

15 mai 2018

GT - Evolution des règles MA-RE

RTE – Tour Initiale

Sommaire

1. Actualités et calendrier
2. Compensation financière des écarts aux frontières synchrones
3. Retours des acteurs sur l'appel à contributions (Q/R)
4. Processus de publication des écarts en S+1
5. REX sur les activations pour cause marge
6. Point sur les règles de précision dans l'outil TAO



1

Actualités et calendrier

Actualités

Passées

GT du 13/04/2018

- Processus de publication des écarts en S+1
- EDA échangeur
- Transparence de l'équilibrage
- Concertation Emergency and Restoration

Appel à contributions

Appel à contribution terminé

- Processus écarts en S+1 (terminé)

Appel à contribution en cours – fin le 23 mai à 23h59

- Pré-qualification
- Processus temps réel
- Valorisations des ajustements
- Simultanéité MA-NEBEF (cas 10%)

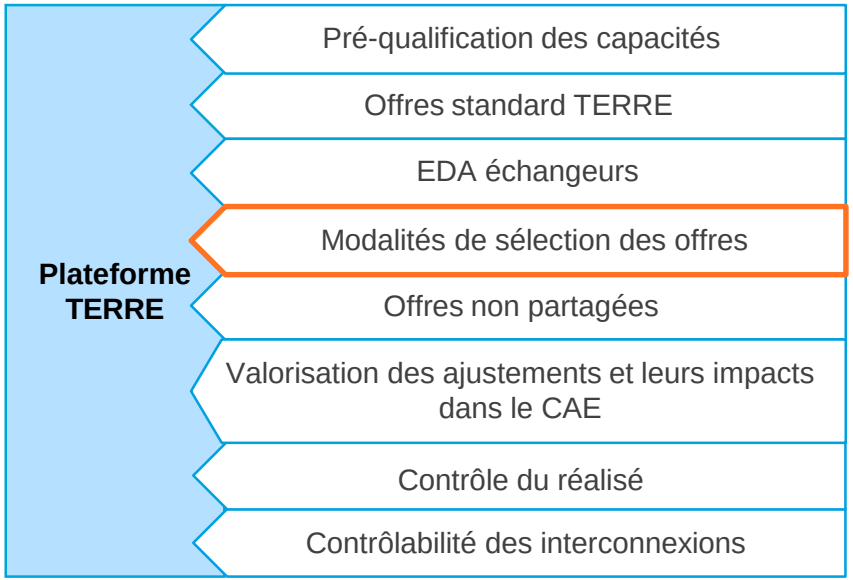
A venir

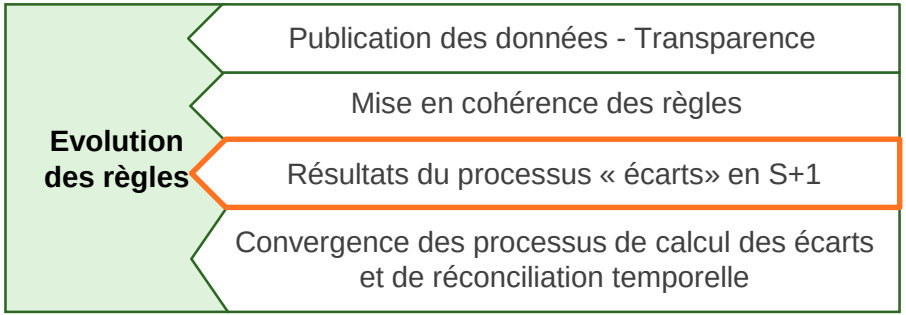
Règles MA-RE v8.4 - Saisine

GT du 15/06/2018

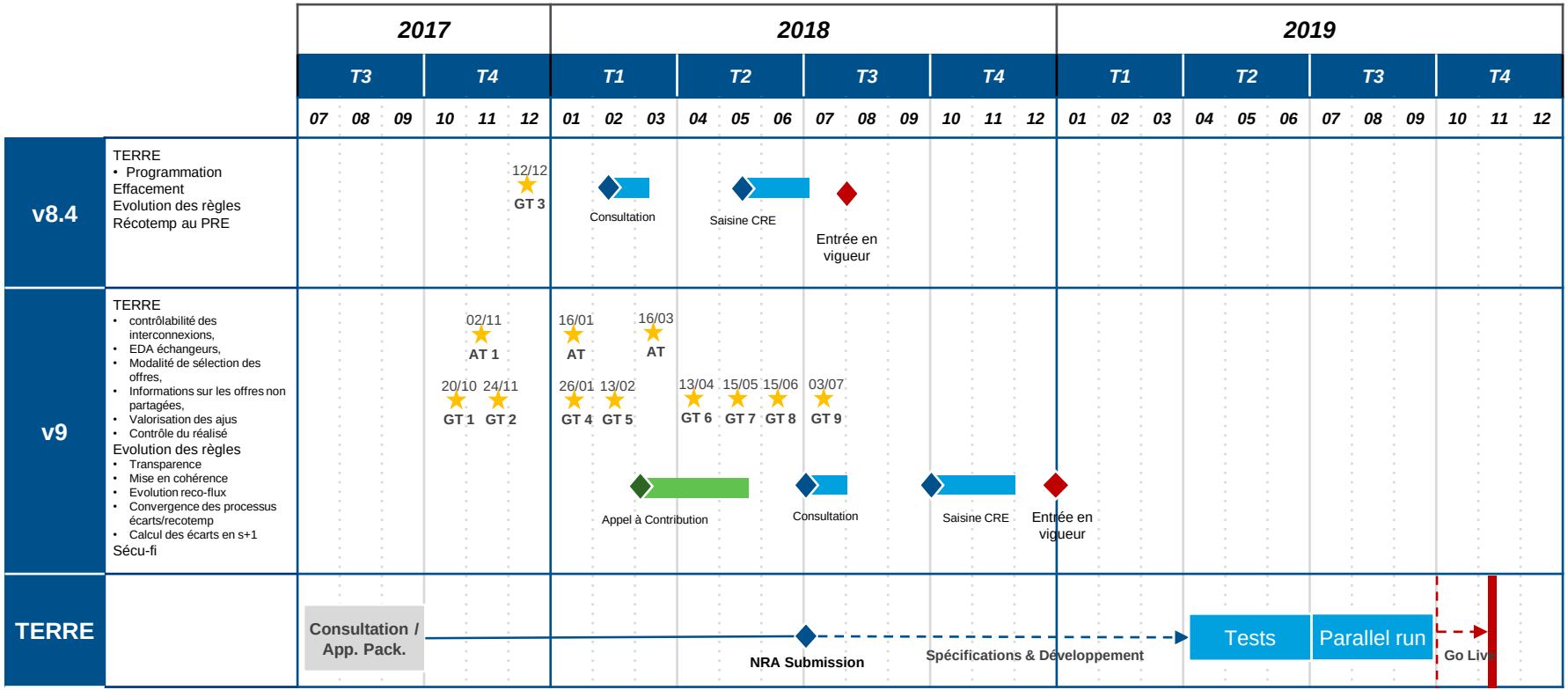
- Date : vendredi 15 juin 2018
- Lieu : Tour initiale – salle 14-35 et 14-36
- Retour de l'appel à contribution

Périmètre de l'évolution v9

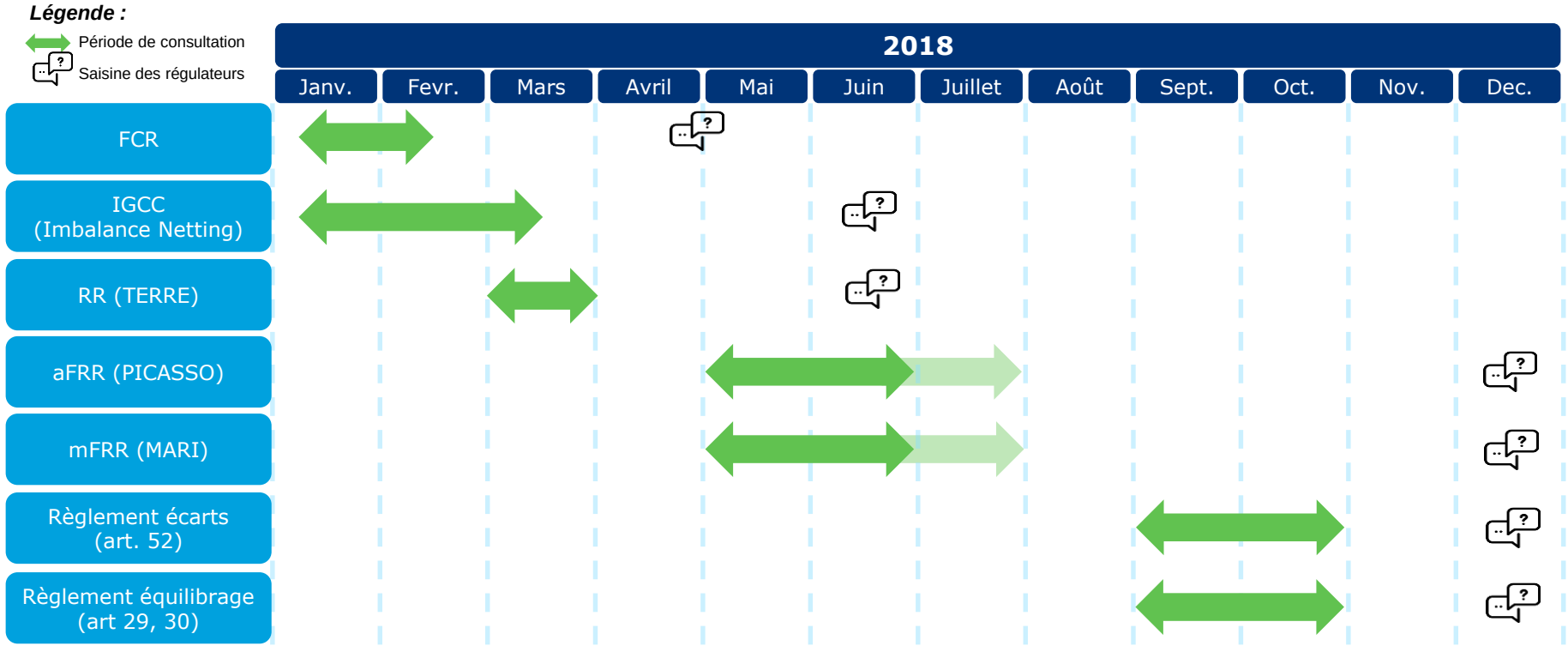




Calendrier prévisionnel des règles MA-RE



Planning prévisionnel des consultations européennes



Chacune de ces consultations donnera également lieu à des modifications des règles nationales

