19 juillet 2019

GT SSYf

Windows, DOME M,

09h30 – 12h30

Sommaire

1. Actualités générales et planning
2. Emergency & Restoration
3. FCR cooperation : retour sur les premières enchères J-2
4. Pénalités et abattements : évolutions
5. Rémunération de l'énergie de la FCR : propositions
6. Evolutions des dispositions transitoires
7. Evolution de la trame de certification « Batteries»
8. Prochains GT



01

Actualités générales

Actualités générales

- **Appel à contribution sur la participation du stockage au MA** (jusqu'au 24 juillet)

- **Décalage du GT SSYF du 20/09 au 27/09 matin à Window :**
  → Atelier SI uniquement dédié à l'implémentation SI pour le dépôt des offres d'aFRR

Actualités

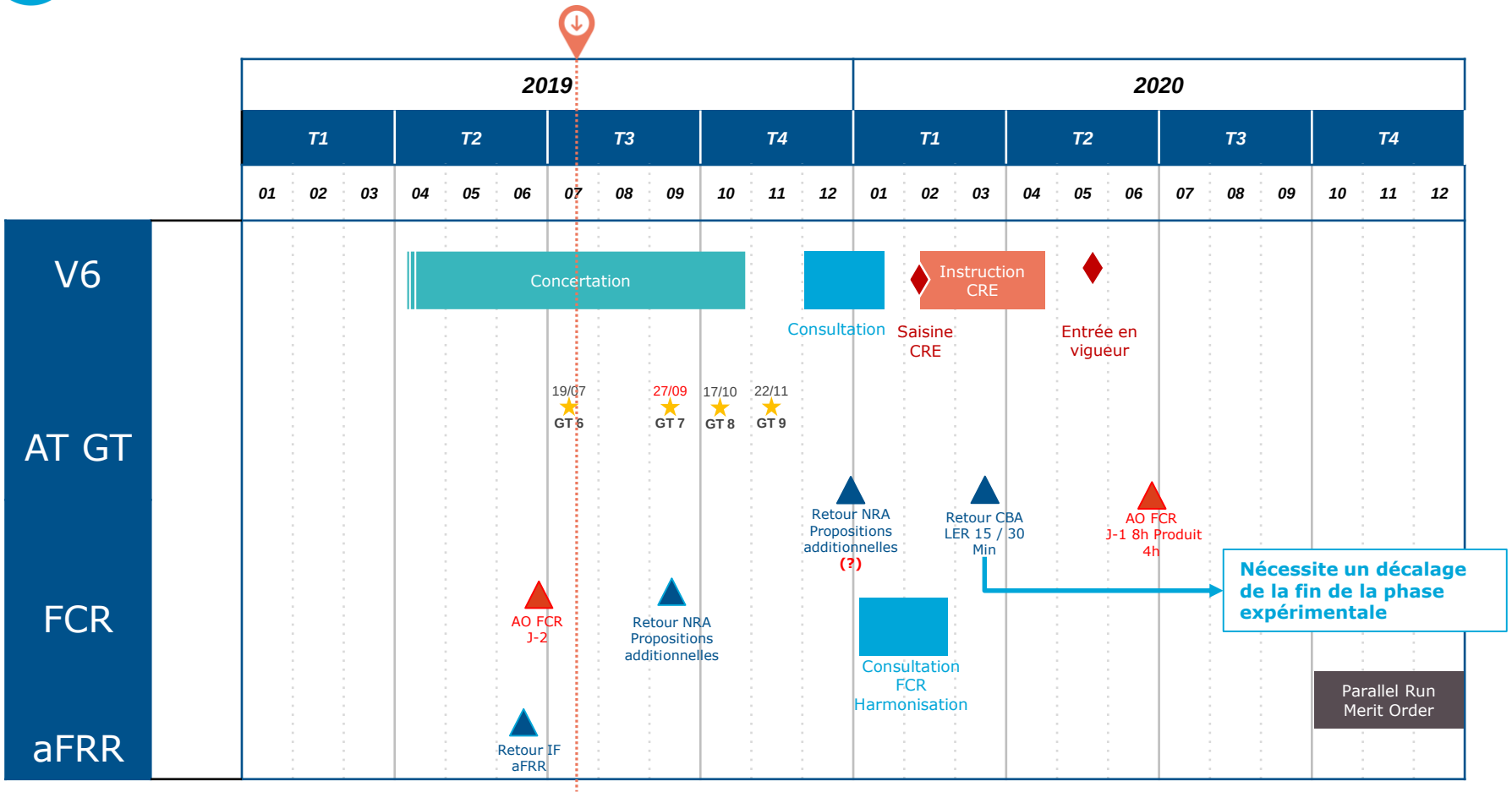
Résorption des messageries Front Office

Les **tests RMC** sont possibles des acteurs vers RTE :

- Envois des fichiers PAP et PAP2 ;
- Envois des NER, sans A/R.

