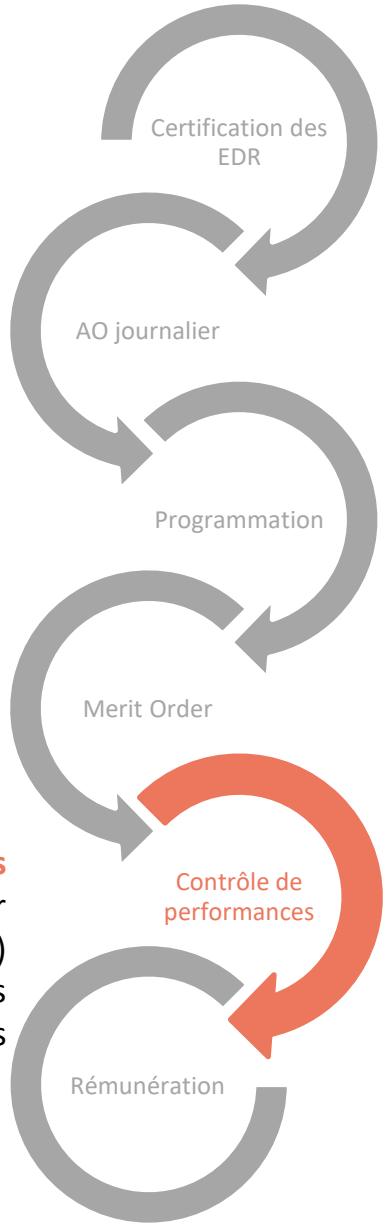


Tous les jours en J-1

- Les acteurs soumettent des **offres en énergie** en J-1 16h30 (possible dès J-7) et peuvent les mettre à jour en IJ jusqu'à 25 min avant le temps réel. Il est possible de déposer jusqu'à 3 offres par EDR et par sens pour une période de validité.
- L'offre en énergie doit être **supérieure ou égale à l'offre en capacité retenue via RACOON, et a minima sur tout le volume certifié**.
- Si l'acteur ne soumet pas d'offres, **TOPNIVEAU créée automatiquement une offre jusqu'au volume certifié de l'EDR**. Si l'acteur ne souhaite pas être activé en aFRR aux conditions des offres créées par RTE :
  - soit il redéclare les offres de l'EDR
  - soit il met le volume souhaité d'aFRR dans le PA des EDP constitutives de l'EDR
- RTE effectue **un matching** entre les offres et le programme pour sélectionner l'offre à retenir. RTE est donc responsable d'adapter le volume offert d'aFRR au volume programmé en temps-réel
- La capacité proposée ne peut être supérieure à la capacité certifiée
- L'acteur peut consulter la valorisation 10 min après la fin de chaque pas 5 min

Où se situe le merit-order dans le processus aFRR?

Processus ponctuel
Processus quotidien
Processus mensuel



Tous les mois

- RTE vérifie les performances de l'EDR afin de s'assurer qu'elle respecte les caractéristiques certifiées (FATs, etc)
- Si le réglage n'est pas conforme à l'attendu, des abattements sont appliqués



RTE

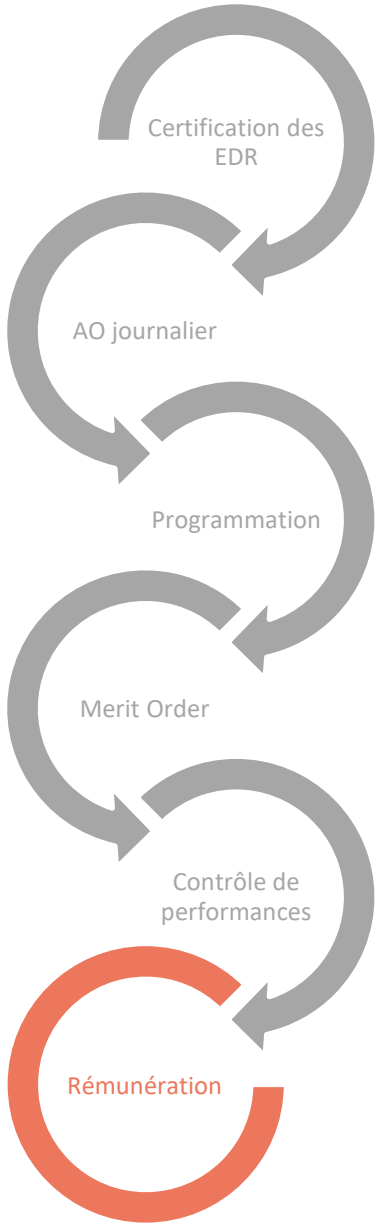
CDP Prod

Où se situe le merit-order dans le processus aFRR?

Exemple

Le 02/11, l'EDR 1 a été retenue à l'AOJ à hauteur de 90MW
- *L'acteur a programmé 100MW* ✓
- *Bilan de réserves au PA OK*

Le 03/11, l'EDR 1 a été retenue à l'AOJ à hauteur de 90MW
- *L'acteur a programmé 80MW* ✗
- *Bilan de réserves au PA KO*



Tous les mois

- RTE calcule les bilans de réserve à la maille acteur sur tous les pas 30 min du mois
- RTE vérifie que l'acteur a bien programmé un volume supérieur ou égal à la capacité pour laquelle il a été retenue sur RACOON modulo les NER achetées/vendues
- Entre M+1 et M+4, RTE calcule la rémunération, les indemnités et les abattements

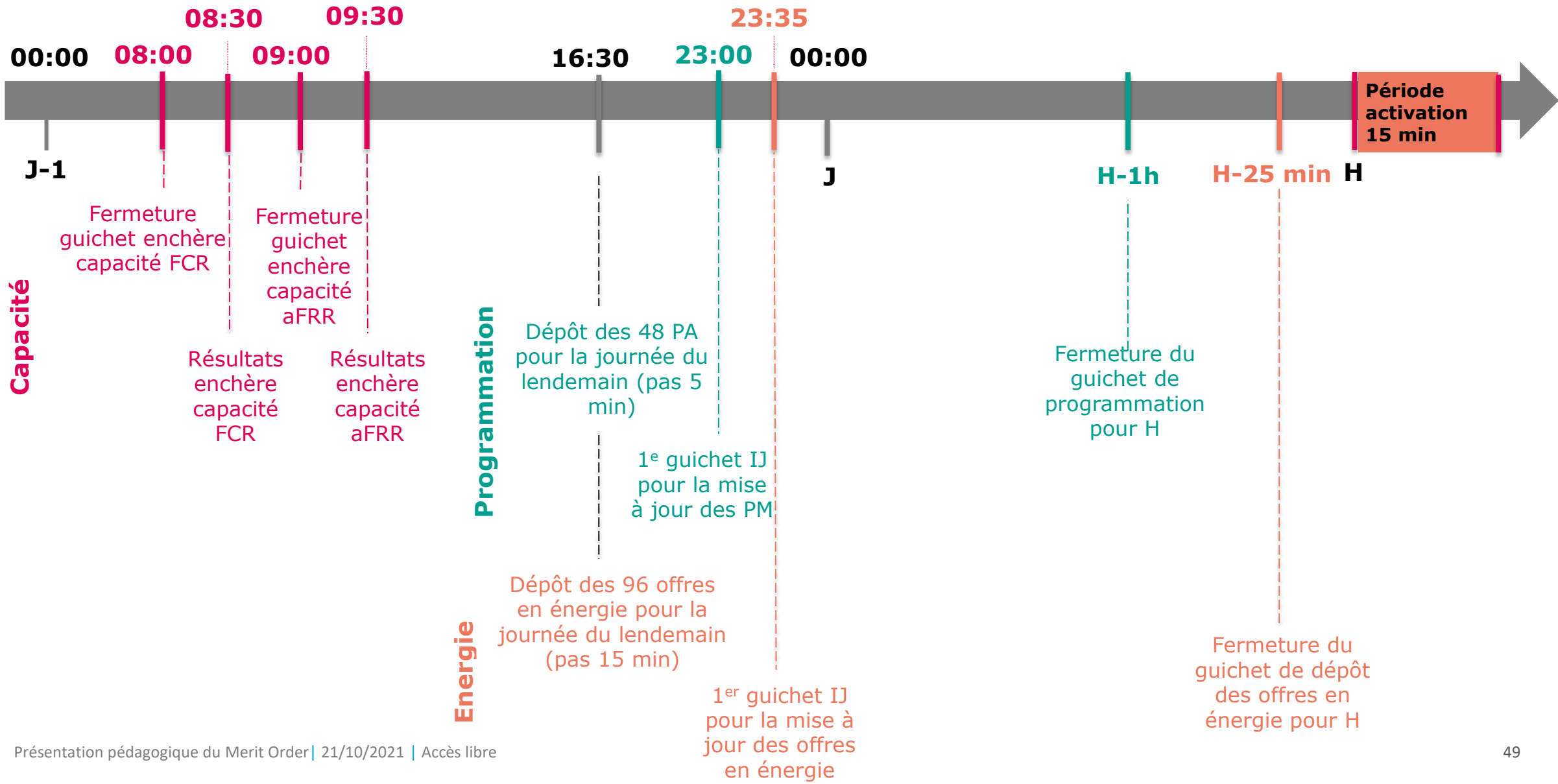
Processus ponctuel
Processus quotidien
Processus mensuel