Planning prévisionnel des consultations européennes

Règlement équilibrage – art 29 et 30 – Planning prévisionnel

Proposition	Jan	Fev	Mar	Avr	Mai	Juin	Juillet	Aout	Sept	Oct	Nov	Dec	Jan
Fixation du prix (art 30)						W		W?					
Règlement GRT-GRT (art 30)						W			W?				
Motifs d'activation (art 29)						W		W?					

Consultation publique — Saisine des régulateurs — W Workshop

Consultations publiques en cours des plateformes européennes

***Implementation framework* PICASSO** : Consultation publique du 26 avril 2018 au 29 juin 2018

***Implementation framework* MARI** : Consultation publique du 15 mai 2018 au 16 juillet 2018

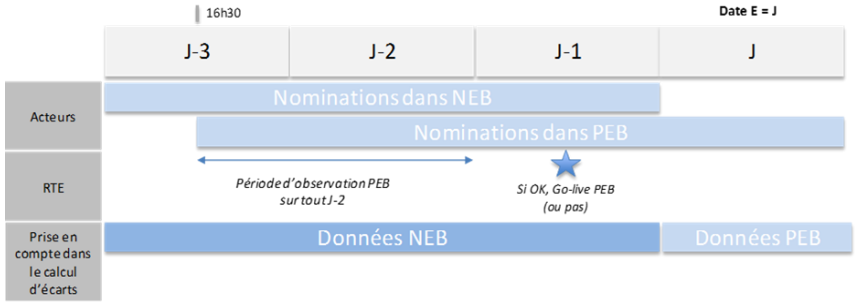
Proposition	Jan	Fev	Mar	Avr	Mai	Juin	Juillet	Aout	Sept	Oct	Nov	Dec	Jan
IF PICASSO													
IF MARI													

NEB devient PEB

Mise en service de PEB prochainement

La date prévisionnelle de l'entrée en service de PEB (1ère journée de livraison) est le **jeudi 28 juin 2018** (journée J sur le schéma ci-dessous).

Afin de faciliter son entrée en service, une période de double exploitation se déroulera du **25 juin 2018 au 28 juin 2018.**



Pour préparer l'ouverture du service PEB, nous vous invitons à :

- Tester votre accès au service PEB
  - Si vous n'avez pas encore demandé votre accès à PEB, merci de prendre contact rapidement avec marketservices@rte-france.com
- Tester l'application pour vérifier que vous maitrisez l'utilisation de l'outil et que celui-ci fonctionne.
  - Si vous n'avez pas réalisé de tests, merci de prendre contact rapidement avec neb-refonte@rte-france.com

RTE vous propose une session dédiée au lancement du service PEB pour présenter cette période de transition et répondre à vos questions:

- Vendredi 25 mai 2018 de 14h à 16h30
- Par téléphone (et/ou tour initiale)

