

11 février 2021

GT - Evolution des règles MA-RE

Ordre du jour

PARTIE A : MA-RE v9.2

1. Calendrier et actualités de la concertation
2. Evolutions prévues pour la v9.2 des règles MA-RE (consultation à venir)

PARTIE B : MA-RE v10 et versions ultérieures

1. Listes des évolutions MA-RE v10 et versions ultérieures
2. Modalités de suppression du coefficient k'
3. Passage à l'ISP15

PARTIE C : Autres sujets et actualités

1. Gestion des périmètres
2. Offres RR-RC à la baisse
3. Tests sur les nouveaux contrôles des programmes en lien avec TAO-TOPASE-GIPSE

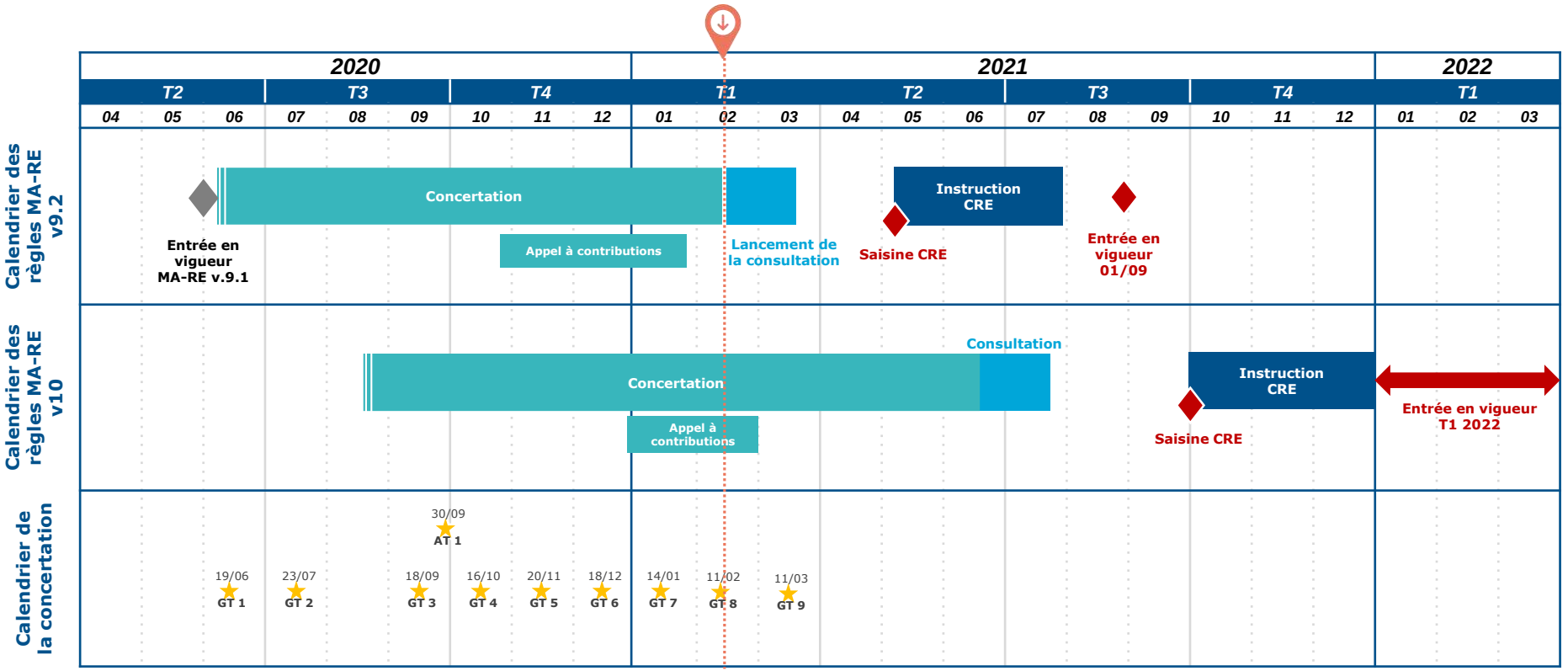


MA-RE v9.2

1

Calendrier et actualités de la concertation

Calendrier des règles MA-RE



Historique de la concertation MA-RE

Passées

GT du 19/06/2020
- Point d'actualités sur les travaux européens
- Présentation de l'analyse du solde du CAE
- Délibération de la CRE portant approbation des règles MA-RE v9.1
- Présentation du calendrier TERRE
- BOB : avancement, tests acteurs et traitement des ordres bloqués
- Périmètre de la concertation pour les versions ultérieures
- Futurs appels à contributions
- Evolution de la gestion des périmètres

GT du 23/07/2020
- Planning TERRE et des tests acteurs
- Cohabitation du spécifique et du standard
- Précisions sur l'algorithme TERRE
- Flexibilités locales activées par un GRD
- Gestion des périmètres: back-up

GT du 18/09/2020
- ISH: détail des évolutions proposées
- Point d'avancement et modalités de participation à TERRE
- Marge/filtrage: nouvelles publications associées et principes de filtrage
- Evolution du service de visualisation des écarts valorisés

GT du 16/10/2020
- Planning TERRE et rappel sur le nouveau modèle de valorisation
- Participation des petites EDA à TERRE
- Appels à contribution à venir
- Présentation du projet Fskar

Appel à contributions – « Système Cible de Reconstitution des Flux »
- Envoyé et publié le 06/11/2020 - Fermeture le 04/12/2020

GT du 20/11/2020
- Dématérialisation des annexes C7, C8, C9
- Planning global nouveau modèle de valorisation et TERRE
- Détails sur les modalités de connexion à BOB
- Préparation du passage à l'ISP15 (Imbalance Settlement Period 15')
- Non dégradation des Services Systèmes dans le cas du stockage

Appel à contributions – « Stockage »
- Envoyé le 11/12/2020– Fermeture le 22/01/2021

MARI Stakeholder Workshop le 18/12/2020

GT du 18/12/2020
- Retours sur le démarrage de TERRE
- Bilan de la RT15
- Impacts du passage de la RT au PRE
- Calendrier et actualités de la concertation
- Harmonisation des conditions générales
- Préparation du passage à l'ISP15 et impact sur le critère de défaillance
- CAE - Suppression du rejeu du coefficient « k »
- Stockage – précisions concernant les modalités de programmation
- Cadre d'activation des flexibilités pour contraintes RPT
- Retours sur l'appel à contributions Fusion écart - réconciliation temporelle

GT du 14/01/2021
- Timing de publication des indicateurs du Mécanisme d'Ajustement
- Gestion des périmètres – support d'offre mixte
- Flexibilités locales activées par les GRD
- Signature électronique

Appels à contributions – « EDA injection RPD » et « modalités cibles de dégradation des Services Système »
- Envoyé le 15/01/2021– Fermeture le 22/02/2021

AT du 08/02/2021
- Nouveau service pour les GRD
- Retour sur la mise en service de la nouvelle publication en S+1 des écarts de RE
- Portail GIPSE pour les GRD

A venir

Consultation des règles MA-RE v9.2
- Février 2021

GT du 11/03/2021
- Lieu : Téléconférence
- Heure : de 14h à 17h



2

Evolutions prévues pour la v9.2 des règles MA-RE

(consultation à venir)

2.1 Evolutions majeures

Evolutions majeures des règles MA-RE v9.2

Sections	*Evolutions*
Section 1	Modalités complémentaires pour l'étape 2 de l'intégration du stockage au MA
	Cadre d'activation des flexibilités pour contraintes RPT
	Rémunération des offres standard de RR bloquées
	Transposition de la règlementation issue de l'article 52(2) du règlement *Electricity Balancing* et relative a la méthodologie pour harmoniser le règlement des écarts
	Fin des rattrapages physiques pour compenser les écarts aux frontières et remplacement par des compensations financières
Section 2	Evolutions apportées au chapitre E visant à introduire le Contrat Unique en Injection

Modalités complémentaires pour l’étape 2 de l’intégration du stockage au MA

Rappel des compléments proposés (étape 2)

Synthèse

- ** **Nouveau**** **:** Mise à jour des **définitions** et « simplification » des règles en remplaçant « Installation de Stockage » par « Site de Stockage »

- Principe de **non dégradation des SSY** dans le cas du stockage « spécifique »

- Modalités complémentaires relatives à a **programmation et au dépôt des offres** dans le cas du stockage

PRINCIPE DE NON-DÉGRADATION DES SSY (ÉTAPE 2)

En préparation de l'appel à contributions à venir sur le stockage, et afin d'avoir la vision complète des possibilités pour le stockage sur le MA, RTE rappelle les dispositions prévues dans les règles V9.2, déjà présentées lors du GT du 19 juin 2020 :

- Principe de non **dégradation des SSY** lorsqu'un ajustement est réalisé **par une installation de stockage :**
  → un ajustement passé sur une EDA constituée d'installations de stockage ne doit pas remettre en cause l'engagement en SSY de l'EDR correspondante

- Ce principe **n'est pas correctement explicité** dans la version V9.1 des règles

- Le paragraphe dans lequel ce principe est décrit ne s'applique qu'aux offres standard or il est bien prévu que **ce principe s'applique, dans un premier temps en étape 2, <u>également aux offres spécifiques explicites pour le stockage.</u>**

➔ RTE ajoutera cette précision pour la version V9.2 des règles MA-RE

Programmation et offres pour le stockage (étape 2)

Rappels– Programmation et Offres explicites

❖ Comme présenté lors des GT précédents, et tel que décrit dans la V9.1 des règles, les grands principes pour l'étape 2 (date S = fin 2021) concernant la programmation pour le stockage sont les suivants :

➢ **Obligation de programmation** (en puissance active) **:**
- Lorsqu'une installation de stockage participe au MA (ie fait partie d'une EDA), elle a l'obligation de rejoindre un périmètre de programmation (EDP).

➢ **Maille de programmation** (similaire aux exigences de programmation existantes) **:**
- programmation à la maille de l'installation de stockage (possiblement composée de plusieurs unités de stockage) ;
- possibilité de dérogation accordée au cas par cas à la demande motivée par l'acteur.

➢ **Formulation d'offres explicites sur le MA :**
- seules les offres standard et/ou spécifiques explicites sont acceptées dans le cadre du stockage (notamment pour des problématiques de gestion de stock);
- Une offre déposée est réputée réalisable (responsabilité de l'acteur d'ajustement).

Programmation pour le stockage (étape 2)

Précisions - Modélisation du stockage pour RTE

❖ Afin de pouvoir sécuriser au mieux la date S, et la possibilité pour les acteurs de déposer des offres sur le mécanisme d'ajustement, pleinement valorisées (jalon étape 2), RTE modélisera le stockage de la façon suivante :

- **Une EDP** contenant les installations de stockage et **une EDA** (RPT ou RPD) injection contenant les installations de stockage mono EDP

  - **L'EDA** sera traitée comme les EDA injection RPD actuelles proposant des offres explicites et portera:
    - **L'offre d'ajustement** (standard et/ou spécifique explicite)
    - Le **programme de marche**

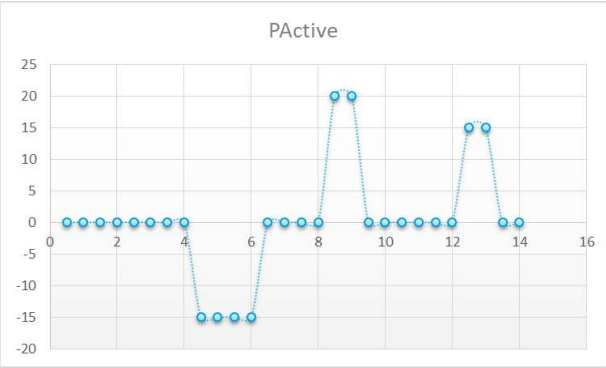
  - **L'EDP** sera« non ajustable » via une offre spécifique implicite et portera :
    - Le **programme d'appel uniquement**

➔D'un point de vue RTE et des acteurs , l'EDA et l'EDP auront des noms proches, mais différents. Leur utilisation sera bien différenciée.

Programmation pour le stockage (étape 2)

Rappels - Modalités d'envoi du programme d'appel

- Le programme d'appel doit être envoyé à la **maille de l'EDP** par le **responsable de programmation** :
  - Dans le cas d'**EDP constituées d'installations de stockage**, le responsable de programmation n'envoie **qu'un seul programme** incluant l'injection et le soutirage.
  - Ce programme d'appel est constitué d'un quintuplet, incluant la **puissance active** (valeurs **positives ou négatives**) et la participation aux services système à la hausse et à la baisse (valeurs positives).



HE	0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5	5.5	6	6.5	7	7.5	8	8.5	9	9.5	10	10.5	11	11.5	12	12.5	13	14	14
PA	0	0	0	0	0	0	0	0	-15	-15	-15	-15	0	0	0	0	20	20	0	0	0	0	0	0	15	15	0	0
RPh	15	15	15	15	15	15	15	15	5	5	5	5	5	5	5	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
RPb	15	15	15	15	15	15	15	15	5	5	5	5	5	5	5	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
RSh							0	0	0	0	0	0																
RSb							0	0	0	0	0	0																

Programmation pour le stockage (étape 2)

Evolutions - Modalités d'envoi du Programme de marche

- Dans le cas du stockage, un programme de marche **n'est pas attendu sur l'EDP** (pas d'ajustement au niveau de l'EDP)

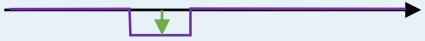
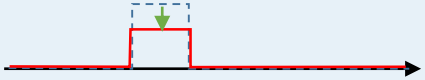
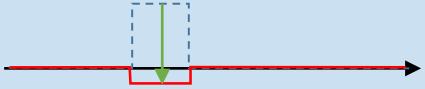
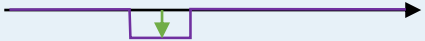
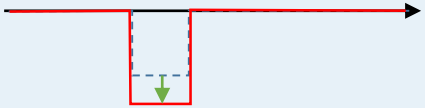
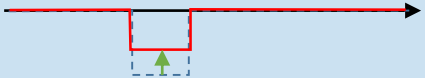
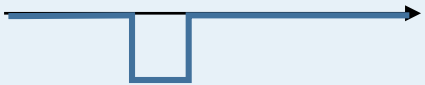
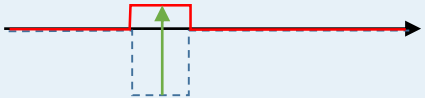
- Un **programme de marche est attendu en « relatif ou delta » sur l'EDA,** c'est-à-dire que la puissance active ne comprend que la « variation de puissance explicite liée à l'ajustement». Ce principe de renvoi du programme de marche est le même que pour les EDA « non constituées d'EDP » actuelles.

