2 juin 2017

GT - Evolution des règles MA-RE (v8.3)

RTE – Tour Initiale

PLAN DE LA PRÉSENTATION

1. **ACTUALITÉS ET PLANNING**

2. **RETOURS SUR LE PRÉCÉDENT GT – APPEL À CONTRIBUTION**

3. **V8.3 - EVOLUTIONS DU MÉCANISME D'AJUSTEMENT**
    1. Sollicitation des EnR
    2. Activation de sous-ensemble EDA
    3. aFRR Assistance
    4. Evolution du PRE



01

Actualités et planning

POINT D'ACTUALITÉ
Calendrier

- **9 juin :** Prochain GT FDR MA de 13h à 16h

- **19 juin :** Démarrage phase de Test plateforme PEB

- **20 juin :** Prochain GT Données & Comptage de 14h à 16h

  ➔ Présentation de nouvelles API disponibles pour les RE
  - Consommation ajustée et énergie refoulée (mise en œuvre programmée en juillet 2017)
  - Données déclaratives et NEBEF détaillées (mise en œuvre programmée en novembre 2017)
  - Écarts détaillés valorisés (mise en œuvre programmée en novembre 2017)

- **1er Juillet :** Démarrage du modèle corrigé pour les sites RPD

POINT D'ACTUALITÉ

Bilan IGCC

- **OBJECTIF (Rappel) :**
  - Eviter l'activation de la réserve secondaire en sens opposé dans chacune des zones de réglage à condition que les contraintes de capacités aux interconnexions soient respectées.

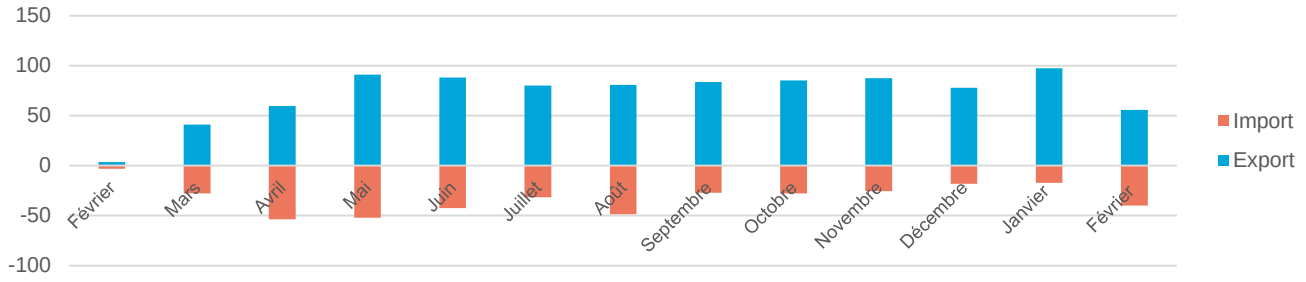
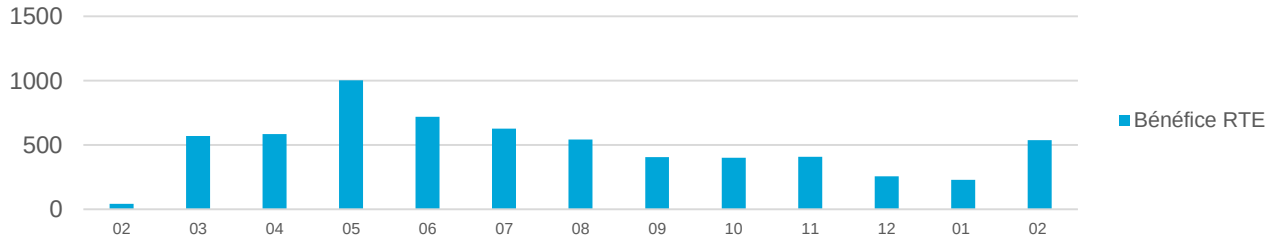
BILAN DE LA PHASE D'EXPLOITATION SOUS CONTRÔLE DE FIN FÉVRIER 2016 À FIN FÉVRIER 2017 :