Notre SI devrait pouvoir renvoyer des A/R en septembre pour une **mise en production en novembre**.

Calendrier prévisionnel des règles SSY



02

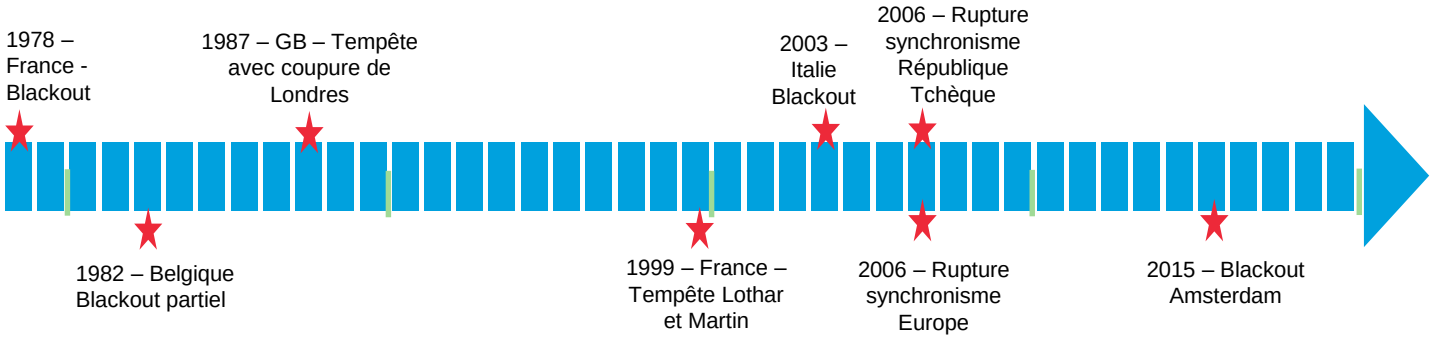
Emergency and Restoration

Déclinaison dans les règles MA-RE
issu du GT MA/RE du 25/01/2019

Introduction et contexte

Présentation générale du code Emergency & Restoration

Le Code E&R impose des exigences sur les procédures pour traiter les situations d'un réseau en état d'urgence, de blackout ou de reconstitution, donc des situations très rares et dont les conséquences sont très importantes



Le code demande en particulier :

- ✓ La rédaction d'une procédure de suspension/reprise des marchés (art 35/37)
- ✓ **La rédaction de règles pour la suspension/reprise des mécanismes d'équilibrage (art 36)**
- ✓ Ces règles devront prendre en compte la communication avec les acteurs sur le contexte des suspensions (art 38)
- ✓ La rédaction de règles de règlement financier pour ces situations. Le code laisse également la possibilité d'utiliser les règles habituelles (art 39)

Introduction et contexte

Organisation et objectifs de la concertation

A la demande de la DGEC, une concertation autour du code E&R a été portée par RTE et l'ADEeF

Cette instance de concertation s'est conclue par une consultation publique d'un mois (Octobre – Novembre 2018)

A la suite de cette instance, des propositions ont été soumises aux autorités compétentes (20/12/2018), conformément aux exigences de l'article 4 du code *Emergency and Restoration*

Les autorités compétentes ont eu 6 mois pour se prononcer sur ces propositions :

Délibération de la CRE le 26/06/2019

Proposition de mise en œuvre

Généralités

Les activités de marché pouvant être suspendues correspondent sur le périmètre français :

Calculs de capacité aux frontières et à leur allocation

Marché local de l'énergie, opéré par les NEMO

Mécanisme d'équilibrage

Lors de la concertation,

- il a été rappelé qu'il faut distinguer le fonctionnement des marchés et les besoins techniques dans les situations couvertes par le code. En effet, certaines situations pourront conduire à une prise en main de la programmation des groupes par le GRT (suspension du programme de marche), sans nécessité une interruption des marchés ;
- les discussions ont établi qu'il était préférable de proposer un ensemble de règles simples, sur les principes à mettre en œuvre pour l'application du code, car les situations couvertes ne sont pas connues à l'avance ;
- afin de sécuriser les acteurs, il est également proposé d'avoir un contrôle des autorités compétentes.

