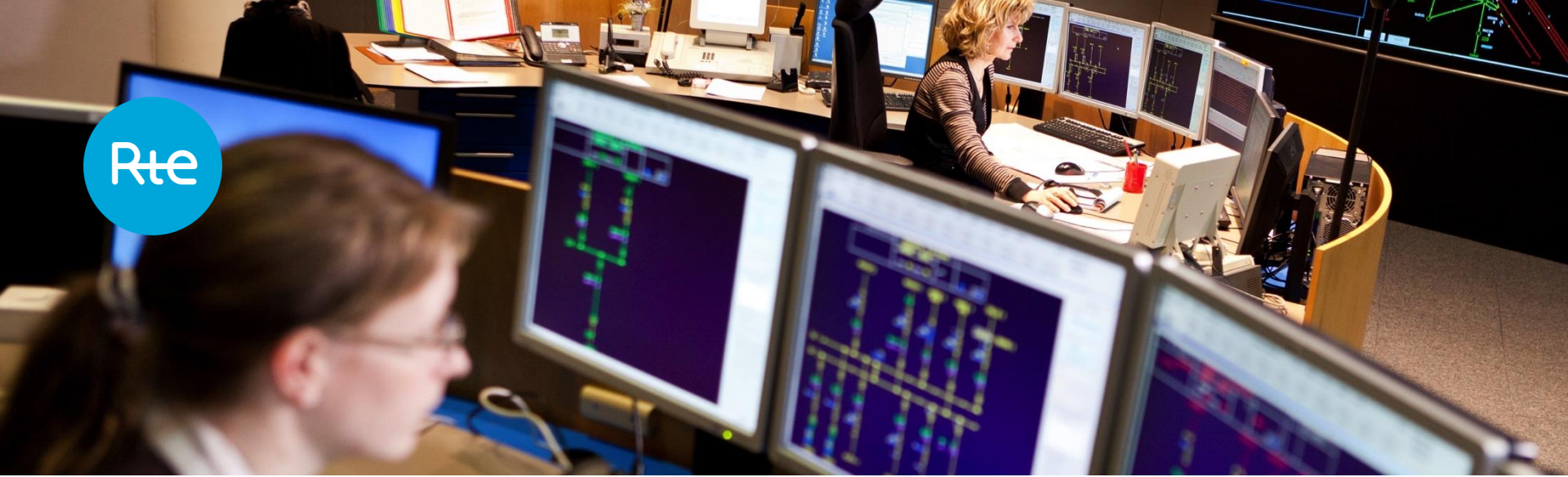


12 décembre 2017

GT - Evolution des règles MA-RE v9

RTE – Com Square

Sommaire

RE

MA

1. Actualités et calendrier
2. Réconciliation temporelle au PRE
3. Intégration des mesures exceptionnelles dans le calcul des écarts
4. Procédure de préqualification
5. Services systèmes et offres TERRE
6. Activations simultanées MA/NEBEF
7. Transparence



1

Actualités et calendrier

Actualités

Passées

GT du 20/10/2017

- Programmation
- Faciliter la gestion des périmètres
- Versement fournisseur anticipé
- Passage à la réconciliation temporelle au PRE
  - Appel à contribution du 10/11 au 27/11
- Point sur les données

GT du 24/11/2017

- Pré qualification (introduction)
- Expression du besoin à TERRE
- Valorisation des ajustements

FdR de l'équilibrage 01/12/2017

- Présentation du résultat des études sur la durée de la fenêtre opérationnelle et le modèle de sureté

A venir

AT du 19/12/2017

- Valorisation des ajustements – Back office
- Lieu : Tour initiale – salle 17-44
- Date : 19/12/2017 de 10h à 12h

AT du 16/01/2018

- Lieu : Tour initiale – salle 17-44
- Date : 16/01/2018 de 14h à 17h

GT du 26/01/2018

- Lieu : Tour initiale – salle 14-35
- Date : 26/01/2018 de 14h à 17h

Bilan - Réconciliation temporelle n°12

1er juillet 2015 – 30 juin 2016

Les flux financiers couvrant les compensations et le résidu de la réconciliation temporelle n°12 représentent un montant global de **72,6 M€** avec **15 responsables d'équilibre remboursés et 13 responsables d'équilibre facturés**.

Le résidu financier est une facture qui s'élève à 13,6 k€.

Volume RT12	72,6 M€	Volume RT11	24,3 M€	Volume RT10	10,7 M€
Bascule consommation profilée → pertes		Bascule consommation profilée → pertes		Bascule pertes → consommation profilée	

Avec la fin des tarifs réglementés vert et jaune fin 2015, la disposition simplifiée 1 n'est plus autorisée dès lors qu'au moins un site de consommation est sorti du TRV. Ainsi, les GRD ayant recours à la disposition simplifiée 1 se sont dirigés vers la disposition simplifiée 2 en 2016.

Un bilan complet de la RT12 a été transmis aux participants du GT MA RE ainsi qu'aux participants du GT Recoflux dans le cadre du GT Recoflux du 8 décembre 2017.

Périmètre de l'évolution v8.4

Plateforme TERRE

- Pré-qualification des capacités
- Modalités de programmation
- Transmission des programmes de marche

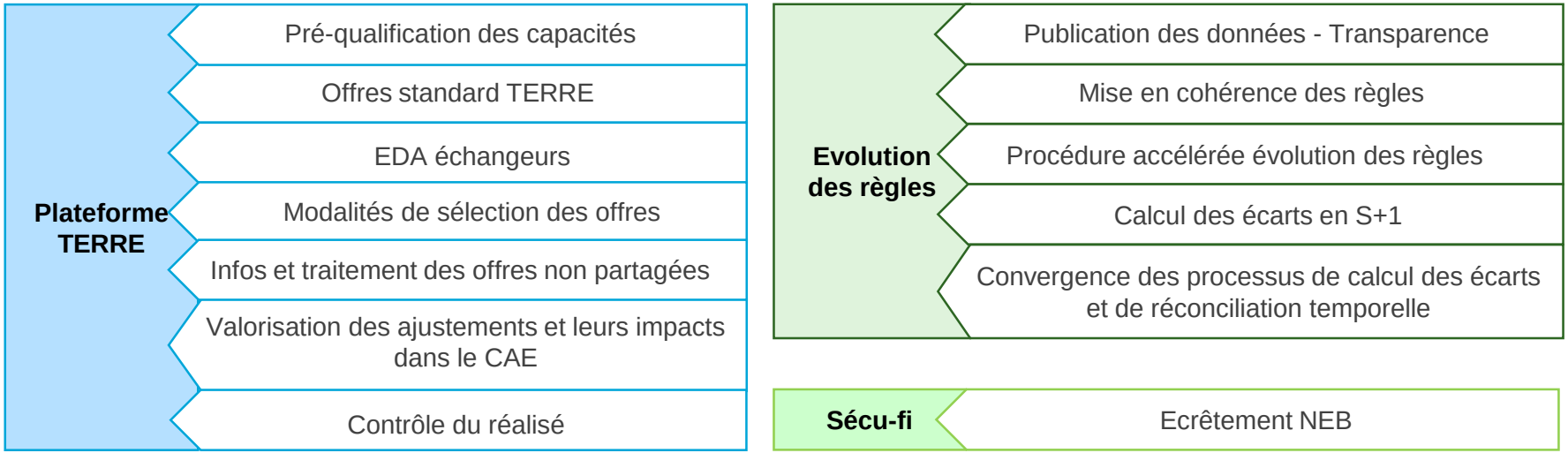
Effacement

- Versement fournisseur anticipé
  Retardement facturation
- Activations simultanées MA/NEBEF

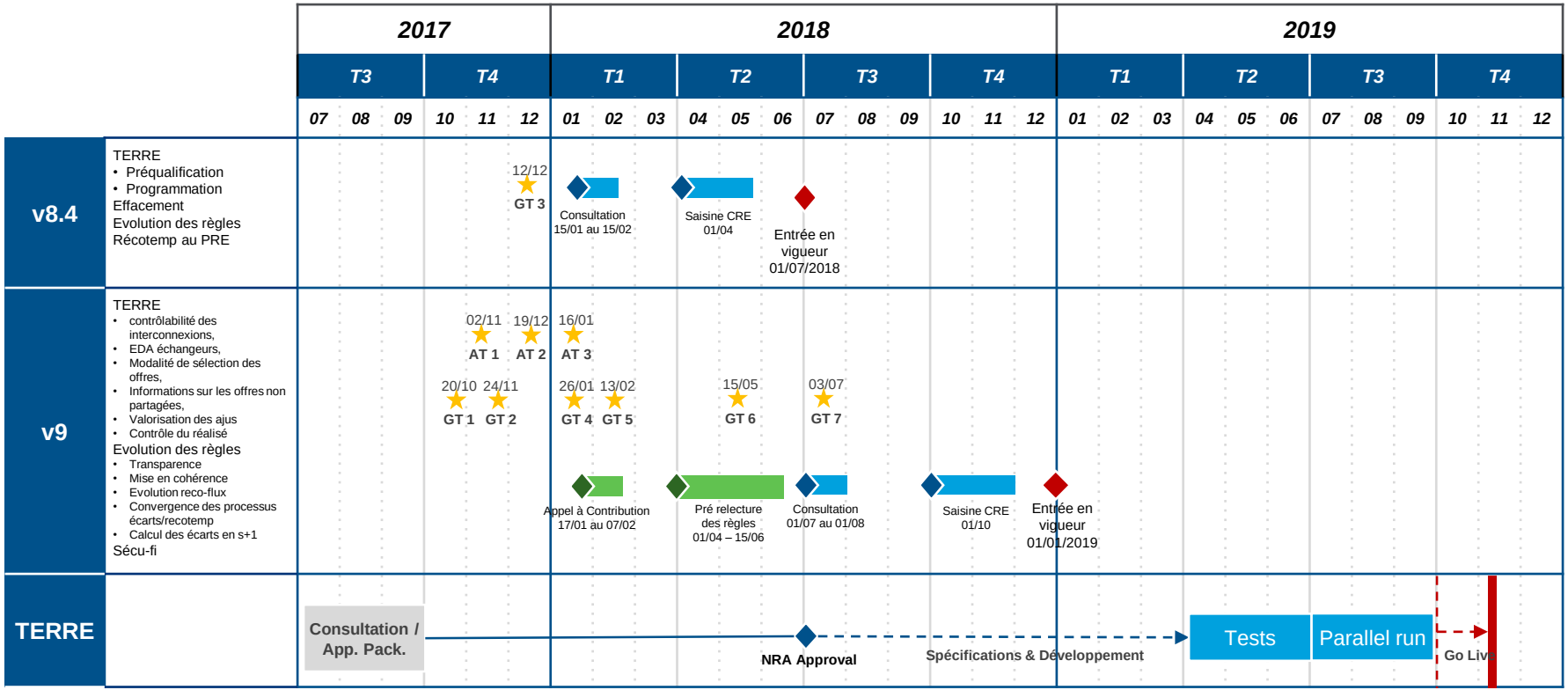
Evolution des règles

- Mise à jour de la procédure normale d'évolution
- Publication des données - Transparence
- Passage de la réconciliation temporelle au PRE
- Opérateur unique sur un même site
- A préciser par Enedis : profilage dynamique
- Intégration des mesures exceptionnelles dans le calcul des écarts

Périmètre de l'évolution v9



Calendrier prévisionnel des règles MA-RE





2

Réconciliation temporelle au PRE

Appels à contributions

La CRE demande à RTE, dans sa **délibération n°2017-155 du 22 juin 2017** portant orientations sur la feuille de route, de faire évoluer les règles RE afin que la réconciliation temporelle soit réglée au PRE par les RE et non plus au prix spot.