- **NETTING RTE :**
  - Export RTE : 931,2 GWh
  - Import RTE : 414,5 GWh

➔ Bilan des flux financiers pour le compte ajustements-écarts: +31,5M€

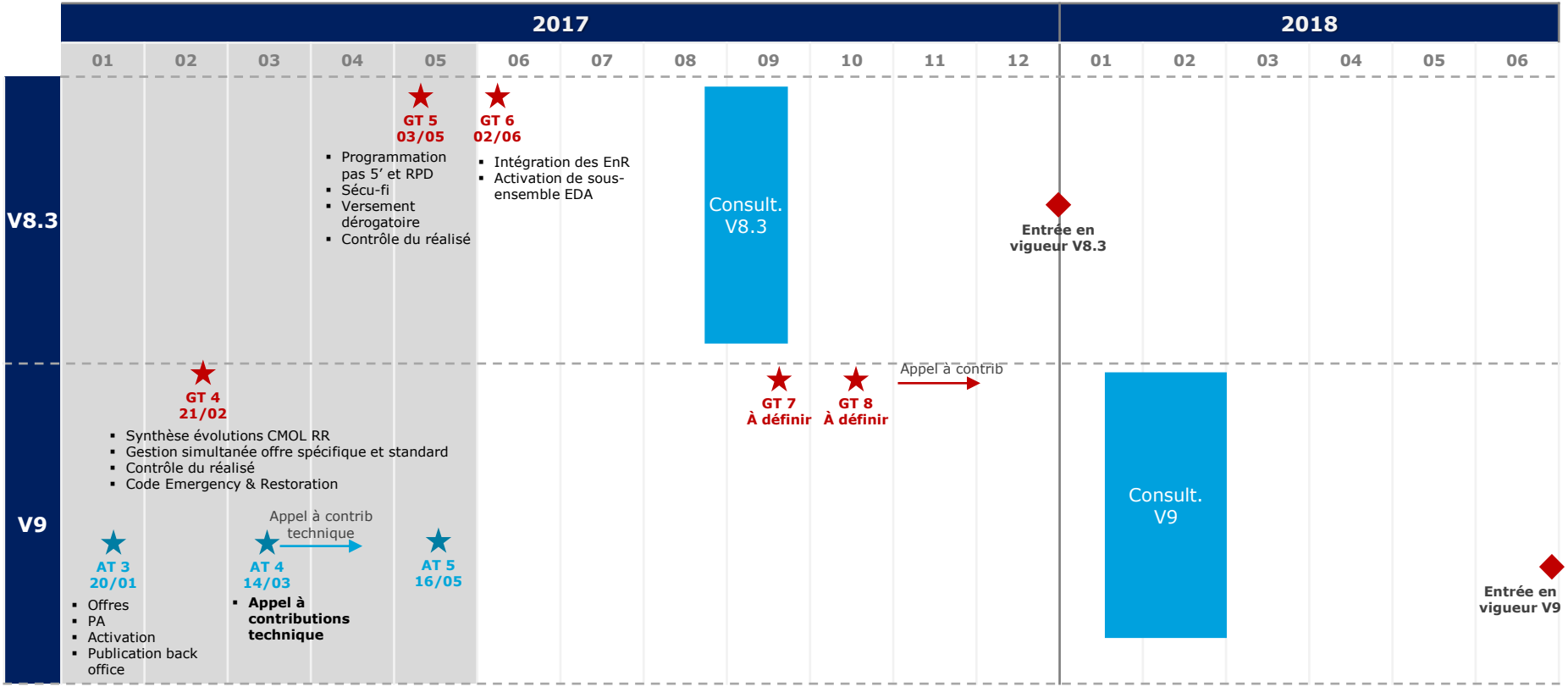
➔ **Bénéfice net (après prise en compte du solde physique des échanges) : 6,3M€**

** Cumul de Février 2016 à Janvier 2017*

RTE		Cumul	Chronique mensuelle trial phase
Netting RTE	Export (GWh)	931,2	
	Import (GWh)	414,5	
Bénéfice RTE (k€)		6 334k€	

Coopération IGCC	Cumul	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	01	02
Netting global IGCC (GWh)	2 428	119	183	219	248	223	211	215	177	187	177	146	168	155
Bénéfice IGCC (M€)	58,4 M€	5,5	5,1	5,2	6,6	5,1	5,4	4,2	3,2	4,5	2,2	3,2	4,1	4,1
Facture RTE (k€) *Positif: RTE paie Négatif : RTE reçoit*	- 31,5 M€	- 49	- 708	- 878	- 2 155	- 2 135	- 2 260	- 1 760	- 2 685	- 4 184	- 4 569	- 3 929	- 6 208	NA

PLANNING DES GT/AT MA-RE À VENIR





02

Retours sur le dernier GT – Appel à contribution

PARTICIPANTS À L'APPEL À CONTRIBUTIONS

7 participants

- **EDF**
- **CNR**
- **MARKENER**
- **VOLTALIS**
- **ADEF**
- **EQUINOV**
- **DIRECT ENERGIE**

MÉTHODES DE CONTRÔLE DU RÉALISÉ (1/3)

▪ INTÉRÊT POUR LES NOUVELLES MÉTHODES PROPOSÉES :

- Ces méthodes élargissent les possibilités de participation pour les acteurs, même si l'alignement avec NEBEF doit encore être renforcé. NEBEF devrait pouvoir servir directement de référence au MA
- Mais… il manque la méthode RAS (Voltalis), et la méthode des panels pour les segment diffus (ADEF)

▪ CAS D'APPLICATION DES MÉTHODES :

- Exemples cités de cas d'application : Effacements longs, sites au profils de conso non linéaires, sites valorisant sur NEBEF déjà homologués (par prévision ou historique), sites tertiaires et industriels ayant un fonctionnement très prévisible et centré sur la journée

MÉTHODES DE CONTRÔLE DU RÉALISÉ (2/3)

▪ REMARQUES SUR LES MODALITÉS PROPOSÉES

- Proposer des méthodes de courbes de référence pour les EDA télérelevées avec homologation à la maille de l'EDA
- Méthode par prévision
  - Imposer l'envoi de la prévision en J-2 au plus tard
  - Privilégier historique / prévision (moins de biais possibles)
- Homologation :
  - Critères jugés trop stricts
  - Que faire en l'absence de données réalisées
  - Choix de la variante ?
  - Maintien de l'homologation en cas de changement de périmètre
- Pouvoir mixer différentes méthodes pour une même EDA

MÉTHODES DE CONTRÔLE DU RÉALISÉ (3/3)

- **QUELLES PRIORITÉS ENTRE LES MÉTHODES PROPOSÉES :**
  - EDF : historique
  - Voltalis : RAS (ou à minima harmonisation NEBEF)
  - Equinov : historique et prévision pour EDA TRV et profilé + RAS sur profilés

AUTRES SUJETS (1/2)

▪ PLANNING :

- Le planning parait court, notamment pour laisser assez de temps aux acteurs pour les développements (à partir de la validation des spécifications). EDF demande à détailler le planning de mise en œuvre sur 2018-2019.
- V8.3 : EDF souhaite un partage du projet de texte en amont de la consultation et propose de décaler la consultation en septembre.