RTE

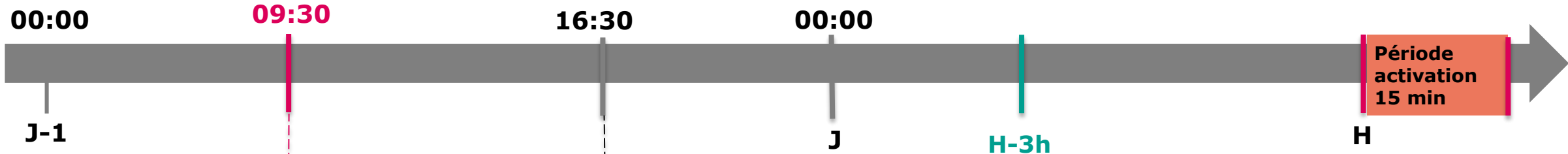
RECIF

Timeline globale du processus aFRR



3 Et si on rajoutait le MA?

Ajustement pour cause reconstitution des SSY



Capacité

L'acteur a été retenu à l'AOJ à hauteur de 90MW

Programmation

L'EDR 1 est programmée à 90MW
PA = 90MW
PM = 90MW

L'acteur est ajusté pour cause reconstitution des SSY
PA = 90MW
PM = 100MW

Energie

Une offre en énergie de 100MW (volume certifié) est déposée pour l'EDR1
Offre matchée à 90MW

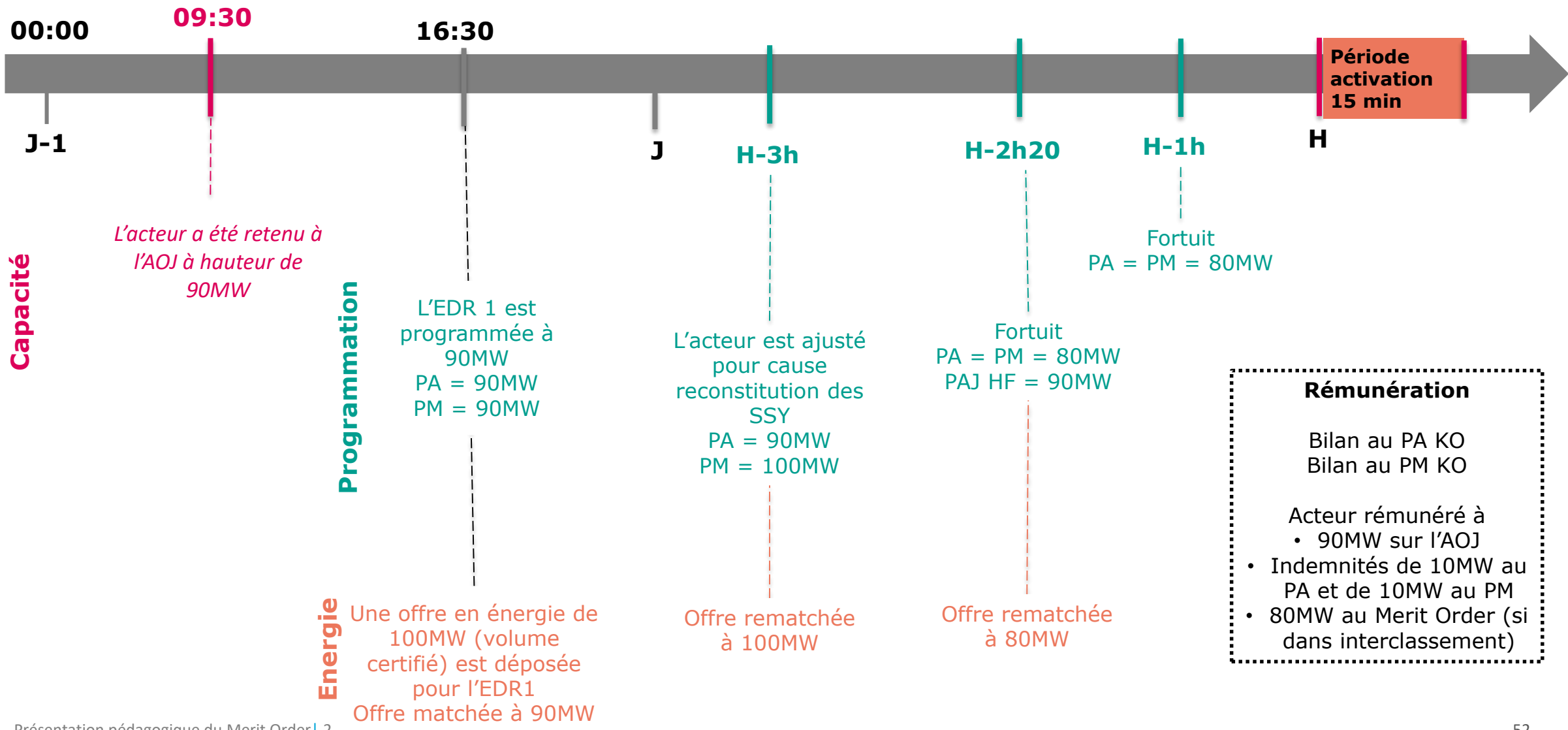
Offre rematchée à 100MW

Rémunération

Bilan au PA OK
Bilan au PM OK

Acteur rémunéré à
- 90MW sur l'AOJ
- 100MW au Merit Order (si dans interclassement)