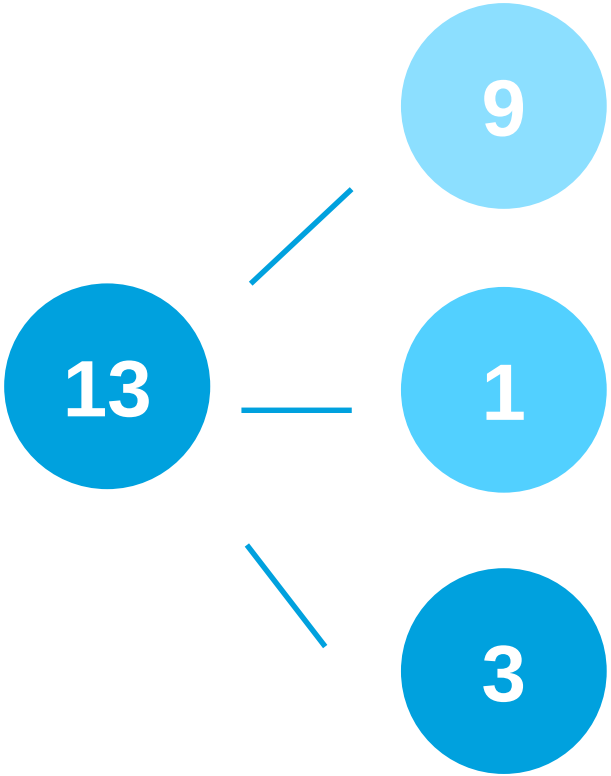
[…] la CRE demande à RTE de formuler une proposition de calendrier de mise en œuvre de cette mesure , établie en concertation avec les acteurs. En tout état de cause, le règlement des énergies rectifiées durant le processus de « réconciliation temporelle » au PRE devra intervenir au plus tard pour la période de consommation débutant le 1er juillet 2018.

Pour répondre à cette demande, RTE a organisé un appel à contributions du **10 Novembre 2017 au 27 Novembre 2017**

13

Contributions : DIRECT ENERGIE, EDF, ENGIE, ENEDIS, UEM, TOTAL SPRING, ANODE (association), ANODE ENERGIE, UFE, UNIPER, ADEEF, ALPIQ, ES Energies

Différentes catégories de contributeurs



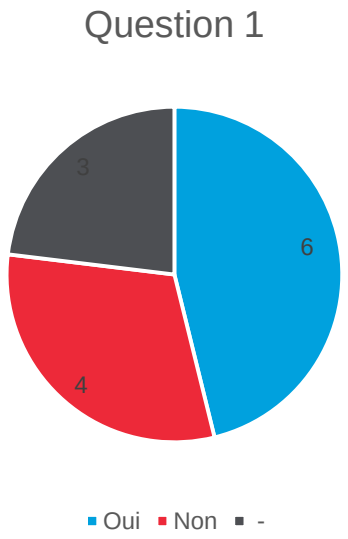
RE, fournisseurs : DIRECT ENERGIE, EDF, ENGIE, ANODE ENERGIE, TOTAL SPRING, UNIPER, ALPIQ, UEM, ES Energies

GRD (et RE des pertes) : ENEDIS

Associations : ANODE, ADEEF, UFE

Question 1

Partagez-vous l'intérêt d'inciter les RE à équilibrer physiquement leur périmètre sur la base des énergies affectées au processus de réconciliation temporelle (sur la base de relevés couvrant ou chevauchant la période de réconciliation temporelle), via l'application du PRE à la réconciliation temporelle ?

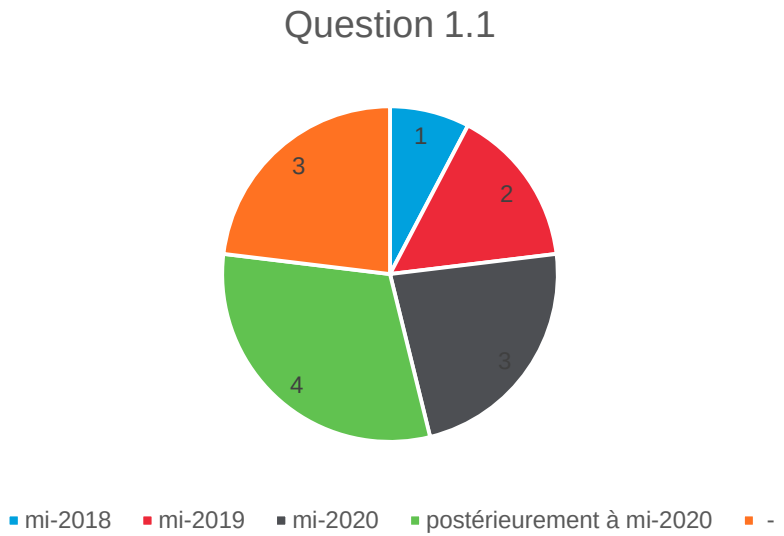


Nom acteur	Avis
ADEEF	Ne se prononce pas
ALPIQ	
ANODE (association)	
ANODE ENERGIE	
DIRECT ENERGIE	
EDF	
ENGIE	
ENEDIS	
ES Energies	
TOTAL SPRING	
UEM	
UFE	Ne se prononce pas
UNIPER	Ne se prononce pas

La cible proposée par la CRE dans sa délibération est partagée par la majorité des acteurs s'étant exprimés.

Question 1.1

Quelle échéance vous semble accessible pour cette seule évolution ?



La quasi-totalité des acteurs préfère une mise en œuvre post-2018. Seul ALPIQ est en faveur d'un démarrage mi-2018 si celui-ci ne retarde pas le passage en tout courbe de charge pour les clients > 36 kVA.

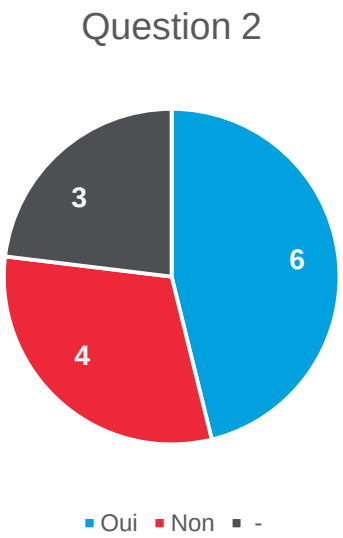
Question 1.2

Quels sont les prérequis selon vous pour permettre cette seule évolution (lister notamment les données attendues et l'échéance d'envoi de la donnée attendue) ?

1. **Nouvelles données**
   - Publication des FU relevés en J+1 d'une relève (au lieu de S+2) à la maille fournisseur et à la maille France
   - Création d'un S+1 en mode RT ou estimation du S+1 RT
   - Estimation réalisé RT sur les périodes RT 13, 14 et 15
   - Publication systématique des CdC individuelles des sites télérelevés RPD
2. **Echéances de calcul des données existantes**
   - Avancement de la RT à M+12 au plus tard
   - Premier calcul de l'écart au lundi S+1 (avec objectif J+1 / J+2)
3. **Meilleure prévision des pertes GRD**
4. **Modification des règles de reconstitution des flux**
   - Passage au profilage dynamique
   - Insensibilisation des fournisseurs de la forme et du niveau des pertes GRD
   - Pas de double-pénalisation possible au règlement des écarts puis en RT pour des positions en sens contraire
   - Energies affectées lors des différents rejeux (M+X écarts) calculés avec les FU chevauchants

Question 2

Dans l'hypothèse d'une application du profilage dynamique en réconciliation temporelle à partir de mi-2018 (calendrier initial proposé par ENEDIS), estimez-vous que cela est de nature à changer la date accessible d'application du PRE au processus de réconciliation temporelle ?



La majorité des acteurs s'étant exprimés considèrent que l'application de la RT au PRE aura un impact sur le calendrier de passage au profilage dynamique devant être proposé par ENEDIS à la CRE.

Question 3

Quels sont les prérequis selon vous pour le passage de la réconciliation temporelle au PRE avec l'utilisation de profils dynamiques en réconciliation temporelle ?

1 Nouvelles données

CdC individuelles des échantillons correspondants pour en déterminer la volatilité correspondante.
Rejeu du coefficient de calage construit avec les profils dynamiques.
Liste et laractéristiques techniques des nouveaux flux qui seront créés ou modifiés dans le cadre de la mise en place de ces profils.
Publication des coefficients de profils dynamiques en S+1 au plus tard
Adaptation de la publication des FU

2 Délais

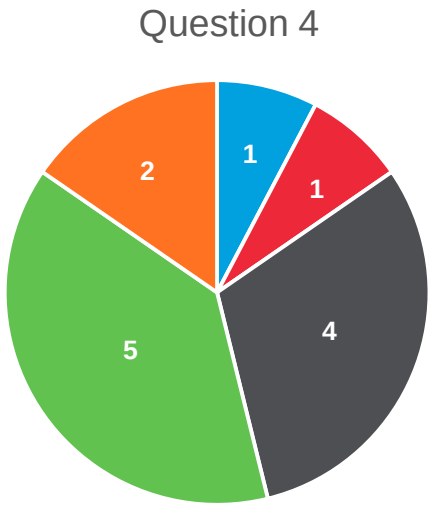
Retour d'expérience attendu sur le profilage dynamique en RT avant passage au PRE (2 ans de REX)
2 voire 3 ans entre chaque la mise en œuvre du profilage dynamique et la RT au PRE
Mise en œuvre progressive

3 Modification des règles de reconstitution des flux

Plus de double-processus = adoption du profilage dynamique aux écarts = suppression RT
Adoption d'une date pour le passage en CdC du haut de portefeuille
Modification des règles RE

Question 4

Quel ordonnancement privilégieriez-vous pour cette double évolution (PRE en réconciliation temporelle et utilisation de profils dynamiques en réconciliation temporelle) ?



Le scénario préférentiel des acteurs parmi les ordonnancements proposés est « profilage dynamique en RT mi-2018 puis PRE en RT mi-2020 ».

Nom acteur	Avis
ADEEF	Ne se prononce pas
ALPIQ	
ANODE (association)	
ANODE ENERGIE	
DIRECT ENERGIE	
EDF	
ENGIE	
ENEDIS	
ES Energies	
TOTAL SPRING	
UEM	
UFE	
UNIPER	Ne se prononce pas

Question 4

Autres solutions proposées

ANODE (association), DIRECT ENERGIE
profilage dynamique en réconciliation temporelle mi-2018 et valorisation de celle-ci au prix spot.