▪ PROGRAMMATION :

- Pas 5' : Il est important de laisser le choix aux acteurs de programmer au pas 30' ou 5'
- Programmation RPD : GRT et GRD doivent préciser le planning de mise en œuvre envisagé pour que les acteurs puissent anticiper les évolutions de processus et du SI. Le seuil de programmation proposé de 1MW a été contesté. De façon générale, les acteurs demandent à coordonner les interfaces / fichiers entre GRD/GRT (possibilité d'un seul envoi au GRD qui transmet au GRT ?)

AUTRES SUJETS (2/2)

▪ SÉCU-FI :

- Garantie Bancaire : Equinov propose de proportionner la GB au risque (ie aux volumes) plutôt qu'à la puissance moyenne de soutirage. Markener propose de conserver la franchise de garantie bancaire pour les petits acteurs quitte à réduire le niveau de puissance maximum
- Encours RPD : EDF préfèrerait utiliser un BGC moyenné sur 4 semaines ou utiliser le BGC S+2 avec en incluant la thermo sensibilité ou recourir à l'utilisation du BGC S+1 publié par certains GRD

▪ AUTRES :

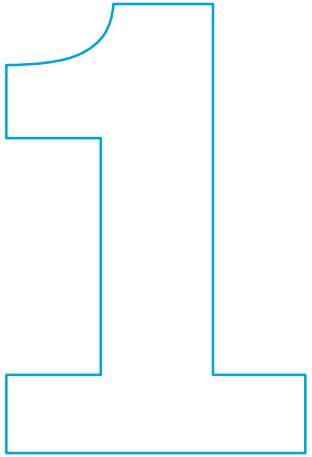
- Demande de transmettre le guide d'implémentation pour le « DNA »

▪ POINTS COMPLÉMENTAIRES PROPOSÉS POUR LA 8.3 :

- Prise en compte du report, déclinaison du décret taux (versement dérogatoire), déclinaison du décret autoconsommation

03

V8.3 - Evolutions du mécanisme d’ajustement



ACCÈS À LA FLEXIBILITÉ DES PRODUCTEURS HTA POUR LA GESTION DES CONTRAINTES RPT

BESOIN RÉSEAU

S3REnR

Optimisation des investissements dans le réseau HTB

Evacuation de 90% de la Pmax installée en éolien et 95% en solaire
Recours pérenne à des effacements de production HTA