… suivi d'un fortuit

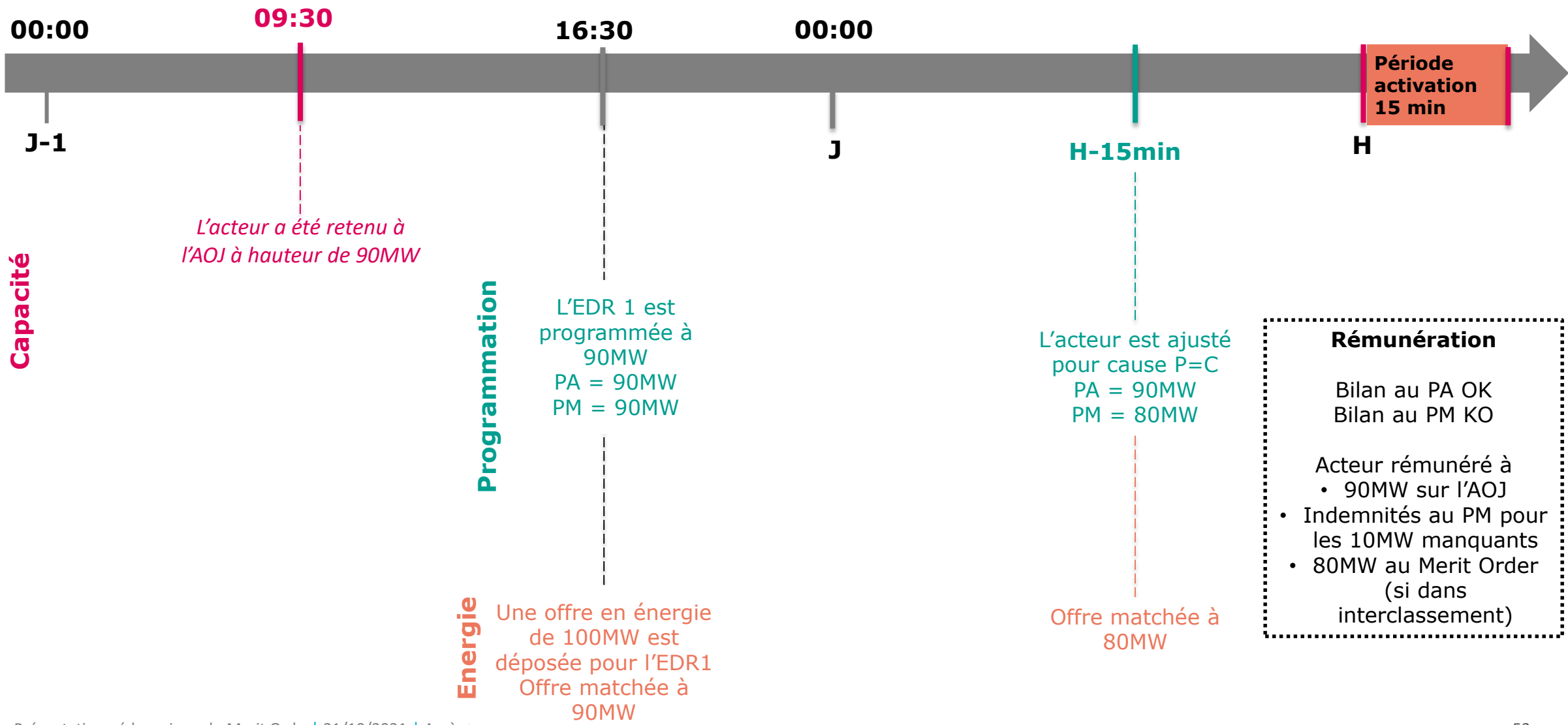


Rémunération

Bilan au PA KO
Bilan au PM KO

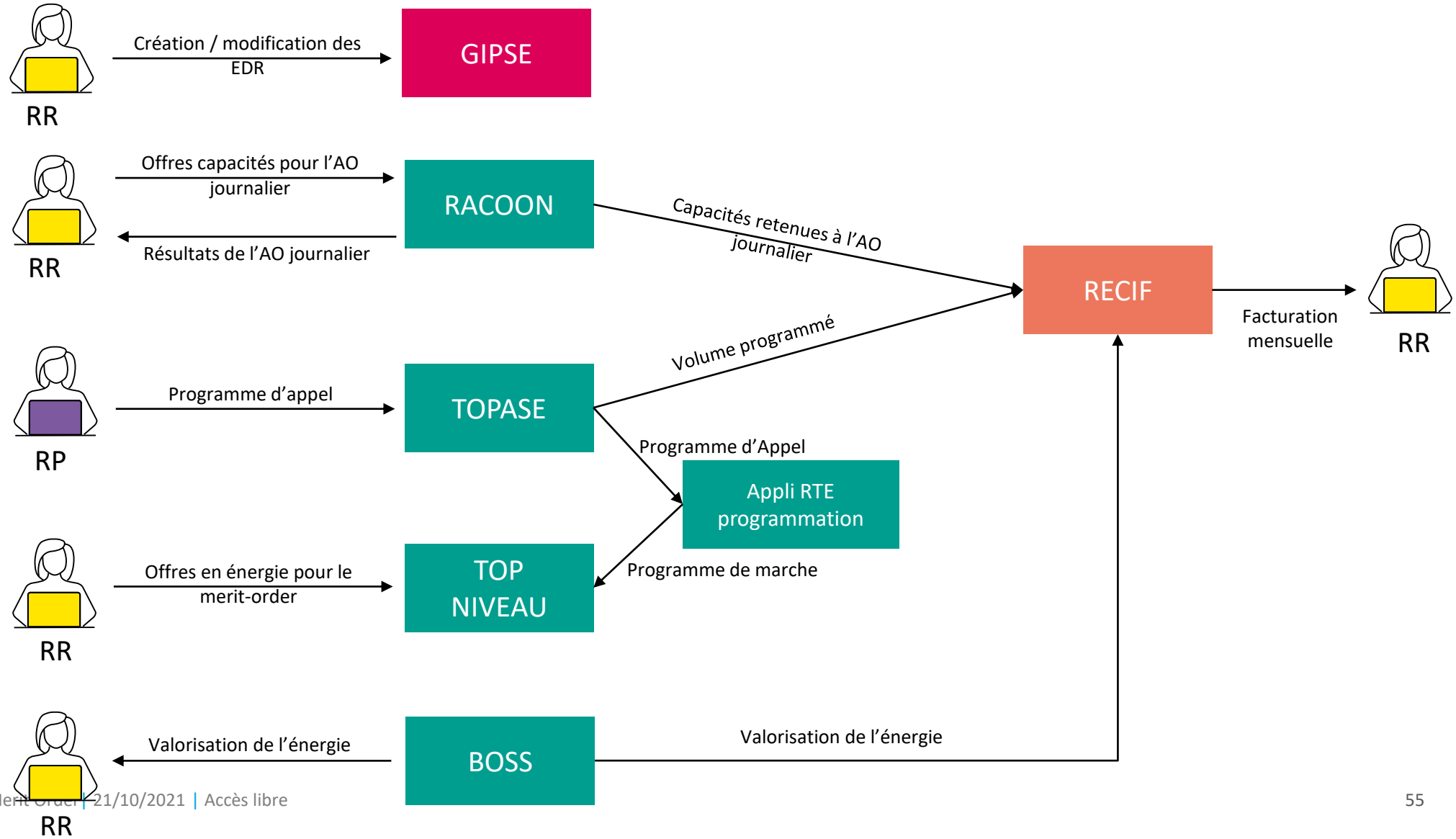
Acteur rémunéré à
- 90MW sur l'AOJ
- Indemnités de 10MW au PA et de 10MW au PM
- 80MW au Merit Order (si dans interclassement)

Ajustement pour cause P=C



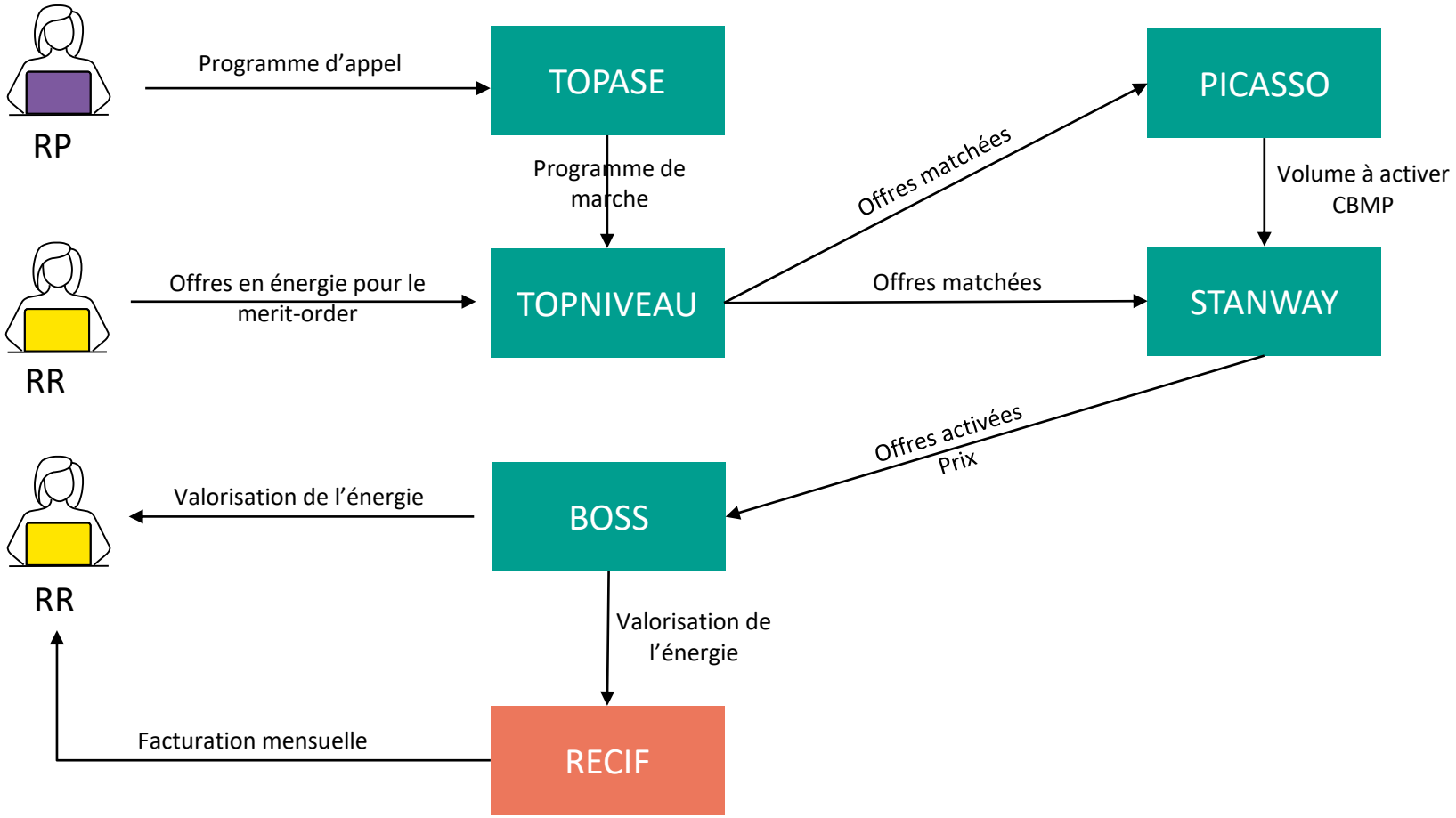
4 Quelles applications pour les acteurs?

