

13 avril 2018

GT - Evolution des règles MA-RE

RTE – Tour initiale

Sommaire

1. **Actualités et calendrier**
2. **Processus de publication des écarts en S+1**
   (retour de l'appel à contribution)
3. **EDA échangeur**
4. **Transparence de l'équilibrage**
5. **Concertation *Emergency and Restoration*** (point d'information)



1

Actualités et calendrier

Actualités

Passées

GT du 13/02/2018

- Processus de pré-qualification
- Offres non partagées
- Contrôle du réalisé
- Service de données équilibrage

AT du 16/03/2018

- Présentation du nouveau guide TOP

Règles MA-RE v8.4 – Consultation

Date de début : vendredi 09 février 2018

Date de fin : mercredi 14 mars 2018 à 23h59

Appel à contributions

- Processus écarts en S+1

A venir

Appel à contributions

Périmètre prévisionnel :

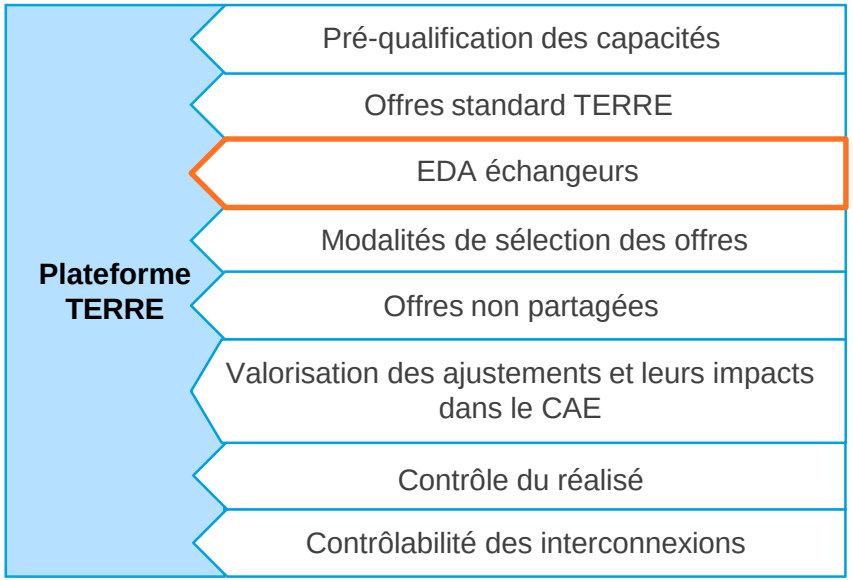
- Pré-qualification
- Processus temps réel
- Simultanéité MA-NEBEF (cas 10%)
- Valorisations des ajustements

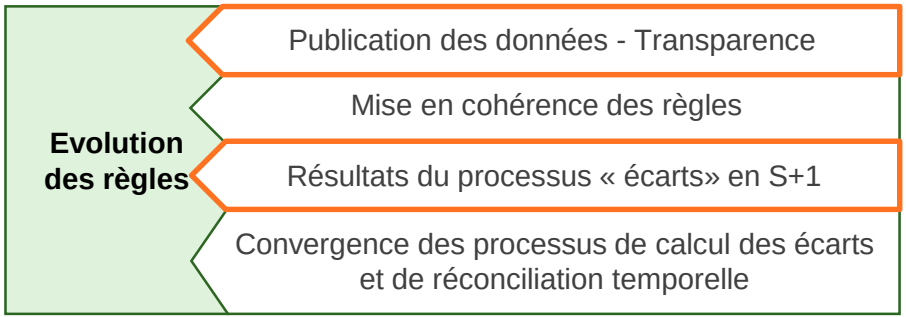
Règles MA-RE v8.4 - Saisine

GT du 15/05/2018

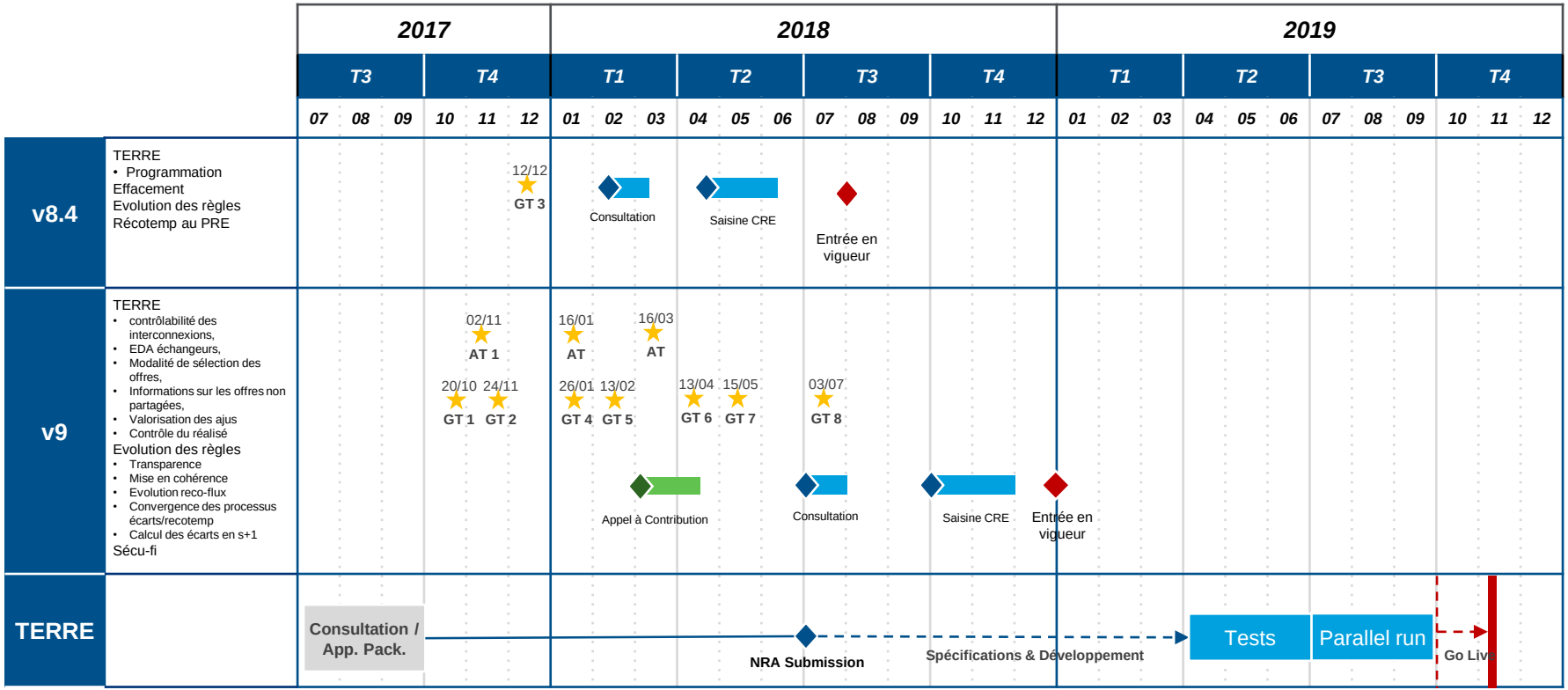
- Date : mardi 15 mai 2018
- Lieu : Tour initiale