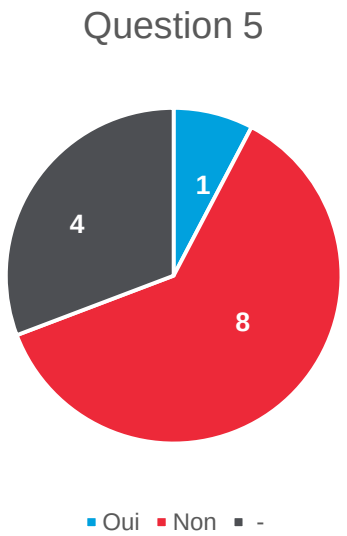
ENGIE
PRE en réconciliation temporelle mi-2019 puis profilage dynamique en réconciliation temporelle mi-2020

UEM
plutôt Profilage dynamique en réconciliation temporelle mi-2020 puis PRE en réconciliation temporelle mi-2023

TOTAL SPRING
Aucune des deux évolutions ne nous semble prioritaire à aussi court terme que mi-2018 du point de vue fournisseur. Le profilage dynamique nous paraissant un enjeu plus important, nous préconisons de faire dans un premier temps le PRE en réconciliation temporelle puis au minimum deux ans après le profilage dynamique

Question 5

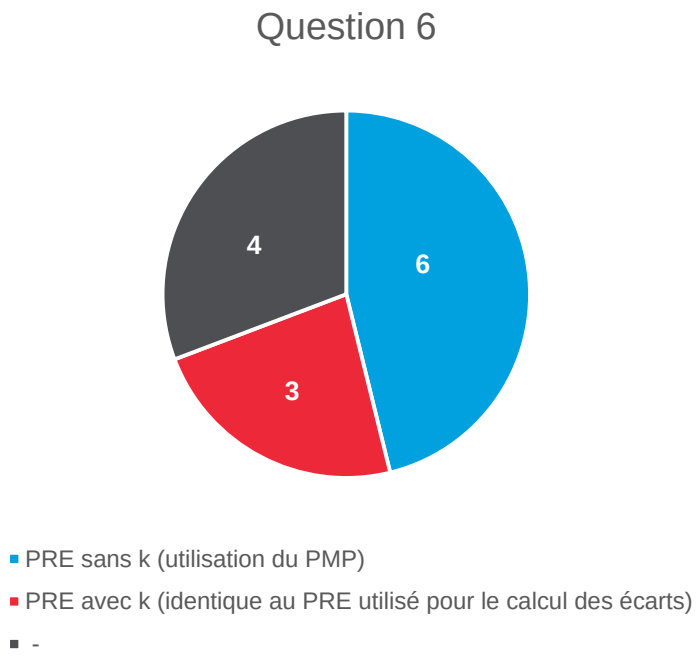
Dans l'hypothèse où la réconciliation temporelle passe au PRE au 1er juillet 2018 en restant sur des profils statiques, prévoyez-vous d'intégrer votre estimation des volumes affectés en réconciliation temporelle dans votre prévision et sourcing au 1er juillet 2018 ?



La quasi-totalité des acteurs (en dehors d'ENGIE) ne vont pas modifier leur sourcing si l'entrée en vigueur de la RT au PRE a lieu au 1er juillet 2018 du fait que les données affectées en RT sont imprévisibles en l'absence de nouvelles publications.

Question 6

Dans l'hypothèse où la réconciliation temporelle passe au PRE au 1er juillet 2018, êtes-vous favorable à l'utilisation :



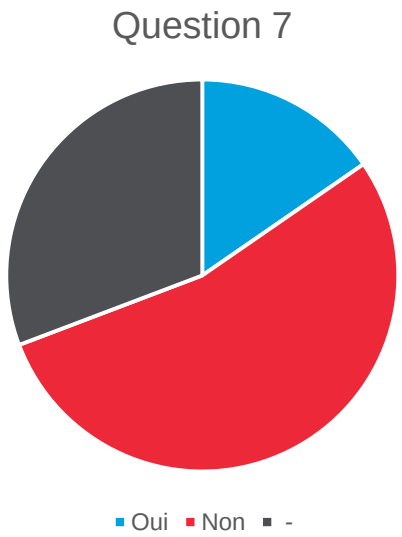
Une majorité des acteurs est favorable à l'utilisation du PMP pour la facture de RT dans la mesure où :

- **La RT devrait être neutre financièrement pour RTE**
- **Le k est amené à être supprimé à moyen terme.**

ENEDIS propose qu'une incitation financière différenciée par acteur soit étudiée pour tenir compte des différentes typologies de RE .

Question 7

Dans l'hypothèse où la réconciliation temporelle passe au PRE avec k, êtes-vous d'accord pour intégrer la facture de réconciliation temporelle dans le calcul de reversement du compte Ajustements-Ecarts et par conséquent retarder provisoirement le reversement du compte Ajustements-Ecarts à la fin de l'année A+2 // début de l'année A+3 ?



Une majorité des acteurs est défavorable au décalage de la facture de reversement du compte Ajustements-Ecarts. Certains demandent même sa disparition.

Question 8

Avez-vous des remarques complémentaires sur le passage de la réconciliation temporelle au PRE?

Direct Energie et Anode (association) mentionnent qu'ils sont totalement défavorables à cette évolution.

EDF précise que le processus « Ecarts» ne représentera plus la consommation que les RE sont incités à prévoir. Il n'aura donc en théorie plus d'intérêt. Il est nécessaire de viser fusion des deux processus Ecart et Recotemp dès S+1 grâce à la prise en compte des index quotidiens Linky.



3

Intégration des mesures exceptionnelles dans le calcul des écarts

Appels à contributions

La CRE demande à RTE dans sa **délibération n°2017-155 du 22 juin 2017** portant orientations sur la feuille de route de l'équilibrage de prendre en compte l'activation de mesures exceptionnelles dans le système de règlement des écarts.

Extraits article 2.4.3

[…] En cas de délestage […] la CRE considère qu'il convient d'instruire le relèvement du PRE à un niveau que les travaux de RTE permettront de déterminer. D'autre part, la CRE considère qu'une méthodologie devra être développée afin que les calculs des écarts tiennent compte des volumes délestés sur chaque périmètre.

La mise en place d'un système de règlement des écarts prenant en compte l'activation de mesures exceptionnelles par RTE sera instruite en 2017 et pourra intervenir en 2019.

Pour répondre à cette demande, RTE a organisé un appel à contributions du **12 septembre 2017 au 20 octobre 2017**

3

Contributions : DIRECT ENERGIE, EDF, ENGIE

Proposition de RTE

En situation de recours au délestage ou -5% Un, le PRE doit refléter le prix de l'énergie le plus proche des capacités activées.

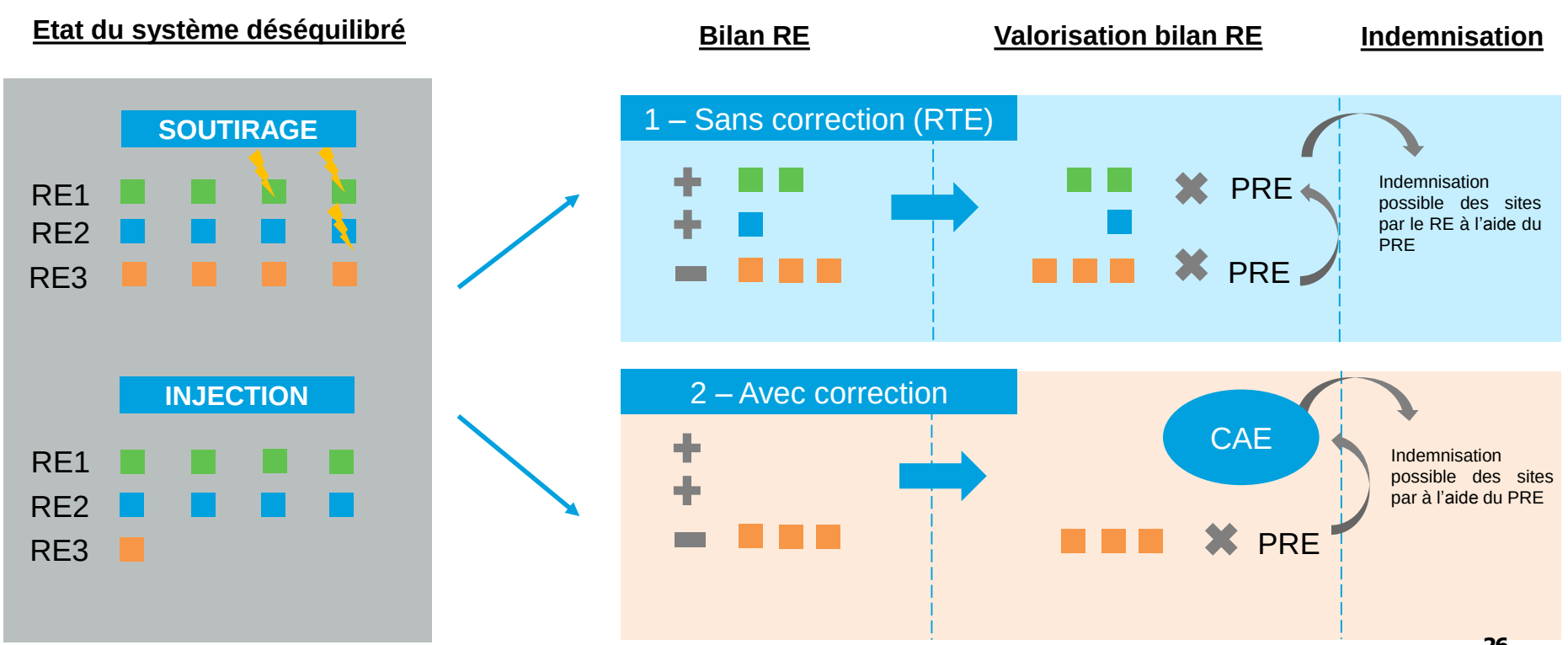
RTE propose :

1. De ne pas mettre en place un premium (VOLL) pour le PRE compte-tenu du cadre législatif actuel et la position des acteurs sans délestage ne peut pas être connue précisément (une méthode approximative aurait des conséquentes financières très fortes) –
2. De définir un prix plancher pour le PREN égal à MAX(EPEX ; Prix de la première offre MA à la hausse) – utile notamment en tendance baisse post délestage (cas 3)
3. D'administrer la tendance à la hausse dès recours à -5% Un ou délestage pour cause EOD

Par cette méthodologie, les clients qui subissent le préjudice sont indirectement compensés au PRE par l'intermédiaire de leur RE.

Cette évolution pourrait être intégrée à la version 8.4 des règles MA-RE dont l'entrée en vigueur est prévue au 1er juillet 2018.