- Si le **PM n'est pas reçu par l'acteur, il sera tracé par RTE** suivant les mêmes modalités que pour les EDA « non constituées d'EDP » actuelles(« rectangle » basé sur la valeur de l'ajustement attendu)

➔ Le **programme de marche** est attendu à la **maille de l'EDA uniquement et en « delta »**

Programmation pour le stockage (étape 2)

Illustrations

PA (sur l'EDP)		Aju	PM (« delta », sur l'EDA)		Résultante (indicatif)	
+ 50		Hausse	+50		Inj. 100	
+ 100		Baisse	-50		Inj. 50	
+ 100		Baisse	-150		Inj. -50	
-50		Baisse	-50		Sout. -100	
-100		Hausse	+50		Sout. -50	
-100		Hausse	+150		Inj. +50	

Programmation pour le stockage (étape 2)

Propositions - Offres sur le MA et gestion des marges

- **Installations de stockage et gestion du stock :**
  - comme proposé en V9.1, la gestion du stock des installations de stockage est de la responsabilité de l'acteur.
  - Cela ce traduit notamment par le fait que toute offre d'ajustement proposée sur une EDA est réputée faisable (engageante pour l'acteur).
  - Il sera possible pour les acteurs de redéclarer les programmes liés aux installations de stockage aux guichets de programmation.

- **Lien avec la gestion des marges :**
  - Pour permettre à RTE la meilleure visibilité possible des capacités, lorsqu'un acteur n'a pas une connaissance suffisante de la disponibilité de son EDA (notamment sur des instants lointains = hors fenêtre opérationnelle) car cela dépend de son état de charge/programme d'ici là, RTE propose que l'acteur ne fasse qu'une offre sur la fenêtre opérationnelle.

➔ **Cela équivaut pour l'acteur à redéposer une offre à chaque guichet, en indiquant :**
- Une **Pmax ≠ 0** pour les pas de temps pendant il n'est pas possible/prévu de tenir en bande (sans recharge intermédiaire)
- Une **Pmax = 0 au-delà**

Cadre d’activation des flexibilités pour contraintes RPT

La participation des flexibilités à la résolution des congestions réseau

1 Les flexibilités peuvent **réduire les contraintes « résiduelles »** qui subsistent une fois réalisés les renforcements réseau justifiés économiquement.

- **Participation** des flexibilités **sans engagement de disponibilité**
- Nécessite d'informer les acteurs de marché sur la **localisation** et les **caractéristiques** des contraintes
  - A ce jour, les contraintes résiduelles sont publiées pour la région **Hauts de France**
  - Les publications seront **progressivement étendues à l'ensemble du territoire** au fur et à mesure des révisions des S3RENR

➔ **Travaux d'intégration des nouvelles flexibilités (dont stockage) dans le MA**

➔ **Démarche de publication des contraintes résiduelles**



https://www.contraintes-reseau-s3renr-rte.com/

La participation des flexibilités à la résolution des congestions réseau

2 Les flexibilités peuvent **éviter ou reporter des investissements**, en proposant une solution alternative à un coût inférieur.

- Nécessite un **cadre contractuel complémentaire au MA pour encadrer la réservation du service de flexibilité**
- Nécessite d'intégrer les caractéristiques technico économique des flexibilités dans les **méthodes de dimensionnement** du réseau

→ **Feuille de route pour l'intégration des flexibilités dans le dimensionnement réseau présentée en GT stockage**

→ **Lancement d'un recensement d'intérêt sur quelques zones qui débouchera sur le lancement d'appel d'offres expérimentaux l'année prochaine**

Un cadre d'activation adossé sur le mécanisme d'ajustement

1. Pour le cas du traitement des contraintes résiduelles (sans réservation de service préalable)

2. Pour les AO flexibilités (avec réservation de capacité préalable)

/!\ A noter : Les modalités d'activation pourront ne pas être strictement identiques entre les 2 cas d'usages présentés

Que signifie avoir un cadre d'activation adossé sur le MA ?

Le mécanisme d'ajustement permet déjà d'activer des offres pour motif « congestion réseau »

Rappel : il existe plusieurs motifs d'activation sur le mécanisme d'ajustement

- RTE a ainsi la possibilité d'activer des offres déposées sur le mécanisme d'ajustement pour traiter des problèmes locaux de congestion réseau
- Lorsqu'un acteur dépose une offre, elle peut-être utilisée pour n'importe quel motif d'activation
- En pratique, il s'agit aujourd'hui d'offres d'ajustement d'EDA composées d'un seul site car par définition, le traitement des congestions est local et nécessite l'activation d'un site bien identifié
  - ✓ **Les règles MA-RE ne permettent pas aujourd'hui d'activer un sous-ensemble d'EDA**
- **Depuis 2018, il existe cependant un cadre expérimental dans les règles permettant certaines dérogations aux principes énoncés ci-dessus**
  - ✓ C'est le cadre qui avait été initialement envisagé comme vecteur d'indemnisation des limitations ENR par automate

Cadre dérogatoire du MA pour le traitement des limitations

❖ **Il s'agit initialement d'un cadre d'indemnisation prévu pour indemniser les producteurs après une limitation de production (notamment par automate)**

Eligibilité

- **Production HTB, production HTA, consommateurs HTB**

Dérogations par rapport aux règles « classiques »

- **Puissance minimale d'activation** : < 10 MW possible
- **Dispositif d'activation :** autre que le vecteur « classique » (outil TAO) pour le cas automate → activation automatique via l'automate
- **Soumission des offres** : soumission d'une « offre congestion réseau » **permanente** à la maille d'un site **non utilisable pour l'équilibre offre demande**
- **Prix de l'offre :** peut être **prédéterminé à l'avance** (nécessaire si activation par automate)

❖ Son application requiert la signature d'une **convention technique** spécifique adossée aux règles MA-RE

❖ Cette convention doit décliner ces principes dérogatoires de façon plus détaillée

Et pour l'activation des flexibilités pour contraintes résiduelles ? Et pour les AO ?

Résolution des contraintes résiduelles	Pas de contractualisation préalable **Participation libre**
AO flexibilités expérimentaux	Contractualisation préalable **Participation obligatoire sur les périodes d'engagement**

Le cadre appliqué va dépendre du dispositif d'activation :

- Si la résolution de la contrainte peut passer par les moyens classiques → **activation classique MA pour motif congestion**
- Si la résolution de ce type de contraintes nécessite de passer par un automate → **besoin d'avoir une offre permanente, passage par le cadre expérimental dérogatoire**

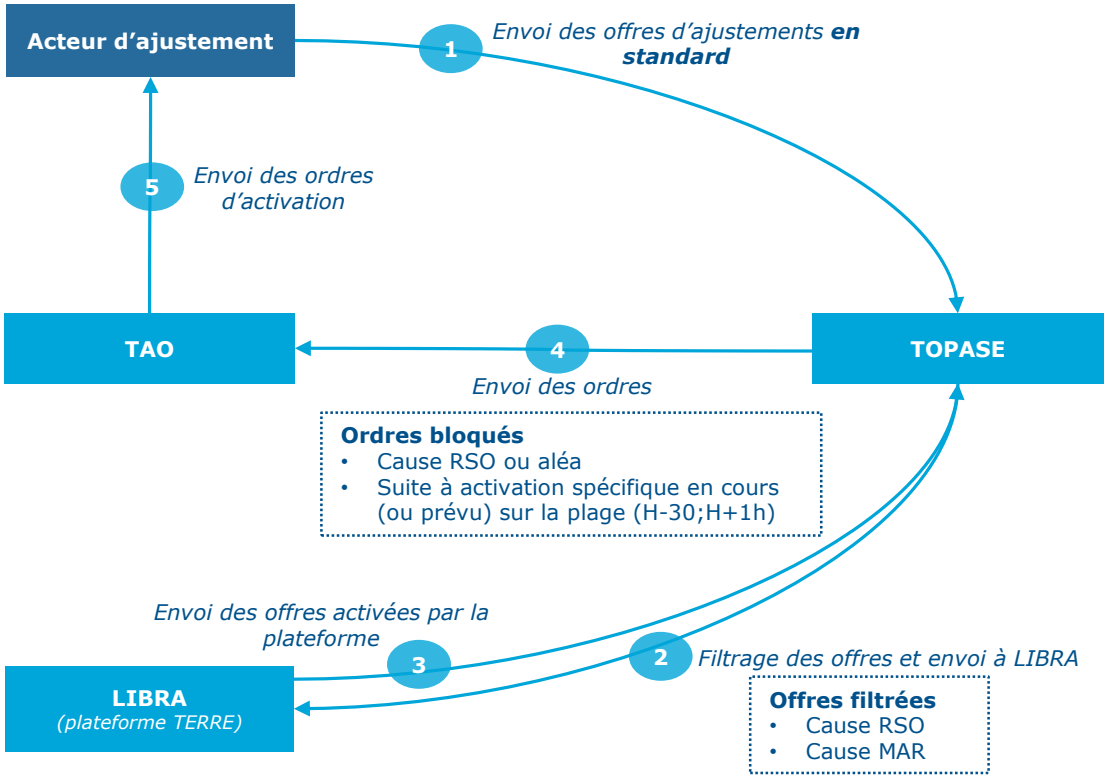
Il est nécessaire d'encadrer les offres d'activation de façon à être conforme au contrat de réservation de puissance, que l'activation soit manuelle ou automatique :

- **Passage par le cadre expérimental dérogatoire**

- **Des adaptations** à ce cadre dérogatoire **vont être proposées dans les Règles v.9.2** pour clarifier les différents cas d'usages et permettre de traiter le cas « contraintes résiduelles »
- Un **élargissement de l'éligibilité** à ce cadre sera également proposé **pour le stockage**
- Pour les AO expérimentaux, les adaptations spécifiques seront traitées en 2021 de concert avec le cadre contractuel de réservation de capacité

Rémunération des offres standard de RR bloquées

Cycle de vie d'une offre



Les ordres bloqués par RTE

1 Qu'est-ce qu'un ordre bloqué ?

Une offre activée par la plateforme européenne peut voir son ordre bloqué par RTE avant l'envoi de l'ordre d'activation à l'acteur d'ajustement. Cet ordre bloqué empêche donc l'activation de l'offre standard sélectionnée par la CMOL.

La cible en nominal reste de ne pas bloquer les ordres. À défaut, RTE met en place une rémunération des ordres bloqués.

2 Dans quels cas RTE bloquera-t-il des ordres?

Un ordre peut-être bloqué :

- Pour cause RSO ou aléa
- Suite à activation spécifique en cours (ou prévu) sur la plage (H-30;H+1h)

3 Quelles échéances?

- **Démarrage de TERRE** en exploitation sous contrôle : participation de RTE de manière non nominale au démarrage de TERRE
- Traitement des ordres bloqués dans BOB (rémunération et publication) **fin T1 2021**.
- Proposition d'un **REX au bout de quelques mois**
  - Volumétrie des ordres bloqués
  - Raisons associées
- **À la cible, les ordres ne seront plus bloqués par RTE pour cause d'activation spécifique en cours :** prise en compte des interactions standard / spécifique dans un mode nominal

Evolutions dans les règles MA-RE v10

Nouveau paragraphe

5.6.6 Calcul de la Rémunération des Offres Standard de RR Bloquées par RTE

RTE calcule une Rémunération pour les Offres Standard de RR Bloquées par RTE lorsqu'il y a une Activation d'une Offre Spécifique sur la Plage de Contrôle relative à l'Offre Standard de RR Bloquée de l'EDA i. Pour chaque Offre Standard de RR Bloquée par RTE et chaque Pas 5 Minutes t sur lequel une Offre Spécifique est Activée, RTE calcule la Rémunération comme suit :

- Si $VC_{offreSpec\,H}(t) \neq 0$ et si $VC_{offreStd\,H} \neq 0$: s'il s'agit d'une Offre Standard de RR Bloquée à la Hausse, et une Offre Spécifique Activée à la Hausse :

$$prix_{marginal\,RR}(t) \times VC_{offreStd\,H} + prix_{offreSpec\,H}(t) \times (VC_{offreSpec\,H}(t) - VC_{offreStd\,H})$$

- Si $VC_{offreSpec\,B}(t) \neq 0$ et si $VC_{offreStd\,B} \neq 0$: s'il s'agit d'une Offre Standard de RR Bloquée à la Baisse, et une Offre Spécifique Activée à la Baisse :

$$prix_{marginal\,RR}(t) \times VC_{offreStd\,B} + prix_{offreSpec\,B}(t) \times (VC_{offreSpec\,B}(t) - VC_{offreStd\,B})$$

- Si $VC_{offreSpec\,B}(t) \neq 0$ et si $VC_{offreStd\,H} \neq 0$: s'il s'agit d'une Offre Standard de RR Bloquée à la Hausse, et une Offre Spécifique Activée à la Baisse :

$$prix_{marginal\,RR}(t) \times VC_{offreStd\,H} + prix_{offreStd\,H}(t) \times (VC_{offreSpec\,B}(t) - VC_{offreStd\,H})$$

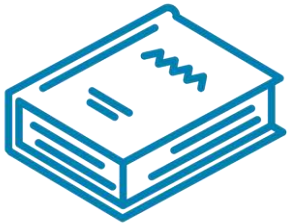
- Si $VC_{offreSpec\,H}(t) \neq 0$ et si $VC_{offreStd\,B} \neq 0$: s'il s'agit d'une Offre Standard de RR Bloquée à la Baisse, et une Offre Spécifique Activée à la Hausse :

$$prix_{marginal\,RR}(t) \times VC_{offreStd\,B} + prix_{offreStd\,H}(t) \times (VC_{offreSpec\,H}(t) - VC_{offreStd\,B})$$

Transposition de la méthodologie *Imbalance Settlement Harmonisation*

Evolution du PRE

Le cadre règlementaire européen

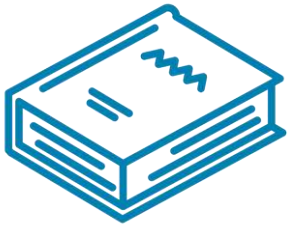


Règlement *Electricity Balancing*

Article 52

« 2. Dans l'année qui suit l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les GRT élaborent une proposition visant à préciser et à harmoniser au moins les éléments suivants […] :

4. La proposition prévue au paragraphe 2 fixe une date de mise en oeuvre au plus tard **dix-huit mois après l'approbation par toutes les autorités de régulation compétentes**, conformément à l'article 5, paragraphe 2. »



Méthodologie *Imbalance Settlement Harmonisation* (ISH)

Janvier | Février | Mars | Avril | Mai | Juin | Juillet

Instruction ACER

Consultation ACER

Audition ACER

Décision publiée le 15/07/2020

Evolution du prix de règlement des écarts

Objectifs cadrant les évolutions

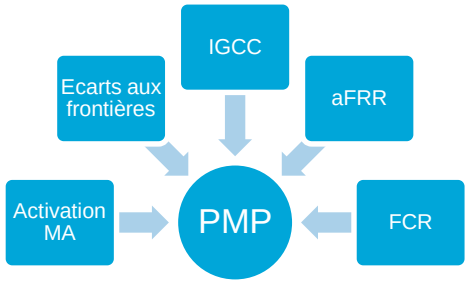
1. Inciter les RE à être équilibrer
2. Equilibrer le système
3. Neutralité financière du GRT

Evolutions possibles

1. Matrice du prix de règlement des écarts

Matrice actuelle	Tendance à la Hausse	Tendance à la Baisse
Ecarts positifs (PREp)	Si $PMP_H > 0$: $PMP_H (1-k)$ Si $PMP_H < 0$: $PMP_H (1+k)$ **$PREp = PMP_H - k*\|PMP_H\|$**	Si $PMP_B > 0$: $PMP_B (1-k)$ Si $PMP_B < 0$: $PMP_B (1+k)$ **$PREp = PMP_B - k*\|PMP_B\|$**
Ecarts négatifs (PREn)	Si $PMP_H > 0$: $PMP_H (1+k)$ Si $PMP_H < 0$: $PMP_H (1-k)$ **$PREn = PMP_H + k*\|PMP_H\|$**	Si $PMP_B > 0$: $PMP_B (1+k)$ Si $PMP_B < 0$: $PMP_B (1-k)$ **$PREn = PMP_B + k*\|PMP_B\|$**

2. Composants du prix de règlement des écarts



Les éléments inchangés

Matrice du prix de règlement des écarts

RTE propose de le maintien de la matrice actuelle de prix de règlement des écarts dans le cadre défini par la méthodologie avec une référence de prix unique, *i.e.* le prix moyen pondéré dans la tendance.