Les applications utilisées pour l'aFRR



Processus ponctuel
Processus quotidien
Processus mensuel

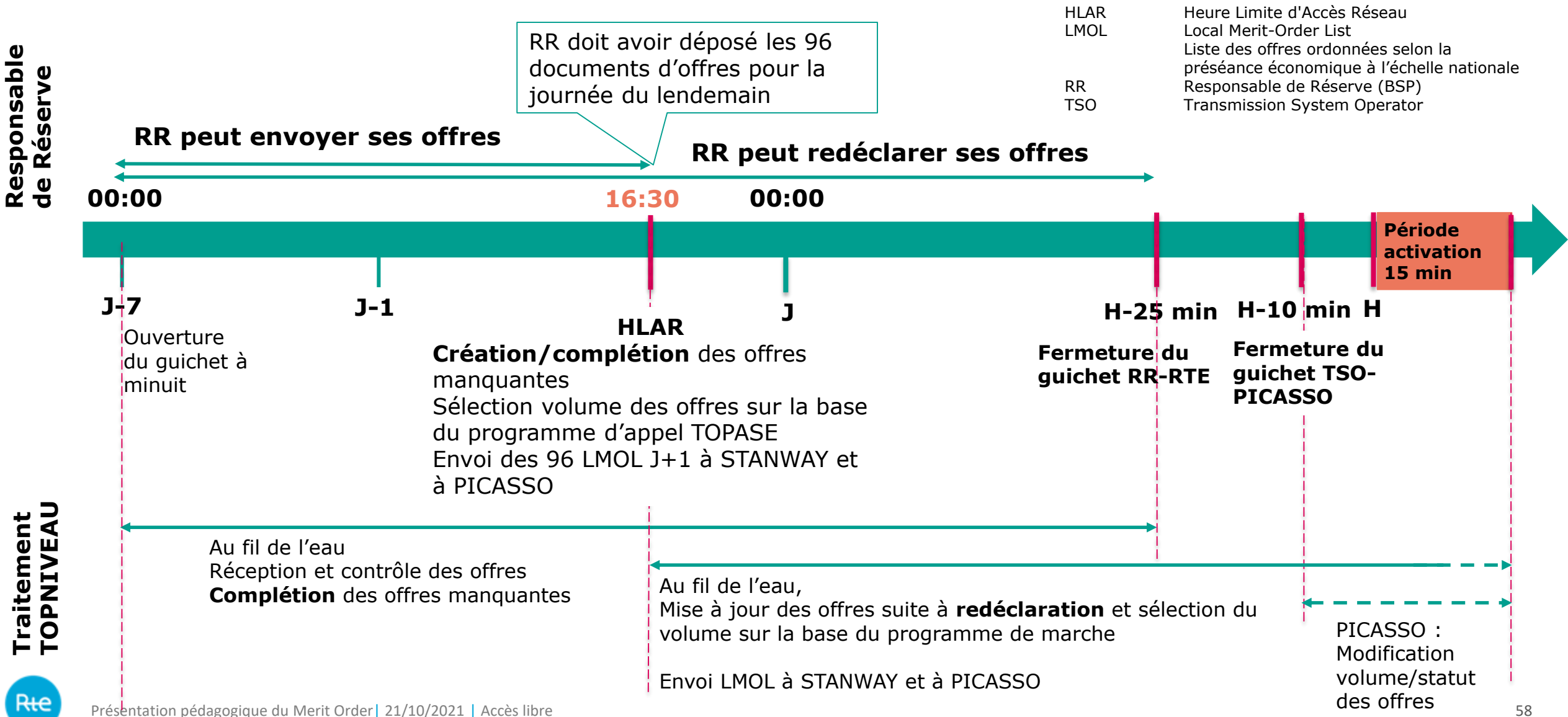
La chaine applicative du Merit Order



Processus ponctuel
Processus quotidien
Processus mensuel

5 Les offres en énergie

Quand dois-je envoyer mes offresd'aFRR en énergie?



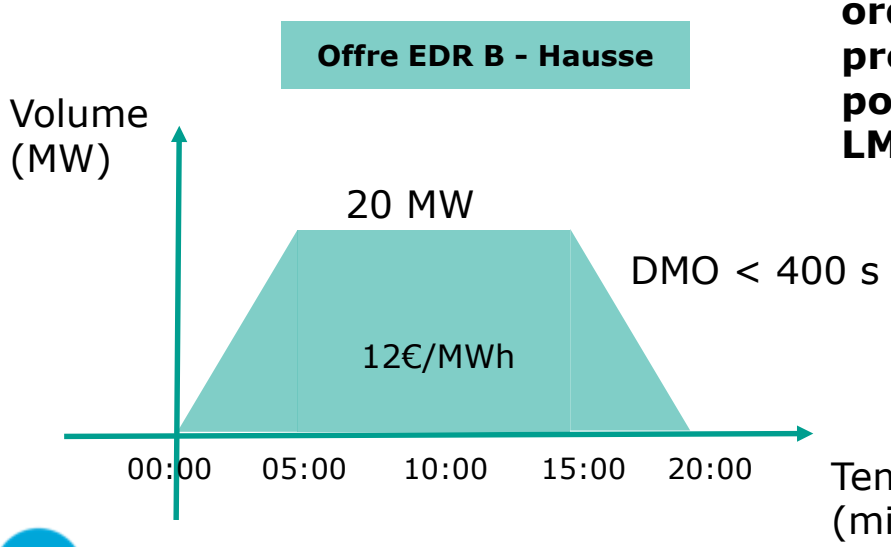
Qu'est-ce qu'une offre d'aFRR ?

Les offres sont un produit standard européen

Période de validité de 15 min

1 offre pour une période de validité et une EDR données =
- Volume (MW)
- Prix (€/MWh)
- Une FAT (secondes)
- Une direction (hausse ou baisse)

Direction de l'offre	Prix positif
Hausse	Paiement de RTE au RR
Baisse	Paiement du RR à RTE



Les offres sont ordonnées selon la préséance économique pour constituer une LMOL

Local Merit-Order List
Hausse

EDR D – 30 MW – **10** €/MWh – 300 s
EDR B – 20 MW – 12 €/MWh – 300 s
EDR A – 15 MW – **16** €/MWh – 400 s
EDR C – 15 MW – **16** €/MWh – 300 s

Etc.

Activation selon les prix croissants

Local Merit-Order List
Baisse

EDR A – 30 MW – **14** €/MWh – 400 s
EDR C – 22 MW – **12** €/MWh – 300 s
EDR D – 19 MW – **10** €/MWh – 300 s
EDR B – 25 MW – 9 €/MWh – 300 s

Etc.

Activation selon les prix décroissants

Le temps d'activation (FAT) et la rampe

FAT : Full Activation Time

Temps d'activation du volume maximal contractualisé de Réserve Secondaire lors de la variation d'un niveau N de 0 à +1 (ou -1)
Se mesure en secondes

Rampe

Vitesse d'activation du volume contractualisé de Réserve Secondaire lors de la variation d'un niveau N
Se mesure en MW/min

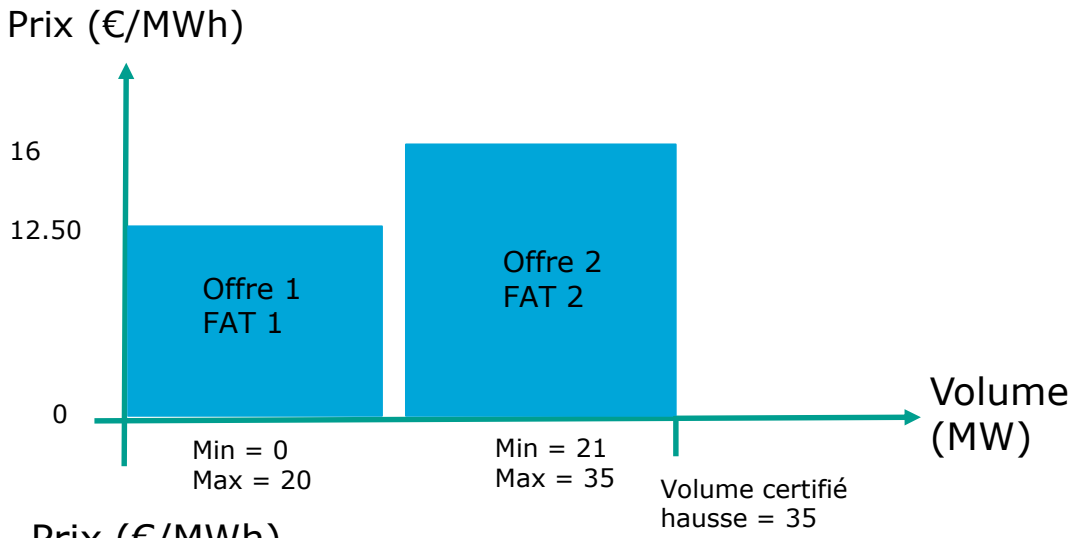
Ex. Une EDR certifiée pour 200 MW FAT 300s a une rampe certifiée de $\frac{200}{300} * 60 = 40 MW/min$