Proposition de RTE - illustration





4

Procédure de préqualification

Introduction

Objectifs de la préqualification

1. Être en conformité avec les exigences des Règlements européens (EB et SO)

2. S'assurer que le produit physique livré par les AA est bien conforme aux exigences des produits (spécifique ou standard)

Exigences du code Electricity Balancing

Art. 162, 1-6

Rôle des acteurs d'ajustements

Un AA est tenu d'obtenir une qualification pour déposer des offres d'énergie d'équilibrage ou de capacités d'équilibrage […] L'aboutissement du processus de préqualification, assuré par le GRT de raccordement et mis en œuvre conformément aux articles 159 et 162 du règlement (UE) 2017/1485 [SOGL] […]

Introduction

Exigence du code SOGL

Art. 162, 1-6

Processus de préqualification de RR

- Les GRT doivent définir un processus de préqualification 12 mois après l'entrée en vigueur du code (ie Août 2018)
- Les AA doivent démontrer à leur GRT que leur capacité d'ajustement satisfait aux exigences techniques minimales […] décrites à l'article 161
- Les AA doivent soumettre une demande formelle à leur GRT qui ont 8 semaines pour la valider. Si celle-ci est incomplète, les AA ont 4 semaines pour la compléter.
- Le GRT a 3 mois maximum pour valider ou non la demande de préqualification et doit ensuite la notifier
- La qualification de la capacité d'ajustement doit être ré-examinée au moins une fois tous les 5 ans ET lorsque les exigences techniques ou les caractéristiques de la capacité ont changé

Art. 159, 1-7

Processus de préqualification de mFRR

Similaire au processus de RR avec l'exigence supplémentaire suivante:

- La qualification est valide sur une zone de réglage fréquence-puissance (LFC block)

Introduction

Exigences du code SOGL

Art. 161, 1

Exigences techniques minimum pour la RR

- Les capacités d'ajustement de RR doivent respecter les exigences techniques minimum suivantes:
  - a) raccordement à un seul GRT de raccordement des réserves
  - b) activation des capacités de RR en fonction de la valeur de consigne reçue du GRT ordonnant l'activation des réserves;
  - c) […] *point relatif aux EDA échangeurs*
  - d) activation de la totalité de la capacité de réserve RR dans le délai d'activation défini par le GRT ordonnant l'activation
  - e) désactivation des RR en fonction de la valeur de consigne reçue du GRT ordonnant l'activation des réserves
  - f) un AA veille à ce que l'activation des RR par les unités fournissant des réserves RR […] puisse être surveillée […]

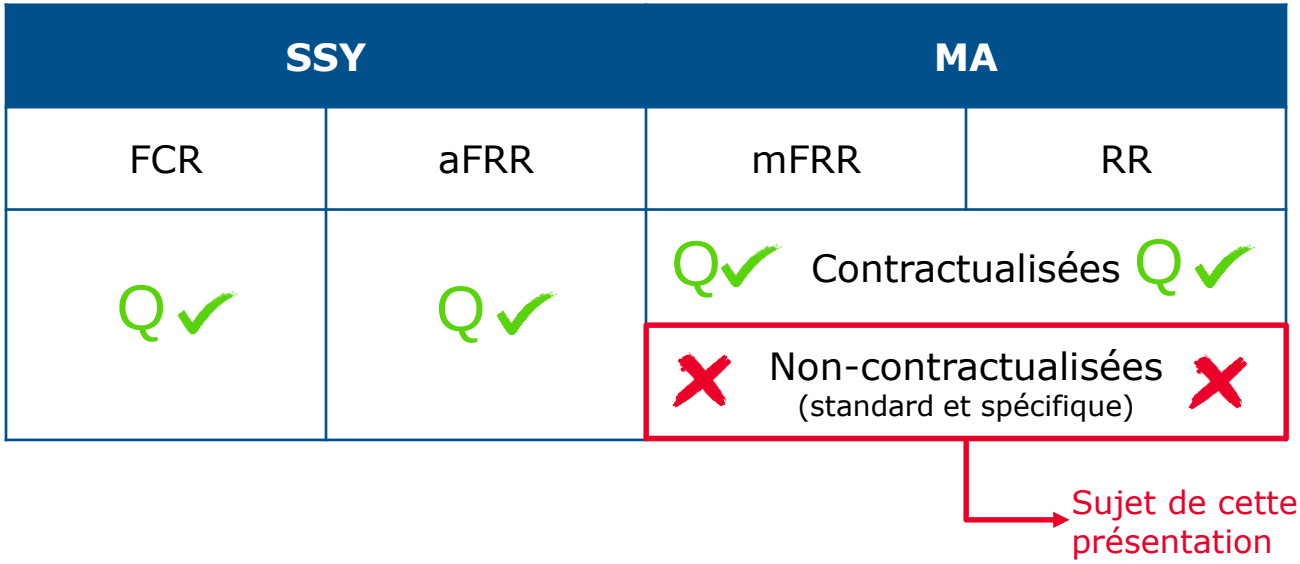
Art. 158, 1

Exigences techniques minimum pour la FRR

Similaire au exigences de RR

Diagnostic actuel

Tableau des processus existants de préqualification des capacités

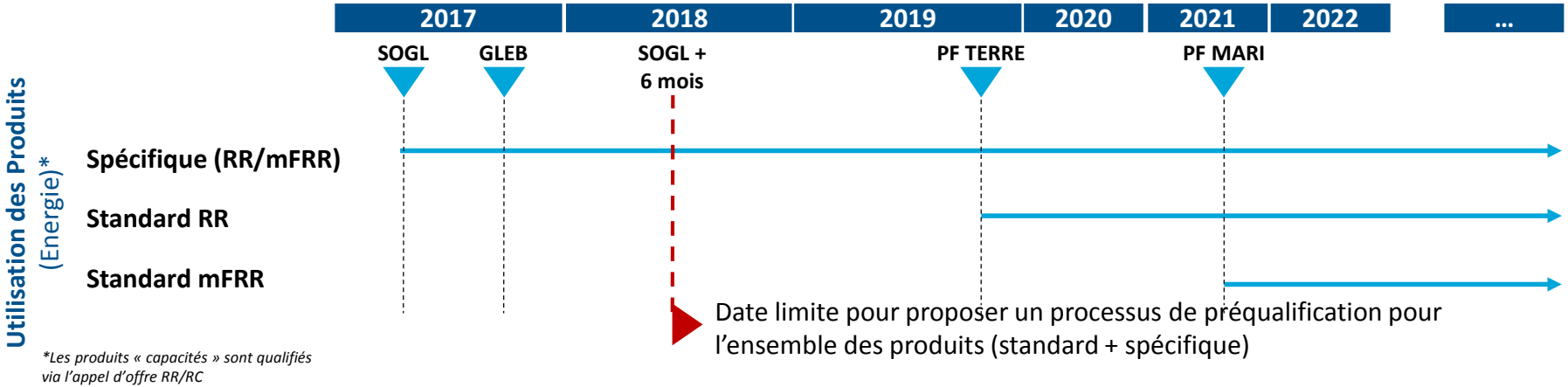


Diagnostic actuel

	SSY	RR/RC
Notion	Certificat d'aptitude	Agrément technique
Maille de certification	EDR	EDA
Type de certification	Réglage symétrique / Hausse Baisse RP/ RS ou les deux	Réserve Rapide / Réserve Complémentaire Aptitude de cumul avec certification SSY
Durée	Illimitée	Illimité Demande de tests possible par RTE si la capacité n'est pas appelée pendant plus de 3 mois
Exemptions de tests	Installation disposant des capacités constructives de réglages (arrêté du 4 juillet 2003 ou du 23 avril 2008)	Capacités ayant démontré leur aptitude technique par des appels historiques sur le MA
Exigences principales testées lors des tests de certification	Suivi du signal de fréquence Suivi du signal N	DMO (<), Puissance (-0% / +10%), DOmax, DOmin,
Caractéristiques agréées	Valeur du gain Capacité de réglage secondaire Dynamique de réponse	DMO Puissance à la hausse (Jours Ouvrés / Jours non ouvrés / puissance lorsque programmation de SSY) DOmax / DOmin / Nb activations par jour
Processus	24 jours ouvrés pour RTE pour effectuer l'examen d'aptitude après réception de toutes les données et informations de la part de l'acteurs	15 jours consécutifs pour réaliser 5 tests sur le MA. Réponse de RTE après la réception des données du contrôle de réalisé
Retrait	En cas de défaillance, ou incident grave, ou retrait d'un ou plusieurs site de l'EDR	En cas de défaillance répétée (2 sur 5 derniers appels), ou retrait d'un ou plusieurs sites.

Introduction

Visualisation des jalons concernant la préqualification



**Les produits « capacités » sont qualifiés via l'appel d'offre RR/RC*

- Le processus de préqualification doit être proposé avant l'arrivée des plateformes (SOGL + 6 mois), à minima pour les produits spécifiques
- La préqualification des produits standard pourra démarrer avant leur utilisation, mais il est compris que le processus n'est pas attendu avant la validation de l'ensemble des caractéristiques des produits standard (jalons en lien avec les projets MARI et TERRE)
- Il n'y a pas de date indiquée à partir de laquelle les capacités devront être qualifiées

Qualification des produits (manuels) standard VS spécifiques

Proposition 1.1 : *La qualification des produits standard se base sur les exigences des règlements européens et des plateformes européennes*

Proposition 1.2 : *La qualification des produits spécifiques se base sur les contraintes techniques déclarées par les AA et des règlements européens*

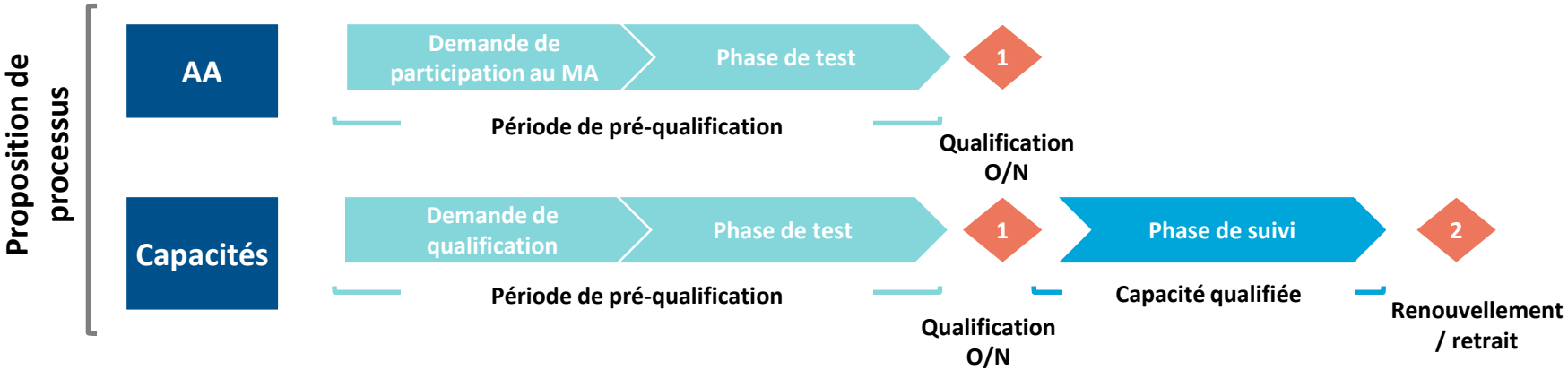
- **Produits spécifiques non contractualisés**
  - Les AA transmettent à RTE leurs contraintes techniques. Celles-ci permettent à RTE de définir le profil attendu lors d'une activation;
  - Sur le MA, il n'y a pas d'incitation à déclarer des contraintes techniques ne reflétant pas le fonctionnement réel de la capacité;
  - Un processus de qualification n'est pas adapté car les contraintes techniques reflètent les spécificités de chaque capacité d'ajustement.
- **Produits standard**
  - Le profil attendu est défini par les exigences des règlements européens et les exigences des plateformes européennes
  - les acteurs doivent réaliser un profil cohérent avec le profil attendu