Proposition de mise en œuvre

Article 35 – Procédure de suspension des activités de marché

Proposition de RTE pour le mécanisme d'équilibrage

- Cette suspension pourra concerner tout ou partie des activités de marché prévues à l'article 35.2 ;
- RTE alerte les acteurs 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 ;

Proposition de mise en œuvre

Article 36 – Règles de suspension et de rétablissement des activités

Proposition RTE pour les critères

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 l'article 18 du code SOGL

- ✓ Emergency State (article 18.3)
- ✓ Perte de 50% ou plus de la charge du GRT concerné (article 18.4)
- ✓ Absence totale de tension pendant au moins 3 minutes conduisant à la mise en œuvre d'un des dispositifs du plan de reconstitution (par exemple envoi de l'ordre IG par RTE) (article 18.4)

Au-delà de ces causes réseaux, des situations qui rendraient impossible pour RTE le maintien de l'équilibre offre-demande.

Proposition RTE pour les modalités de mise en œuvre

Les suspensions de marché feront l'objet, dans tous les cas, d'un rapport transmis à la CRE en application de l'article 37.6 ainsi qu'aux acteurs mentionnés à l'article 38.2 (RE, RR, AA, CRE, GRD raccordés au réseau de transport).

Proposition de mise en œuvre

Article 37 – Procédure de rétablissement des activités de marché

Proposition de RTE pour le mécanisme d'équilibrage

✓ Cette suspension pourra concerner tout ou partie des activités de marché prévues à l'article 35.2

✓ RTE alerte les acteurs 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

RTE notifie aux RE/FSE/Interconnexion/NEMO/GRD le moment où le calcul des écarts reprend selon les règles MA-RE, en coordination avec les NEMO, les acteurs de marché et les GRT voisins, conformément à l'article 37.1



Proposition de mise en œuvre

Article 38 – Procédure de communication

Proposition de RTE pour le mécanisme d'équilibrage

- Les procédures de communication seront décrites dans le cadre des règles MA-RE;
- Les notifications seront communiquées aux acteurs, selon les modalités utilisées dans les canaux existants dans les règles MA-RE, les règles SSY et seront donc disponibles sur internet conformément à l'article 38.4.





Proposition de mise en œuvre

Article 39 – Règles relatives au règlement en cas de suspension des activités de marché

Proposition de RTE pour le mécanisme d'équilibrage

Pour ce qui concerne les activités de marché prévues à l'article 35.2, 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** ;
- 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.