2

Compensation financière des écarts aux frontières synchrones

Fskar : Financial Settlement of kΔf, ACE and Ramping period

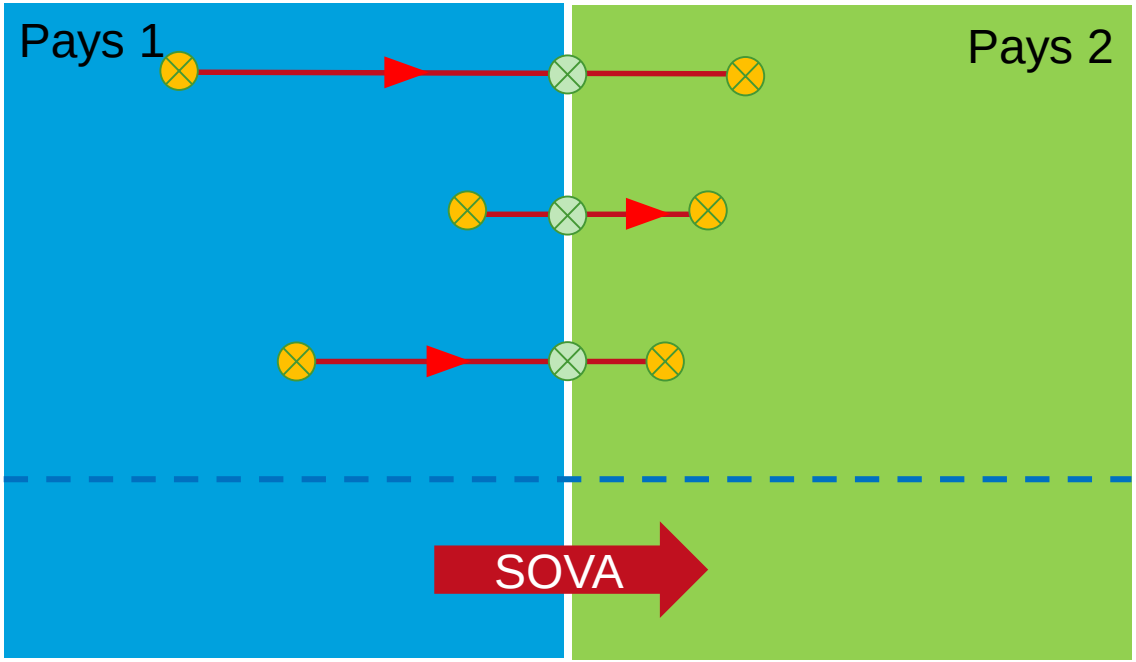
Règlement actuel

Règlement en énergie

Comptage agrégé sur la frontière
System Operator Validated Accounting data

SOVA

- Comptage physique
- Comptage estimé à la frontière (règle de trois à la base des données de comptage physique)



Règlement actuel

Règlement en énergie

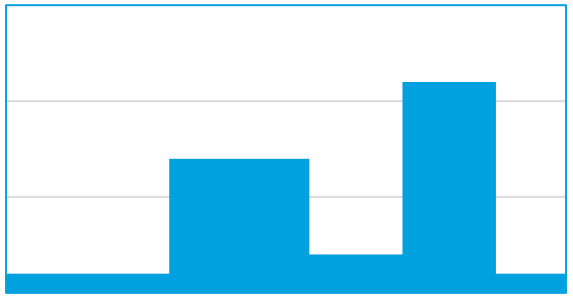
SOVA

Schedules

écarts

SOVA et Schedules (programmes commerciaux) sont envoyés aux centres de coordination (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.



Règlement actuel

Règlement en énergie

Problèmes :

- Mauvaise incitation (par exemple à se mettre en déficit de production lorsque le prix de l'énergie est élevé)
- Impact sur la sureté système (utilisation de la capacité, en particulier pour l'Espagne – une seule frontière avec l'Europe)

Règlement européen *Electricity Balancing*

Les articles 50(3) & 51(1) imposent aux GRT la mise en place de la « financiarisation des rattrapages ». A cet horizon, la compensation des écarts aux frontières entre GRT ne sera plus effectuée sur la base de rattrapages physiques, mais directement au moyen de flux financiers entre GRT.

➔ Une méthode commune de règlement doit être définie entre les GRT pour les échanges d'énergie résultant du processus de stabilisation de la fréquence, de la période de rampe ainsi que pour les échanges imprévus d'énergie.

Vers un règlement financier

Les échanges d'énergie concernés

Les échanges d'énergie concernés par Fskar sont de trois types :

- Période de rampe
- kΔf (réglage primaire en fréquence)
- ACE – Area Control Error

Pour rappel, seuls sont concernés les GRT de la zone synchrone (pas d'impact pour la frontière France-Angleterre).

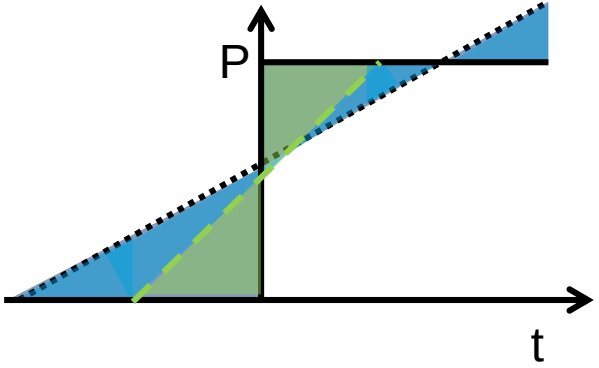
La mise en œuvre du règlement financier est prévu pour 2020/2021. Il sera donc nécessaire de changer les compteurs pour un pas de mesure 15 minutes.

Vers un règlement financier

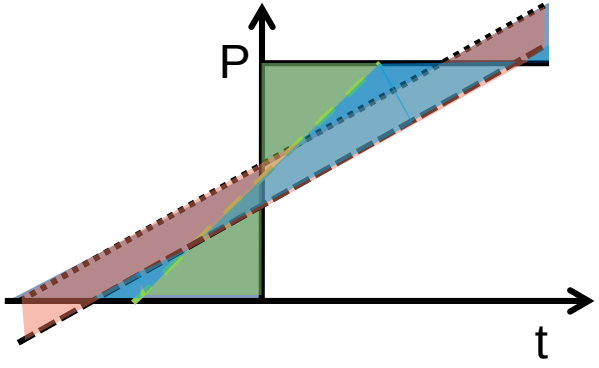
$$\Delta P = ACE + P_{RP} - k\Delta f^*$$

Programme commercial — Rampe théorique ····· Echangé réel aux frontières

Δ f = 0



Δ f > 0



*des valeurs positives de ΔP, ACE, P_{RP} et -kΔf signifient un solde exportateur pour la zone considérée.