Diminution de la quote-part payée par les producteurs

Economie pour les producteurs raccordés sur la zone
Mutualisation des bénéfices

Rémunération des effacements de production

Financé par le TURPE transport
Mutualisation des coûts

BESOIN RÉSEAU

S3REnR

Forte production éolienne

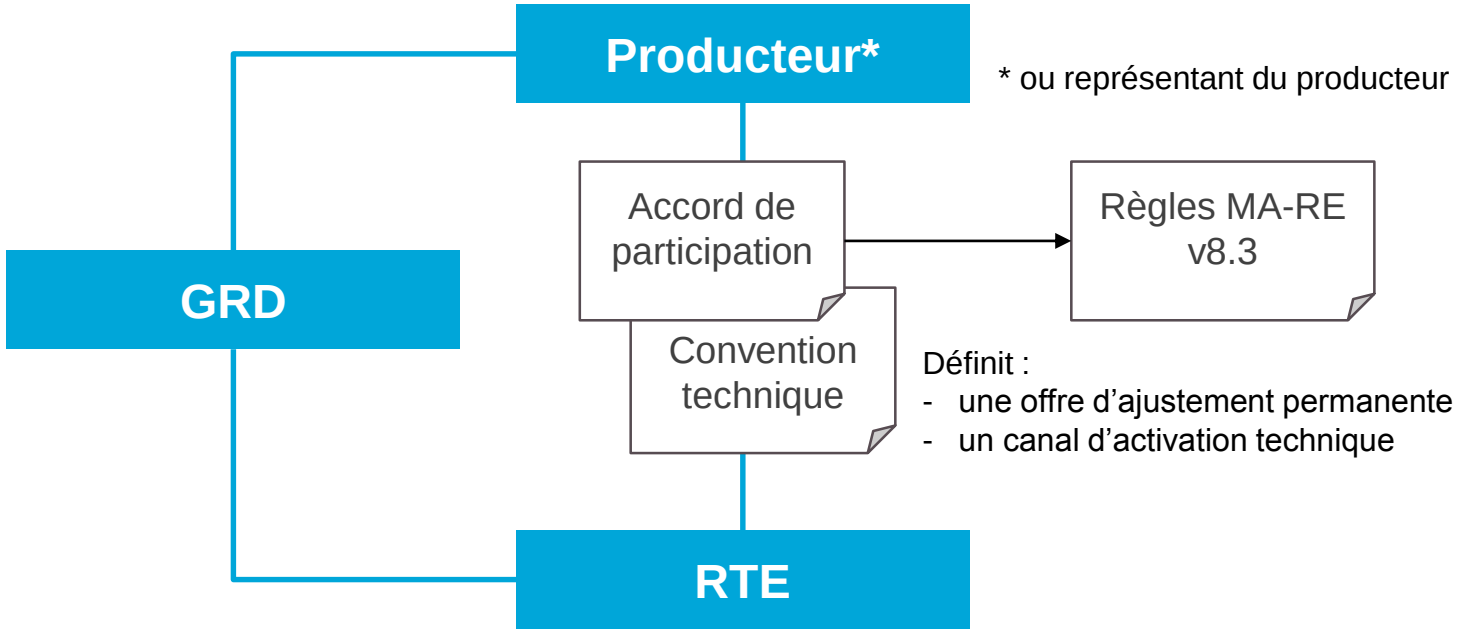
Faible consommation

Possible contrainte en transit sur le réseau HTB en N ou en N-1

Traitement préventif	Limitation de production en amont du temps-réel
OU	
Traitement curatif	< 1 minute | < 5 minutes | < 10 minutes

Activation par automate d'effacements de production pour éviter la coupure (sans impact QdE)

SCHÉMA CONTRACTUEL PROPOSÉ



EVOLUTION DES RÈGLES MA-RE

	Dispositions générales	Conventions techniques
Dépôt des offres	Dépôt journalier dans SYGA	Déclaration initiale des CUO et prix ex-ante
Préséance	L'ensemble des offres d'ajustements est interclassé pour répondre aux différents besoins	Offres dédiées au besoin réseau
Modalités d'appel	TAO ou téléphone en mode dégradé	Activation par dispositif technique spécifique (automate)
Publication RE	Volumes d'énergie ajustée toutes EDA confondues	Volumes d'énergie ajustée par EDA/Site
Corredction RE	Sur la base du volume demandé (si réalisé >80% du demandé)	Sur la base du volume réalisé
Publication et facturation AA	Publication dès la fin du pas 30' Facturation en M+1	Echeance de publication et de facturation à définir