Périmètre de l'évolution v9

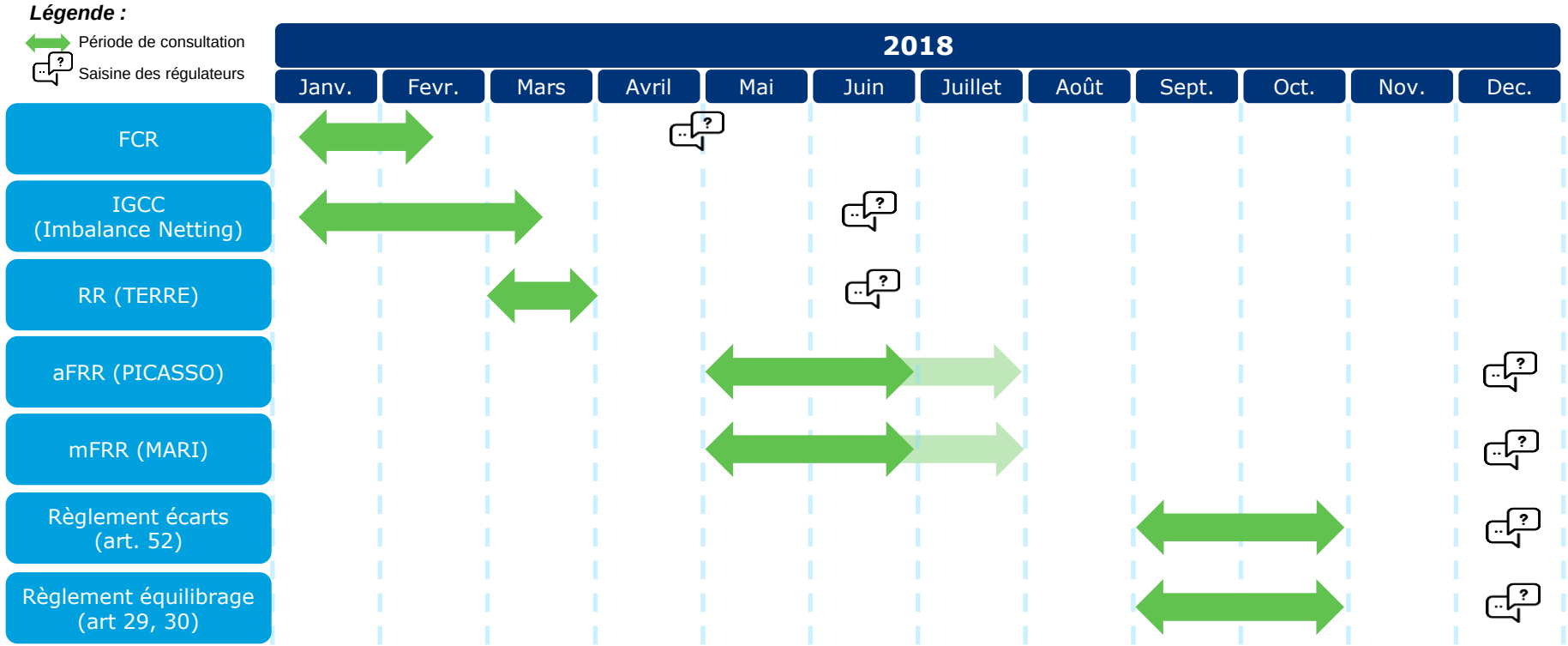




Calendrier prévisionnel des règles MA-RE



Planning prévisionnel des consultations européennes



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

Reversement du solde du compte « Ajustements-Ecarts »

- Le solde 2016 est excédentaire d'un montant de 32 042 k€.

La valeur du coefficient « k' » qui permet d'annuler le solde est de -0,0196316.

- Le solde 2017 est excédentaire d'un montant de 58 948 k€.

La valeur du coefficient « k' » qui permet d'annuler le solde est de -0,0116713.

Ce solde particulièrement élevé est lié à la fois :

- au volume important des écarts de responsables d'équilibre
- à l'inflation des prix du marché notamment en janvier 2017 (PREN moyen sur le mois de janvier > 100 euros)
- aux évolutions intégrées au compte à partir de janvier 2017 (intégration des écarts aux frontières et des rattrapages physiques de la zone continentale synchrone, des énergies de réglage primaire et déduction des surcoûts d'ajustement pour reconstitution des marges et des surcoûts d'ajustement services système)

2

Processus de publication des écarts en S+1

Retours de l'appel à contribution

Orientations de la CRE

« La CRE demande aux gestionnaires de réseaux de publier des données proches du temps réel à destination des RE, afin de leur permettre d'améliorer l'anticipation de leurs déséquilibres en ce qui concerne les consommations profilées. Elle demande ainsi à RTE et à l'ensemble des GRD de travailler à la publication de l'écart national de profilage ainsi que le coefficient de calage national pour une semaine S donnée dès la **semaine S+1**, **au plus tard en 2019**. »

« Afin de permettre aux RE d'adapter leurs prévisions d'écarts au plus proche du temps réel, la CRE demande à RTE et aux GRD d'avancer **le premier calcul des écarts** des RE à une semaine après le temps réel, **au plus tard en 2019**.