Règlement financier

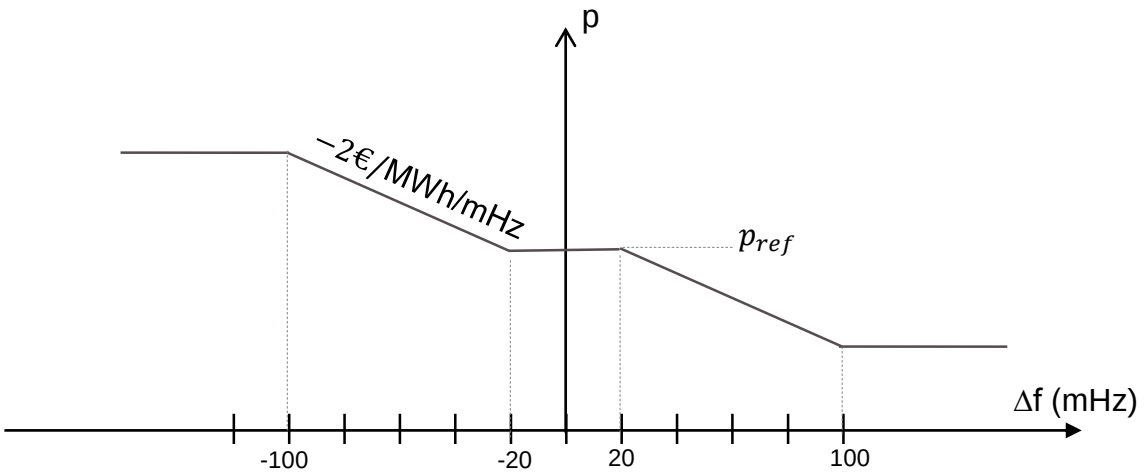
ΔP
=
P_{RP}
+
ACE
-
kΔf

Conclusion du groupe ENTSO-E en concertation avec les régulateurs :

La période de rampe est considérée comme à balance nulle : $p = 0€/MWh$

L'ACE et kΔf sont au même prix : $p = p_{ref} + p(\Delta f)$

où : $p_{ref} = \frac{\sum_0^N |-k\Delta f_n + ACE_n| * P_{spot_n}}{\sum_0^N |-k\Delta f_n + ACE_n|}$ et $p(\Delta f)$ est une dépendance en fréquence



Impacts sur le compte ajustements écarts

Principes concertés en 2015 et présents au sein des règles MA-RE en vigueur

« Le portage de l'intégralité des flux financiers relatifs à l'énergie d'équilibrage par le CAE permet la neutralité financière de RTE par rapport à l'énergie d'équilibrage. Cette neutralité financière est prévue par le projet de code de réseau européen « Electricity Balancing » (article 44)

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

Impacts financiers

	Cashflow simulé Fskar résultats ENTSO-E (périmètre France) (M€)	Cashflow volumes de rattrapages physiques valorisés au spot (M€)	Volume import (GWh)	Volume export (GWh)
2014	13.52	14.2	420	4.7
2015	9.27	11.2	294.4	14.4
2016	-0.35	3.3	12.6	45.2
2017	-	7.1	161	29.4

Le cashflow Fskar est similaire au cashflow actuel (écarts valorisés au prix spot). Il reste légèrement inférieur cependant.

Planning de déploiement

Juin 2019
- Soumission des méthodologies aux régulateurs

Fin 2019
- Approbation par les régulateurs

2021
- Déploiement opérationnel

Changement des compteurs (pas de mesure 15 min)

Evolution du SI des GRT

3

Retours des acteurs sur l’appel à contributions

Appel à contributions

Session de questions-réponses

Rappel des thèmes abordés

1. Processus de pré-qualification
2. Processus d'équilibrage en temps réel
3. Valorisation des ajustements
4. Modalités de calcul du prix de règlement des écarts
5. Simultanéité MA-NEBEF

Session de questions-réponses concernant les proposition contenues dans l'appel à contributions

Appel à contributions

Processus de préqualification

2.1 Introduction
2.2 Processus de préqualification des acteurs d'ajustement
2.3 Processus de préqualification des capacités d'ajustement
2.4 Critères techniques

Appel à contributions

Processus d'équilibrage en temps réel

3.1 Modalités d'expression des besoins d'équilibrage à la plateforme TERRE

3.2 Offres non partagées

3.3 Non transmission des activations TERRE par RTE

3.4 Evaluation des pertes d'opportunité lorsque les capacités ne peuvent pas être activées par la plateforme TERRE

3.5 Réception des programmes de marche des capacités participant à TERRE

3.6 Fermeté des offres TERRE formulées par les acteurs

3.7 Déconnexion de la plateforme TERRE

Appel à contributions

Valorisation des ajustements

4.1 Objectifs du régime de valorisation des ajustements
4.2 Rappels relatifs à la programmation et aux supports des offres d'ajustement
4.3 Modalités générales de valorisation
4.4 Calcul des volumes attendus
4.5 Gabarit des PM spécifique
4.6 Calcul des rémunérations
4.7 Calcul et valorisation des écarts d'ajustement
4.8 Défaillance et pénalités
4.9 Cas particuliers
4.10 Modes dégradés liés au renvoi de PM
4.11 Exemple de valorisation d'ajustement standard
4.12 Affectation des coûts d'équilibrage
4.13 Calcul des indicateurs