PÉRIMÈTRE D'APPLICABILITÉ

Utilisation d'un dispositif spécifique d'activation

Production RPD
S3REnR

Production RPT

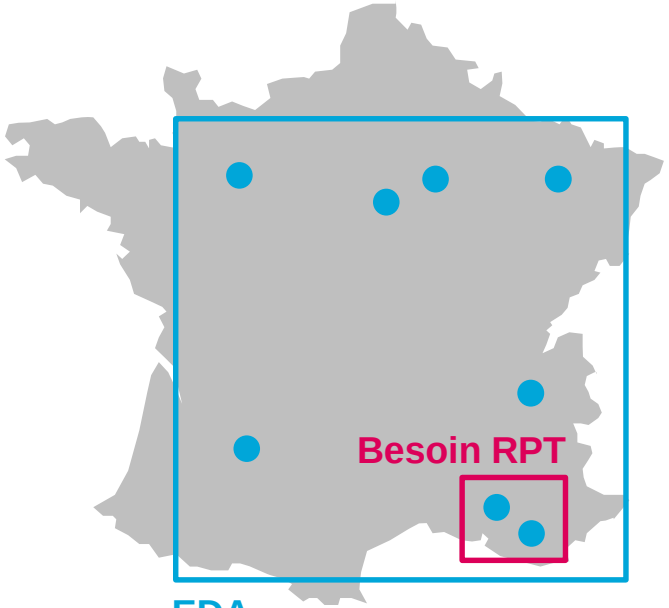
Soutirage HTA

Soutirage RPT



ACTIVATION D’UN SOUS-ENSEMBLE DE SITES AU SEIN D’UN SUPPORT D’OFFRES

BESOIN RÉSEAU



EDA
potentiellement engagée
en RR/RC ou AOE

Option 1 Création d'une EDA locale

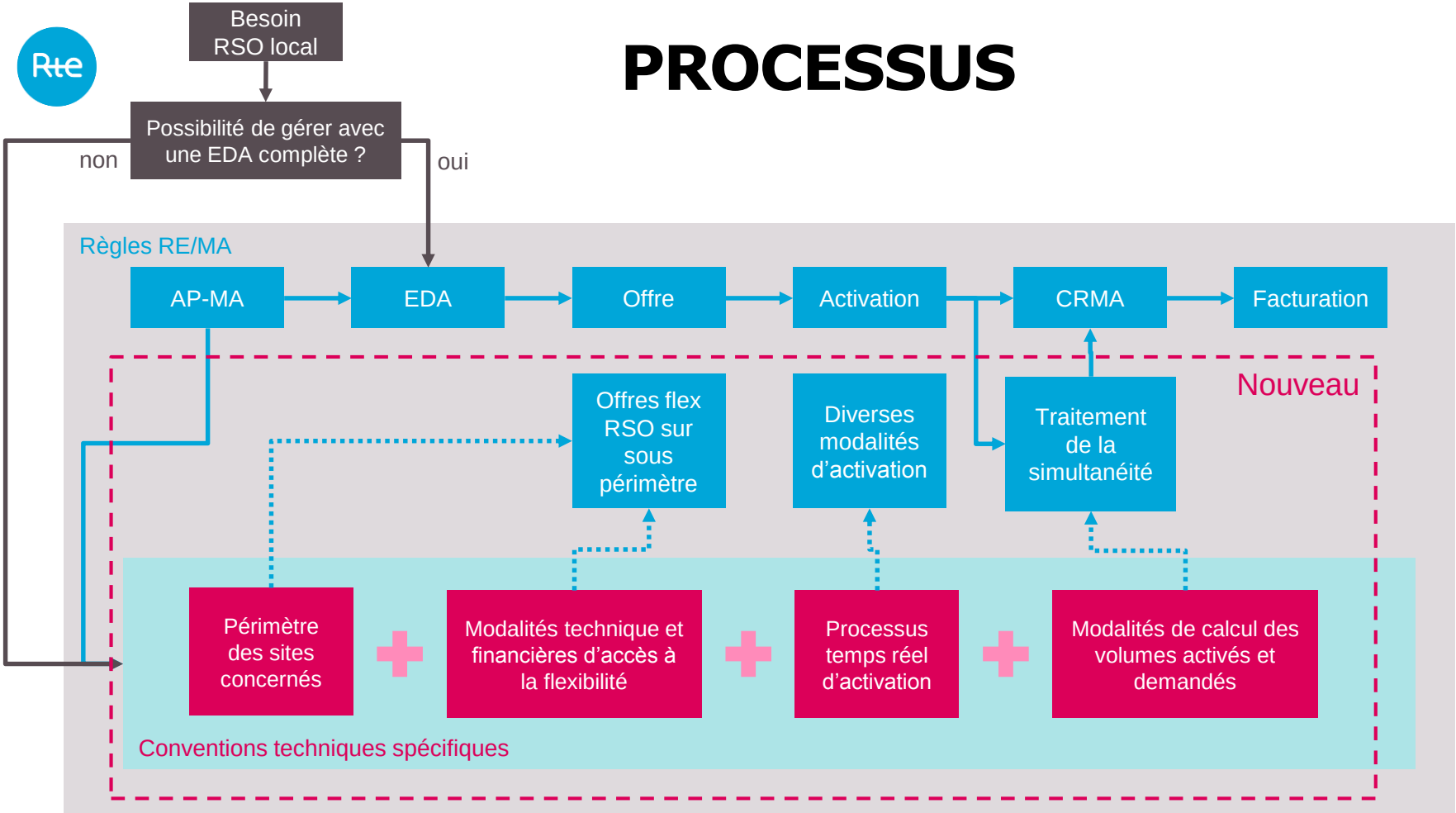
\+ Simplicité de mise en œuvre

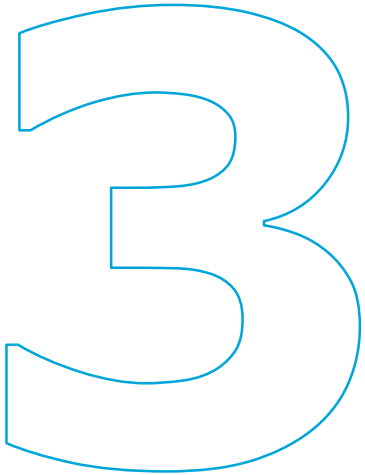
– Défoisonnement (augmentation du risque de défaillance)

– Perte d'agrément RR/RC

Option 2 Activation d'un sous-ensemble

PROCESSUS


Besoin RSO local
Possibilité de gérer avec une EDA complète ?
non
oui
Règles RE/MA
AP-MA
EDA
Offre
Activation
CRMA
Facturation
Nouveau
Offres flex RSO sur sous périmètre
Diverses modalités d'activation
Traitement de la simultanéité
Périmètre des sites concernés
Modalités technique et financières d'accès à la flexibilité
Processus temps réel d'activation
Modalités de calcul des volumes activés et demandés
Conventions techniques spécifiques