Elle demande à RTE d'étudier des **modalités de simplification** des procédures de publication des données nécessaires au calcul des écarts par les GRD desservant moins de 100 000 clients. »

Instance de concertation

GT Evolution des règles MA-RE

1. **Publication de l'écart national de profilage et du coefficient de calage national en S+1 au lieu de S+2**
2. **Calcul des écarts en S+1 au lieu de S+3**
3. **Mise en place de modalités de simplification pour les GRD desservant moins de 100 000 clients**

Instruction de la demande de la CRE

Publication des résultats du processus "écarts" en S+1

1. **GT Recoflux** du 8 décembre 2017 et en GT MA RE du 26 janvier 2018

Présentation des résultat des premiers échanges entre RTE et les GRD concernant l'anticipation du processus « Ecarts »

2. **Appel à contribution** lancé le 15 mars 2018 auprès des acteurs RE et GRD

3. **GT Recoflux** du 6 avril 2018

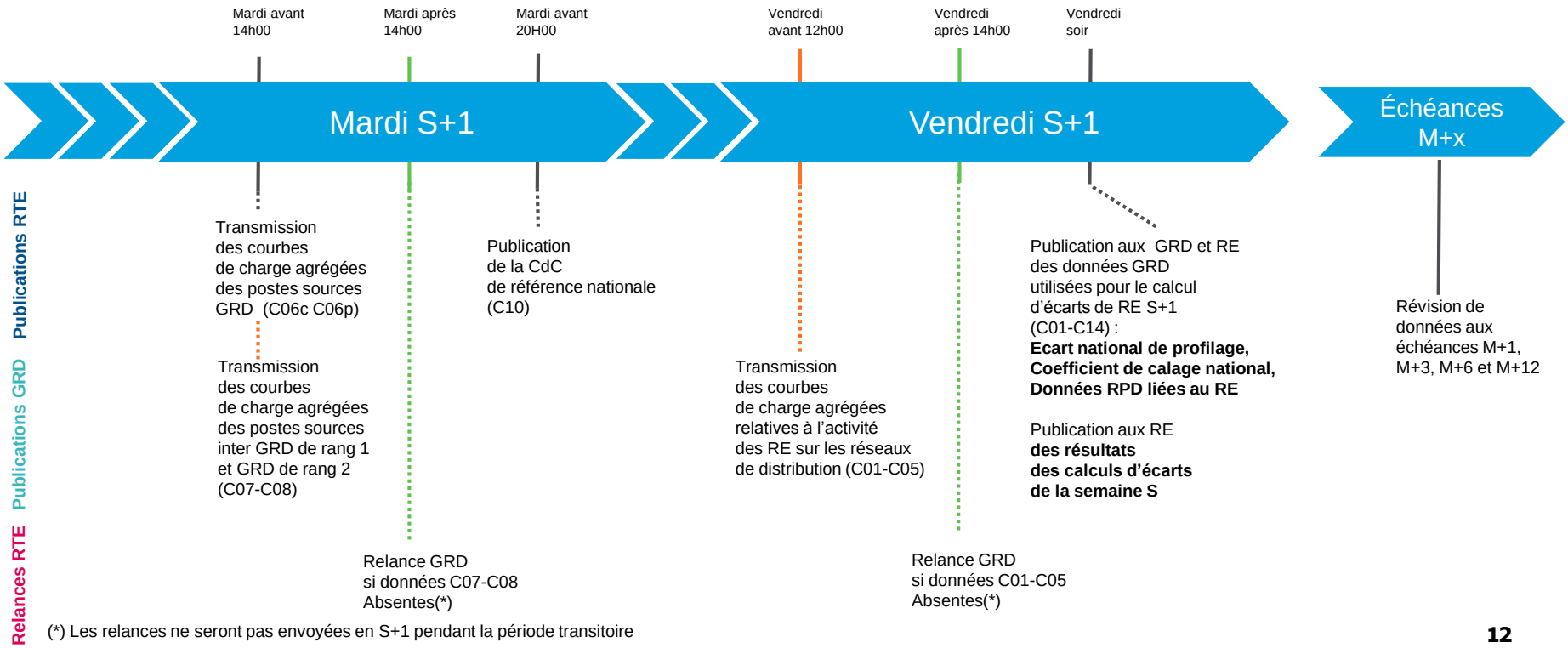
Présentation du résultat des échanges entre RTE et les GRD concernant les impacts du modèle corrigé RPD

4. **GT MA-RE** du 13 avril 2018

Rappels des impacts et présentation des résultats de l'appel à contribution et rappel des impacts liés à l'anticipation du processus « écart »

Rappel du modèle envisagé

Publication des résultats du processus "écarts" dès S+1



(*) Les relances ne seront pas envoyées en S+1 pendant la période transitoire

Impacts sur les modalités liées au modèle corrigé pour les sites RPD

Les modalités « cible » mises en œuvre au plus tard, **au 1er juillet 2019**, et détaillées au sein des règles MA RE V8.1, visent à appliquer une correction des courbes de charge individuelles et des bilans de consommation sur la base des volumes réalisés certifiés par RTE dès **S+2**.

⇒ **Ces dernières doivent être adaptées afin de respecter également l'échéance du S+1 et nécessitent une coordination avec les GRD.**

	Impacts sur les modalités liées au modèle corrigé pour les sites RPD
S+1	**GRD→RTE :** envoi des Courbes de Charge Télérelevée de consommation (C03) corrigées sur la base des volumes d'ajustement estimés par le GRD (au plus tard le **vendredi 12h00 de S+1**) **GRD→RTE :** envoi des courbes de charge des sites RPD participant à NEBEF/au MA à RTE (au plus tard le **vendredi 12H00 de S+1** - décalage de 1 jour par rapport aux règles en vigueur) **RTE :** calcul de l'écart en prenant en compte les volumes estimés par les GRD **RTE→ RE :** publication de l'écart (au plus tard le vendredi soir de S+1)
S+2	**RTE→GRD :** contrôle du réalisé et envoi d'une chronique des volumes réalisés certifiés par RTE, par site RPD au modèle corrigé (au plus tard le **mardi 23H59** de S+2- décalage de 1 jour par rapport aux règles en vigueur))
S+3	**RTE :** calcul et publication du soutirage physique par différence entre les Courbes de Charge Télérelevée de consommation (C03) corrigées et les volumes d'effacement/ajustement déclaratifs par site au modèle corrigé par ventilation du volume activé à la maille de l'EDE/EDA sur la base de clés de répartition statiques établies à partir de la capacité d'effacement/ajustement des sites constitutifs de l'EDE/EDA
M+1	**GRD→RTE+OE/AA :** révision éventuelle des courbes de charge des sites RPD participant à NEBEF/au MA à RTE **GRD→RTE :** envoi des Courbes de Charge Télérelevée de consommation (C03) corrigées sur la base des volumes réalisés certifiés par RTE (au plus tard le jeudi entre le 13 et le 19 du Mois M+1 pour une prise en compte dans la facture des RE en fin de Mois M+1). Les GRD informent RTE en cas de difficulté d'intégration des volumes réalisés certifiés par RTE. **RTE :** facturation des écarts sur la base des volumes réalisés certifiés par RTE, facturation du soutirage physique par différence entre les Courbes de Charge Télérelevée de consommation (C03) corrigées et les volumes réalisés certifiés par RTE **RTE :** éventuelle régularisation du contrôle du réalisé et envoi au GRD d'une chronique des volumes réalisés certifiés par RTE, par site RPD au modèle corrigé
M+x	**GRD→RTE :** révision éventuelle lors du processus Ecart des Courbes de Charge Télérelevée de consommation (C03) corrigées sur la base des volumes réalisés certifiés par RTE **RTE :** facturation des écarts sur la base des volumes réalisés certifiés par RTE, facturation du soutirage physique par différence entre les Courbes de Charge Télérelevée de consommation (C03) corrigées et les volumes réalisés certifiés par RTE

Premier REX suite au déploiement des compteurs sous IP

Retour client avec plusieurs centaines de points de comptage

Avec plus de 40% du parc de comptage passé sous IP, avec le projet Comptage au fil de l'eau, **RTE améliore significativement le taux de réussite de la collecte quotidienne** des données par rapport à celle constatée via la téléphonie RTC : 99,5 % (IP) / 98,2 % (RTC) de données de comptage brutes relevées en J+1.