Qualification des AA *vs* capacités d'ajustement

Processus

Proposition 2.1 : La qualification des AA se décompose en une période de pré-qualification uniquement (détails dans la suite de la présentation)

Proposition 2.2 : La qualification des capacités d'ajustement se décompose en une période de pré-qualification puis d'une phase de suivi pendant laquelle celles-ci peuvent être contrôlées



Les propositions de processus sont détaillées dans les slides suivantes

Demande et test pour la préqualification des AA

AA | Demande de qualification | Phase de test

- **Nouveaux acteurs :**
  - **Demande** : La demande de participation au MA fait office de demande de qualification
  - **Test :** Les critères attendus pendant la phase de test sont ceux décrits au § 4.1 de la section 1 des règles RE/MA

- **Acteurs participant au MA aujourd'hui :**
  - **Demande :** Pas de nouvelle demande attendue, les AA existants sont déjà qualifiés AA
  - **Test :** Pas de test spécifique

Demande de préqualification des capacités

Capacité | Demande de qualification | Phase de test | 1 | Phase de suivi | 2

Format de la demande

Notification de la part d'un acteur d'ajustement préalablement qualifié incluant:

- Le « type » de capacité à qualifier (EDA) et son nom ou référence
- Le type de produit pour lequel la capacité demande à être qualifié (spécifique, RR, mFRR, …)
- La capacité maximale d'ajustement de la capacité à qualifier

Validité de la demande

Le délais liés aux demandes sont définis suivant le règlement EB :

- 8 semaines pour les GRT pour valider la demande ou demander des compléments si nécessaire
- 4 semaines supplémentaires pour l'AA pour compléter sa demande si nécessaire
- 3 mois maximum pour que les GRT valident la qualification de la capacité

Phase de test et validation de la qualification



Proposition

RTE propose de ne pas effectuer de test durant la phase de préqualification

La qualification est donc supposée acquise : pas de critères de préqualification à l'entrée

Validation de la préqualification

Des exigences supplémentaires pour la participation à TERRE seront mis en place (renvoi des PM, précision du programme d'appel, … etc.)

L'absence de tests en phase de préqualification initiale permettra de réduire le délai entre la contractualisation et la valorisation effective de la capacité

Phase de suivi et renouvellement

Capacité | Demande de qualification | Phase de test | 1 | Phase de suivi | 2

Modalités de suivi

RTE propose un suivi mensuel à la maille de l'EDA

Les données de contrôle seront les données issues du contrôle du réalisé

Critères de validation

Afin de vérifier que la capacité peut bien conserver sa qualification, celle-ci doit respecter les critères techniques (définis dans les slides suivantes) :

- Critères en puissance et en énergie
- La période de contrôle de 5 activations (1 an maximum)

Renouvellement / Retrait

En fonction des résultats du contrôle, les options possibles sont :

- **Renouvellement :** L'ensemble des critères techniques sont respectés sur la période de contrôle → La qualification est conservée jusqu'au prochain contrôle mensuel;
- **Retrait :** Au moins un des critères techniques n'est pas respecté sur la période de contrôle → un défaut est constaté et est comptabilisé au niveau de l'EDA). Si 3 défauts sont constatés sur une période de 5 activations consécutives pour une même EDA, la qualification est retirée. Les sites ne peuvent plus être proposés sur une EDA qualifiée pour ce même produit pendant 3 mois.

Maille de qualification des capacités d'ajustement

Le règlement SOGL laisse la possibilité à une qualification des « unités » ou des « groupes » fournissant des réserves

Proposition 3.1 : La qualification étant automatiquement acquise pour les capacités d'ajustement, RTE propose que la qualification soit définie à la maille EDA

Maille EDA

Pas de distinction suivant le type d'EDA (injection, soutirage, …)

1 EDA = N sites = 1 processus de qualification

- Une demande par EDA
- Une phase de test par EDA
- Un suivi de la qualification à la maille de l'EDA

Proposition 3.2 : la qualification à la maille EDA permet des évolutions en lien avec la gestion des périmètres des EDA (mensuellement)

Maille EDA

Une évolution du périmètre de l'EDA est possible mensuellement, comme actuellement



Critères techniques pour les produits standards

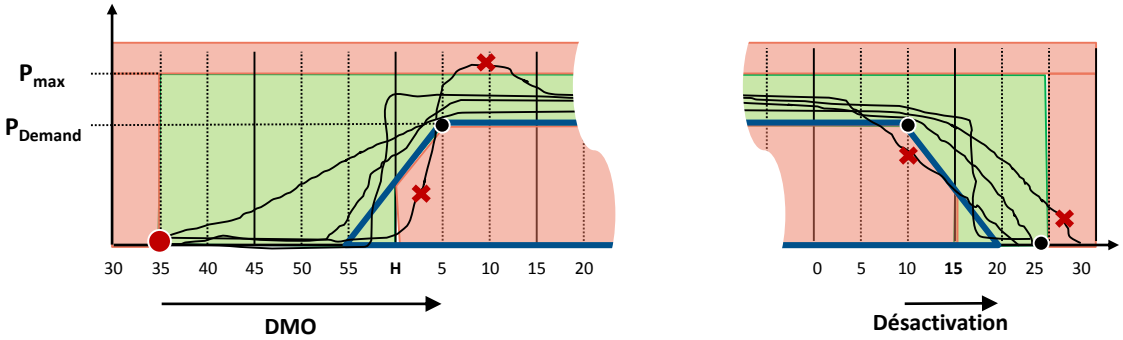
Principe

Proposition 4.1 : RTE attend une livraison du produit standard selon un gabarit défini selon le profil défini dans les projets TERRE ou MARI.

Proposition 4.2 : le gabarit impose le respect du DMO, du temps de désactivation et de la puissance de consigne (tel que demandé par le règlement SOGL)

Proposition 4.3 : le gabarit impose une livraison d'énergie sur les premières 5 minutes et les dernières 5 minutes de l'activation

Gabarit
(exemple produit RR 1h)

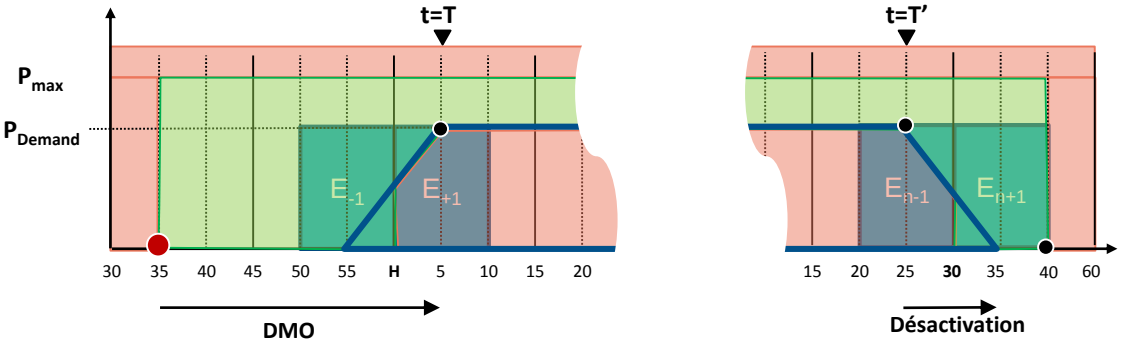


Critères techniques pour les produits standards

Valeurs

Proposition 4.4 : Les critères vérifiés par RTE pour les contrôles sont les suivants :

Type	Critères	Valeur de mesure	Valeurs attendues
Puissance	***DMO ****	*P(T)*	$\geq P_{demand}$
	Désactivation*	*P(T'+15')*	*= 0*
	Puissance demandée	P(t)	$\geq P_{demand}$
	Puissance max *(=120% P_{demand})*	P(t)	$< P_{max}$
Energie	***Energie sur les 5 premières minutes***	$E_{-1}+E_{+1}$	$\geq E_{demand} / N^{**}$
	Energie sur les 5 dernières minutes	$E_{n-1}+E_{n+1}$	$\geq E_{demand} / N^{**}$



** T = heure d'atteinte de la puissance demandée (théorique)*
T' = heure de début de désactivation (théorique)
*** N = nombre de pas 10' correspondant à la durée du produit (théorique)*

Conditions de maintien de la qualification pour TERRE

Proposition 5.1 : Les contrôles de maintien de la qualification seront effectués à la maille EDA

Proposition 5.2 : Les contrôles pour le produits TERRE seront effectués sur les écarts d'ajustements calculés lors du contrôle du réalisé

Proposition 5.3

Le critère de 20% utilisé actuellement pourrait être réutilisé pour définir une défaillance sur le niveau de puissance

Un travail reste à réaliser pour définir le critère de défaillance sur les pentes (pas de REX actuellement)

5

SSY et offres TERRE

A court terme

Principe

Les offres TERRE formulées par les acteurs d'ajustement devront, en cas d'activation, maintenir une programmation en service système supérieure ou égale à celle mentionnée dans le PA.

Exemple

PA
P_0 : 50 MW
RP : +/- 10 MW
RS : +/- 10 MW

Après activation
P_0 : 30 MW
RP : +/- 10 MW
RS : +/- 10 MW

Après activation
P_0 : 30 MW
RP : +/- 15 MW
RS : +/- 10 MW

Après activation
P_0 : 30 MW
RP : +/- 5 MW
RS : +/- 10 MW

Après activation
P0 : 30 MW
RP : +/- 10 MW
RS : +/- 15 MW

Après activation
P_0 : 30 MW
RP : +/- 10 MW
RS : +/- 5 MW

A moyen terme

RTE propose de définir un processus permettant aux acteurs de formuler des offres standard conduisant à des pertes de services système lorsque l'acteur :

1. dispose de capacités offertes à RTE sur le MA et non proposées sur des plateformes standard, en mesure de pallier la perte de SSY liée à l'activation d'une offre standard ;

et

2. déclare, pour chaque offre standard conduisant à des pertes de SSY :
   - la puissance perdue en SSY lorsque l'offre est activée
   - les capacités offertes sur le MA en spécifique (non offerte en standard) qui permettent de reconstituer la perte de SSY et la puissance de SSY que chacune de ces capacité est susceptible de délivrer

7

Activations simultanées MA/NEBEF

Simultanéité MA-NEBEF

Règles V8.3

1 — Date A *Vers mi-2018* — 2 — Date A' *Post v9* — 3 — *Mise en application*

Pas de simultanéité MA-NEBEF

Principe :

Si sur un même pas demi-horaire :

- Une Offre d'Ajustement est activée sur le MA
- Un Programme d'Effacement Déclaré est Notifié dans le cadre de NEBEF

Sur le pas demi-horaire concerné :

$$V_{réalisé\ MA} = 0$$
$$V_{réalisé\ NEBEF} = 0$$
$$V_{Ecart\ MA} = V_{Ajustement}$$

Simultanéité MA-NEBEF possible dans le cas EDE = EDA

Principe :

- Si il y a la possibilité d'avoir une référence pour le MA qui intègre l'action prise sur NEBEF, cette référence est utilisée pour effectuer le contrôle du réalisé du MA
- Sinon le contrôle du réalisé est effectué sur la référence MA à laquelle on déduit la NEBEF

Simultanéité MA-NEBEF possible dans les cas :

i. EDE = EDA

ii. EDE et EDA ont plus de 90% des sites en commun

Le contrôle du réalisé est effectué sur les sites appartenant à l'intersection uniquement.

iii. EDE et EDA ont moins de 10% des sites en commun

Le contrôle du réalisé est effectué en excluant les sites de l'intersection.