Formule du calcul du déséquilibre et détermination de la tendance

RTE propose le maintien de la formule actuelle du déséquilibre et de la détermination de la tendance dans le cadre défini par la méthodologie européenne.

Existant

Les évolutions proposées

Composants utilisables pour la formation du prix moyen pondéré

RTE propose de faire évoluer les composants intégrés au prix moyen pondéré et donc au prix de règlement des écarts, en ligne avec la méthodologie et la concertation menée en 2019

A enlever	Proposition de maintien	A ajouter
FCR	MEAS	-
IGCC – Imbalance netting		
Ecarts aux frontières		

Ancienne composition → Nouvelle composition

1er janvier 2022

Valeur de l’énergie non activée (VoAA)

Quand le calculer ?

Au moins quand il n’y a eu aucune activation d’énergie d’équilibrage (aFRR, mFRR et RR) dans aucune direction sur un ISP

Quelle référence prendre ?

Le prix de la première offre d’énergie d’équilibrage (aFRR ou mFRR ou RR) disponible dans la direction concernée. Le GRT a le choix du type d’énergie d’équilibrage.





Fin des rattrapages physiques aux frontières synchrones (cf. projet Fskar)

Situation actuelle

L'écart aux frontières synchrones et le rattrapage physique dans les règles MA-RE en vigueur

Article 5.8 – Section 1 Règles MA-RE

L'Ecart Aux Frontières synchrones est la différence entre les Données de Comptage mesurées aux Interconnexions et les échanges programmés aux Interconnexions. L'Ecart Aux Frontières synchrones porte sur toutes les interconnexions du système électrique français hormis l'interconnexion France Angleterre (IFA, IFA 2) et les Nouvelles Interconnexions Dérogatoires (NID).

Situation actuelle

Ecart aux frontières synchrones et rattrapage physique

Le comptage agrégé par frontière et les programmes commerciaux sont envoyés aux « *coordination centers* » (pour RTE : Swissgrid)

L'écart entre les deux est calculé puis traduit pour chaque pays en programme de rattrapage des écarts pour une restitution en énergie en bande. **On rend en nature sur la semaine S+1 les écarts de la semaine S.**



Obligations réglementaires

Les articles 50(3) et 51(1) du règlement Electricity Balancing (EBGL) imposent aux TSO de définir une méthode commune de « settlement » pour les échanges d'énergie résultant du processus de stabilisation de la fréquence et de la période de rampe ainsi que pour les échanges imprévus d'énergie

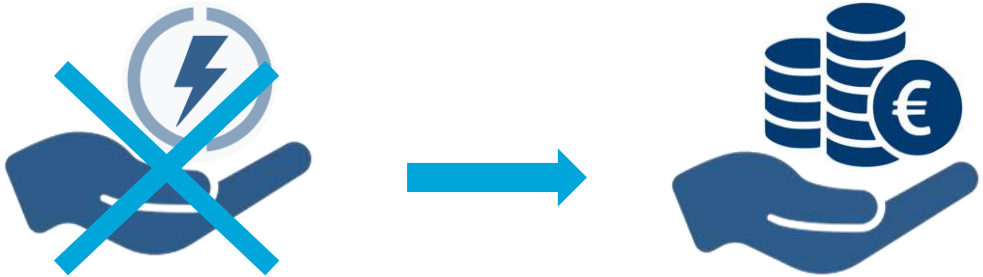
D'un point de vue réglementaire RTE doit avoir mis en place ce nouveau mécanisme 12 mois après l'approbation des NRAs (28/05/2020).



D’un rattrapage physique à une compensation financière

D’une valorisation indirecte et hebdomadaire à une valorisation directe et journalière

<u>Logique de Fskar:</u> abandonner la valorisation d’un rattrapage physique des écarts et adopter un règlement purement financier des écarts aux frontières synchrones



La valorisation des écarts aux frontières synchrones se calculera comme la moyenne des prix spots par pays, pondérée par les écarts de chaque pays.

Impacts sur le compte ajustements-écarts

Les écarts aux frontières, qu'ils soient physiques (tel qu'aujourd'hui) ou financiers (tel que prévu par le code balancing) sont intégrés au compte ajustements écarts.

Section 1 – Règles MA-RE
Art. 5.8

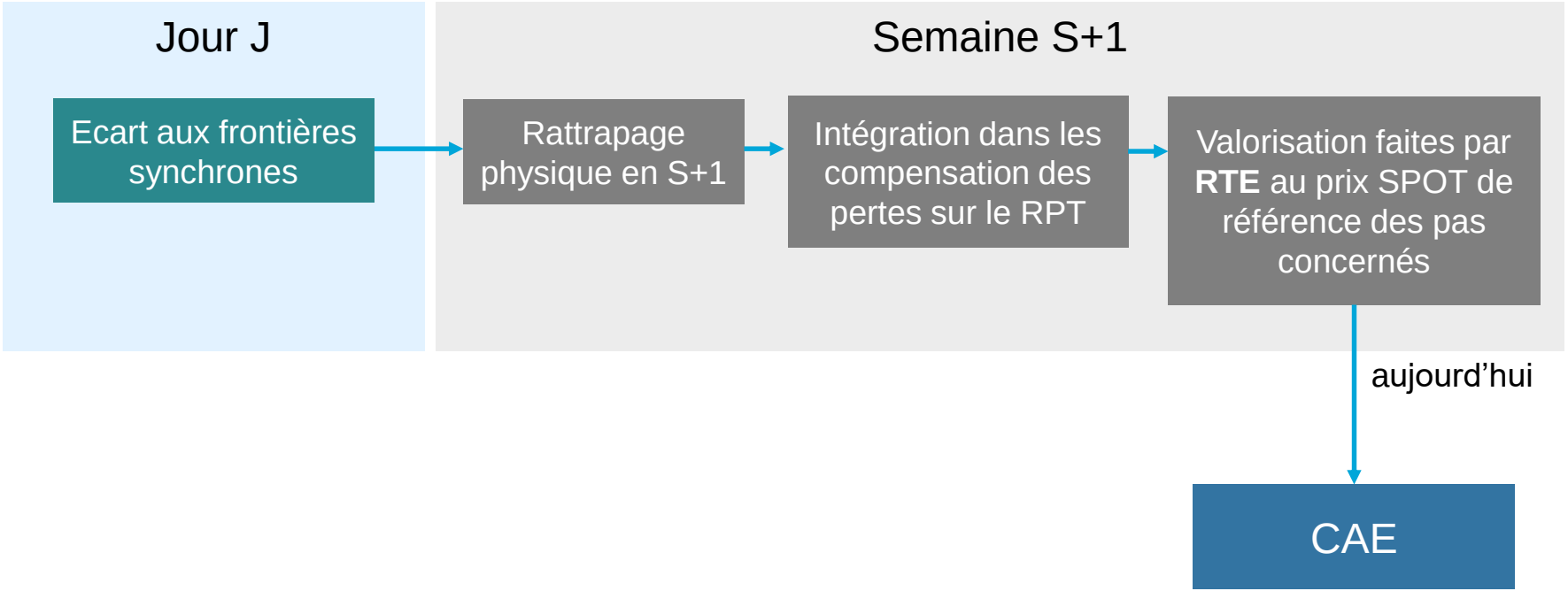
Un rattrapage physique est dit « **rattrapage import** » lorsque le programme de rattrapage conduit à ce que le système électrique français importe de l'énergie.

Un rattrapage physique est dit « **rattrapage export** » lorsque le programme de rattrapage conduit à ce que le système électrique français exporte de l'énergie.

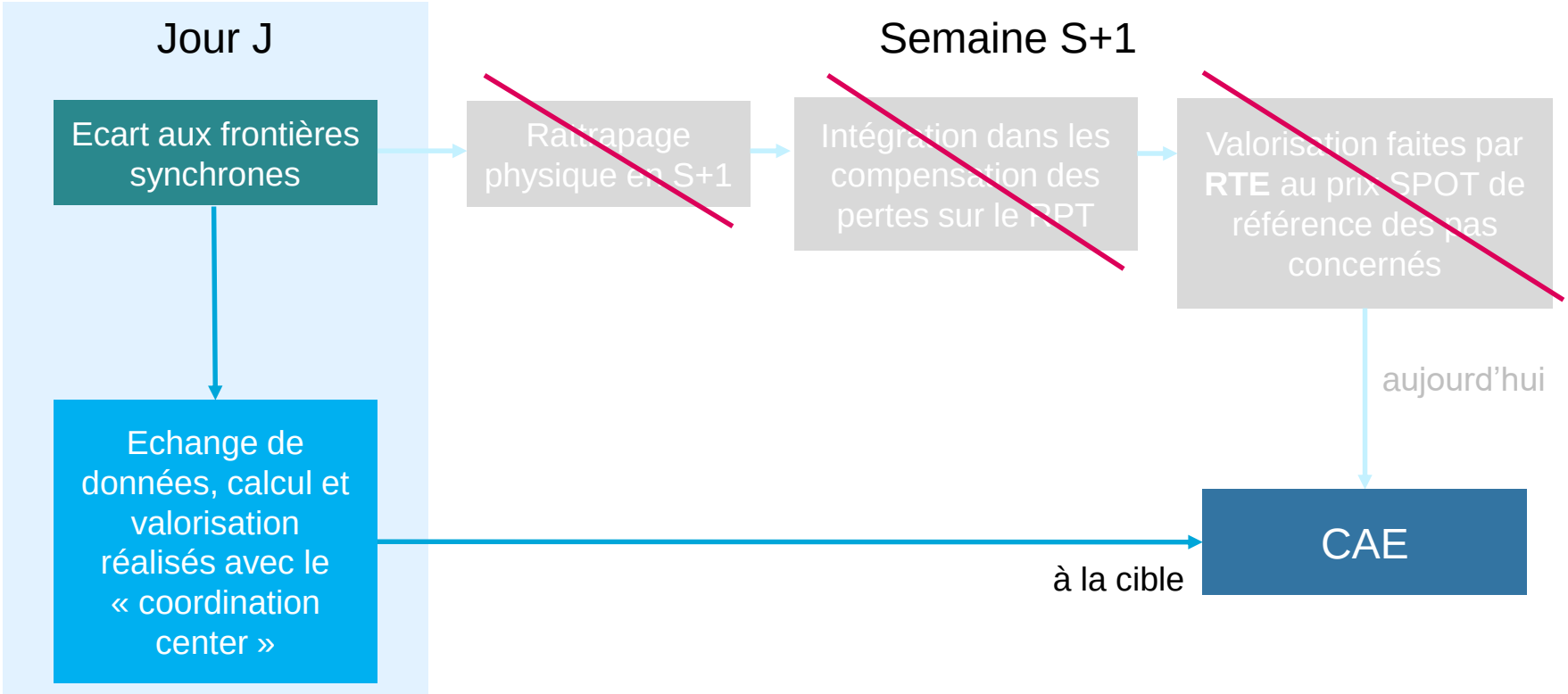
	Montants en kilo-euros	2018												
	Mois de consommation	janv-18	févr-18	mars-18	avr-18	mai-18	juin-18	juil-18	août-18	sept-18	oct-18	nov-18	déc-18	CUMUL
	Echéance de validation des données de RE	M+12	M+12	M+12	M+12	M+12	M+12	M+12	M+12	M+12	M+12	M+12	M+12	
Charges	Contractualisations	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Ajustements Bruts à la Hausse	23 966	47 718	48 607	16 724	13 530	11 354	13 822	16 951	18 711	21 348	23 633	26 293	282 657
	Surcoûts RSO à la Hausse	-212	-347	-264	-201	-23	-11	-5	-44	-42	-2	-88	-100	-1 338
	Surcoûts MRG à la Hausse	0	-1 635	-1 161	-118	-204	-22	-233	-43	-33	-107	-98	-36	-3 692
	Surcoûts SSY à la Hausse	0	0	-1	0	0	-3	0	0	0	0	-7	0	-12
	Énergies IGCC importées	1 589	1 139	1 597	1 618	1 670	1 995	2 031	2 258	2 494	1 675	2 146	2 349	22 561
	Énergies de Réglage à la Hausse	4 306	6 140	5 375	3 221	4 364	4 062	5 966	6 441	6 080	7 595	7 688	6 394	67 632
	Rattrapage physique en Export	19	0	21	135	5	0	0	0	0	0	0	12	193
	Équilibrage à la hausse	29 667	53 016	54 174	21 380	19 341	17 375	21 582	25 563	27 210	30 508	33 273	34 911	368 001
	Règlement des écarts positifs	29 010	39 658	41 272	22 899	22 260	27 794	29 454	32 007	32 198	48 199	46 795	35 332	406 877
	dont RE_ECH_GRT	0	25	0	0	0	9	0	0	0	0	0	2	36
	dont RE_BLT	294	460	389	215	41	0	0	40	67	497	380	163	2 546
	Compensations pour Non-Respect des CUO	0	0	15	3	0	0	0	1	0	0	0	3	22
	Total Charges	**58 677**	**92 674**	**95 461**	**44 281**	**41 601**	**45 168**	**51 036**	**57 571**	**59 409**	**78 707**	**80 068**	**70 247**	**774 901**
Produits	Recettes soutirage physique	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Ajustements Bruts à la Baisse	8 129	11 882	13 761	7 985	7 230	12 117	11 595	12 321	14 681	24 356	19 847	14 012	157 915
	Surcoûts RSO à la Baisse	0	3	182	103	372	501	326	240	40	0	179	0	1 945
	Surcoûts MRG à la Baisse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Surcoûts SSY à la Baisse	672	1 783	1 790	564	528	1 317	761	1 025	1 362	2 472	2 039	1 404	15 716
	Énergies IGCC exportées	3 111	5 309	5 324	2 861	3 047	3 764	4 202	4 551	4 294	4 361	5 085	4 078	49 985
	Énergies de Réglage à la Baisse	4 425	6 473	8 366	4 699	3 790	4 593	4 655	5 022	6 454	8 338	7 712	6 565	71 092
	Rattrapage physique en Import	711	2 347	2 103	216	699	1 858	1 537	856	174	954	616	463	12 534
	Équilibrage à la Baisse	17 048	27 796	31 526	16 427	15 665	24 150	23 076	24 014	27 005	40 481	35 478	26 521	309 188
	Règlement des écarts négatifs	44 412	63 370	63 346	27 833	25 729	22 141	31 058	36 596	34 808	42 159	47 314	46 011	484 777
	dont RE_ECH_GRT	0	38	164	0	0	1	29	63	0	112	107	298	812
	dont RE_BLT	78	94	483	27	111	140	159	258	40	76	144	19	1 629
	Pénalités suite au Contrôle de l'Ajustement	24	268	139	28	12	14	13	21	24	45	103	70	760
	Total Produits	**61 484**	**91 433**	**95 012**	**44 288**	**41 406**	**46 305**	**54 146**	**60 630**	**61 837**	**82 685**	**82 895**	**72 603**	**794 725**
	Solde Compte AE hors RRapide et SPhysique	**2 806**	**-1 241**	**-449**	**7**	**-195**	**1 137**	**3 110**	**3 059**	**2 428**	**3 978**	**2 827**	**2 356**	**19 824**
	Solde Compte AE	**2 806**	**-1 241**	**-449**	**7**	**-195**	**1 137**	**3 110**	**3 059**	**2 428**	**3 978**	**2 827**	**2 356**	**19 824**