AFRR ASSISTANCE

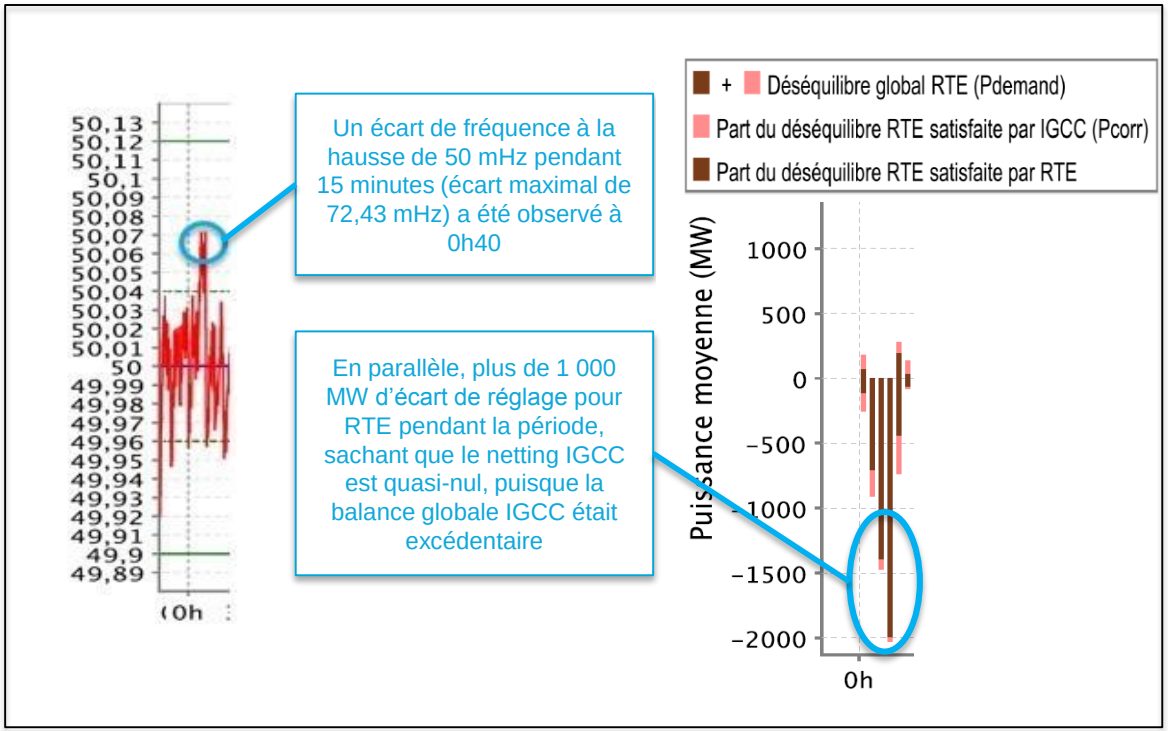
INTRODUCTION

- L'AFRR ASSISTANCE SERAIT UNE NOUVELLE OPTION DE SECOURS ENTRE GRT

- ELLE VIENDRAIT COMPLÉTER LES OPTIONS DE SECOURS LISTÉES À L'ARTICLE 4.4.2.4.3.3 DE LA SECTION 1 DES RÈGLES MA/RE

FONDEMENT DE L'AFRR ASSISTANCE

Cas d'utilisation : Exemple dimanche 26 juin 2016



<u>Principe de l'aFRR assistance</u> : Comment utiliser l'architecture IGCC pour permettre aux GRTs de s'aider mutuellement dans ces situations de déséquilibre temps réel important dans le but de résorber les écarts de fréquence ?

Autrement dit : Permettre aux GRTs de se fournir mutuellement un secours en activant de la réserve secondaire (aFRR), pour aider les GRTs qui en font la demande à résorber des écarts de réglage important, le temps d'activer de la mFRR ou en cas de manque de mFRR.

LANCEMENT DU PROJET AFRR ASSISTANCE

- **FIN 2015 :** avant l'entrée de RTE dans IGCC, des réflexions ont été menées pour définir les principes opérationnels d'un service d'AFRR assistance entre les TSOs au sein d'IGCC (DE/AT/CH/CZ).

- **LE 01/07/2016 :** validation des principes opérationnels et accord unanime pour traiter la mise en œuvre de ce service en dehors du cadre contractuel IGCC, entre les TSOs intéressés par ce service, à savoir :
  - RTE et 4 GRT Allemands (Amprion, Transnet BW, Tennet De, 50 Hz) ayant déjà recours à cette assistance

- **DÉCEMBRE 2016 – JUIN 2017**
  - Des discussions avec les GRT Allemands sont en cours autour des grands principes d'utilisation de l'aFRR Assistance ainsi que des principes de règlement financier.

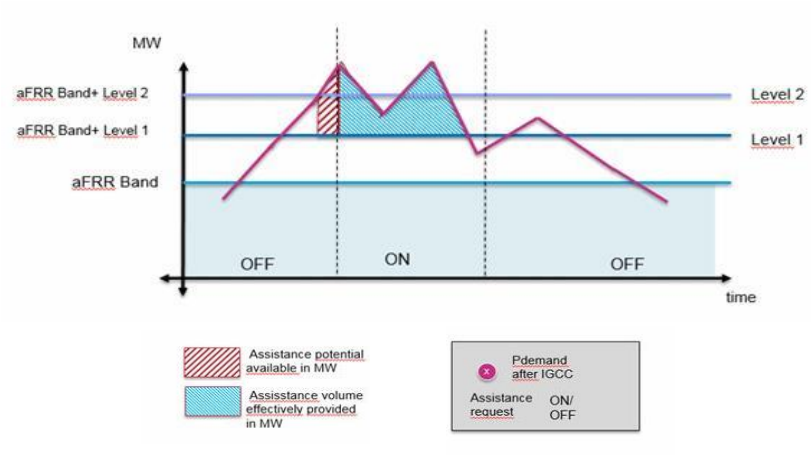
- **2IÈME TRIMESTRE 2018**
  - Mise en service envisagée pour ce projet commun avec les GRTs allemands

APPLICATION DE L'AFRR ASSISTANCE EN CONDITION OPÉRATIONNELLE

- **SOLLICITATION PAR RTE :**
  - Début de sollicitation suivant 2 critères :
    - Ecart de réglage supérieur à la demi bande de réglage et supérieur à 437 MW (critère du code SOGL*)
    - Déclenchement validé manuellement
  - Fin de sollicitation suivant le critère :
    - Ecart de réglage inférieur à la demi bande de réglage et inférieur à 231 MW (critère du code SOGL*)

- **REPONSE AUX SOLLICITATIONS DES AUTRES GRT :**
  - Fourniture possible d'assistance aux autres GRTs dès lors qu'il y a de la réserve secondaire disponible : i.e. le Pdemand (après IGCC) – demi-bande de réglage > 0
  - Le TSO garde la priorité sur l'utilisation de son aFRR pour pallier ses déséquilibres propres. Ce qui est différent d'une mise en commun d'offres d'aFRR telle que définie dans la cadre du code Balancing.