Principe pour le cas EDE = EDA

Rappel

Principe

I. Si il y a la possibilité d'avoir une référence pour le MA qui intègre l'action prise sur NEBEF, cette référence est utilisée pour effectuer le contrôle du réalisé du MA

II. Sinon le contrôle du réalisé est effectué sur la référence MA à laquelle on déduit la NEBEF

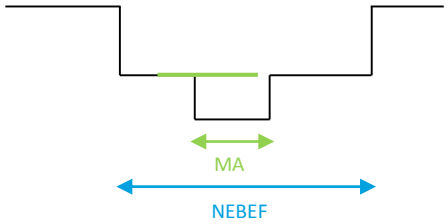
Méthode rectangle simple	Méthode par prévision	Méthode par historique
Il y a deux cas selon que la prise de référence pour le MA se situe : - pendant la NEBEF : cas I - avant la NEBEF : cas II	Les acteurs doivent envoyer leur prévision de consommation MA de laquelle ils ont déduit l'action de la NEBEF (cas I)	Il n'y a pas de référence MA désensibilisée de la NEBEF, donc la NEBEF déclarée est déduite de la courbe de référence historique (cas II)

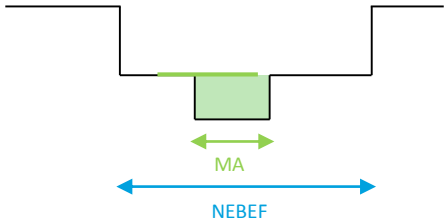
Cas de la méthode rectangle simple

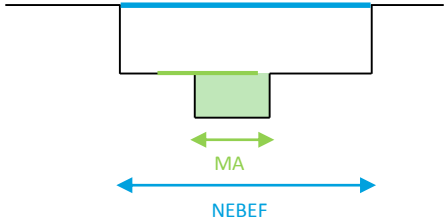
Rappel

La période de prise de référence sur le MA se situe pendant la NEBEF

CAS I

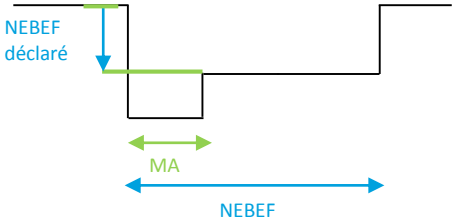


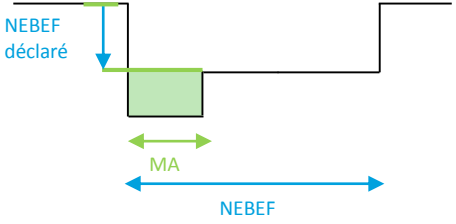


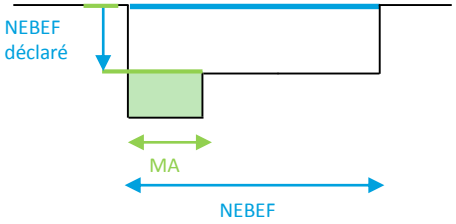


La période de prise de référence sur le MA se situe préalablement à la NEBEF

CAS II





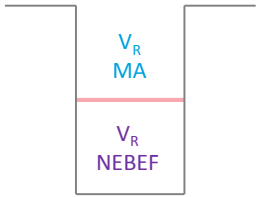


Répartition des volumes

Précisions

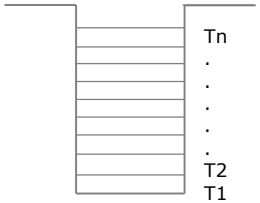
- Profilé : Clés de répartition calculées par RTE sur la base des puissances souscrites de l'EDE / EDA
- Télérelevé : 3 étapes

Etape 1 : Contrôle du réalisé à la maille EDE / EDA

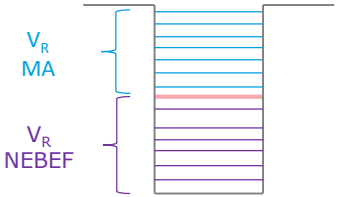


Etape 2 : Contrôle du réalisé à différentes mailles (RE, GRD…)

- Clés de répartition MA calculées sur l'ensemble des sites de l'EDA sans déduire la NEBEF
- Clés de répartition NEBEF calculées sur l'ensemble des sites de l'EDE sans déduire le MA



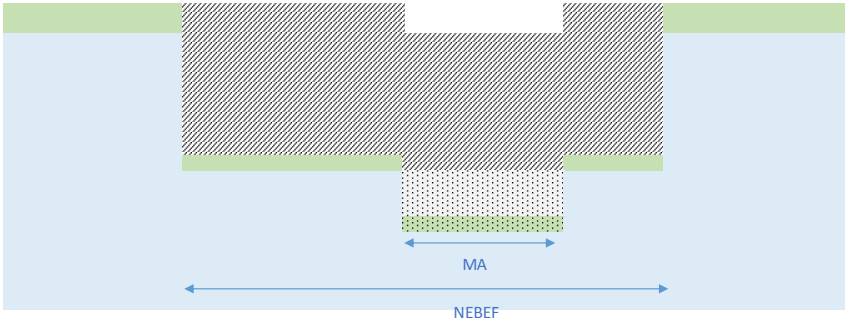
Etape 3 : Recalage par règle de 3 au sein de chaque mécanisme



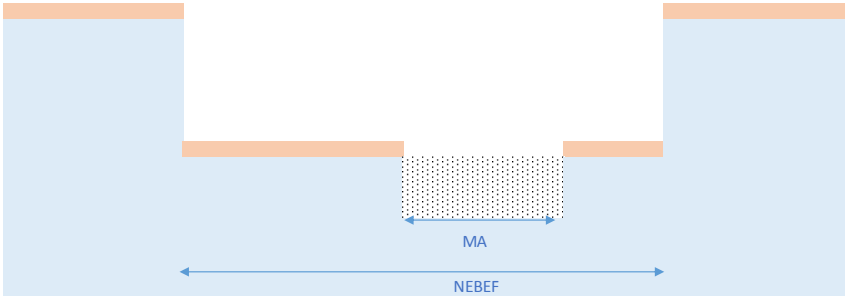
Cas 90% : actuellement

Les sites hors intersection EDE / EDA sont exclus du contrôle du réalisé

CR NEBEF

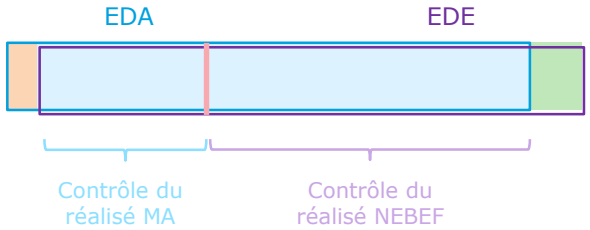


CR MA



- Les effacements réalisés sur les sites hors intersection ne sont pas comptabilisés.
- On se ramène au cas EDE=EDA sur les sites de l'intersection.

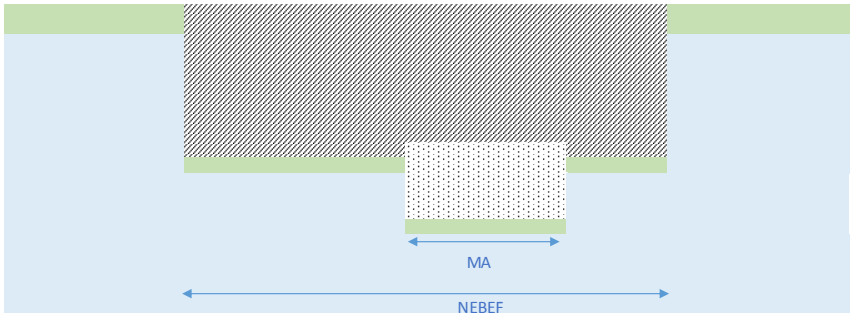
Sites dans EDE et EDA (intersection EDA / EDE)
Sites dans EDE uniquement
Sites dans EDA uniquement



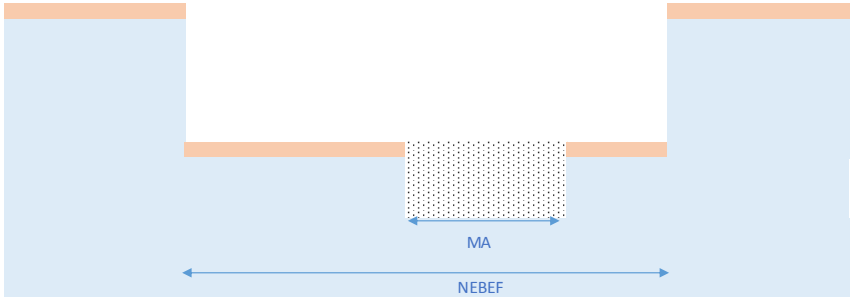
Evolution possible du cas 90%

- Les sites hors intersection EDE / EDA sont pris en compte dans le contrôle du réalisé

CR NEEF

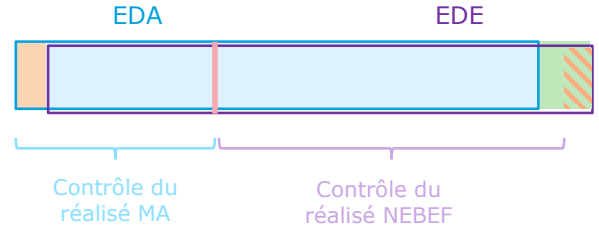


CR MA



- Les effacements réalisés sur les sites EDA hors intersection sont bien pris en compte sur le MA.
- Les effacements réalisés sur les sites EDE hors intersection sont bien pris en compte sur NEBEF, mais de ces sites sont déduits les effacements réalisés sur les sites MA hors intersection.