Le rattrapage physique **en export** deviendra une compensation financière des écarts aux frontières **synchrones positifs**
Le rattrapage physique **en import** deviendra une compensation financière des écarts aux frontières **synchrones négatifs**

Qu’est ce que le projet Fskar va changer ?



Qu’est ce que le projet Fskar va changer ?



Les rattrapages physiques dans le CAE

Suivant les règles MA-RE en vigueur

<u>Section 1 – Art. 5.8:</u> Gestion des Ecarts Aux Frontières synchrones

L'Ecart Aux Frontières synchrones fait l'objet de compensations entre GRT. Pour chaque frontière, deux modalités de mise en œuvre de ces compensations, exclusives l'une de l'autre, sont possibles : les rattrapages physiques et les compensations financières. Sur les frontières synchrones, des rattrapages physiques sont mis en œuvre. En cas de mise en œuvre de compensations financières pour les frontières synchrones, RTE Notifie la Commission d'Accès au Marché et la CRE.

Rattrapage physique
Les Ecarts Aux Frontières synchrones donnent lieu à des échanges d'énergie entre GRT. Cette énergie, résultant du rattrapage physique, est attribuée au périmètre d'équilibre spécifique pour la compensation des pertes du RPT conformément à l'Article 5.7, et fait ensuite l'objet d'un flux financier entre RTE et le compte « Ajustements-Ecarts », conformément à l'Article 5.10. Pour le flux financier entre RTE et le compte « Ajustements-Ecarts », les rattrapages physiques sont **valorisés au Prix Spot de Référence des Pas Demi-Horaire concernés**.
[…]

Compensation financière
Les Ecarts Aux Frontières synchrones peuvent également être compensés par le biais d'une compensation financière. Cette **compensation financière donne directement lieu à l'établissement d'une facture entre RTE et les GRT concernés**. Ces compensations financières sont versées au compte « Ajustements-Ecarts » conformément à l'Article 5.10.

Les rattrapages physiques dans le CAE

Evolution dans les règles MA-RE v9.2

Section 1 – Art. 4.10.1.4: Prix Moyen Pondéré

Type d'énergie d'équilibrage	Energies intervenant dans le calcul du PMPH	Energies intervenant dans le calcul du PMPB	Valeur de prise en compte
Ecarts Aux Frontières	Imports	Exports	Prix de rémunération de l'énergie de Réglage Primaire de fréquence défini dans les Règles Services Système

A partir de la date K, la valorisation des écarts aux frontières synchrones se calculera comme la moyenne des prix spots par pays, pondérée par les écarts de chaque pays.

Evolutions apportées au Chapitre E

Evolutions apportées au Chapitre E

- Les principales évolutions apportées au chapitre E des Règles visent à **introduire le Contrat Unique en Injection** conformément à la délibération n°2018-027 de la CRE.
  - Objectif : permettre à un acteur du marché de proposer un contrat regroupant achat de l'énergie électrique produite par l'installation de production et accès au RPD à un client autoconsommateur alimenté en basse tension et de Puissance inférieure ou égale à 36kVA

- Pour accompagner cette évolution, les définitions « **Acheteur GRD-A** », « **Contrat Unique en Injection** » et « **Contrat GRD-A (ou GRD-Acheteur)** » ont été ajoutées dans le chapitre A. Les définitions « Contrat Unique » et « Contrat GRD-F (ou GRD-Fournisseur) » ont également été modifiées par souci d'homogénéité.

- Les autres évolutions apportées visent à :
  - Expliciter qu'un fournisseur, lorsqu'il s'agit d'une ELD qui s'approvisionne partiellement au tarif de cession pour la fourniture des Sites de Soutirage disposant d'un contrat au tarif réglementé de vente, peut désigner plusieurs Responsables d'Equilibre et plusieurs périmètres pour le rattachement de ces Sites de Soutirage.
  - Expliciter les modalités d'estimation par les GRD des volumes effacés pour les sites de soutirage en modèle corrigé qui participent à l'expérimentation sous-mesure des règles NEBEF, et ce pendant la durée de l'expérimentation.

2.2 Autres évolutions

Autres évolutions des règles MA-RE v9.2

Section	*Evolutions*
Section 1	Prérequis de respect des exigences de raccordement pour participer au marché
	Précision sur la responsabilité du responsable de programmation en cas d'oubli de transmission de PA
	Échéance de transmission des offres sur une EDA nouvellement créée
	Homologation aux méthodes de contrôle du réalisé
	Modification de la date du 1er janvier 2020 sur l'envoi au GRD des volumes attribués en S+2
	Délai de publication des indicateurs du Mécanisme d'Ajustement
	Prise en compte de la plateforme européenne d'échange d'aFRR (PICASSO) sur les règles MA-RE
Section 1 et 2	Mise en place de la signature électronique
Section 2	Modification des annexes C7 et C7bis relatives à l'Accord de Rattachement d'un élément d'injection ou de soutirage au périmètre d'un Responsable d'Equilibre

MA-RE v10 et versions ultérieures

1

Evolutions des règles MA-RE v10 et versions ultérieures

Evolution des règles MA-RE v10 et versions ultérieures

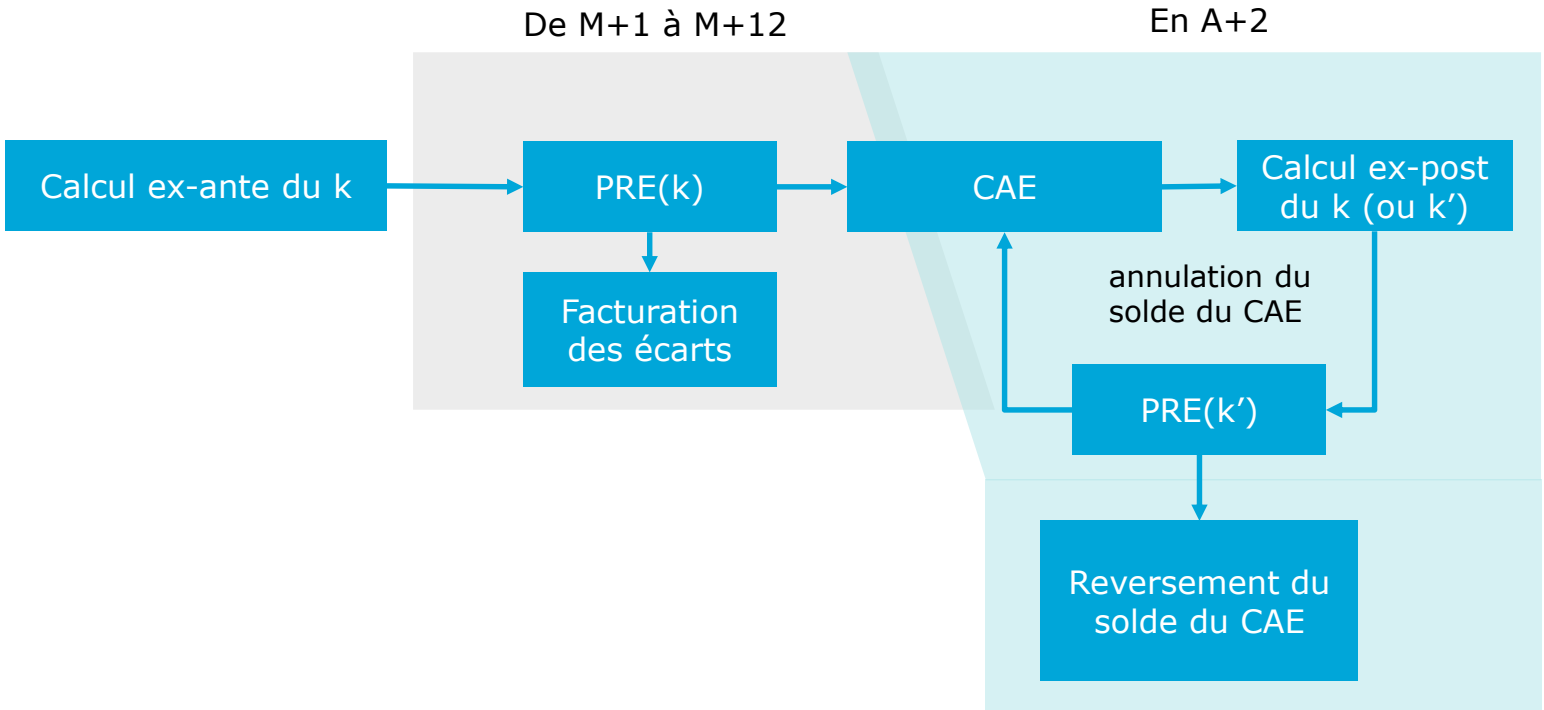
Section	*Evolutions*
Section 1	Suppression du coefficient k' (k ex-post) utilisé pour annuler le solde du Compte Ajustement-Ecarts
	Préparation des étapes ultérieures à l'étape 2 de l'intégration du stockage au mécanisme d'ajustement
	Passage des guichets de programmation à 48 guichets
	Modalités cibles de dégradation des services système lorsque les acteurs déposent des offres standard
Section 1 et 2	Passage à une période de règlement des écarts égale à 15 minutes (projet ISP15)
	Modification de la structure des conditions générales
	Intégration dans l'économie du système des flexibilités locales activées pour cause réseau par les GRD
Section 2	Fusion des phases de calcul des écarts et de réconciliation temporelle

2

Modalités de suppression du coefficient k’

Suppression du rejeu du coefficient « k »

Rappel sur les coefficients « k » et « k' »



Suppression du rejeu du coefficient « k »

Contexte et problématique

Mai 2018	appel à contribution portant sur l'évolution du prix de règlement des écarts
Novembre 2019	rapport d'accompagnement à la consultation des acteurs sur les règles MA-RE v9.1
Février 2020	rapport d'accompagnement à la saisine de la CRE sur les règles MA-RE v9.1

Demande des acteurs:



- ❑ Accéder, au fil de l'eau, au PRE définitif avec un k ex-ante stable pour:
  - anticiper au mieux leurs factures de RE
  - gagner en transparence



- ❑ Réduire l'incertitude liée à l'activité de RE et permettre une réduction des coûts de fourniture



- ❑ Simplifier le processus actuel et réduire les délais de paiement final

Suppression du rejeu du coefficient « k »

Contexte et problématique

RTE était favorable à la suppression du coefficient « k' » si les trois conditions suivantes étaient respectées car dépendantes l'une de l'autre :

- Suppression du rejeu du k permettant de neutraliser le solde du CAE
- \+ Mise en place d'un processus de révision régulière et systématique du coefficient k pour viser un équilibre ex-ante du CAE sur une période donnée
- \+ Mise en place d'un mécanisme tarifaire permettant de couvrir le reliquat du solde du compte ajustements-écarts et garantissant la neutralité financière pour RTE sur une période tarifaire



Nécessité de garantir la neutralité financière du GRT sur une période tarifaire conformément à l'article 44 de l'*Electricity Balancing*

Suppression du rejeu du coefficient « k »

Comment changer de processus ?

RTE ne souhaite pas supprimer le rejeu du coefficient « k » sans que le solde ne soit piloté depuis un mécanisme tarifaire qui permettrait la neutralité financière du GRT.



Néanmoins, **RTE a initié une étude**.

Ainsi, RTE est en train d'étudier comment piloter le solde du CAE ex-ante:

- en garantissant les besoins des acteurs (e.g. stabilité, transparence, etc.) ;
- en garantissant la neutralité financière du gestionnaire de réseau et a fortiori en évitant tout impact négatif sur les comptes de RTE ;
- en permettant la mise en place d'un processus de facturation simple à la fois pour les acteurs mais également d'un point de vue de la charge opérationnelle.

Processus actuel	Processus à l'étude
• Période du solde: solde annuel et figé pour une année • Levier rétroactif: rejeu du coefficient « k » pour annuler le solde avec un reversement du solde en A+2 pour une année A • Reversement: solde annuel définitivement annulé en A+2 lors de la phase de reversement • Neutralité financière du GRT: systématique pour une année donnée	• Période du solde: solde mensuel qui se cumule d'un mois à l'autre • Levier rétroactif: aucun levier, pas de reversement complet et ciblé • Reversement: solde progressivement et indirectement reversé dans le processus de facturation des écarts pour les périodes ultérieures • Neutralité financière du GRT: impossible

Suppression du rejeu du coefficient « k »

Comment changer de processus ?