- **FRÉQUENCE D'UTILISATION :**
  - Service vu comme un contrat de secours ➔ utilisation relativement occasionnelle



*** NOTE:** Les critères d'écart de réglage du code System Operation Guide Line sont de ne pas dépasser pour la France, pour respecter les exigences sur la fréquence :

- 231 MW pendant plus de 15min, plus de 30% du temps par an
- 437 MW pendant plus de 15min, plus de 5% du temps par an

PRINCIPE DE RÈGLEMENT FINANCIER INTER-GRT

- **LA NEUTRALITÉ DU GRT QUI FOURNIT DOIT ÊTRE GARANTIE (COST RECOVERY)**
  - Règlement basé sur les coûts d'aFRR
  - Les coûts de fourniture d'assistance doivent correspondre aux coûts de revient pour le GRT qui fournit

- **TOUT ÉCHANGE DOIT ÊTRE FACTURÉ (IDEM QUE POUR IGCC)**
  - En cas de sollicitation, l'écart est transféré instantanément d'un GRT à l'autre

- **IMPACT SUR LE PRIX DE RÈGLEMENT DES ÉCARTS**
  - RTE souhaite renvoyer les coûts d'assistance vers les REs via le prix de règlement des écarts en temps réel



EVOLUTION DU PRIX DES ÉCARTS

EVOLUTION DU PRIX DES ÉCARTS
UNIQUEMENT LORSQUE K' EST NÉGATIF

Rappel des prévisions de reversement du solde du compte « Ajustements-Ecarts » pour l'année 2016 :

- Le solde estimé de 2016 est excédentaire d'un montant de 32 118 k€
- La valeur du coefficient k' qui permet d'annuler le solde est de -0.0190889
- Un k' à 0 permettrait d'atteindre un solde positif du compte « Ajustements-écarts » de 5 727 k€

L'utilisation d'un k' négatif pour solder le solde du CAE de 2016 est soumis à une modification de la matrice de PRE utilisée du 1er avril 2016 au 6 avril 2017. Il est impossible de solder le CAE complètement sans modification de cette dernière avec k' négatif.

A ce jour, la CRE n'ayant pas délibéré le solde du CAE pour 2016, RTE propose de modifier, au sein des règles 8.3, la matrice du PRE utilisée pendant cette période afin d'envisager de solder complètement le CAE en 2016.
Cette modification est aussi nécessaire sur la matrice en vigueur depuis le 7 avril 2017.

EVOLUTION DU PRIX DES ÉCARTS
MATRICE UTILISÉE DU 1ER AVRIL 2016 AU 6 AVRIL 2017

Matrice utilisée du 1er avril 2016 au 6 avril 2017
(telle que décrite dans la version actuelle des règles)

	Tendance à la Hausse	Tendance nulle	Tendance à la Baisse
Ecarts positifs	Prix Spot de Référence	Prix Spot de Référence	$Min(PMP_B/(1+k) ; PMP_B*(1+k))$ Nota 1
Ecarts négatifs	$Max(PMP_H * (1+k) ; PMP_H/(1+k))$ Nota 2	Prix Spot de Référence	Prix Spot de Référence

Nota 1 : cette valeur ne peut être supérieure au Prix Spot de Référence
Nota 2 : cette valeur ne peut être inférieure au Prix Spot de Référence

Problématique

Rappel : Les formules « min » et « max » ont été introduites précédemment dans les règles MA-RE afin de traiter les situations où le PMP est négatif.
Or, dans la situation où le coefficient k' calculé ex-post serait négatif, les formules des prix des écarts validant les conditions « min » et « max » deviennent « celles définies pour un PMP du signe opposé ».
Exemple avec une hypothèse **PMP >0 :**

- **Si k'>0** : $PREN_H = Max(PMP_H * (1+k') ; PMP_H/(1+k')) = \mathbf{PMP_H * (1+k')}$
- **Si k'<0 :** $PREN_H = Max(PMP_H * (1+k') ; PMP_H/(1+k')) = \mathbf{PMP_H/(1+k')}$ → **ce qui n'est pas le comportement attendu**

EVOLUTION DU PRIX DES ÉCARTS
MATRICE UTILISÉE DU 1ER AVRIL 2016 AU 6 AVRIL 2017

Précision des règles pour rendre la matrice compatible avec un éventuel k' négatif

PMP > 0	Tendance à la Hausse **(et PMP_H positif)**	Tendance nulle	Tendance à la Baisse **(et PMP_B positif)**
Ecarts positifs	Prix Spot de Référence	Prix Spot de Référence	$PMP_B/(1+k)$ Nota 1
Ecarts négatifs	$PMP_H * (1+k)$ Nota 2	Prix Spot de Référence	Prix Spot de Référence

PMP < 0	Tendance à la Hausse **(et PMP_H négatif)**	Tendance nulle	Tendance à la Baisse **(et PMP_B négatif)**
Ecarts positifs	Prix Spot de Référence	Prix Spot de Référence	$PMP_B *(1+k)$ Nota 1
Ecarts négatifs	$PMP_H/(1+k)$ Nota 2	Prix Spot de Référence	Prix Spot de Référence