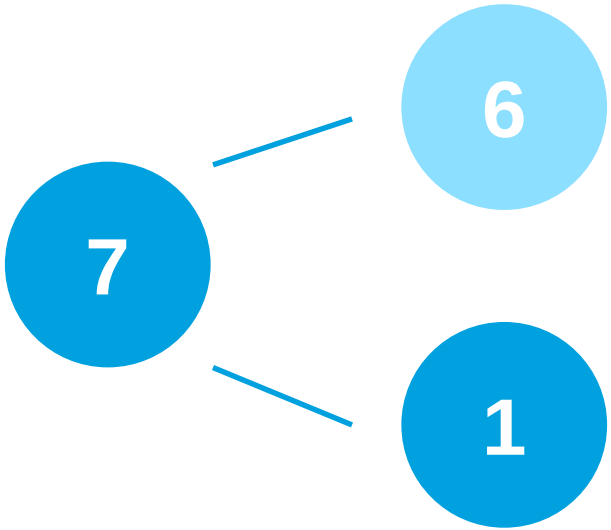
Constat client

Parmi les clients disposant désormais d'une majorité de comptage RTE sous IP, la **meilleure disponibilité** de cet accès quotidien aux données de la veille a pu être vérifiée par les équipes opérationnelles avec qui nous sommes en contact.

=> Le passage sous IP des compteurs pour l'ensemble des gestionnaires sera un facteur clé permettant d'atteindre un S+1 de qualité (par rapport au S+2 actuel)

Retours appel à contribution

Différentes catégories de contributeurs



RE, fournisseurs : DIRECT ENERGIE, EDF, ENGIE, ES Energies, Smart Grid Energy, OUI Energy

Associations : ADEEF

Questions 1.1 et 1.2 (1/2)

Partagez-vous l'intérêt de réduire les délais de publication des résultats du processus «Ecarts» en S+1 afin de permettre aux responsables d'équilibres d'adapter leurs prévisions d'écarts au plus tôt ?

100 % partagent l'intérêt de la publication anticipée des résultats du processus « Ecarts »

Anticipation des besoins de la trésorerie des RE

Ambition majeure pour les GRD

Meilleures conditions pour équilibrer le portefeuille et diminuer les écarts

Amélioration de la réactivité pour ajuster les prévisions

Meilleure équilibrage global du système

Cependant des réserves ont été émises …

Questions 1.1 et 1.2 (2/2)

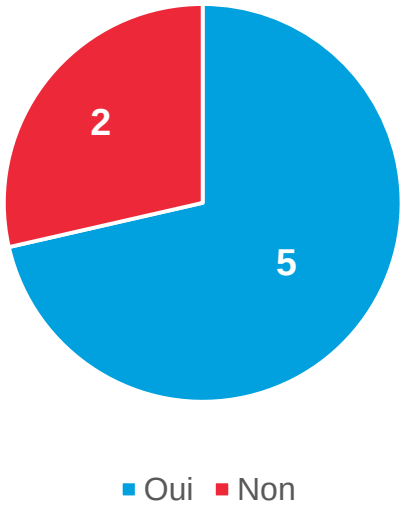
Partagez-vous l'intérêt de réduire les délais de publication des résultats du processus «Ecarts» en S+1 afin de permettre aux responsables d'équilibres d'adapter leurs prévisions d'écarts au plus tôt ?

Cependant des réserves ont été émises …

- Les RE soulignent **l'importance de la qualité de données** qui doit être suffisante (sans dégradation notable par rapport au S+2)
- ADEEF attire l'attention aux **coûts supplémentaires** engendrés par la publication anticipée et aux **différents aléas** qui risquent d'impacter la qualité de données envoyées en S+1

Question 1.3

En complément du S+1, partagez-vous la nécessité de rendre obligatoire la révision des données (courbes C01 à C05) en M+1 afin d'améliorer la qualité des données facturées ?

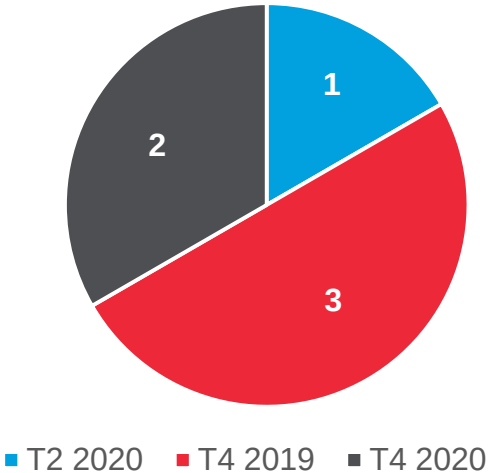


- La majorité des RE souhaitent une révision obligatoire de données en M+1 et également en S+2 en cas de dégradation par rapport en S+1

- L'ADEEF préconise de conserver la révision optionnelle en M+1 => la mise en œuvre d'un rejeu obligatoire supplémentaire contraindra les processus opérationnels des GRD

Question 2

Suite à la présentation du modèle envisagé, tel que présenté en GT du 26/01/2018, pour atteindre le S+1 et des impacts associés, quelle échéance vous semble accessible pour cette seule évolution ?



La majorité des contributeurs s'est exprimée en faveur de la mise en place de la publication des écarts en S+1 à l'échéance T4 2019, conformément à la délibération de la CRE

EDF et ES Strasbourg indiquent que l'échéance doit dépendre de la capacité des gestionnaires à transmettre des données S+1 de qualité jugée suffisante (à partir d'une étude quantitative)

ES Energies Strasbourg souligne l'intérêt plus fort du S+1 une fois que la bascule des profilés >36KVA vers la courbe de charge aura été faite.

ADEeF laisse les acteurs et la CRE se positionner sur le calendrier. Cette échéance doit être conditionnée par la mise en place d'une phase transitoire pour les GRD desservant moins de 100 000 sites.