Suppression du k'

k devient une fonction du solde

Connaissance nécessaire du solde

Estimation amont du solde insuffisante

Besoin de constater l'évolution du solde



Besoin de définir une fonction stabilisatrice avec certaines garanties

Impact du coefficient « k » sur le solde

Approche analytique

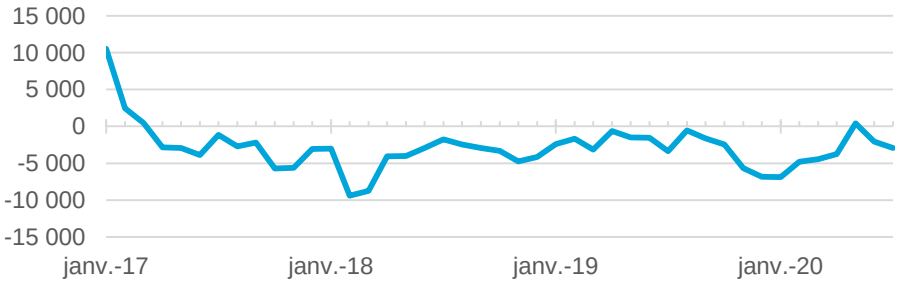
Variation du solde sur une période mensuelle: $\Delta Solde_{CAE} = \Delta Solde_{équilibrage} + \Delta Solde_{règlement\ des\ écarts}$

En détaillant, on peut montrer que : $\Delta Solde_{CAE} = \alpha + k * \beta$

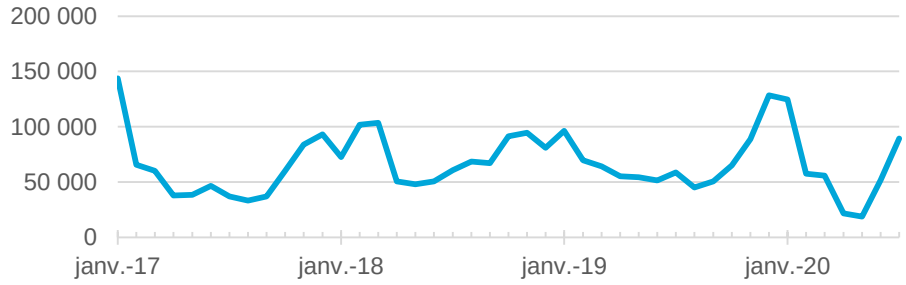
α = « ΔSolde si k = 0 »
α dépend des coûts d'équilibrage et des écarts des RE

β = « Sensibilité du solde au k »
β dépend du PMP et des écarts des RE

Variations historiques de alpha (k€)



Variations historiques de beta (k€)



→ Les grandeurs qui déterminent l'évolution du solde du CAE présentent une forte volatilité.

Comment piloter le solde par un k ex-ante ?

Des flux financiers importants, des contraintes opérationnelles, et un unique levier de pilotage

Les limites d'une approche analytique

Comment avoir un $Solde_m$ nul à la fin du mois m ?

$$Solde_m = Solde_{m-1} + \alpha_m + k_m * \beta_m$$

$$k_m^0 = -\frac{Solde_{m-1} + \alpha_m}{\beta_m}$$

- $Solde_{m-1}$ pas encore connu car 2 mois sont nécessaires pour la remontée des données, au mieux c'est le $Solde_{m-3}$ qui est connu
- α_m pas connu à l'avance
- β_m pas connu à l'avance

Approche étudiée : fonction stabilisatrice du solde

- Toutes choses égales par ailleurs : k ↗ => solde ↗
  → Un k décroissant en fonction du solde devrait stabiliser le solde.
- Objectif : déterminer une règle de mise à jour du k conçue de manière à stabiliser le solde autour de zéro, et donc le k
  - Besoin des acteurs : minimiser la volatilité du k
  - Besoin de RTE : minimiser l'amplitude de variation du solde
- Rejeu d'un historique +/- homogène (01/2017 → 10/2020)



k décroît en fonction du solde

Exemple de simulation : règle linéaire

À partir d'une suggestion de la CRE

- « Règle de mise à jour » du k : le k est mis à jour chaque mois en fonction du solde à la fin du mois précédent. Hypothèses du rejeu :
  - (i) le comportement des acteurs est inchangé,
  - (ii) seul le règlement des écarts est recalculé,
  - (iii) mise à jour du k tous les mois sur la base du solde du mois écoulé (supposé connu immédiatement)
- L'évolution du solde et du k dépend de la manière dont la courbe est calibrée (pente et ordonnée à l'origine) :





Prise en compte d'autres contraintes

Etude en cours

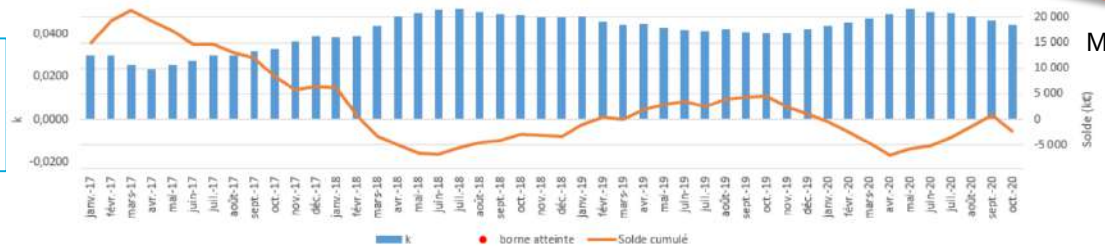
Simulation de départ : mise à jour mensuelle du k

Prise en compte des 2 mois de latence sur la connaissance du solde

Pilotage avec 2 mois de latence et mise à jour mensuelle du k

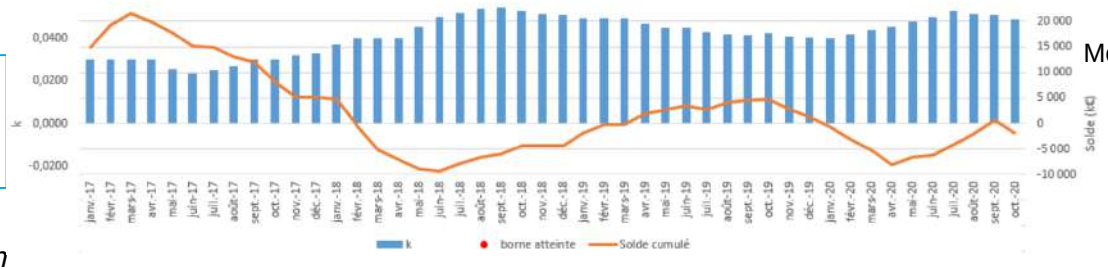
Mise à jour du k seulement 1 fois par an + réoptimisation des paramètres

Pilotage avec 2 mois de latence et mise à jour annuelle du k



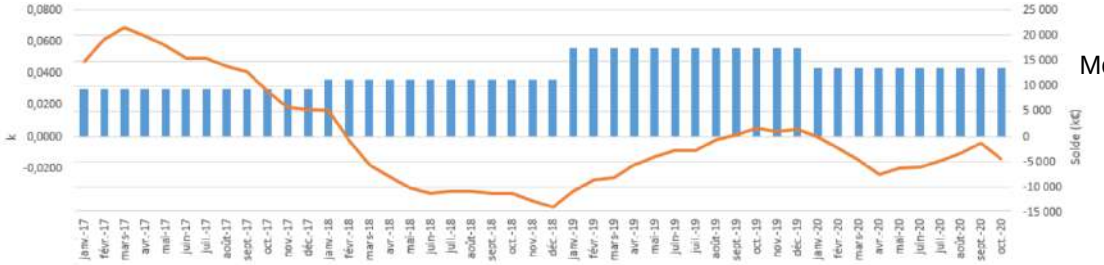
Moyenne(|solde|) = 6132

Ecart type (k) = 0,008



Moyenne(|solde|) = 6642

Ecart type (k) = 0,009



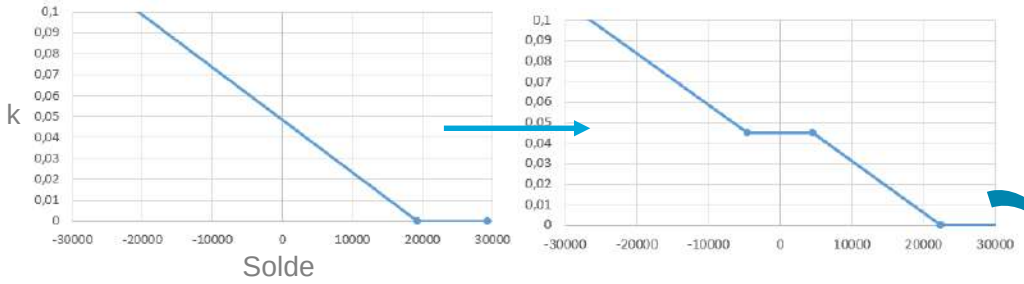
Moyenne(|solde|) = 8048

Ecart type (k) = 0,010

→ Le pilotage du solde est fortement dégradé à mesure que l'on ajoute des contraintes sur la mise à jour du k.
→ Une prise en compte accrue des attentes des acteurs mène à un accroissement du risque encouru par RTE et une forte dégradation du modèle d'incitation

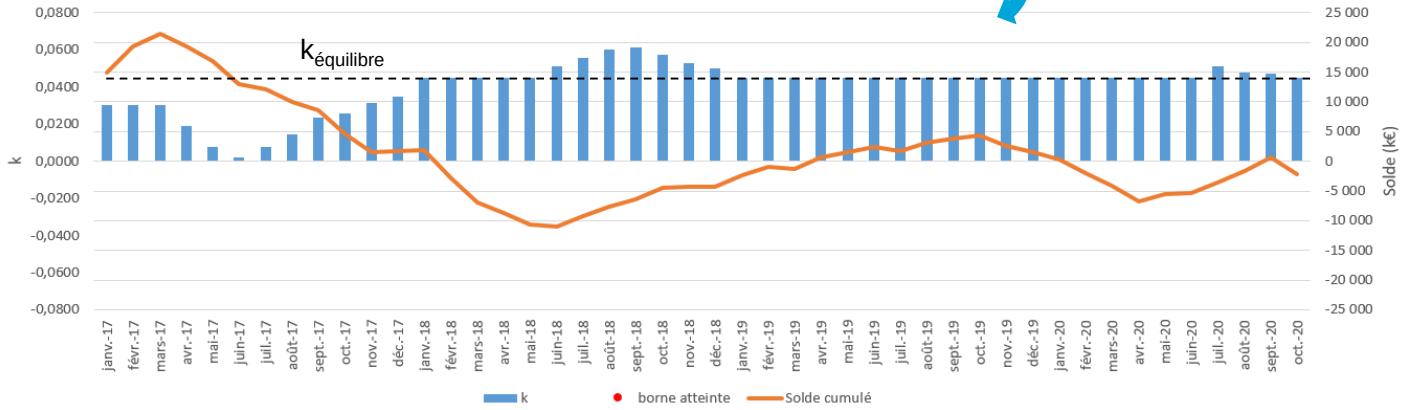
Variante 1: introduction d'un palier

Etude en cours



- Principe : l'introduction d'un palier dans la courbe devrait permettre de retomber « souvent » sur une valeur de $k_{équilibre}$ sans trop dégrader le pilotage du solde

Exemple : $k_{équilibre}$ à 4,5% valable lorsque le solde est dans [- 4500, 4500 k€]

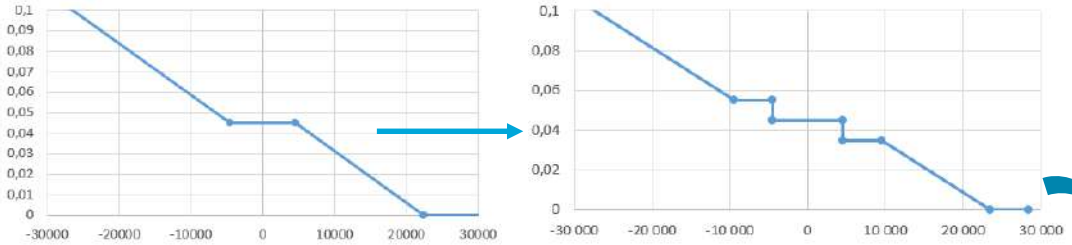


Hypothèses :

- *k mis à jour tous les mois*
- *Latence (retard de connaissance du solde + délai de préavis) = 2 mois*

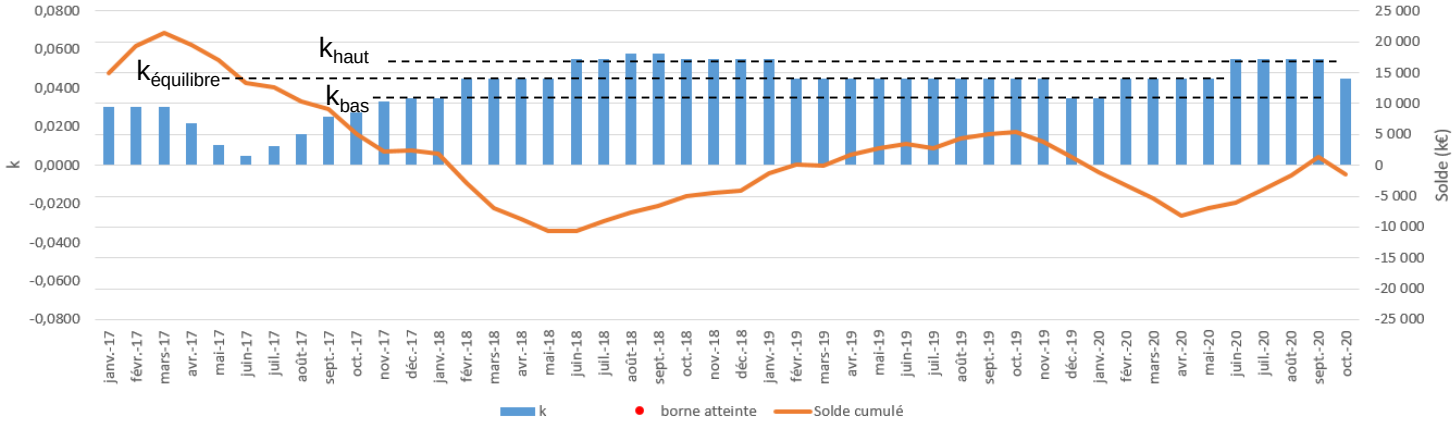
Variante 2: courbe à trois paliers

Etude en cours



- Principe : si la courbe est bien calibrée, k devrait presque toujours prendre une des trois valeurs paliers

Exemple : k_{haut} (5,5%) lorsque le solde est < -9500 k€
$k_{équilibre}$ (4,5%) valable lorsque le solde est entre -4500 et 4500 k€
k_{bas} (3,5%) lorsque le solde est > 9500 k€