Exemple d'offres pour une EDR

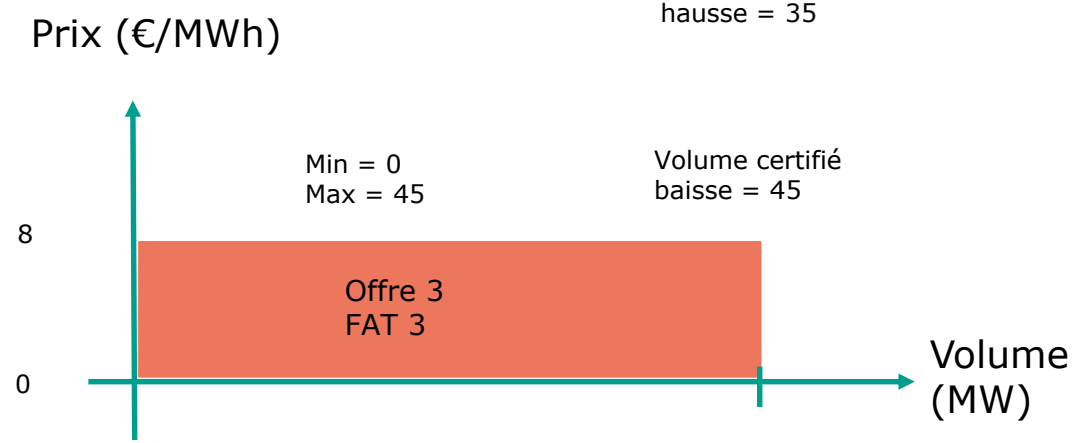
Pour chaque EDR et une période de validité donnée

02/08/2019 18:00 18:15 EDR A

Hausse



Baisse



Temps d'activation FAT certifié

Phase de certification liée à l'outil GIPSE

Temps de l'activation de l'aFRR pour passer de 0 % à +100 % (ou -100 %) du volume certifié

Temps d'activation FAT dans l'offre

Pour l'activation, à partir des FATs déposées dans TOP NIVEAU

Temps de l'activation de l'aFRR pour passer de 0 % à +100 % (ou -100 %) **du volume programmé de l'offre**

Ex. Une EDR certifiée pour 200 MW FAT 300s a une rampe certifiée de $\frac{200}{300} * 60 = 40MW/min$

Un programme d'offre pour 50 MW avec FAT = 300s conduira au passage de 0 à 50 MW en 300 secondes et a une rampe de $\frac{50}{300} * 60 = 10MW/min$

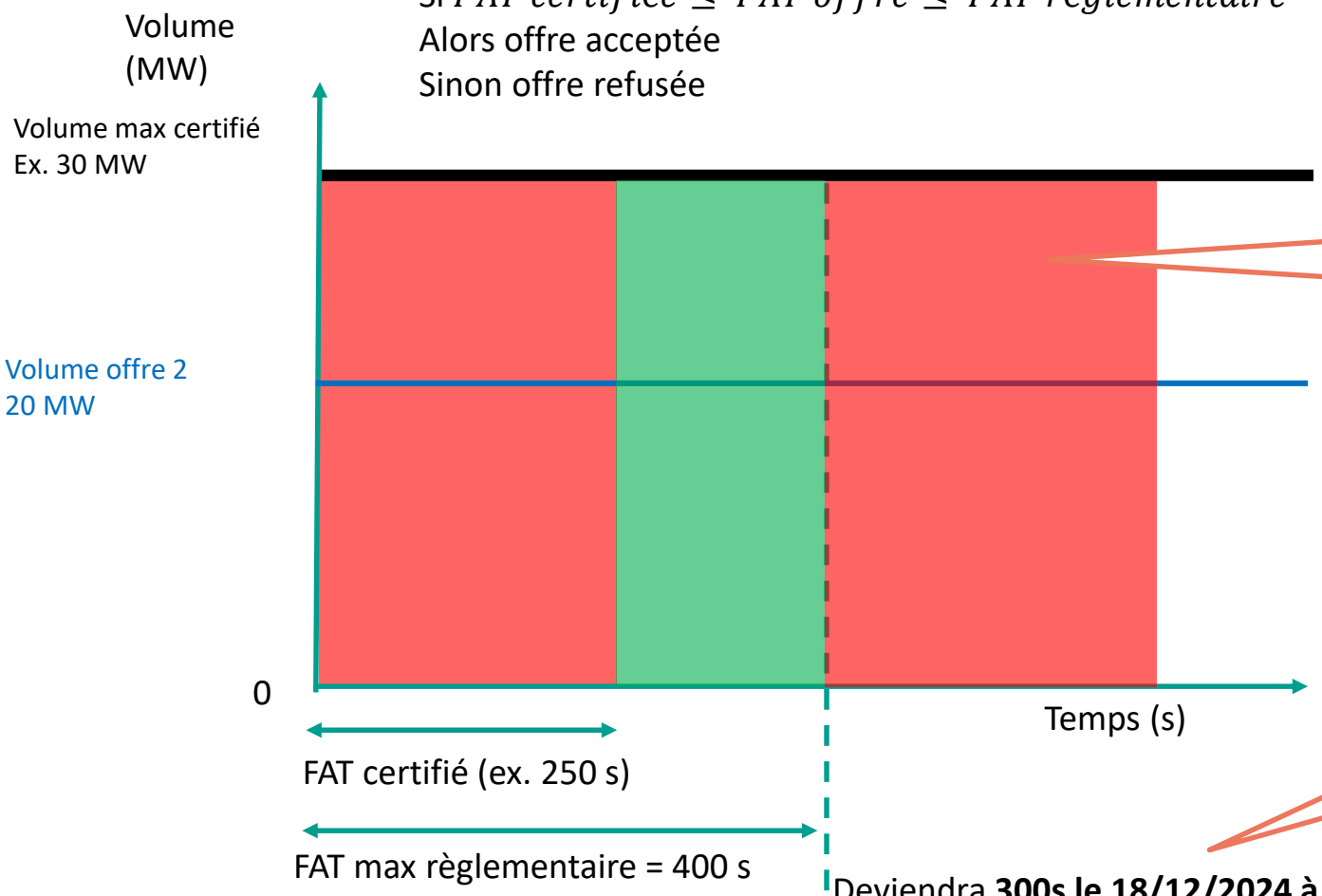
FAT et rampe des offres

Contrôle TOPNIVEAU

Si $FAT\ certifiée \leq\ FAT\ offre \leq\ FAT\ règlementaire$

Alors offre acceptée

Sinon offre refusée



Modification des contrôles sur le temps d'activation : ajout d'une borne min et modification de la borne max

Intégration de la date pivot vis-à-vis du passage à un temps d'activation maximal règlementaire de 400 s

Deviendra **300s le 18/12/2024 à minuit**
(TOPNIVEAU n'acceptera plus 400s le 18/12/2024)

Comment fonctionnent la complétion et création des offres

- **Obligation d'offrir a minima une offre pour chaque EDR, chaque pas de temps et sur la totalité du volume certifié**

  Permet de garantir des volumes suffisants d'offres d'aFRR

- **Des règles différentes dans les cas où des offres existent déjà sur une période de validité et une EDR donnée :**

  complétion : un prix et un temps d'activation sont définis en fonction des autres offres de la période de validité

  création : utilisation d'un prix de « repli » basé sur les prix précédemment déclarés par l'acteur pour l'EDR donnée

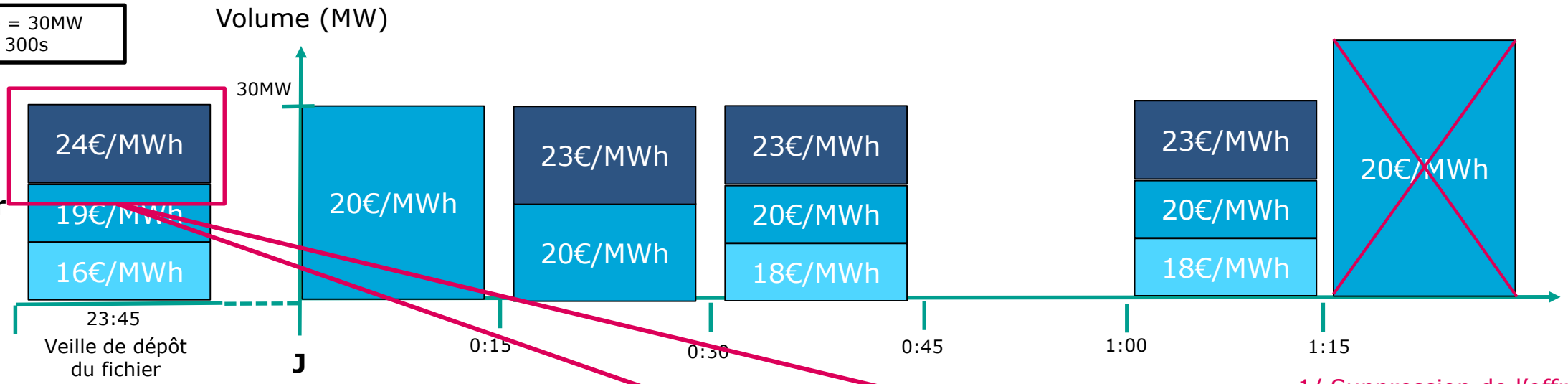
Création d'une offre par RTE

Si pour une EDR et une période de validité données il n'existe pas d'offre, alors une offre est créée