Question 3.1

RTE propose de mettre en place un nouveau traitement automatique pour le remplacement des données manquantes des postes sources des GRD. Quel processus de remplacement vous semble le plus adéquat ?

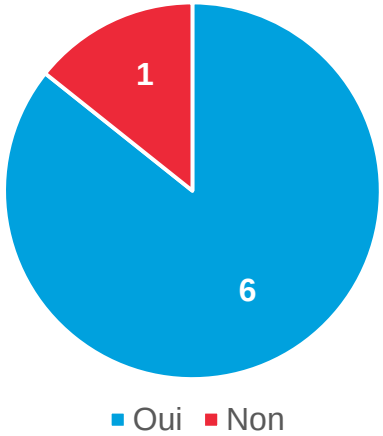
Tous les acteurs partagent l'intérêt d'appliquer le processus de remplacement par « période similaire » (J-7 hors jour férié).

ENGIE propose de disposer d'indicateurs permettant de **repérer** les données concernées par les remplacements, **suivre** l'écart entre les valeurs de remplacement et les valeurs finales.

Question 3.2

RTE propose de calculer un coefficient de calage complémentaire en remplaçant les données manquantes des GRD dès le S+1 et aux différentes échéances de révision des données. Ce coefficient est publié à titre indicatif et n'est pas utilisé lors de la facturation des écarts de RE. Etes-vous intéressés par la publication du coefficient de calage complémentaire ?

La majorité des acteurs sont d'accord avec cette proposition.



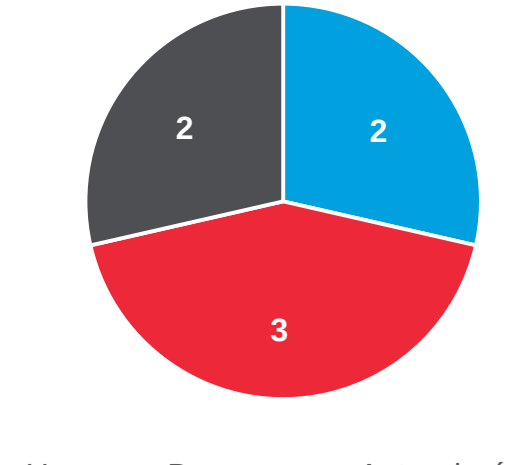
Un nouvel input plus précis pour nos outils de modélisation

Donne une vision plus juste que le calcul fait avec des données manquantes à zéro.

Question 4

Dans l'hypothèse les modalités transitoires soient appliquées, quelle serait la durée qui vous paraît la plus pertinente ?

La majorité des acteurs privilégient un passage en S+1 commun pour tous les GRD.



ENGIE indique que dans l'absolu, il serait plus simple pour les acteurs que tous les GRD passent en S+1 en même temps.

EDF et Direct Energie indique que la volumétrie de 2% n'est pas négligeable.

=> Direct Energie propose donc qu'il n'y ait pas de durée transitoire pour certains GRD et que les règles de publication soient harmonisées pour tous les GRD.

=> EDF demande que cette phase transitoire soit la plus courte possible, que les GRD adaptent leurs processus pour être en mesure de publier dès S+1 et que RTE continue à calculer l'écart en S+2 pendant cette période.

Question 5

Avez-vous des remarques complémentaires sur l'anticipation de la publication des résultats du processus « écarts » en S+1 ?

ENGIE
« Les GRD s'engagent sur une non-dégradation de la qualité en S+1 par rapport à l'actuel S+2. Pour les rares semaines comportant plus que 1 jour chômé, ENGIE attend des GRD qu'ils proposent et s'engagent sur un processus de mise à disposition exceptionnel. »

ADEeF
« Les GRD préconisent que RTE procède à un remplacement par des recopies J-7 des données que les GRD desservant moins de 100 000 sites ne transmettront pas en S+1 durant la phase transitoire. »

Direct Energie
« Globalement, Direct Energie est favorable à ce que les données du BGC soient publiées en S+1 plutôt qu'en S+2 à condition que les données ne soient pas dégradées. Direct Energie propose qu'un indicateur permettant de mesurer la qualité et la fiabilité des données soit mis en place par RTE, et soit soumis à l'ensemble des acteurs. Peut-être serait-il plus judicieux de porter l'effort sur l'amélioration de la qualité et l'exhaustivité des données en S+2 ? »

ES Energies Strasbourg
« En résumé, nous considérons que le passage au S+1 doit faire l'objet d'études quantitatives pour pouvoir juger de la détérioration des données. Si les résultats permettent de conclure que la qualité des données est trop fortement réduite, nous ne serions pas favorables au S+1. »



3

EDA échangeur

Maintien des EDA échangeurs

Article 35 du code *Electricity Balancing*

1. *Deux GRT ou plus peuvent, de leur propre initiative ou à la demande de leurs autorités de régulation compétentes conformément à l'article 37 de la directive 2009/72/CE, formuler une proposition d'application du modèle GRT-FSE.*

Demande du maintien des EDA échangeurs

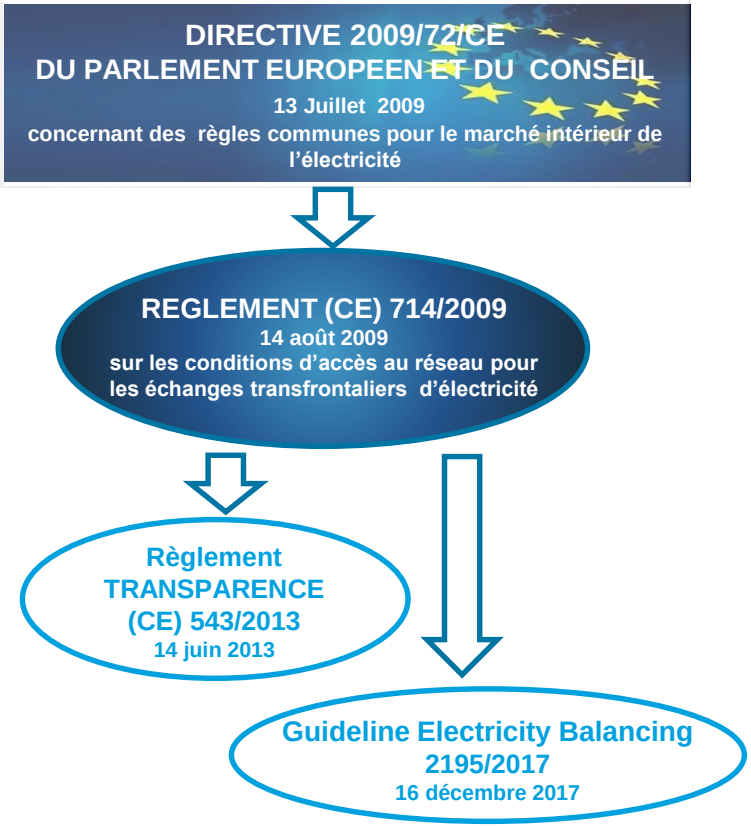
- Cet article s'applique 1 an après l'entrée en vigueur du règlement (soit le 18 décembre 2018)
- RTE fera une demande à l'été 2018 pour continuer à appliquer le modèle GRT-FSE jusqu'à l'arrivée de la plateforme TERRE.
- Une autre demande pourra être faite pour la période après le lancement de la plateforme TERRE.