Hypothèses :
- *k mis à jour tous les mois*
- *Latence (retard de connaissance du solde + délai de préavis) = 2 mois*

Test de robustesse

Etude en cours

Principales limites de l'étude :

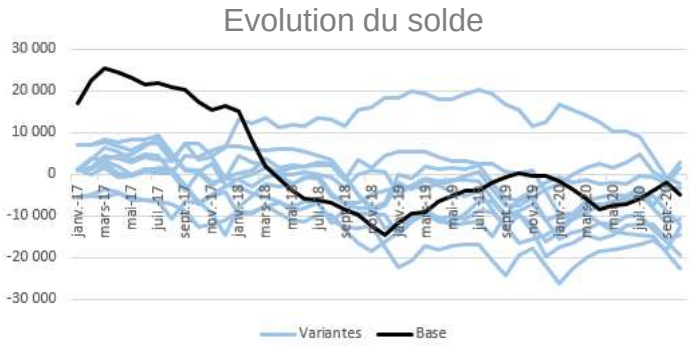
- Hypothèse : comportement des acteurs inchangé → Non traité
- Rejeu sur un historique peu profond (3 ans ½)
- L'historique (2017-2020) ne saurait représenter les années à venir et les évolutions de l'équilibrage liées à l'arrivée des plateformes et le renforcement des EnR → impacts sur alpha et beta non pris en compte

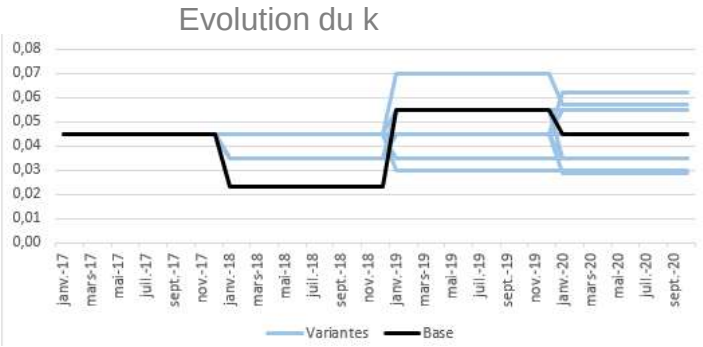
→ Test de robustesse

→ Principe du test de robustesse :

- Introduire des variations « vraisemblables » sur l'historique de alpha et beta
- Recalculer l'évolution du solde et du k pour chaque historique modifié
- Evaluer la robustesse des résultats obtenus

Exemple de résultats :





Suppression du rejeu du k

Etat de la réflexion

Des contraintes déjà intégrées dans l'étude:
- Pas de coefficient k négatif et un modèle d'incitation à préserver
- Une amplitude de variation du solde à contrôler
- Un retard de connaissance du solde minimum de 2 mois

D'autres contraintes étudiées et paramétrables à concerter:
- La fréquence de variation du k
- Un délai de prévenance pour connaitre le coefficient « k » applicable
- La présence de palier(s) dans la fonction du coefficient « k »

Une étude qui possède des limites:
- Manque de fiabilité pour une étude basée sur un historique faible
- Manque de modélisation du comportement des acteurs pour une valeur de k donnée
- Non prise en compte des impacts éventuels des plateformes européennes et des EnR

Une étude à terminer:
- ❑ Réaliser des tests de robustesse et en partager les conclusions
- ❑ Proposer des modalités qui répondent aux contraintes de RTE et des acteurs



3

Passage à l’ISP15

Passage du pas de règlement des écarts à 15 min

Les grands principes

Une obligation réglementaire

Règlement Européen 2017/2195 « Guideline on Electricity Balancing (EBGL) »
Les GRT doivent appliquer un pas de règlement des écarts (Imbalance Settling Period – ISP) de 15 minutes

Dérogation de la CRE dans sa délibération du 14 novembre 2018
Mise en œuvre en France au plus tard au 1er janvier 2025



Une concertation conjointe RTE-Enedis

Début de la concertation en mai 2019 suite à la délibération de la CRE

Organisation de GT ad'hoc ISP 15 min pour suivre l'avancement global
- *Démarrage de la concertation le 14 mai 2019*
- *Appel à contribution ISP15' auprès des acteurs de marché à l'été 2019*

Instruction des différents sujets au sein des GT existants

GT pilotés par RTE
- MA-RE
- Effacements
- MECAPA
- Comptage & données

GT pilotés par ENEDIS
- CGP
- Comptage évolué
- COST
- Nouveaux services
- Recoflux

Programme de travail 2021

Concertation en GT MA-RE

T1 2021 | T2 2021 | T3 2021 | T4 2021

Evolution des règles MA-RE
- Insertion dans les Règles MA-RE V10
- Calendrier prévisionnel
  - Consultation juin 2021
  - Saisine octobre 2021
  - Entrée en vigueur T1 2022
- Impacts identifiés sur la section 1 relative au MA et sur la section 2 relative au Dispositif RE (Chapitres A à F)

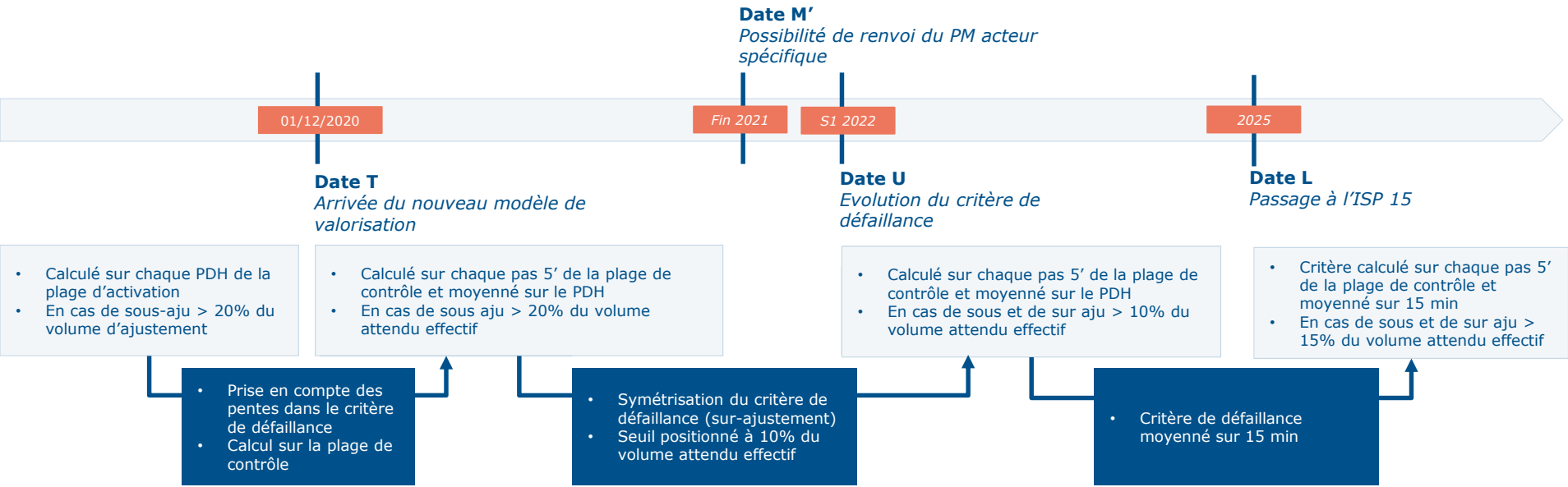
Cartographie des échanges de données entre les acteurs
- Identification des interfaces impactés
- Adaptations des flux SI à la cible (nouveaux formats)

Liens de dépendance avec les projets adhérents
(plateformes européennes, nombre de guichets)

Phase à blanc

Dates de bascule et modalités transitoires

Evolutions du critère de défaillance (1/2)



Evolutions du critère de défaillance (2/2)

Date M'
Possibilité de renvoi du PM acteur spécifique

01/12/2020 — Fin 2021 — S1 2022 — 2025

Date T
Arrivée du nouveau modèle de valorisation

Date U
Evolution du critère de défaillance

Date L
Passage à l'ISP 15

Après la date T

Pour une EDAi, pour chaque pas 5 min u de la plage de contrôle, le critère de défaillance est calculé sur le pas demi-horaire :

$$VAe > 0 \text{ et } \min(VAe; \frac{VAe(u) + VAe(u-1)}{2}) - VR(u) > \min(20\% \times VAe(u); 50 \text{ MWh})$$

$$VAe < 0 \text{ et } \max(VAe; \frac{VAe(u) + VAe(u-1)}{2}) - VR(u) < \max(20\% \times VAe(u); -50 \text{ MWh})$$

Après la date U

Pour une EDAi, pour chaque pas 5 min u de la plage de contrôle, le critère de défaillance est calculé sur le pas demi-horaire :

$$VR(u) < \min(VAe(u); \frac{VAe(u) + VAe(u-1)}{2}) - \max(10\%$$

$$VR(u) > \max(VAe(u); \frac{VAe(u) + VAe(u-1)}{2}) + \max(10\%$$

Après la date L

Pour une EDAi, pour chaque pas 5 min u de la plage de contrôle, le critère de défaillance est calculé sur le pas 15 min :

$$VR(u) < \min(VAe(u); \frac{VAe(u) + VAe(u-1)}{2}) - \max(15\%$$

$$VR(u) > \max(VAe(u); \frac{VAe(u) + VAe(u-1)}{2}) + \max(15\%$$

Synthèse des impacts sur le MA

		Impact	Pas actuel	Pas cible
Front Office	Programmation	• Pas du Programme d'Appel	5'/15'/30'	5'/15'

Back Office	Volume réalisé	• Plage de contrôle
		• Courbes de charge de consommation/production transmises par les GRD
		  • Sites HTA et BT > 36 kVA
		  • Sites BT < 36 kVA
		• Courbes de référence calculées par méthode du rectangle simple
		  • Puissance calculée sur le pas de référence qui précède l'instant d'activation
		• Pas de contrôle du volume réalisé
			Ensemble de pas 10' complet
			
			10'
			10'
			
			30'
			
			10'
				Ensemble de pas 5' complet
				
				5'
				15'
				
				15'
				A confirmer
				
				5'

	Valorisation des ajustements	• Pas de calcul de l'écart d'ajustement • Publication privée de l'écart d'ajustement	10' 5'	5' 5'
		• Calcul du critère de défaillance • Publication privée du volume défaillant	30' 5'	15' 5'

Synthèse des impacts sur le dispositif RE

	Impact	Pas actuel	Pas cible
PEB	• Pas de chronique PEB	30’	15’
Consommation ajustée sur le RPT	• Données privées publiées par RTE	10’	15’

Reconstitution des flux RPD	• Courbes de charge transmises par les GRD
	• Données publiques et privées publiées par RTE
	  • Synchrone RTE (courbe de charge des postes sources)
	  • Données à la maille nationale : écart national de profilage, coefficient de calage national, …
	  • Données à la maille RE-GRD : courbes de charge et Bilan Global de Consommation, …
		30’	15’

Calcul des Ecarts	• Données privées publiées par RTE	30’	15’

C

Autres sujets et actualités



1

Gestion des périmètres



1.1

Supports d’offres mixtes

Rappel des concertations

Juin 2016

Feuille de Route

Le sujet est introduit par RTE dans le livre vert de la « Feuille de route de l'équilibrage du système électrique français », en vue de simplifier le processus de gestion des périmètres.

22 Mars 2019

GT REMA

Le sujet est concerté en GT REMA du 22/03/19

21 Juin 2019

Appel à contributions

En réponse à l'appel à contribution, les acteurs se déclarent favorables, de façon générale, à tout ce qui peut simplifier le processus de gestion des périmètres, sans que les supports d'offres mixtes soient une priorité.

Décembre 2020

RTE réinterroge le besoin

Les supports d'offre mixtes ne semblent plus adaptés aux cas suivants:

- activations simultanées d'EDA/EDE profilées
- sites participant à la fourniture de services systèmes

RTE réinterroge le besoin auprès des acteurs les plus susceptibles d'être intéressés (d'après leur nombre d'EDA/EDE télérelevées ayant un recouvrement proche de 100% sur le périmètre d'octobre 2020)

14 Janvier 2021

GT REMA

RTE propose d'abandonner le sujet, dont la mise en œuvre a un fort impact auprès des gestionnaires de réseau pour un gain minime en terme de simplification des processus de gestion des périmètres.

Certains acteurs, qui n'avaient pas été réinterrogés, demandent à être consultés sur le

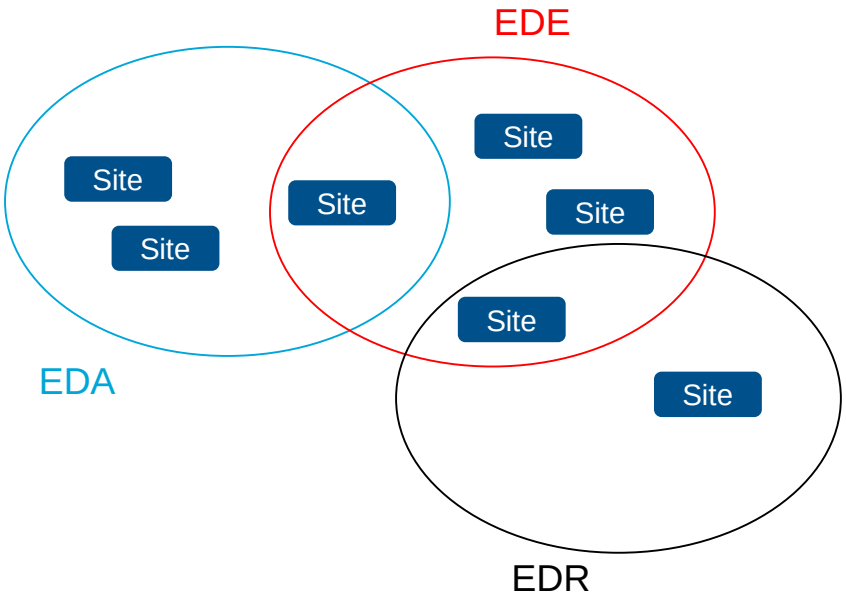
Supports d'Offre mixtes

En quoi cela consiste?

GT précédent

Situation actuelle maintenue

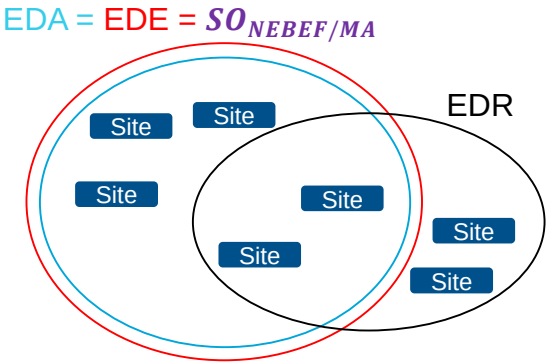
La possibilité d'avoir des EDA, EDE et EDR distinctes, dont les compositions en sites évoluent de façon indépendante, est maintenue.