	Hausse	Baisse
Volume minimum	0	0
Volume maximum	Volume certifié hausse	Volume certifié baisse
Prix	Prix de l'offre à la hausse de l'EDR de la période de validité 23h45-minuit de la journée J-1 par rapport à la date de dépôt du fichier	Prix de l'offre à la baisse de l'EDR de la période de validité 23h45-minuit de la journée J-1 par rapport à la date de dépôt du fichier
Temps d'activation	Temps d'activation certifié de l'EDR	Temps d'activation certifié de l'EDR

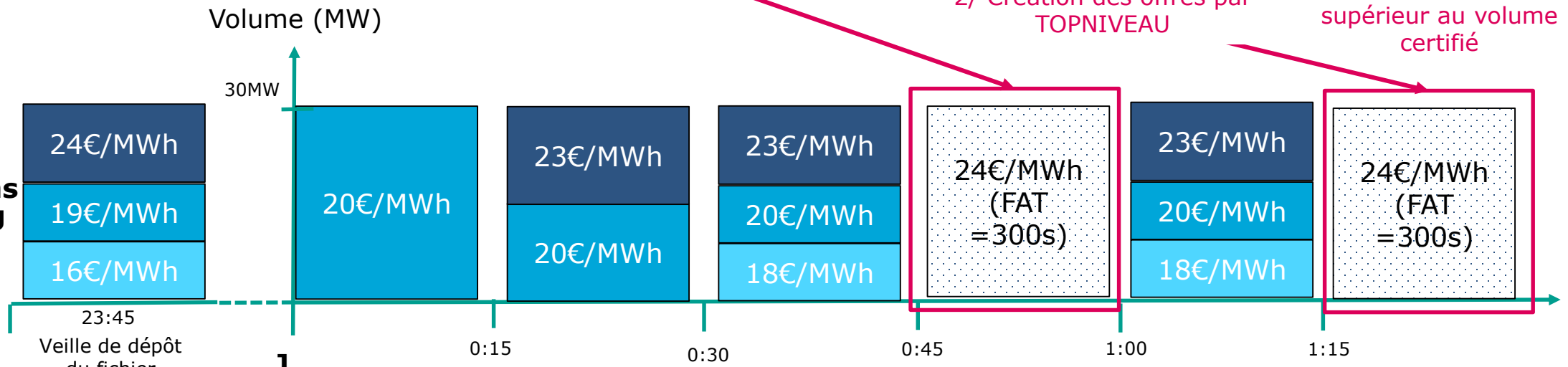
Création d'une offre par RTE – exemple à la hausse

Volume certifié hausse = 30MW
FAT certifiée hausse = 300s



2/ Création des offres par TOPNIVEAU

1/ Suppression de l'offre car le volume est supérieur au volume certifié



Si pas d'offre la veille sur 23h45-minuit, alors prix = 0€

Complétion d'une offre par RTE

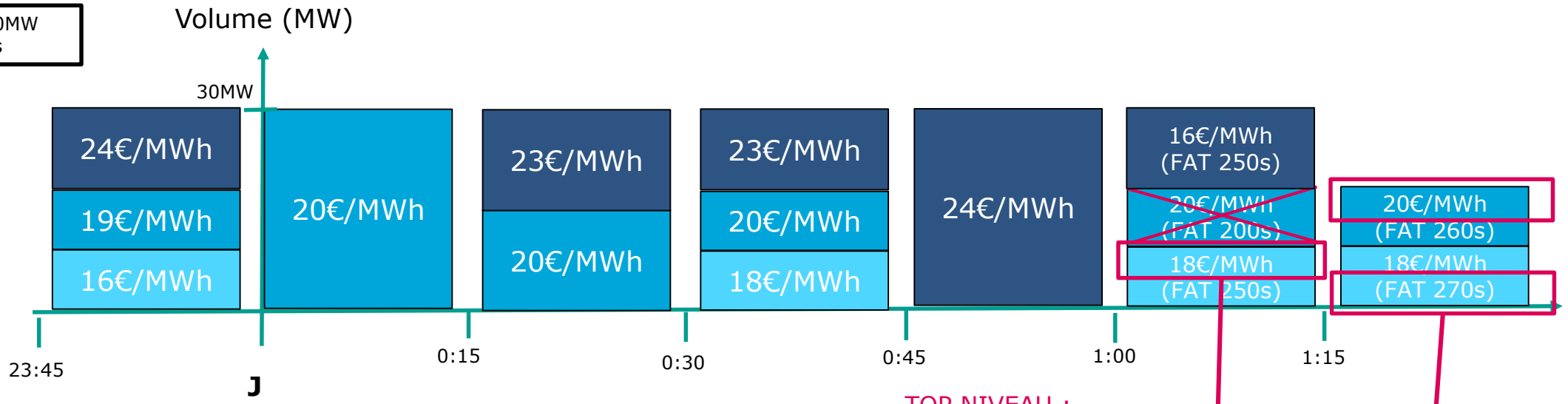
Si les plages de volume ne sont pas continues ou ne couvrent pas le volume certifié , alors RTE complète les plages manquantes en utilisant les caractéristiques suivantes :

	Hausse	Baisse
Volume minimum	Max(0, volume précédent + 1 MW)	Max(0, volume précédent + 1 MW)
Volume maximum	Min(Volume certifié, Volume suivant)	Min(Volume certifié, Volume suivant)
Prix	Max du prix de toutes les offres valides à la hausse pour l'EDR pour la période de validité	Min du prix de toutes les offres valides à la baisse pour l'EDR pour la période de validité
FAT	Max de la FAT de toutes les offres valides à la hausse pour l'EDR pour la période de validité	Max de la FAT de toutes les offres valides à la baisse pour l'EDR pour la période de validité

Complétion d'une offre par RTE – exemple à la hausse

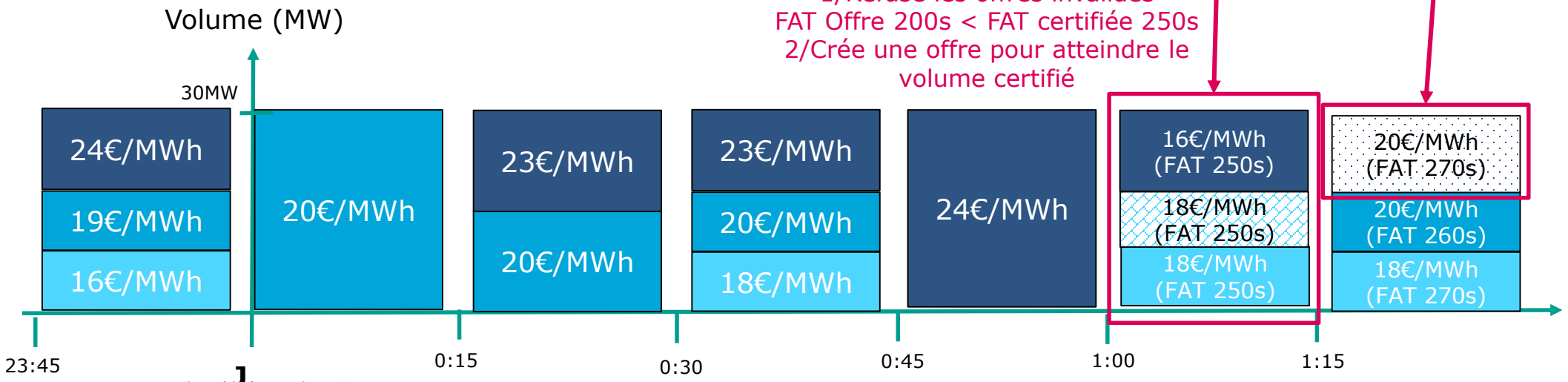
Volume certifié hausse = 30MW
FAT certifiée hausse = 250s

Offres envoyées par l'acteur



TOP NIVEAU :
1/Refuse les offres invalides
FAT Offre 200s < FAT certifiée 250s
2/Crée une offre pour atteindre le volume certifié