Appel à contributions

Modalités de calcul du PRE

5.1 Modalités actuelles de calcul du Prix de Règlement des Ecarts

5.2 Exigences du règlement Electricity Balancing

5.3 Evolution des modalités de calcul du PRE

Simultanéité MA-NEBEF

6.1 Introduction

6.2 Présentation et instruction du cas 10%

4

Processus de publication des écarts en S+1

Présentation ADEeF – RTE
(cf support annexe)

5

REX sur les motifs d’activations dans certaines situations

Vague de froid semaine 9 2018

Suite au REX de la vague de froid du 27 février au 1er mars 2018, RTE souhaite faire un retour aux acteurs de marché concernant le motif d'activation sur le MA.

La situation du système électrique était tendue, le risque de délestage était écarté.

Situations sur ces journées

Journée du 27 février

26/02 : message d'alerte hausse

27/02 : mode dégradé (matin et soir)

Journée du 28 février

27/02 : message d'alerte hausse

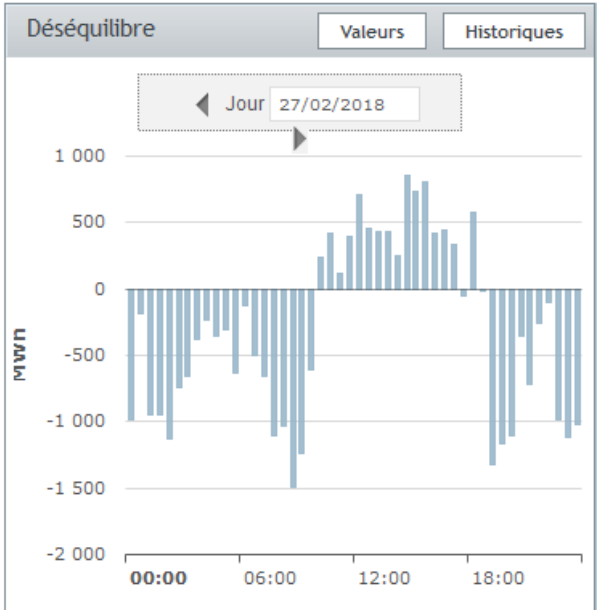
28/02 : mode dégradé (matin et soir)

Journée du 1er mars

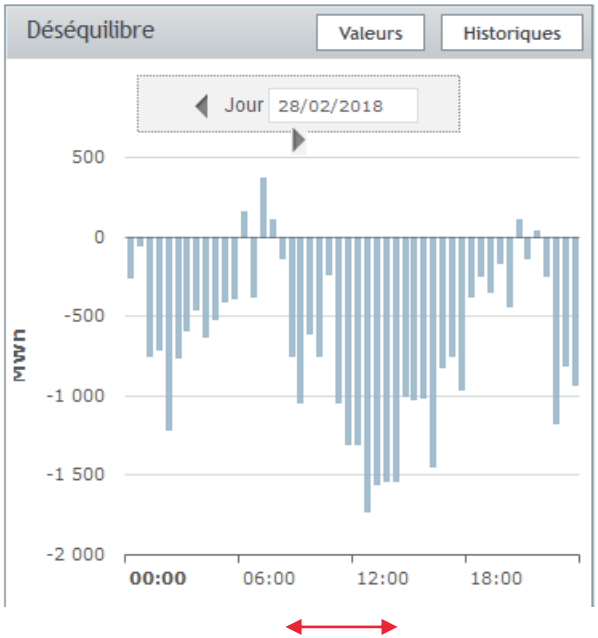
28/02 : message d'alerte hausse

01/03 : mode dégradé (matin et soir)

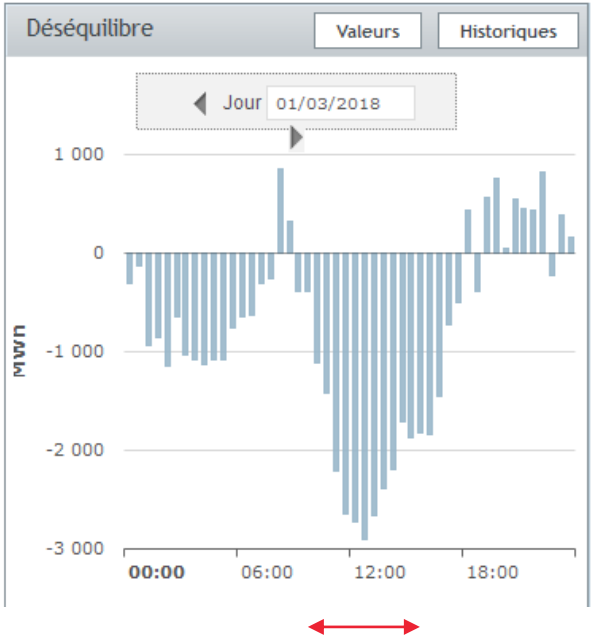
Bilan du déséquilibre sur ces trois journées