Fonctionnalité supplémentaire

Le support d'offre mixte est une fonctionnalité supplémentaire proposée pour répondre au besoin de **faire évoluer un même groupe de sites simultanément sur plusieurs mécanismes**.

Exemple: maintenir EDA = EDE au cours du temps



Economie de geste:

Ajouter ou Retirer un site au Support d'Offre mixte équivaut à

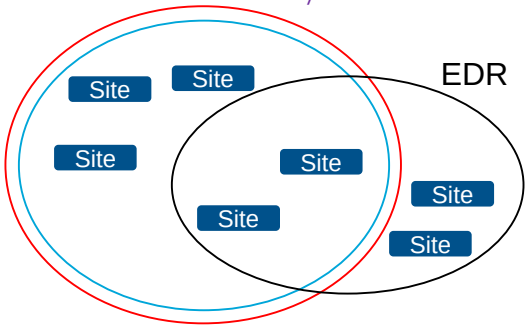
- ajouter ou retirer le site à l'EDA ET
- ajouter ou retirer le site à l'EDE

Supports d'Offre mixtes

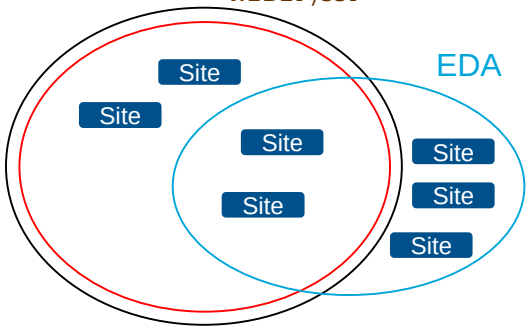
Différents cas possibles

GT précédent

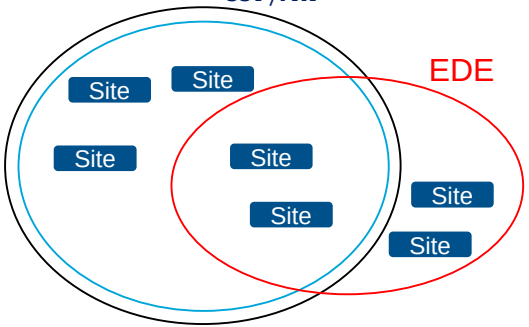
EDA = EDE = $SO_{NEBEF/MA}$



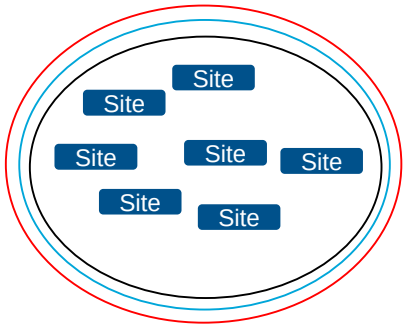
EDE = EDR = $SO_{NEBEF/SSY}$



EDA = EDR = $SO_{SSY/MA}$



EDA = EDE = EDR = $SO_{NEBEF/SSY/MA}$



Evolution du besoin

GT précédent

Activations simultanées EDA/EDE

Faciliter l'égalité EDA / EDE (notamment si les entités sont composées de milliers de sites profilés), pour atteindre la contrainte de 100% de sites communs, requise pour les activations simultanées sur MA/NEBEF.

-> depuis, cette contrainte a été élargie (cas 90% de sites en commun entre l'EDA et l'EDE autorisé).
Le Support d'Offre mixte n'est pas une réponse aux attentes sur les activations simultanées.

Supports d'offre mixtes MA/SSY et NEBEF/SSY

A partir du GoLive du projet MARS en octobre 2021 (changement de SCADA et passage au merit order), les EDR participant à la fourniture de aFRR recevront par EDR un Niveau individuel.

L'ajout d'un site à une EDR nécessite de re-certifier l'EDR.
Cette dynamique lente n'est pas compatible avec la dynamique de gestion des périmètres sur MA et NEBEF, et remet en cause l'intérêt d'un support d'offre mixte avec une EDR.

Proposition de RTE

Après avoir réinterrogé plus largement les acteurs de marché, **RTE ne constate pas de changement au niveau des conclusions, à savoir:**

- Il y a peu de cas mixtes MA/NEBEF. Les cas d'égalité EDA/EDE sont essentiellement des cas avec un unique site, ce qui induirait une faible économie de gestes.

- Les acteurs interrogés mentionnent que le support d'offre mixte serait un plus, mais sans simplification forte du processus de gestion des périmètres à leur niveau.
  De plus, cette évolution est jugée non prioritaire.

- L'ADEeF s'est exprimée sur les impacts importants en terme de SI générés par cette évolution et a souhaité que sa mise en œuvre soit bien priorisée au regard de la valeur apportée en terme de simplification de processus

-> RTE maintient sa proposition d'abandonner l'évolution des supports d'offre mixtes, qui aurait un fort impact au niveau des gestionnaires de réseau sans plus-value fonctionnelle significative pour les acteurs et **propose que cet abandon soit validé en séance.**

Retour sur l'Appel à Contribution

L'appel à contribution du 21/06/2019 portait sur trois évolutions majeures de la Gestion des Périmètres:

- Supports d'Offres mixtes → Proposition d'abandonner cette évolution
- Périmètres de sites
- Fréquence hebdomadaire

→ Ces deux évolutions sont maintenues et seront mises en œuvre selon les modalités ci-dessous.

Les périmètres de sites seront mis en œuvre:
- simultanément sur les trois mécanismes MA/NEBEF/SSY
- préalablement au passage à une fréquence hebdomadaire de mise à jour des périmètres

Parce qu'elles ont un fort impact sur les gestionnaires de réseau, ces deux évolutions (périmètre de site et fréquence hebdomadaire) feront l'objet du processus de concertation suivant:

Coordination préalable entre Gestionnaires de Réseau
A partir de 2021, dates à définir

→ **Concertation avec les Acteurs de Marché dans le cadre des GT**
A confirmer: REMA v11, NEBEF 3.5, et SSYf v9

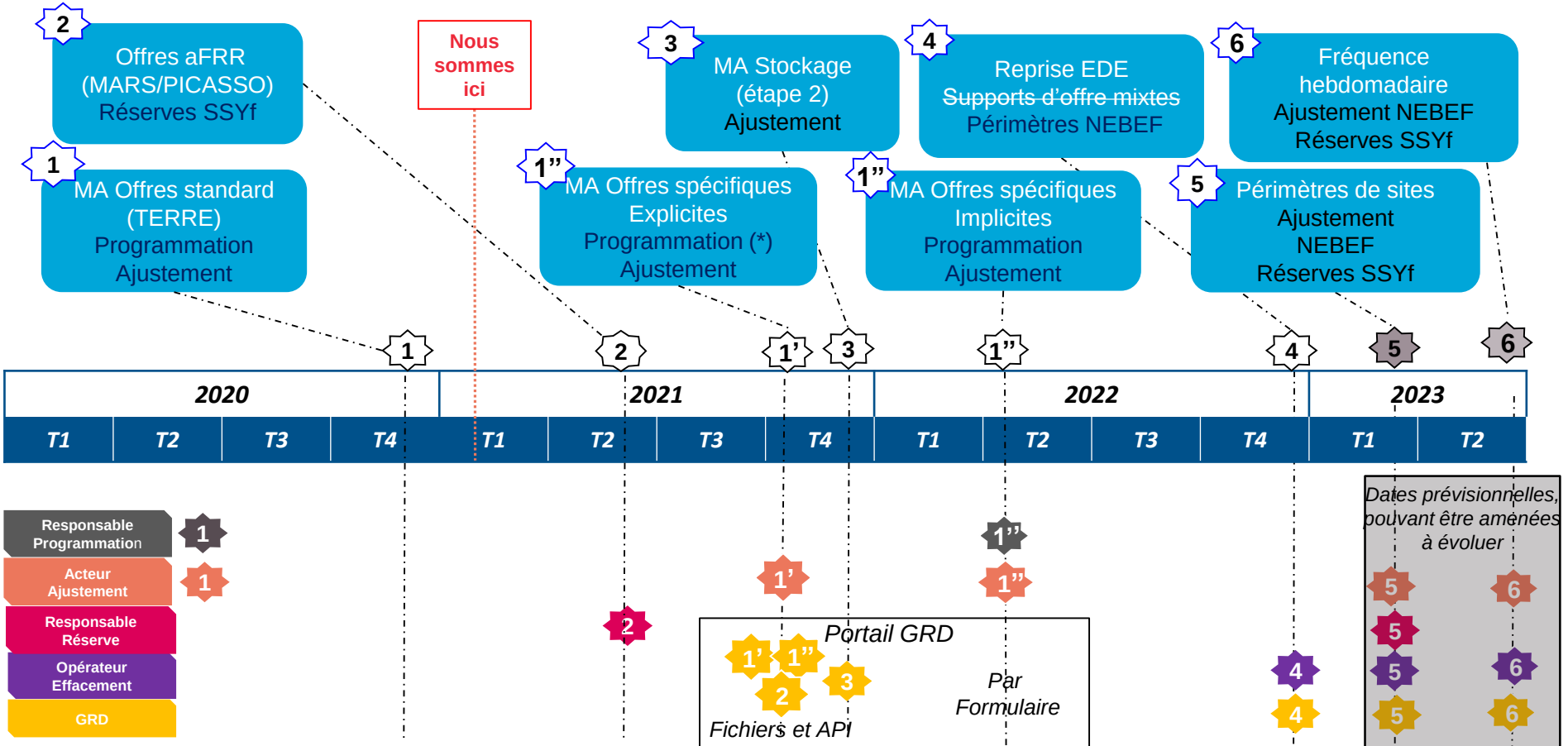
→ **Mise en œuvre**
Date définie conjointement par les Gestionnaires de Réseau

1.2

Feuille de route de l’ouverture du portail GIPSE

Feuille de Route de la reprise des Périmètres

dans le Portail GIPSE



Concertations

Rôle					
Acteur d'Ajustement	**22/03/2019** **GT REMA** - GRDs impactés - Présentation des sujets	**21/06/2019** **Appel à contribution** - SO mixtes - Périmètres de sites - Fréquence hebdo	**18/10/2019** **AT RE-MA** Maquette du Parcours Acteur d'Ajustement	**A planifier** **AT RE-MA** Accompagnement du changement (organisation)	**A partir 1er juin 2021** Accès à l'environnement GIPSE de test et journées dédiées de formation
GRD	**23/07/2020** **GT REMA** Backup en cas de non réception des données GRD	**30/09/2020** **AT REMA** Maquette du Parcours Gestionnaire de Réseau de Distribution. Appel à GRD volontaires pour la conception du Portail	**08/02/2021** **AT REMA** Accompagnement du changement (organisation et test)	**A partir du 1er Mai 2021** Accès à l'environnement GIPSE de test en mode bac à sable, pour test d'envoi des fichiers et API.	**T2 2022** Accès à l'environnement GIPSE de test et journées dédiées de formation pour la saisie par formulaire
Responsable de Réserve	**28/05/2020** **AT SSYf** Maquette du Parcours Responsable de Réserve	**22/01/2021** **GT SSYf** Accompagnement du changement (organisation et test)	**Depuis le 1er février 2021** Accès à l'environnement GIPSE de test et journées de formation les 10 et 26/02/21		
Responsable de Programmation	GT/AT REMA à planifier fin 2021				
Opérateur d'effacement	GT/AT REMA à planifier début 2022				

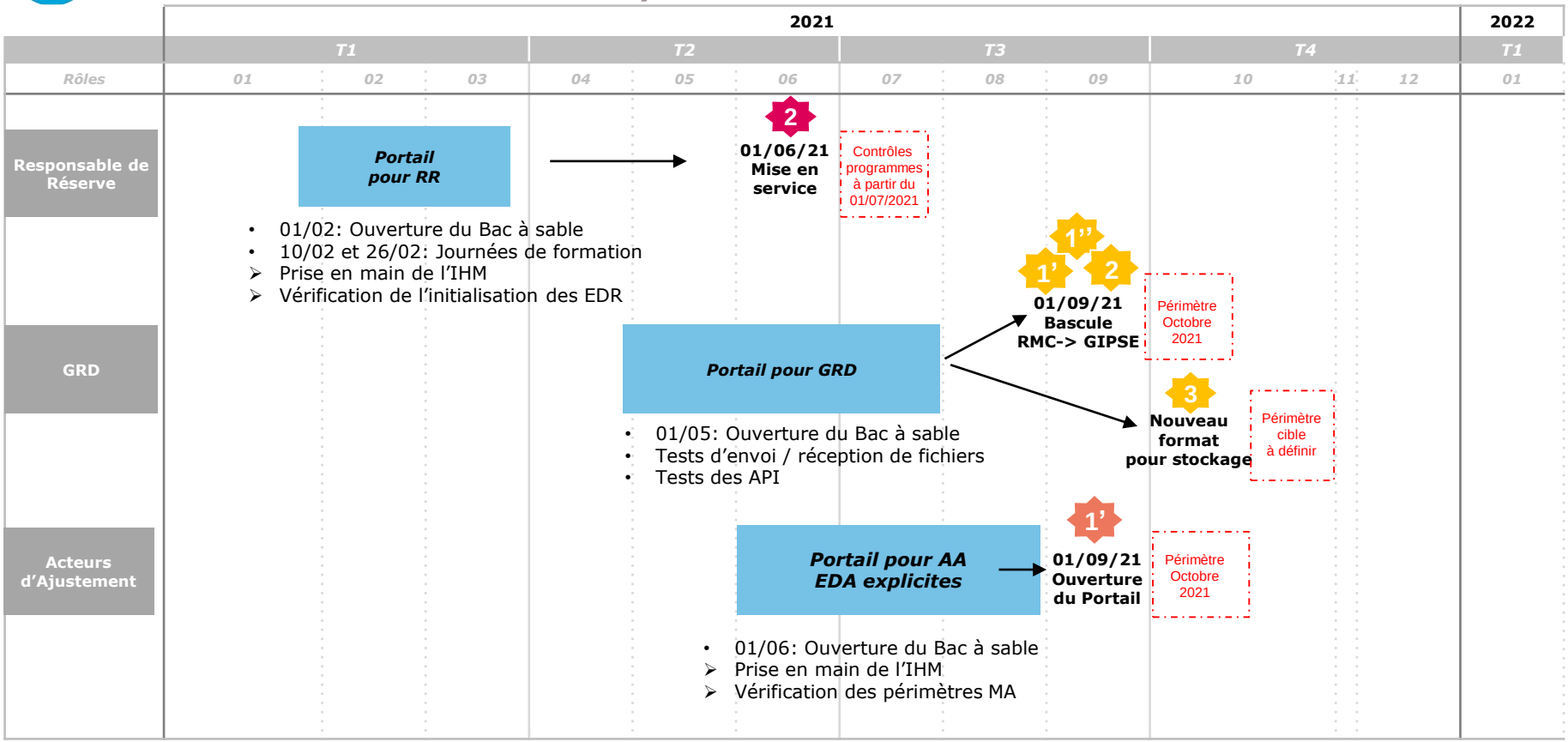
Gains Fonctionnels

sur 2021 et 2022

Rôle	Avec GIPSE	Actuellement
Acteur de Marché	- Soumission en ligne des demandes de création / modification / clôture d'Entités (dossier parallèle nécessaire pour la programmation et la certification aux services système) - Consultation en ligne des périmètres - Déclaration des GRDs impactés par chaque Entité, pour réception d'alerte sur les retards d'envoi de données des GRDs	- Demandes soumises par téléphone ou par mail aux Chargés de Relation Clientèle de RTE - Périmètres transmis par RTE au format excel ou papier - L'application PROTEINE permet déjà une consultation en ligne des périmètres NEBEF - RTE n'a pas de visibilité sur les GRD devant envoyer des données pour chaque entité
GRD	- Envoi des données à RTE: Upload de fichier / API / Saisie par formulaire - Retour d'erreur en temps réel - Alertes sur les échéances - Consultation en ligne de la liste des Codes des Entités - Consultation en ligne de la liste des RE - Consultation en ligne de la liste des Fournisseurs - Consultation en ligne des différents périmètres - Portail unifié MA/NEBEF/SSY	- Envoi de fichiers via la BAL RMC - Retour en cas d'erreur de la part de RTE, manuel et différé à la fin du mois M-1