Sites dans EDE et EDA (intersection EDA / EDE)
Sites dans EDE uniquement
Sites dans EDA uniquement

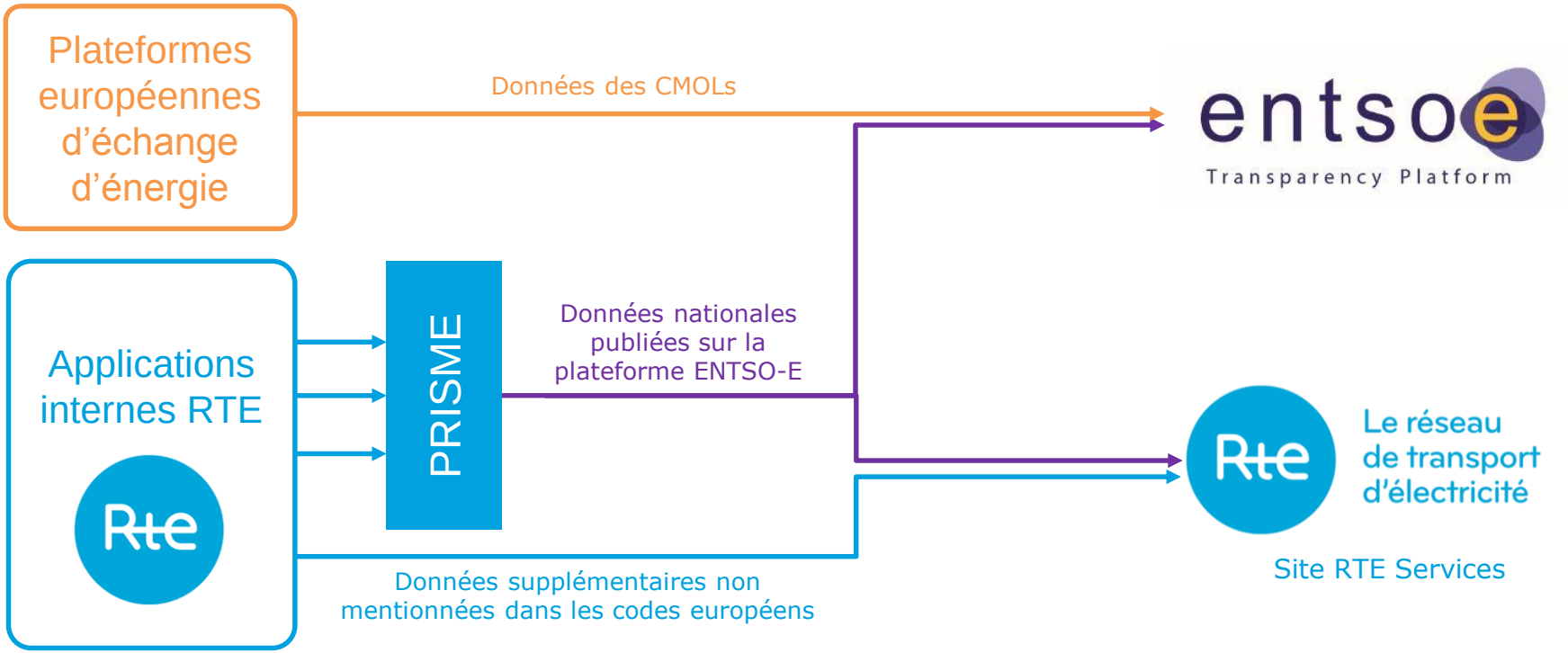




5

Transparence de l’équilibrage

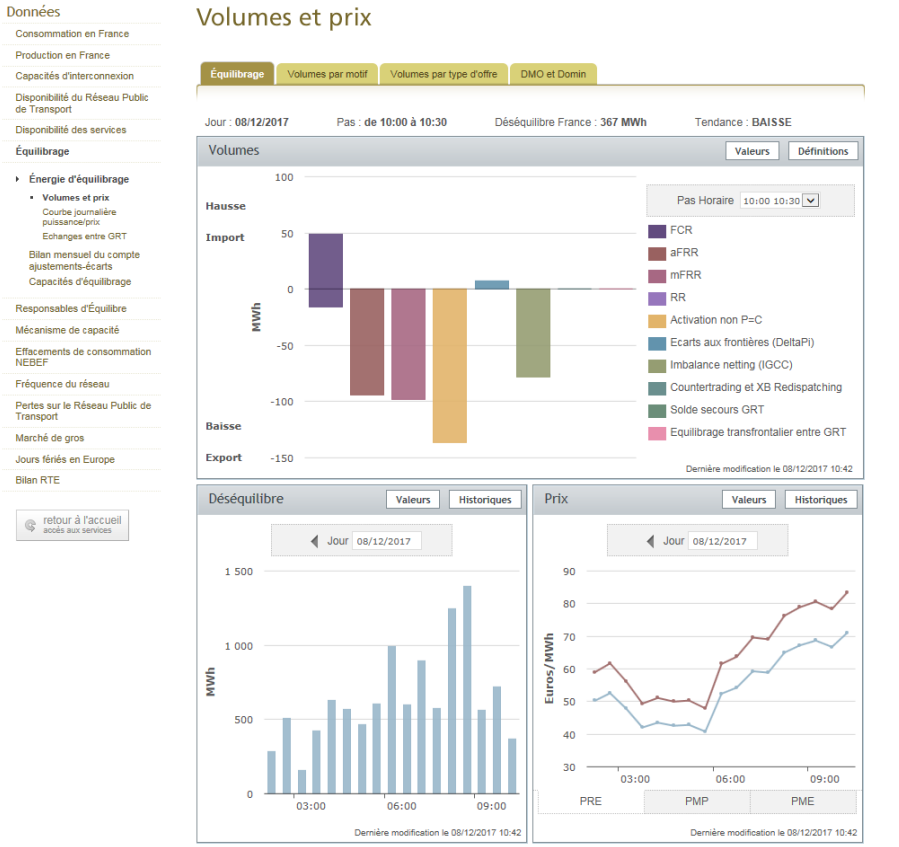
Principe général de publication

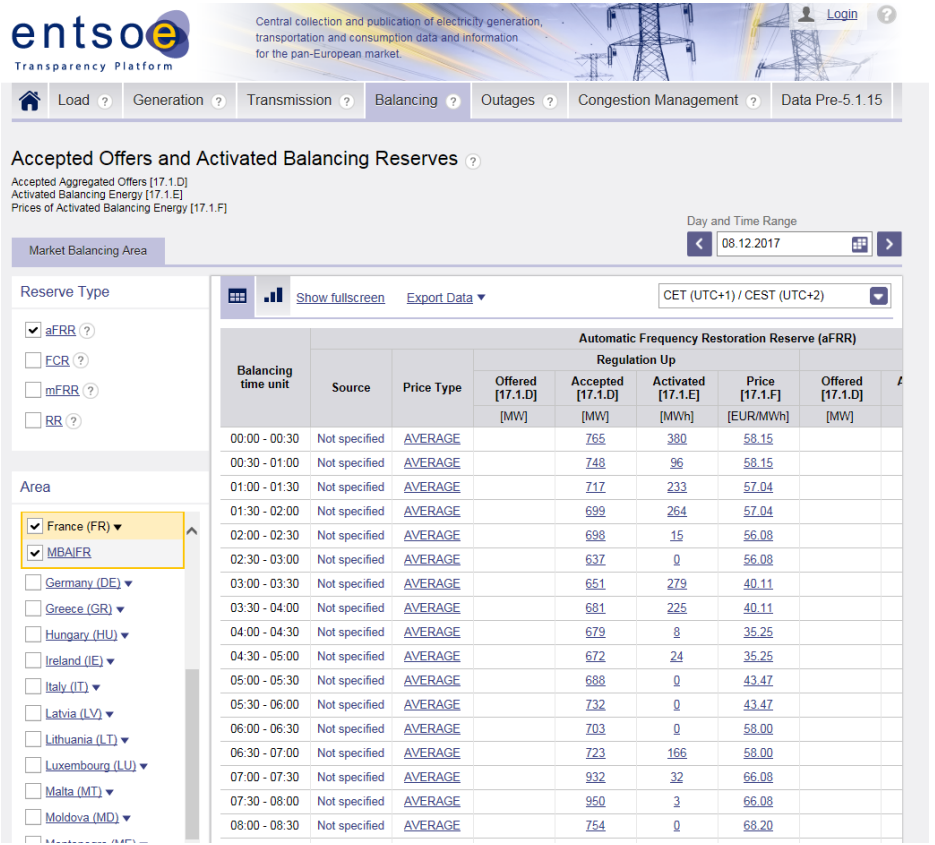


Les compléments

Electricity Balancing	Délibération n°2017-155 de la CRE
Des informations sur toutes les offres d'énergie d'équilibrage de sa ou ses zones de programmation, anonymisées si nécessaire, au plus tard 30 min après la fin de l'unité de temps du marché en cause. Ces informations comprennent: i. le type de produit; ii. la période de validité; iii. les volumes offerts; iv. les prix proposés; v. des informations indiquant si une offre a été déclarée comme indisponible;	Des informations sur toutes les offres d'énergie d'équilibrage déposées (produits standards et produits spécifiques), anonymisées si nécessaire, au plus tard 30 min après la fin du pas de règlement des écarts concerné. Ces informations comprennent : i. le type de réserve (réserves secondaire, rapide et complémentaire) et le délai de mobilisation de l'offre ; ii. la période de validité de l'offre ; iii. les volumes et les prix offerts ; iv. les volumes activés et les prix payés, le cas échéant ; v. des informations indiquant si une offre a été déclarée indisponible par l'acteur ;
Des informations agrégées sur les offres d'énergie d'équilibrage au plus tard 30 min après la fin de l'unité de temps du marché en cause, qui comprennent: i. le volume total des offres d'énergie d'équilibrage déposées; ii. le volume total des offres d'énergie d'équilibrage déposées, ventilées par type de réserves; iii. le volume total des offres d'énergie d'équilibrage déposées et activées, ventilées entre produits standard et spécifiques; iv. le volume d'offres indisponibles ventilées par type de réserves;	Des informations agrégées sur les offres d'énergie d'équilibrage au plus tard 30 min après la fin du pas de règlement des écarts concerné, qui comprennent : i. le volume total des offres d'énergie d'équilibrage déposées et activées, ventilées par type de réserve et ventilées entre produits standards et spécifiques ; ii. le volume d'offres indisponibles ventilées par type de réserve.
Des informations sur les volumes offerts ainsi que sur les prix proposés pour les capacités d'équilibrage acquises, anonymisées si nécessaires, au plus tard une heure après que les résultats de la procédure d'acquisition ont été notifiés aux soumissionnaires;	Des informations sur les capacités d'équilibrage offertes et retenues par RTE, le cas échéant (réserves primaire, secondaire, rapide et complémentaire), ainsi que sur les prix offerts et payés pour les capacités d'équilibrage acquises, anonymisées si nécessaires, au plus tard une heure après que les résultats de la procédure d'acquisition ont été notifiés aux soumissionnaires

L'existant – Energie d'équilibrage





Offres individuelles d'énergie d'équilibrage

Electricity Balancing	Délibération n°2017-155 de la CRE
Des informations sur toutes les offres d'énergie d'équilibrage de sa ou ses zones de programmation, anonymisées si nécessaire, au plus tard 30 min après la fin de l'unité de temps du marché en cause. Ces informations comprennent: i. le type de produit; ii. la période de validité; iii. les volumes offerts; iv. les prix proposés; v. des informations indiquant si une offre a été déclarée comme indisponible;	Des informations sur toutes les offres d'énergie d'équilibrage déposées (produits standards et produits spécifiques), anonymisées si nécessaire, au plus tard 30 min après la fin du pas de règlement des écarts concerné. Ces informations comprennent : i. le type de réserve (réserves secondaire, rapide et complémentaire) et le délai de mobilisation de l'offre ; ii. la période de validité de l'offre ; iii. les volumes et les prix offerts ; iv. les volumes activés et les prix payés, le cas échéant ; v. des informations indiquant si une offre a été déclarée indisponible par l'acteur ;