Offres retenues dans TOP NIVEAU



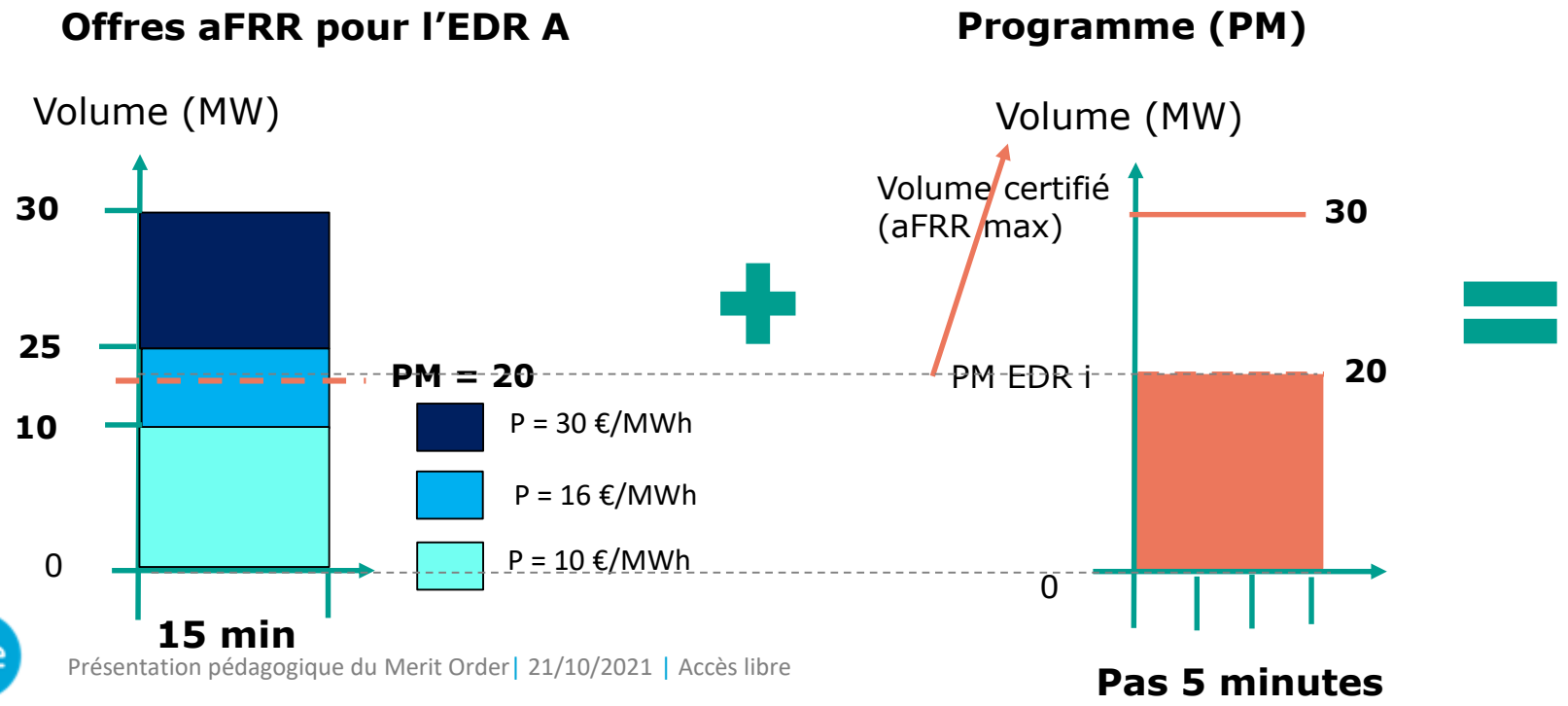
Qu’est-ce que le matching programme/offre?

TOPNIVEAU fait un lien entre :

- les offres déposées par les acteurs : elles définissent le prix (et la FAT) pour un volume activable donné
- le volume programmé : en temps réel TOPNIVEAU sélectionne l’offre en fonction du programme.
  En effet, le PM d’aFRR peut changer à tout moment à cause des ajustements et des fortuits

Principe du « matching » des offres avec le PM

Matching = sélection du volume d’une offre au regard du Programme de Marche



Local Merit-Order List (hausse)

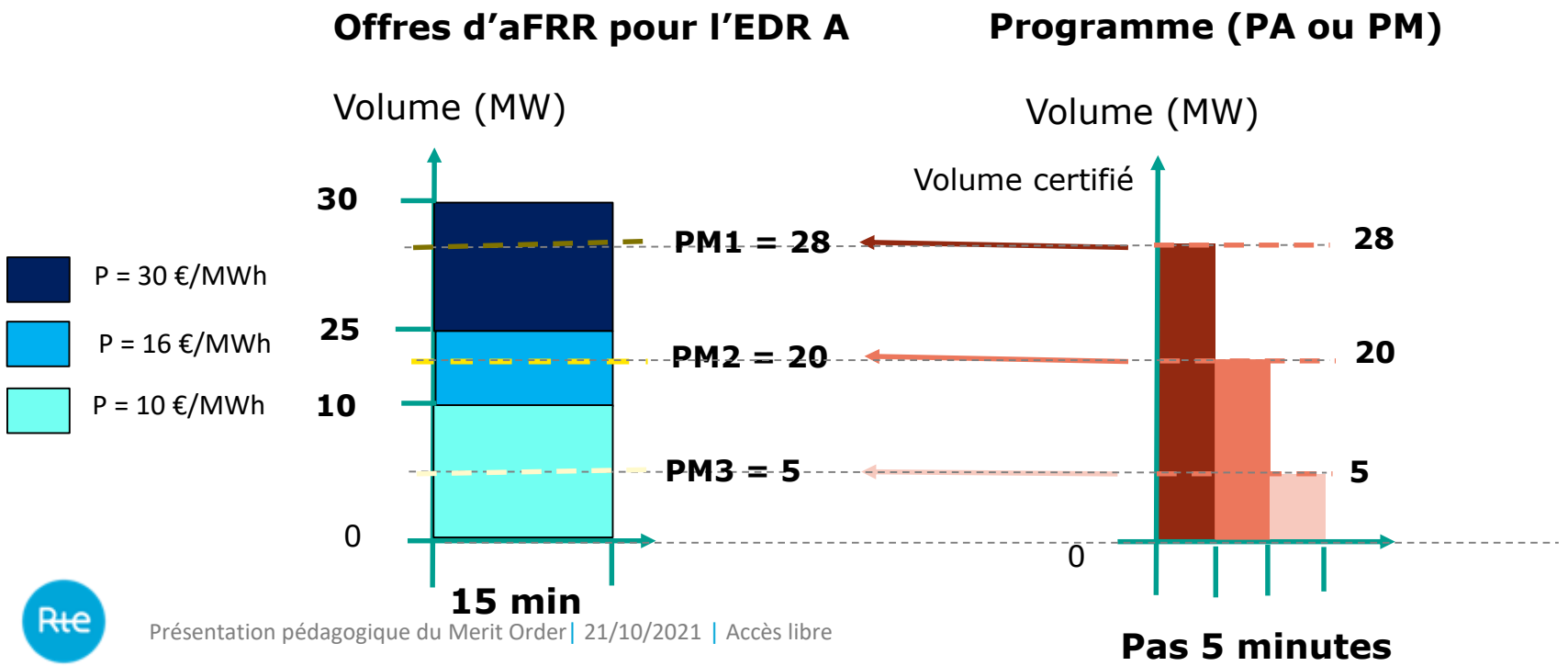
EDR D – 30 MW – 10 €/MWh – 300 s
EDR B – 20 MW – 12 €/MWh – 300 s
EDR A – 20 MW – 16 €/MWh – 400 s
EDR C – 17 MW – 16 €/MWh – 300 s

Etc.

Et si le PM change au cours d'un pas 15 min?

Suite à un ajustement ou à un fortuit, le PM d'aFRR peut changer sur un pas 5 min

- TOPNIVEAU refait le matching à chaque nouveau PM
- Il peut alors y avoir plusieurs offres sélectionnées au cours d'un même pas 15 min



Local Merit-Order List 1

EDR D – 30 MW – 10 €/MWh – 300 s
EDR B – 20 MW – 12 €/MWh – 300 s
EDR C – 17 MW – 16 €/MWh – 300 s
EDR A – 28 MW – 30€/MWh – 400s

Local Merit-Order List 2

EDR D – 30 MW – 10 €/MWh – 300 s
EDR B – 20 MW – 12 €/MWh – 300 s
EDR A – 20 MW – 16 €/MWh – 400 s
EDR C – 17 MW – 16 €/MWh – 300 s

Local Merit-Order List 3

EDR D – 30 MW – 10 €/MWh – 300 s
EDR A – 5 MW – 10€/MWh – 400 s
EDR B – 20 MW – 12 €/MWh – 300 s
EDR C – 17 MW – 16 €/MWh – 300 s

6 La rémunération

Rémunération des offres d'aFRR activées et désactivées

Principe de détermination du prix de paiement :

- Lors de l'activation → payer l'activation au prix marginal (CBMP) et a minima le prix de l'offre activée ;

$$Prix\ Payé = \max(CBMP, Prix\ offre\ Hausse)$$ à la hausse
$$Prix\ Payé = \min(CBMP, Prix\ offre\ Baisse)$$ à la baisse

- Lors de la désactivation, le prix payé aura la même formule excepté que le prix de l'offre Hausse ou Baisse sera le prix de la Période de Validité d'activation.