Focus sur 2021

Périodes de tests, formations et mises en service





2

Offres RR-RC à la baisse

Introduction

Rappel du besoin RTE pour la RR baisse

RTE a lancé des réflexions sur la **création de nouvelles réserves capacitaires à activation manuelle**, de façon à **couvrir des besoins qu'il n'arrive pas à couvrir avec les réserves actuelles** et les **offres libres sur le MA**. Notamment :

- **Réserve rapide à la baisse, à activation manuelle via le MA :**
  - ✓ **Objectif :** cette réserve sera utilisée sur les périodes pendant lesquelles les offres libres sur le mécanisme d'ajustement sont en volume insuffisant (creux de nuit par exemple)
  - ✓ **Dimensionnement :** selon le même principe que la réserve rapide à la hausse :
    - Prise en compte de l'aléa dimensionnant à la baisse : perte d'un flux d'export sur une interconnexion HVDC ou la perte d'une station de pompage
    - Respect des critères SOGL liés au retour à l'équilibre en moins de 15 minutes

    → Besoin ainsi identifié à 780 MW pour passer les creux de consommation (car volume minimal d'aFRR de 500 MW à la baisse)

Modalités de contractualisation

Des modalités « symétriques » avec la RR hausse

- **Contractualisation par le biais d'un appel d'offres J-1 (uniquement)**, courant 2022 (date de démarrage à préciser), organisé en même temps que pour la RR-RC hausse, c'est-à-dire avec fermeture du guichet à 10h en J-1 et ouverture du guichet en J-8

- **Engagement à mettre à disposition une capacité sur la période de contractualisation via la soumission d'offres sur le MA** respectant certaines caractéristiques

- **Rémunération de la disponibilité par une prime fixe (prix marginal* volume contractualisé)** et rémunération au prix de l'offre déposée sur le MA en cas d'activation (si offres spécifiques)

→ Ces modalités peuvent être directement intégrées dans les règles RR-RC

Caractéristiques proposées pour le produit

Proches de la RR hausse « 13120 »

- **Proposition des principales caractéristiques** du produit RR baisse « 13120 » – base de concertation :
  - ✓ **Période de contractualisation :** Engagement sur la journée et stock 4h d'énergie
  - ✓ **DMO :** inférieur ou égal à 13 minutes
  - ✓ **DOmax :** 2h
  - ✓ **Domin :** 15 minutes (idéalement)

- **Fréquence d'activation :**
  - ✓ contrairement à la réserve rapide à hausse, faute d'avoir des offres libres répondant au besoin, **ce produit serait possiblement plus fréquemment activé** que la réserve rapide à la hausse

- **Candidats possibles :**
  - ✓ Tous types de capacités, incluant les nouvelles flexibilités comme le Stockage, EnR, …

Prochaines étapes sur la RR baisse

Prochains sujets à aborder en concertation

- **Possibilité d'une réduction du pas de contractualisation :**
  - Afin d'accélérer l'arrivée de la RR baisse, RTE propose un pas de contractualisation journalier, en ligne avec ce qui existe sur la RR hausse.
  - Afin de maximiser la participation à l'AO RR baisse, notamment dans le cas de capacités flexibles, une évolution pourrait-être prévue à terme pour réduire le pas de contractualisation (possibilité de date pivot à prévoir)
- **Principe de mise à disposition de la capacité**
- **Principes d'agrément**
- **Principes de pénalisation**
- **Publications autour de la RR baisse**

En fonction des retours et du niveau d'avancement des sujets, ceux-ci seront intégrés totalement ou partiellement dans la nouvelle version de règles. Un processus de concertation complémentaire, après la consultation sur l'AO Annuel 2022 est possible.



3

Tests sur les nouveaux contrôles des programmes en lien avec TAO-TOPASE-GIPSE

Nouveaux contrôles des programmes

Contexte

- Mise en place de nouveaux contrôles sur les valeurs de réserve primaire et réserve secondaire des programmes d'appel et programmes de marche standard (suite à une activation TERRE)
- Seuls les acteurs d'ajustements et responsables de programmation participant aux SSYf sont concernés par ces nouveaux contrôles
- Présentation effectuée lors des GT SSYf du 20/11/2020 et 22/01/2021
- Guides d'implémentation de TOPASE et TAO mis à jour, disponibles sous concerte et prochainement sur le portail services

Objectifs des contrôles

- Besoin de fiabiliser les programmes pour assurer les activations de l'aFRR basées sur les Programmes d'Appel et de Marche.
- Les offres d'énergies d'aFRR sont à la maille EDR, et les EDR multi EDP introduisent des risques d'incohérences

Nouveaux contrôles

- Contrôle dans TOPASE/TAO pour assurer que les PA / PM de chaque EDP respectent les caractéristiques des EDR, à partir des valeurs de seuil renseignés dans GIPSE.
- Les seuils certifiés des EDR en RP / RS / Réserve Totale ont été initialisés dans GIPSE à partir des Annexes 4 .

Détail des contrôles

Listes des contrôles sur les valeurs (contrôles au 1/1000e de MW, valeurs de PA stockées en base sont tronquées)

- Contrôle « RPh » :
  Somme des chroniques de RP_hausse pour toutes les EDP constitutives de l'EDR <= RPmax_hausse + RSmax_hausse
- Contrôle « RPb » :
  Somme des chroniques de RP_baisse pour toutes les EDP constitutives de l'EDR <= RPmax_baisse + RSmax_baisse
- Contrôle « RSh » :
  Somme des chroniques de RS_hausse pour toutes les EDP constitutives de l'EDR <= RSmax_hausse
- Contrôle « RSb » :
  Somme des chroniques de RS_baisse pour toutes les EDP constitutives de l'EDR <= RSmax_baisse
- Contrôle « RPh+RSh » :
  Somme des chroniques de RP_hausse + RS_hausse pour toutes les EDP constitutives de l'EDR <= ReserveMax_hausse
- Contrôle « RPb+RSb » :
  Somme des chroniques de RP_baisse + RS_baisse pour toutes les EDP constitutives de l'EDR <= ReserveMax_baisse

Un contrôle est réalisé si la valeur nécessaire correspondante est non nulle dans GIPSE
Il faut que le contrôle soit vrai pour tous les pas 5min des chroniques de RP et de RS du programme d'une EDP

Cinématique de contrôle des PA : contrôle réalisé au fil de l'eau

- Pour le premier PA, on fait le contrôle de la valeur de RP et RS reçue (il n'y en a qu'une seule pour l'EDP constitutive de l'EDR), si contrôle ok, le PA est accepté, sinon le PA est rejeté.
- Pour les PA suivants, on refait le contrôle en ajoutant les valeurs de RP et de RS reçues pour les nouvelles EDP, si contrôle ok, le PA est accepté sinon le PA est rejeté.

Cinématique de contrôle des PM standard :

- Contrôle réalisé à la réception du PM standard envoyé par l'acteur d'ajustement (en conservant les valeurs déjà en base transmises via le PA, qui sont stockées de manière tronquée)
- Si le contrôle ok, le PM est accepté, sinon, le P0 du PM acteur standard **est accepté** (en envoyant **un warning à l'acteur**), les valeurs de SSY sont remises à celles du PA.

Planning des tests

GIPSE / TOPASE / TAO

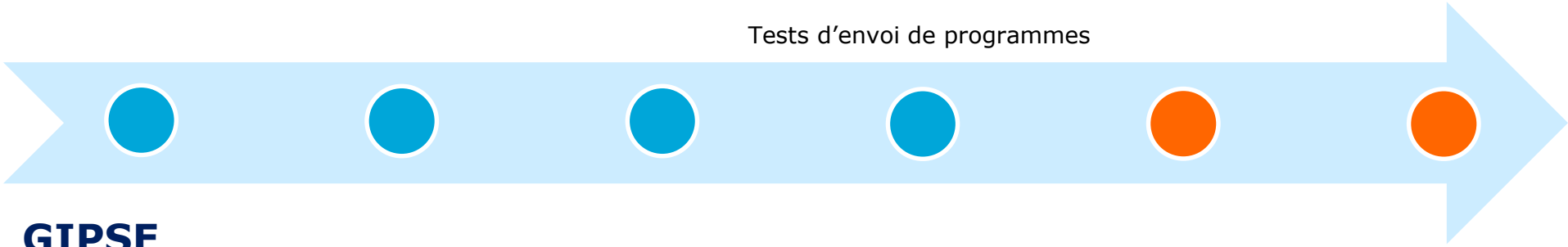
A partir du 22/03 - Bac à sable

01 et 02 avril - Journées dédiées

Tests d'envoi de programmes

1er juillet 2021

Mise en service des contrôles des programmes



GIPSE

28 mai 2020

Maquette

Présentation des panneaux en cours de construction en GT SSYf

1er février 2021

Bac à sable

Environnement de test en libre service
+
Manuel utilisateur

10/26 février
12 mars

Journées dédiées

Formation avec présence RTE

Configuration GIPSE pour les tests suivants d'envoi de programmes

1er juin 2021

Ouverture du service GIPSE

Les demandes relatives aux EDR doivent être soumises dans GIPSE

Tests TOPASE-TAO

- **Semaine du 22/03** - Bac à sable pour l'envoi des programmes d'appel
- **01 et 02 avril** - Journées dédiées pour l'envoi des programmes de marche

TOPASE *Guide d'implémentation : version 1.7* rte-refontema-top@rte-france.com	Accès aux IHM : https://secure-apps-metier.iservices.rte-france.com/topase-web/ 3 services API mis à disposition • **Dépôt du PA** : https://secure-apps-metier.iservices.rte-france.com/topase-api/api/v1/documents/pa • **Consultation du statut du ticket** : https://secure-apps-metier.iservices.rte-france.com/topase-api/api/v1/submission/ack • **Consultation des PA** : https://secure-apps-metier.iservices.rte-france.com/topase-api/api/v1/pa-report
GIPSE *Manuel utilisateur version 1* rte-dsit-gipse@rte-france.com	Accès aux IHM : https://secure-apps-metier.iservices.rte-france.com/gipse
TAO *Guide d'implémentation : version 1.6.2* rte-refontema-tao@rte-france.com	Accès à l'IHM : https://portail-metier.iservices.rte-france.com/tao/ 3 services API mis à disposition • **Consultation des ordres** : GET https://portail-metier.iservices.rte-france.com/tao/api/v1/ordres/std/ • **Réponse aux ordres** : POST https://portail-metier.iservices.rte-france.com/tao/api/v1/ordres/std/response/ • **Envoi du PM** : POST https://portail-metier.iservices.rte-france.com/tao/api/v1/ordres/std/pm/

Configuration et tests GIPSE

Tests en bac à sable depuis le 01/02/21

- L'environnement GIPSE de recette est à disposition en mode bac à sable depuis le 01/02/21.
- Vous êtes invités à vérifier l'initialisation des EDR (au 01/02/21 seules les EDR RPT seront disponibles).
- Vous pouvez également vous familiariser avec les panneaux de demande de création / modification / clôture d'EDR, avec l'aide du manuel Utilisateur GIPSE.
- Une soumission de demande de création / modification / clôture d'EDR doit être validée par RTE pour être effectivement prises en compte. En mode bac à sable, il n'y a pas de validation des demandes de la part de RTE

Journées dédiées

- Deux journées ont été proposées: **mercredi 10/02/21** et **vendredi 26/02/21** (créneaux pleins)
- Une journée supplémentaire est prévue **le vendredi 12/03/21**: vous pouvez vous inscrire à un **créneau de 1h30** sur cette journée par doodle .

Les objectifs sont les suivants:

- Présentation du Portail GIPSE / Focus sur le processus de gestion des EDR
- Aide à la prise en main des fonctionnalités de demande de création / modification / clôture des EDR
- Simulation de l'acceptation / refus d'une demande par RTE
- Mise en place de la configuration souhaitée en vue des tests de contrôle des PA/PM (tests passants / non passants)

Configuration et tests GIPSE

Certificat pki de test

Un **certificat pki de test avec le rôle GIPSE** est nécessaire pour accéder à l'environnement.

- Si vous avez un certificat pki de test pour GIPSE (tests de participation à TERRE): OK
- Si vous avez un certificat pki de test pour Topase, SyGA et Top Niveau: demandez l'ajout du rôle GIPSE à BAL RTE-DSIT-GIPSE@rte-france.com
- Si vous n'avez pas de certificat pki de test: faites-en la demande à BAL RTE-DSIT-GIPSE@rte-france.com

Manuel utilisateur GIPSE

Il est disponible sous **Concerte** depuis le 01/02/2021

Inscription aux journées de test

- **Doodle:** https://doodle.com/poll/7xdx93746ar7h8ye?utm_source=poll&utm_medium=link (un créneau par société)
- Envoyer l'adresse mail des participants que RTE doit recontacter à BAL RTE-DSIT-GIPSE@rte-france.com

Merci de votre participation