Nota 1 : cette valeur ne peut être supérieure au Prix Spot de Référence
Nota 2 : cette valeur ne peut être inférieure au Prix Spot de Référence

EVOLUTION DU PRIX DES ÉCARTS
MATRICE UTILISÉE A PARTIR DU 7 AVRIL 2017

Selon le même principe, la matrice « single price » peut également être modifiée de la façon suivante :

Proposition de Matrices « single price » corrigeant le problème

PMP > 0	Tendance du système électrique français à la Hausse **(et PMP_H positif)**	Tendance du système électrique français à la Baisse **(et PMP_B positif)**
Ecarts positifs	PMP_H * (1-k) **Nota 1**	PMP_B * (1-k)
Ecarts négatifs	PMP_H * (1+k)	PMP_B * (1+k) **Nota 2**

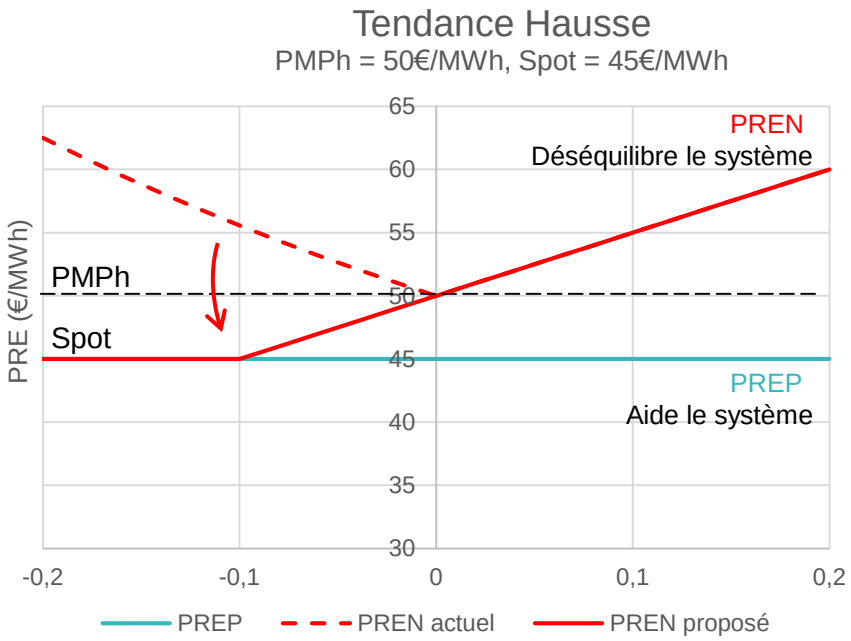
PMP < 0	Tendance du système électrique français à la Hausse **(et PMP_H négatif)**	Tendance du système électrique français à la Baisse **(et PMP_B négatif)**
Ecarts positifs	PMP_H * (1+k) **Nota 1**	PMP_B * (1+k)
Ecarts négatifs	PMP_H * (1-k)	PMP_B * (1-k) **Nota 2**

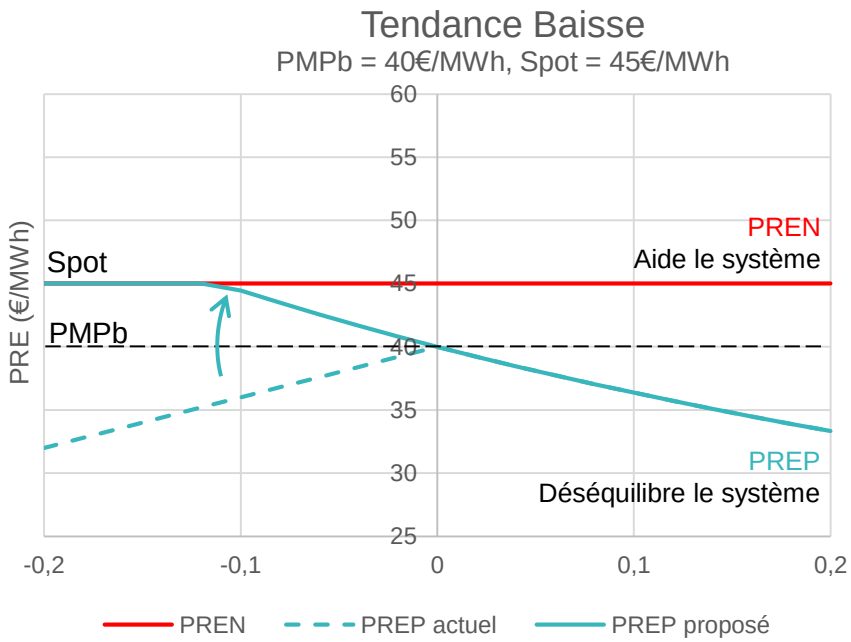
Nota 1 : Le PREP ne peut pas être supérieur au PREN
Nota 2 : Le PREN ne peut pas être inférieur au PREP

MERCI POUR VOTRE ATTENTION

Annexes

EVOLUTION DU PRIX DES ÉCARTS
MATRICE UTILISÉE DU 1ER AVRIL 2016 AU 6 AVRIL 2017





EVOLUTION DU PRIX DES ÉCARTS
MATRICE UTILISÉE A PARTIR DU 7 AVRIL 2017