Pas d'activation pour cause marge



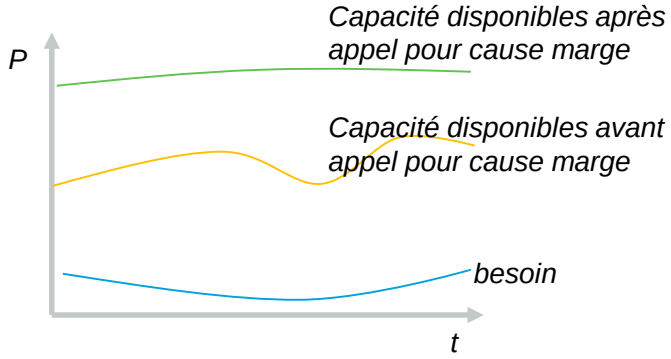
Entre 250 MW et 550 MW d'activation pour cause marge



Entre 150 MW et 300 MW d'activation pour cause marge

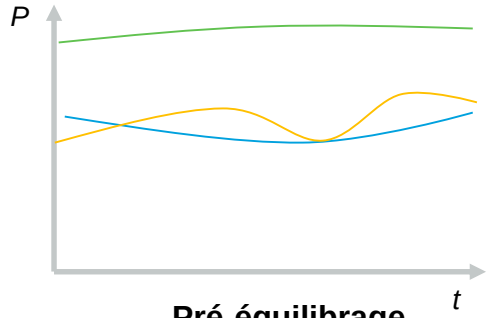
Activations pour cause marge

1. Le motif d'activation est bien la garantie de la marge (ce n'est qu'a posteriori qu'il est possible de constater que les RE ne se sont pas rééquilibrés lors des guichets).



Constitution d'un « matelas »

2. Ces activations sont davantage liées à la couverture des déséquilibres de RE que liées à la constitution d'un « matelas » de flexibilité à système équilibré et permettant de faire face au risque « 1% ».



Pré-équilibrage

Quelques éléments complémentaires

Les publications de RTE concernant l'état du système électrique montraient que le système électrique était déséquilibré.

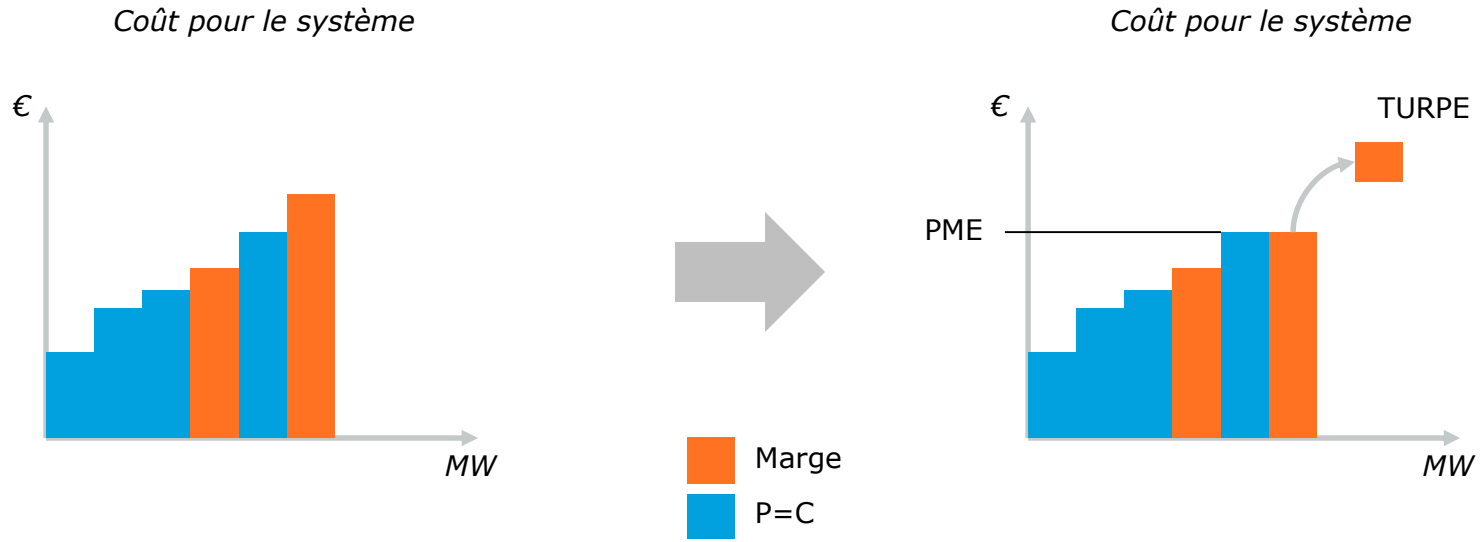
La prévision de consommation publiée par RTE était « juste » (e < 500 MW).