4

Transparence de l’équilibrage

Les principaux textes réglementaires



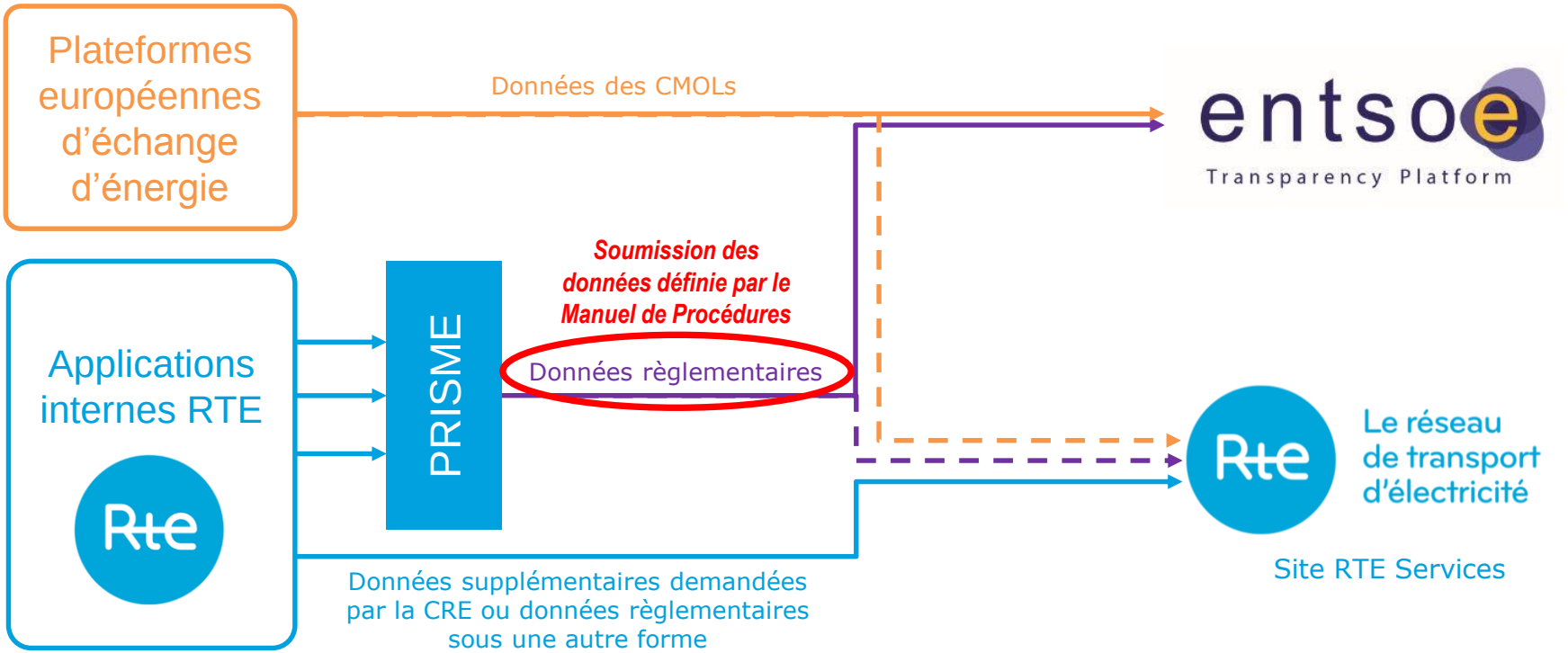
Règlement TRANSPARENCE
Publication de données de production, consommation, interconnexions, réserves et ajustement sur la plateforme européenne Transparency.
Article 17.1 et suivants

Guideline Electricity Balancing (GLEB)
Publication de données sur les opérations des marchés d'équilibrage.
Article 12.1 et suivants

Synthèse des demandes règlementaires

Capacités	EBGL Art. 12.3.f – Capacités offertes (prix et volumes par offre)
	TR Art.17.1.b – Volume total réserves contractualisées
	TR Art.17.1.c – Prix réserves contractualisées
Offres énergie	EBGL Art. 12.3.b – Offres d'énergie
	TR Art.17.1.d – Volume total des offres acceptées
Activation	EBGL Art. 12.3.e – Volumes total des offres activées (standard/spécifique)
	TR Art.17.1.e – Volume total des offres activées
	TR Art.17.1.f – Prix offres activées

Principe général de publication



Composition du manuel de procédures ENTSO-E

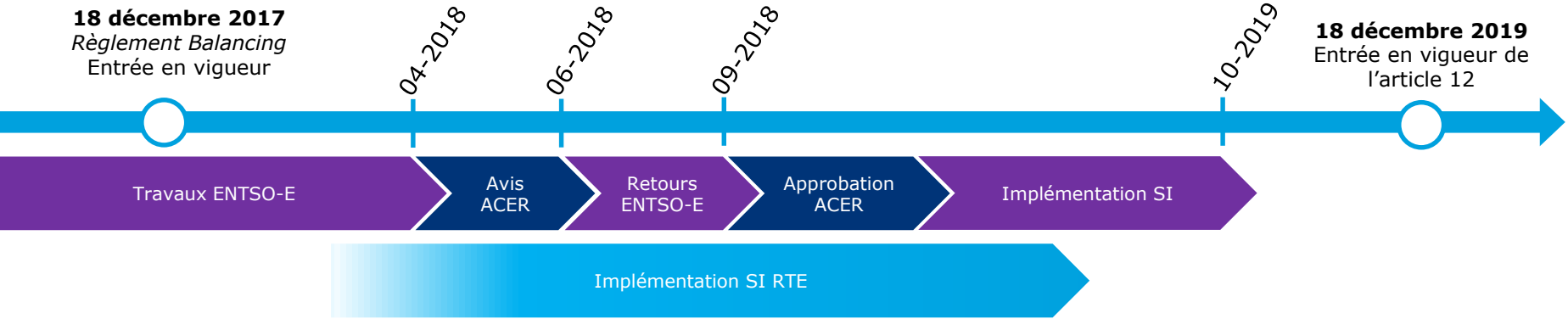
Detailed Data Description (DDD)	**Description par donnée : signification, fréquence, mise à jour,…**
Business Requirements Specifications (BRS)	**Spécifications sur l'encodage des informations requises**
Implementation Guides (IG)	**Définition des formats d'échange**

Calendrier prévisionnel

Article 12.5 du code *Electricity Balancing*

Au plus tard deux ans après l'entrée en vigueur du présent règlement, chaque GRT publie les informations en application du paragraphe 3, dans un format harmonisé convenu d'un commun accord, au moins sur la plateforme pour la transparence des informations créée en application de l'article 3 du règlement (UE) no 543/2013.