Ex : Offre à 20€/MWh de 10h à 10h15 et à 50€/MWh de 10h15 à 10h30
L'offre est en préséance économique de 10h à 10h15. Elle est désactivée de 10h15 à 10h20 et le prix payé est 20€/MWh

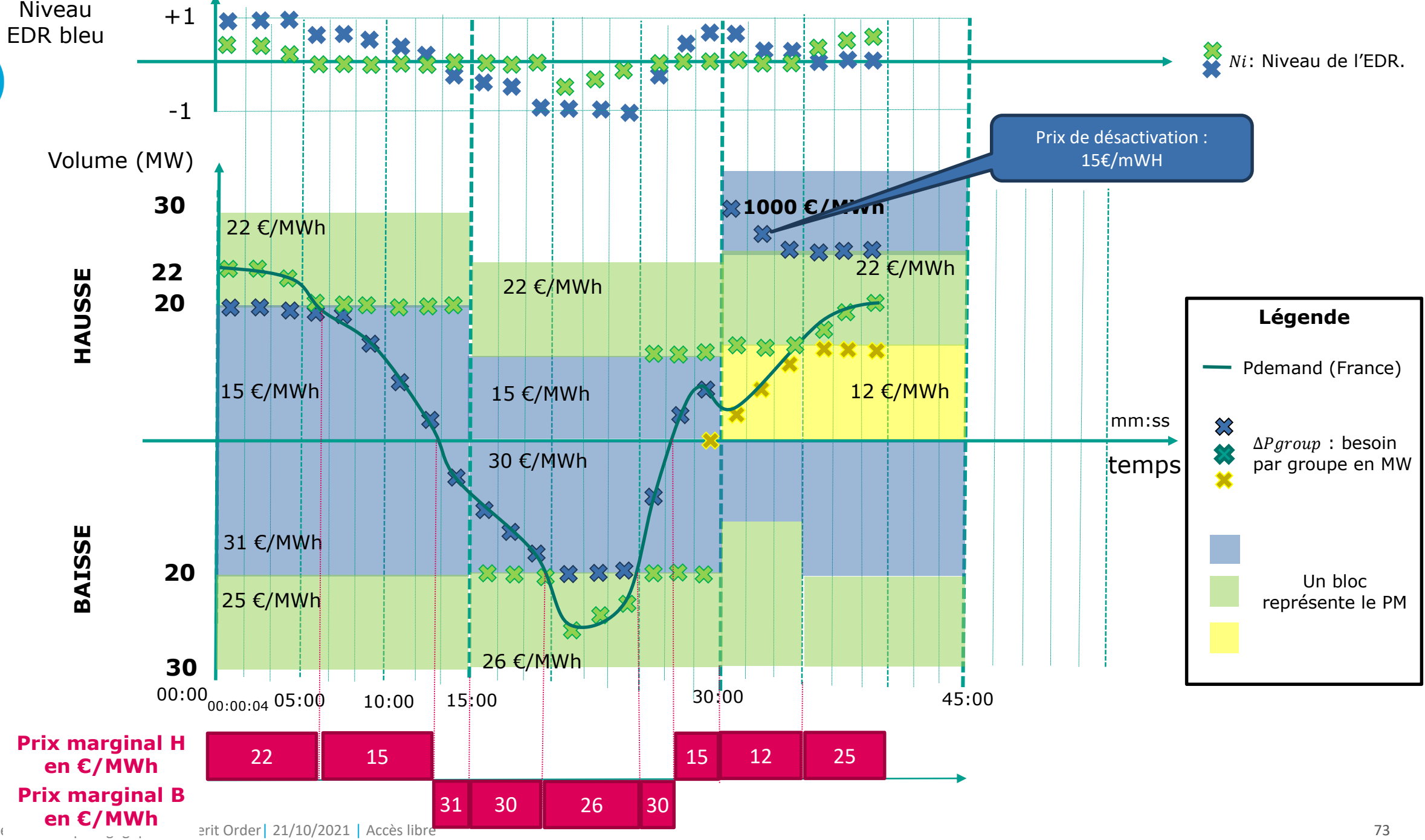
En cas de déconnexion entre RTE et la plateforme Picasso :
Le merit-order France s'applique et le prix marginal devient le LMP renvoyé par STANWAY

Rémunération d'activation et désactivation

L'énergie activée (4s) sera payée à :

$$Ni\ x\ Volume\ Programmé\ (pas\ 5min)\ x\ Prix\ Payé$$

Avec
- *Ni* : Niveau individualisé envoyé à l'EDR
- *Volume programmé* : le volume du Programme de Marche
- *Prix payé* : voir slide précédent


Niveau EDR bleu
+1
-1
Ni: Niveau de l'EDR.
Volume (MW)
Prix de désactivation : 15€/mWH
1000 €/MWh
30
22
20
HAUSSE
22 €/MWh
22 €/MWh
22 €/MWh
15 €/MWh
15 €/MWh
12 €/MWh
30 €/MWh
31 €/MWh
20
25 €/MWh
26 €/MWh
30
BAISSE
mm:ss
temps
00:00
00:00:04
05:00
10:00
15:00
30:00
45:00
Légende
Pdemand (France)
$\Delta Pgroup$: besoin par groupe en MW
Un bloc représente le PM
Prix marginal H en €/MWh
22
15
15
12
25
Prix marginal B en €/MWh
31
30
26
30

Mode dégradé : passage en pro rata

Principe

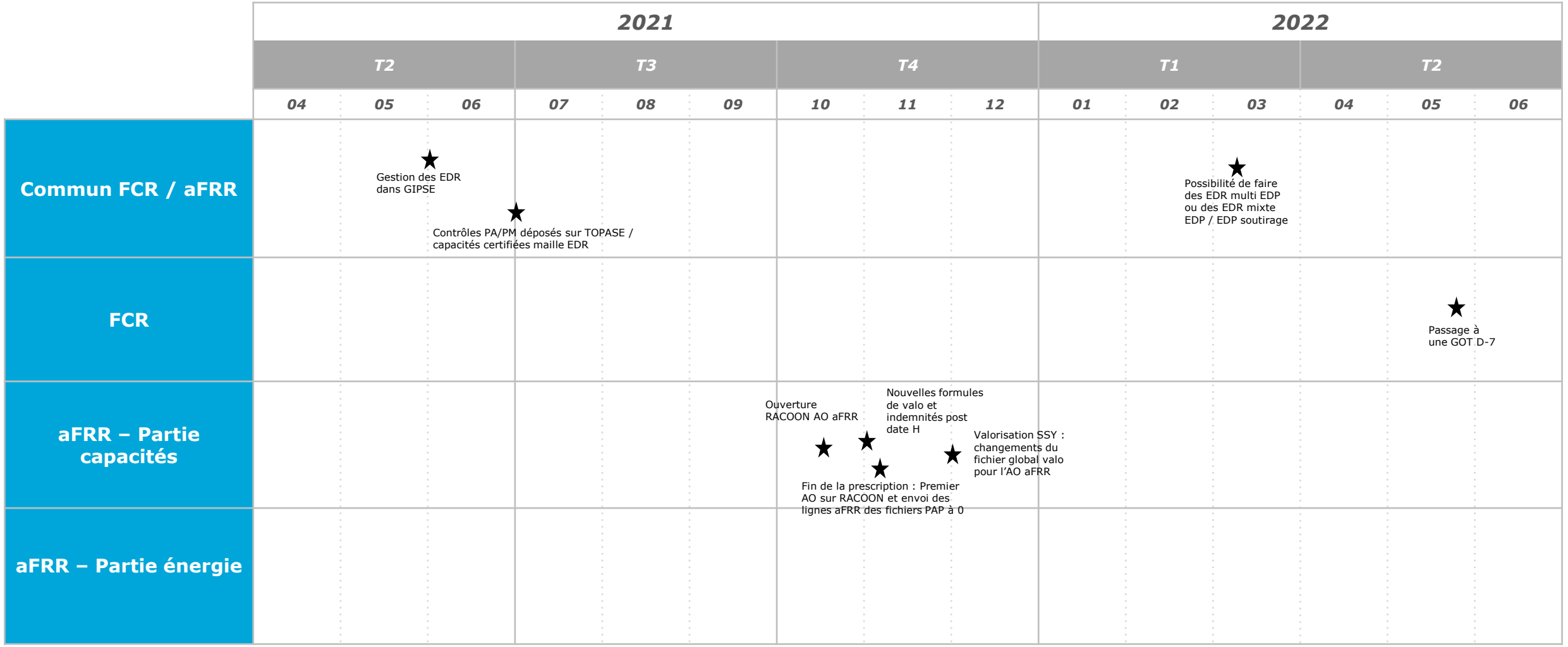
En cas de problème SI important, RTE peut être amené à ne plus pouvoir activer les offres envoyées :

→ **une activation des offres en pro rata est possible en back up.**

Dans cas RTE rémunérera l'énergie d'activation au prix Spot (comme actuellement).

6 Planning des évolutions SI SSYf

Planning prévisionnel des évolutions SI SSYf



7 Prochains GT : Sujets à traiter

Sujets à traiter

- EDR multi EDP/ EDP Soutirage : clarification du fonctionnement (programmation, clés de répartition de l'énergie…)
- Relecture des règles SSYf v7.1
- EDR avec plusieurs modes de fonctionnement
- Traitement de l'hydraulique et impact mécapa
- Retour sur le lancement de l'AO aFRR
- Retour sur la trame stockage / agrégats aFRR

Avez-vous des sujets à proposer ?

Calendrier des GT SSYf

- **Jeudi 21 Octobre 2021 : 14h – 17h**
- **Vendredi 19 Novembre 2021 : 9h30 – 12h30**
- **Jeudi 16 Décembre 2021 : 14h – 17h**

Le réseau
de transport
d'électricité

Merci de votre participation