Les AA n'ont pas « repris » les activation pour cause marge à leur compte (vente sur l'IJ)

Les RE ne se sont pas rééquilibrés

Les prix d'équilibrage sont restés à des niveaux de l'ordre de 300€/MWh lors de cette période

Prise en compte des activations pour cause marge dans le PRE





6

Point sur les règles de précision dans l’outil TAO

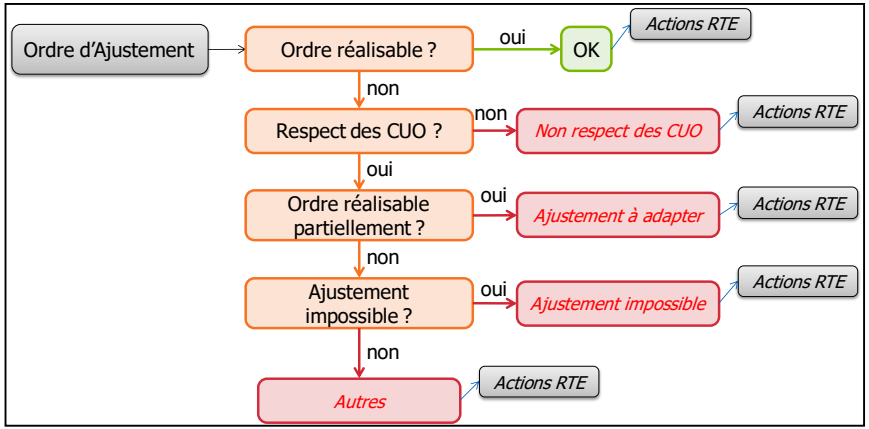
Constat

Des opérateurs ont développé des dispositifs automatiques d'acceptation des ordres en fonction des CUO afin d'accélérer le traitement des ordres.

Cette gestion entraine des refus d'ordre automatiquement. Lors de la mise en place du système TAO, la logique était d'accepter les ordres réalisables avant de contrôler les CUO.

Les modalités actuellement prévues dans les règles ne permettent pas une lecture commune des actions à effectuer (le schéma de principe n'est plus admis).

RTE propose d'instruire une évolution des règles MA/RE pour disposer d'une vision commune entre AA et RTE.



Extrait du guide d'accompagnement TAO

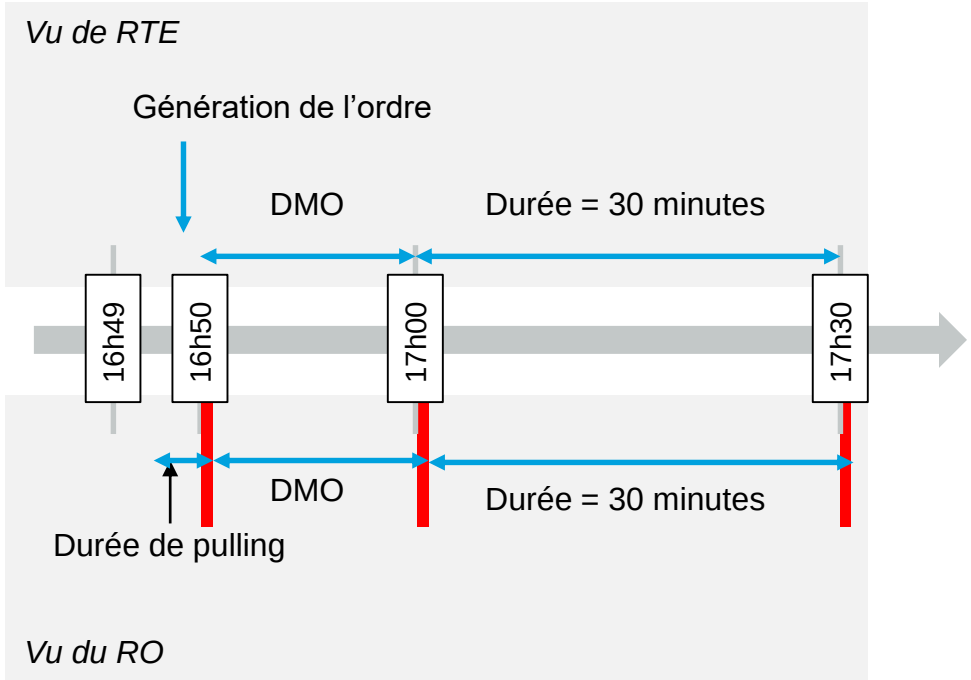
Les erreurs proviennent majoritairement d'une vision différente de l'instant d'activation

Exemple

Offre
DO_{min} = DO_{max} = 30 min
DMO = 10 minutes

Ordre
À 16h49/50 activation immédiate jusqu'à 17h30.

Refus d'ordre



Plusieurs pistes possibles

L'absence de souplesse des systèmes d'information dans l'interprétation nécessite de définir des règles claires pour traiter ces situations.

Plusieurs pistes unitaires sont identifiées et à instruire avec les acteurs d'ajustement.

Solution	Efficacité
Tronquer les secondes pour l'heure de réception	+
Introduire des tolérances (à définir en fonction de la précision à 5 minutes sur la traçabilité)	++
Augmenter la fréquence de pulling	+
Hybride à définir	?

Proposition pour instruire le sujet

Ateliers techniques → Solution → Restitution au groupe de travail RE/MA

Plus opérationnel et technique

La solution est susceptible de conduire à une évolution des règles RE/MA (et pas uniquement les règles SI)

Merci de votre participation