Au plus tard quatre mois après l'entrée en vigueur du présent règlement, l'ENTSO-E met à jour le manuel de procédures tel que visé à l'article 5 du règlement (UE) no 543/2013 et le soumet à l'Agence pour avis, que celle-ci rend dans un délai de deux mois.



Rappel de l'existant – Energie d'équilibrage

Données

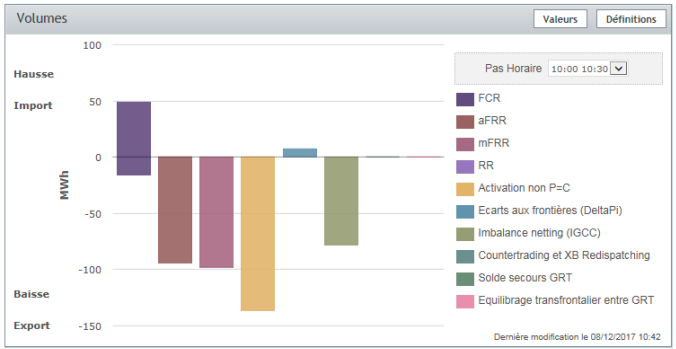
- Consommation en France
- Production en France
- Capacités d'interconnexion
- Disponibilité du Réseau Public de Transport
- Disponibilité des services
- Équilibrage
  - Énergie d'équilibrage
    - Volumes et prix
      - Courbe journalière puissance/prix
      - Echanges entre GRT
    - Bilan mensuel du compte ajustements-écarts
    - Capacités d'équilibrage
- 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

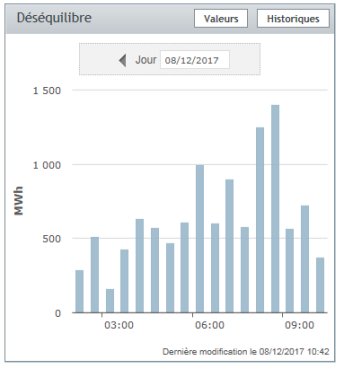
retour à l'accueil
accès aux services

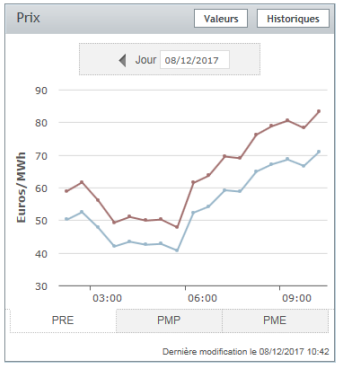
Volumes et prix

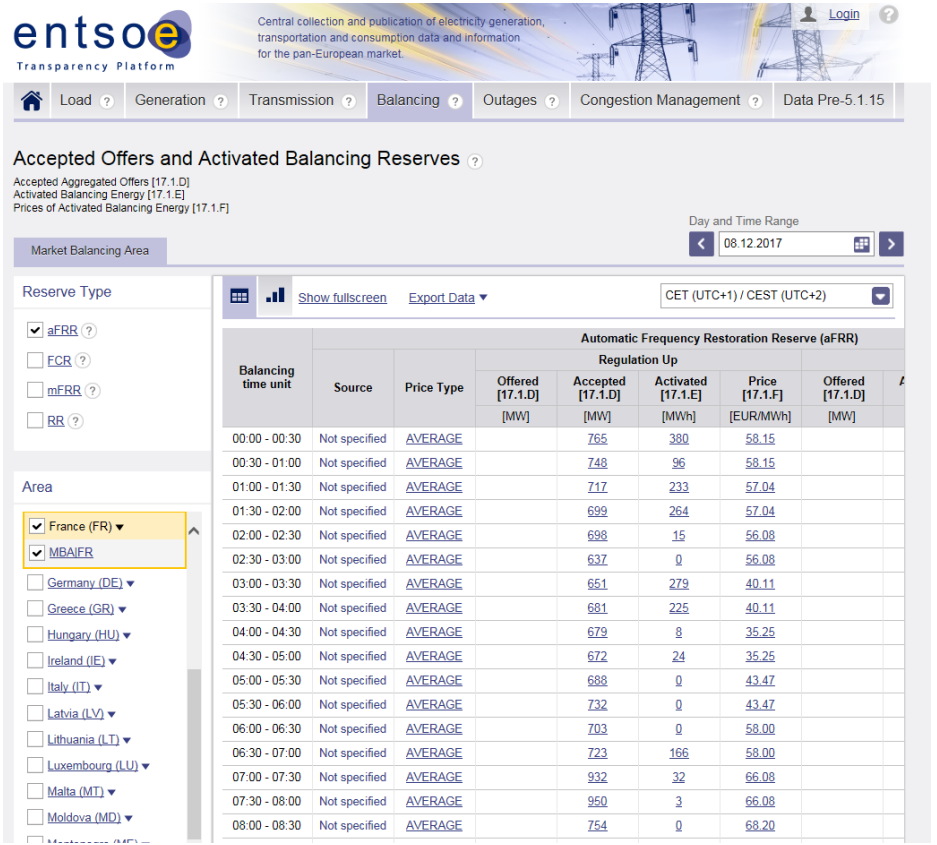
Équilibrage | Volumes par motif | Volumes par type d'offre | DMO et Domin

Jour : **08/12/2017** Pas : **de 10:00 à 10:30** Déséquilibre France : **367 MWh** Tendance : **BAISSE**