Proposition de RTE

- Indisponibilité : uniquement pour les produits standard
- Le détails des données transmises à la plateforme *Transparence* d'ENTSO-E + au site RTE Services:

Zone	Type de réserve	Direction	Type produit	Période de validité	Période de livraison	Volume offert	Prix offert	Indisponibilité	Volume activé	Prix payé	Non transmis/ activé
France	FCR, aFRR, mFRR, RR	Hausse, Baisse, Symétrique	Standard (direct ou programmé) Spécifique	De – à (jj.mm.aaaa hh:mm)	De – à (jj.mm.aaaa hh:mm)	MWh	€/MWh	Oui/non	MWh	€/MWh	Motif

Volumes agrégés d'énergie d'équilibrage

Electricity Balancing	Délibération n°2017-155 de la CRE
Des informations agrégées sur les offres d'énergie d'équilibrage au plus tard 30 min après la fin de l'unité de temps du marché en cause, qui comprennent: i. le volume total des offres d'énergie d'équilibrage déposées; ii. le volume total des offres d'énergie d'équilibrage déposées, ventilées par type de réserves; iii. le volume total des offres d'énergie d'équilibrage déposées et activées, ventilées entre produits standard et spécifiques; iv. le volume d'offres indisponibles ventilées par type de réserves;	Des informations agrégées sur les offres d'énergie d'équilibrage au plus tard 30 min après la fin du pas de règlement des écarts concerné, qui comprennent : i. le volume total des offres d'énergie d'équilibrage déposées et activées, ventilées par type de réserve et ventilées entre produits standards et spécifiques ; ii. le volume d'offres indisponibles ventilées par type de réserve.

Proposition de RTE

- Volumes agrégés
- Volume offert : non applicable pour la FCR
- Type de produit : non applicable pour les volumes déclarés indisponibles
- Pour chaque unité de temps de marché : volumes offerts = moyenne des volumes sur la période
- Le détails des données transmises à la plateforme *Transparence* d'ENTSO-E et au site RTE Services :

Zone	Type de réserve	Direction	Type produit	Volume offert	Volume activé
France	FCR, aFRR, mFRR, RR	Hausse, Baisse, Symétrique	Standard, spécifique	MW	MW

L'existant – Capacités d'équilibrage



Données
- Consommation en France
- Production en France
- Capacités d'interconnexion
- Disponibilité du Réseau Public de Transport
- Disponibilité des services
- **Équilibrage**
  - Énergie d'équilibrage
  - Bilan mensuel du compte ajustements-écarts
  - **Capacités d'équilibrage**
    - **Réserves**
      - **Réserves contractualisées**
      - Offres acceptées et activées
      - Marges
      - Récapitulatif des messages de manques d'offres
- Responsables d'Équilibre
- Mécanisme de capacité
- Effacements de consommation NEBEF
- Fréquence du réseau
- Pertes sur le Réseau Public de Transport
- Marché de gros
- Jours fériés en Europe
- Bilan RTE

Réserve contractualisée d'ajustement

Afin de garantir l'équilibre entre l'offre et la demande, RTE contractualise des disponibilités de réserves d'ajustement de puissance auprès des producteurs voire des consommateurs.

1. Chaque producteur doit participer aux réglages primaires et secondaires de la fréquence selon les conditions prévues dans les règles services système. Les Obligations de reserves automatiques émises par RTE donnent lieu à une rémunération fixe par RTE conformément à l'Article 2.10.2.
2. La garantie de réserve tertiaire est issue d'un appel d'offre effectué mi janvier auprès des producteurs et des consommateurs. Elle permet de garantir un volume annuel fixe de réserve tertiaire mobilisable en 15 min (environ 1000 MW) et de réserve tertiaire mobilisable en 30 min (environ 500 MW) sur une période allant du 1er avril au 31 mars. En contrepartie de leur engagement contractuel sur les réserves tertiaires, les acteurs d'ajustement reçoivent une prime annuelle basée sur le volume offert et sur le délai d'activation. Le prix affiché est une moyenne de la prime annuelle versée aux acteurs.

Données du 08/12/2017

Choisir une autre date : 08 12 2017
Choisir un type de réserve : Toutes un sens d'ajustement : Tous valider

Réserve d'ajustement

Informations par pas demi horaires	Type de réserve	Sens de l'ajustement	Quantité de la réserve (en MW)	Prix de la réserve (en €/MW/30min)
00:00 - 00:30	FCR	A la hausse et à la baisse	612	8,35
00:00 - 00:30	AFRR	A la hausse et à la baisse	707	9,29
00:30 - 01:00	FCR	A la hausse et à la baisse	612	8,35
00:30 - 01:00	AFRR	A la hausse et à la baisse	692	9,29
01:00 - 01:30	FCR	A la hausse et à la baisse	612	8,35



Offres acceptées et activées

Les offres d'ajustement soumises et conformes aux règles RE/MA sont acceptées par RTE.
Les Offres Soumises non conformes sont refusées. Toute offre acceptée est susceptible d'être appelée et ainsi activée par RTE.
Les valeurs indiquées pour les prix des offres activées pour les réserves FCR et aFRR de la journée en cours ne doivent pas être prises en compte avant la mise à jour des données en fin de journée. Des développements sont en cours afin de publier les données au pas demi horaire au fil de l'eau.

Offres acceptées | Offres activées

Les volumes des offres acceptées en réserve rapide et complémentaire seront fournies courant 2016.

Données du 08/12/2017

Choisir une autre date : 08 12 2017
Choisir un type de réserve : Toutes un sens d'ajustement : Tous valider

Volume des offres d'énergie acceptées

Informations par pas demi horaires	Type de réserve	Sens de l'ajustement	Volume des offres acceptées (MW)
00:00 - 00:30	FCR	A la hausse	689
00:00 - 00:30	FCR	A la baisse	689
00:00 - 00:30	AFRR	A la hausse	765
00:00 - 00:30	AFRR	A la baisse	765
00:00 - 00:30	MFRR	A la hausse	8047
00:00 - 00:30	MFRR	A la baisse	4185
00:00 - 00:30	RR	A la hausse	13980
00:00 - 00:30	RR	A la baisse	23413
00:30 - 01:00	FCR	A la hausse	663
00:30 - 01:00	FCR	A la baisse	663
00:30 - 01:00	AFRR	A la hausse	748
00:30 - 01:00	AFRR	A la baisse	748
00:30 - 01:00	MFRR	A la hausse	8767
00:30 - 01:00	MFRR	A la baisse	3381
00:30 - 01:00	RR	A la hausse	14190
00:30 - 01:00	RR	A la baisse	23329

Capacités d'équilibrage acquises

Electricity Balancing	Délibération n°2017-155 de la CRE
Des informations sur les volumes offerts ainsi que sur les prix proposés pour les capacités d'équilibrage acquises, anonymisées si nécessaires, au plus tard une heure après que les résultats de la procédure d'acquisition ont été notifiés aux soumissionnaires;	Des informations sur les capacités d'équilibrage offertes et retenues par RTE, le cas échéant (réserves primaire, secondaire, rapide et complémentaire), ainsi que sur les prix offerts et payés pour les capacités d'équilibrage acquises, anonymisées si nécessaires, au plus tard une heure après que les résultats de la procédure d'acquisition ont été notifiés aux soumissionnaires

Proposition de RTE

- Offres individuelles, pas agrégées
- Seulement les offres acceptées (offertes et retenues)
- Le détails des données transmises à la plateforme *Transparence* d'ENTSO-E et au site RTE Services :

Zone	Type de réserve	Direction	Source	Type produit	Échéance	Période de livraison	Volume offert	Prix offert	Prix payé
France	FCR, aFRR, mFRR, RR	Hausse, Baisse, Symétrique	Injection, soutirage, non spécifié	Standard, spécifique	Long terme Hebdomadaire Quotidien, etc	De – à (jj.mm.aaaa hh:mm)	MW/unité temporelle d'équilibrage	€/MWh	€/MWh

Les demandes supplémentaires

Publication d'informations complémentaires liées aux spécificités du système français

Outre les éléments prévus par le règlement européen relatif à l'équilibrage, la CRE demande à RTE de publier les données complémentaires suivantes spécifiques au modèle français de gestion proactive de l'équilibrage :

- dans le cadre de la publication détaillée des offres prévues par le règlement européen relatif à l'équilibrage, l'identification des offres non transmises aux plateformes européennes ou non activées dans la préséance économique sur le système français, et le motif associé (reconstitution des marges, congestion,…) ;
- le volume demandé par RTE (et le cas échéant le prix maximum associé) aux plateformes européennes ;
- l'actualisation des marges requises et des marges prévisionnelles aux pointes, voire si cela est pertinent, pour chaque heure de la journée.

1 Publication en même temps que la publication détaillée
Délai : avec l'arrivée des plateformes européennes
Fréquence : à chaque pas de règlement des écarts

2 **Délai :** Dès l'arrivée des plateformes
Fréquence : à chaque pas de règlement des écarts

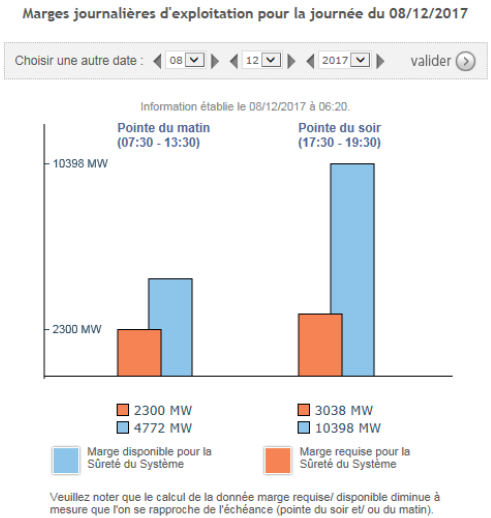
3 Publication des volumes dès l'activation

Publication sur les marges

Extrait de la délibération n°2017-155 de la CRE

La CRE demande à RTE de publier […] l'actualisation des marges requises et des marges prévisionnelles aux pointes, voire si cela est pertinent, pour chaque heure de la journée.

Publication actuelle de RTE



Initiative de RTE pour l'hiver 2017-2018

- Le CNES propose une publication en infrajournalier des marges requises et disponibles sur le site client de RTE
- 3 calculs de plage dans la journée :
  - 1 calcul vers 1h (calcul sur plages matin/soir),
  - 1 calcul vers 5h (calcul sur plages matin/soir),
  - 1 calcul vers 14h (calcul sur plage soir).

Proposition de RTE

- RTE propose d'instruire dans le cadre du GT MA/RE, qu'en plus de l'actualisation des marges, la publication des volumes activés (dès qu'ils sont activés) et les plages d'activations.

Merci de votre participation