Balancing time unit	Source	Price Type	Automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR) – Regulation Up: Offered [17.1.D] [MW]	Accepted [17.1.D] [MW]	Activated [17.1.E] [MWh]	Price [17.1.F] [EUR/MWh]	Offered [17.1.D] [MW]
00:00 - 00:30	Not specified	AVERAGE		765	380	58.15	
00:30 - 01:00	Not specified	AVERAGE		748	96	58.15	
01:00 - 01:30	Not specified	AVERAGE		717	233	57.04	
01:30 - 02:00	Not specified	AVERAGE		699	264	57.04	
02:00 - 02:30	Not specified	AVERAGE		698	15	56.08	
02:30 - 03:00	Not specified	AVERAGE		637	0	56.08	
03:00 - 03:30	Not specified	AVERAGE		651	279	40.11	
03:30 - 04:00	Not specified	AVERAGE		681	225	40.11	
04:00 - 04:30	Not specified	AVERAGE		679	8	35.25	
04:30 - 05:00	Not specified	AVERAGE		672	24	35.25	
05:00 - 05:30	Not specified	AVERAGE		688	0	43.47	
05:30 - 06:00	Not specified	AVERAGE		732	0	43.47	
06:00 - 06:30	Not specified	AVERAGE		703	0	58.00	
06:30 - 07:00	Not specified	AVERAGE		723	166	58.00	
07:00 - 07:30	Not specified	AVERAGE		932	32	66.08	
07:30 - 08:00	Not specified	AVERAGE		950	3	66.08	
08:00 - 08:30	Not specified	AVERAGE		754	0	68.20	

Rappel de 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

5

Concertation **Emergency and Restoration**

- Point d’information -

Concertation *Emergency and Restoration*

Contexte

- Cette concertation est demandée par la DGEC et est portée par Rte et l'ADEeF.
- Elle s'inscrit dans la continuité des travaux menés en France pour la mise en œuvre des codes RfG, DCC et HVDC et vise à se faire en cohérence avec ceux-ci.

Calendrier



18 Décembre 2017
Entrée en vigueur du code

18 Décembre 2018
Propositions de conception à la CRE/DGEC

18 Décembre 2019
Échéance pour la mise en œuvre des propositions (sauf télécoms et plan de délestage fréquence-métrique)

Interaction avec les marchés

Article 35 – Procédure de suspension des activités de marché

→ Les procédures de suspensions peuvent s'appliquer dans les états du système dit d'Urgence, de blackout et de reconstitution tels que définis à l'article 18 du code SOGL

→ Pour ce qui concerne les activités d'allocation de capacité d'échanges aux frontières, telles que décrite à l'article 35.2. Ces dispositions sont prévues dans les procédures opérationnelles entre GRTs, NEMO et opérateurs des plateformes d'allocation.

→ Ces procédures contiennent notamment les moyens de communication prévus par les articles 35.5 et 37.1 à 37.5

Proposition RTE :
- Cette suspension pourra concerner tout ou partie des activités de marché prévues à l'article 35.2
- Rte alerte les opérateurs de marché dans les plus brefs délais de la suspension des marchés selon l'article 35, a minima ceux prévus par le code à l'article 35.5
- Rte alerte les opérateurs de marché dans les plus brefs délais de la reprise des marchés selon l'article 37, a minima ceux prévus par le code à l'article 35.5

Interaction avec les marchés

Article 36 – Règles de suspension et de rétablissement des activités de marché

Les critères suivants sont proposés, pour mise en œuvre dans les règles RE/MA :

Proposition RTE pour les critères :

- Pour la mise en œuvre de l'Article 36.4 concernant les critères pour activer ces procédures de suspension / reprise des marchés, l'instance de concertation propose les critères suivants :
- Pour les causes réseau, Rte propose les critères correspondant à la définition des états d'urgence, de reconstitution et de blackout tels que définis dans SOGL
  - 50 % de la charge
  - Emergency
  - Article 18.4.b : mise en œuvre d'un des dispositifs du plan de reconstitution
- Au-delà de ces causes réseaux, des situations qui rendrait impossible pour Rte le maintien de l'équilibre offre-demande.

Proposition RTE de modalités de mise en œuvre :

- Les suspensions de marché feront l'objet d'un rapport à la CRE selon l'article 37.5 qui sera transmis également aux acteurs mentionnés à l'article 38.2
- Ces critères seront publiés sur le site internet de Rte après approbation par l'autorité compétente conformément à l'Article 36.1.

Interaction avec les marchés

Article 37 – Procédure de rétablissement des activités de marché

Proposition RTE :
- Rte notifie le moment où le calcul des écarts reprend selon les règles RE/MA, en coordination avec les NEMO, les acteurs de marché et les GRTs voisins, conformément à l'article 37.1

- Autres propositions de l'instance de concertation :
  - Quelles sont les conditions préalables (reçoit-on encore les nominations des NEMO, reprend-on le calcul des RE alors qu'on ne reçoit rien) pour la reprise des activités de marché ?
  - En cas de délestage de charge pour cause réseau, quel taux de reprise de la charge ou du réseau attendre avant de recommencer le calcul des écarts

Interaction avec les marchés

Article 38 – Procédure de communication

Proposition RTE :
- Les procédures de communication seront décrites dans le cadre des règles RE/MA
- Les notifications liées seront communiquées aux acteurs par le canal classique prévu dans les règles RE/MA et seront donc disponibles sur internet conformément à l'article 38.4

Interaction avec les marchés

Article 39 – Règles relatives au règlement en cas de suspension des activités de marché (1/2)

→ Afin de ne pas produire des règles trop complexes et probablement inapplicables en cas de survenue de ce type d'évènement, dont les causes ne sont pas identifiables a priori :

Proposition RTE :

- En cas de suspension des marchés, les modalités de règlement financier entre les opérateurs pour la période de suspension font l'objet d'une proposition de Rte à la CRE après concertation avec les acteurs concernés.
- Les modalités du règlement financier respectent les principes définis dans l'article 39.3 du code, notamment les suivants :
    - Neutralité financière du GRT, conformément à l'article 39.3.a
    - Proposition Rte : une rémunération sans perte pour les acteurs participants à la reconstitution, conformément à l'article 39.3.d

Interaction avec les marchés

Article 39 – Règles relatives au règlement en cas de suspension des activités de marché (2/2)

Proposition RTE :

- En cas de suspension des marchés aux interconnexions, les modalités de règlement financier entre les opérateurs pour la période de suspension sont prévues par les procédures opérationnelles entre GRTs, NEMO et opérateurs des plateformes d'allocation. Ces procédures répondent aux exigences du code de réseau CACM Article 72. Elles respectent notamment le principe de neutralité financière des NEMO et plateformes d'allocation.

- Les modalités du règlement financier respectent les principes définis dans l'article 39.3 du code, notamment les suivants :
  - Neutralité financière du GRT, conformément à l'article 39.3.a
  - Proposition Rte : une rémunération sans perte pour les acteurs participants à la reconstitution, conformément à l'article 39.3.d

Concertation à venir

GT « Echanges d'informations et communication, outils et installations »

Pour y participer

- S'inscrire auprès de Cesar CLAUSE (cesar.clause@rte-france.com) avant le 27 avril
- La date sera fixée par la suite

Merci de votre participation