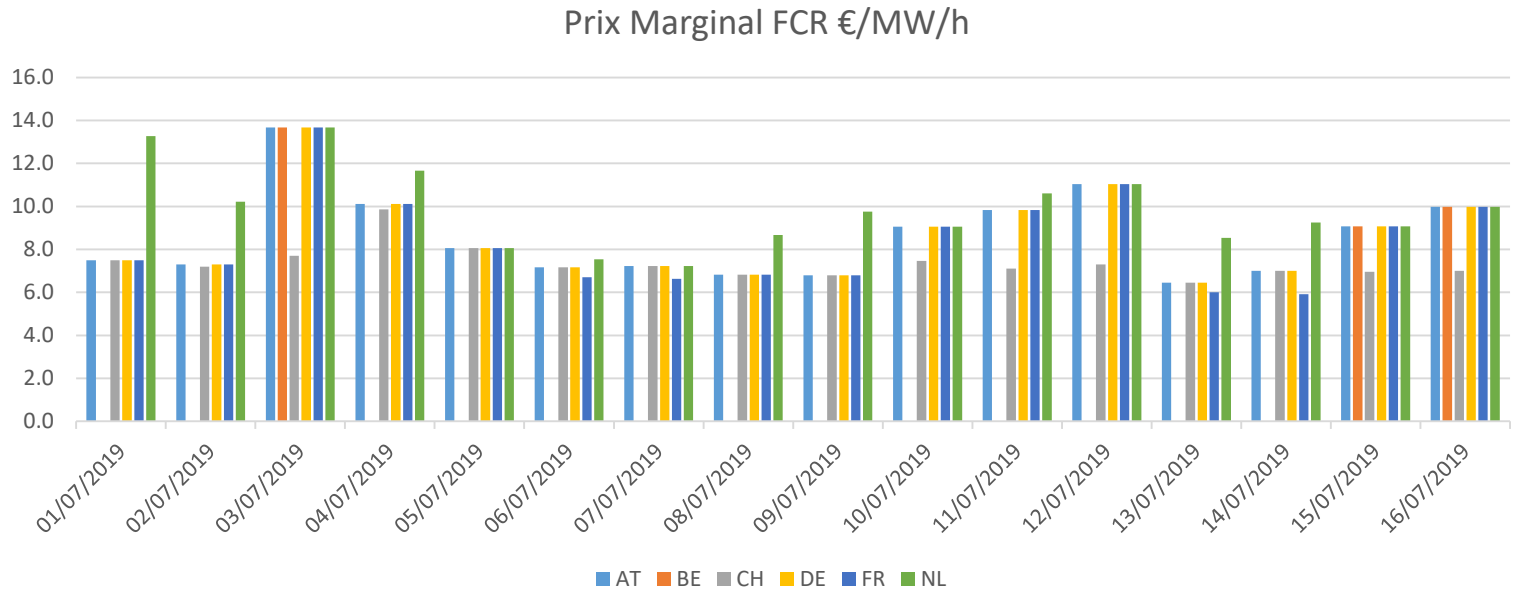


03

AO FCR J-2

Appel d'Offres FCR J-2 15h

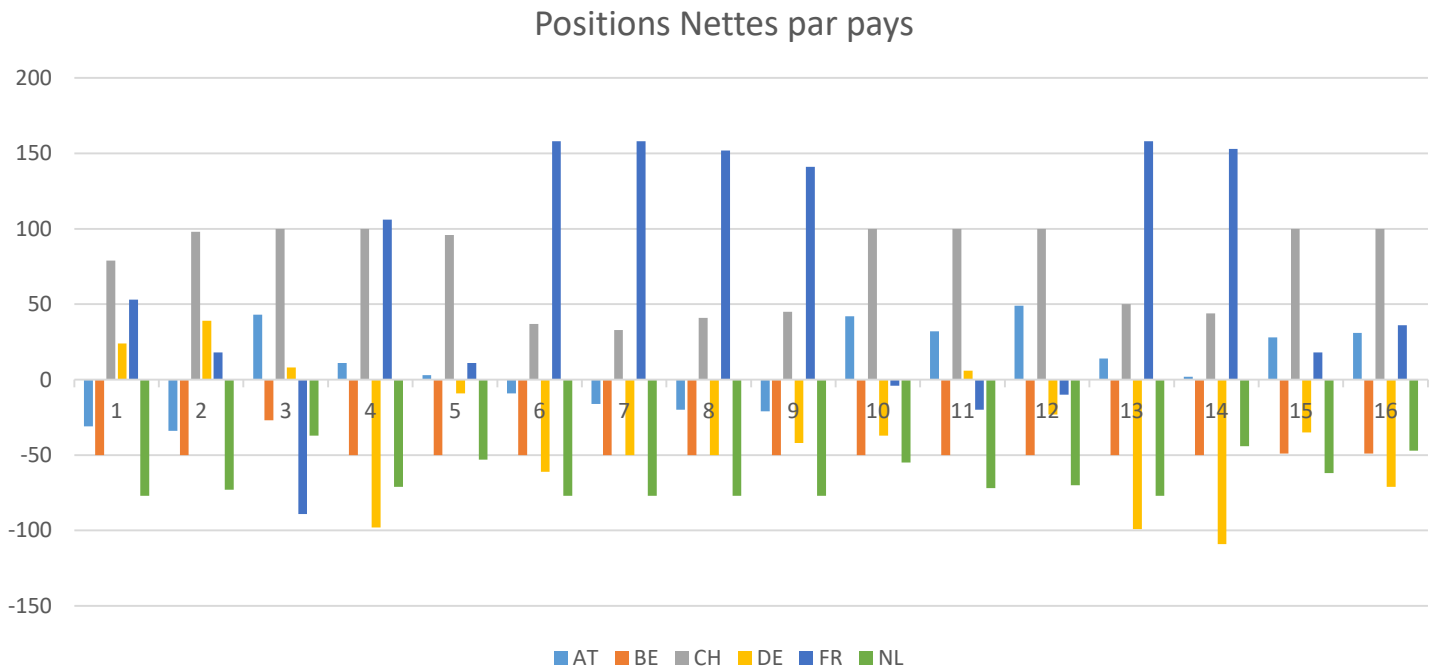
Lancement premières enchères le 27/06 : Résultats du 01/07/2019 au 16/07/2019



EUR/MW/h	AT	BE	CH	DE	FR	NL
Moyenne	8.6	2.0	7.3	8.6	8.4	9.9

Appel d'Offres FCR J-2 15h

Lancement premières enchères le 27/06 : Résultats du 01/07/2019 au 16/07/2019



Appel d'Offre FCR J-2 15h

- **Avez-vous des questions sur les enchères passées ?**

La **prochaine étape** est pour le 1er juillet 2020 :

- Passage en D-1 tous les jours à 08h ;
- Passage en produits 4h.

- Quel REX de cette évolution à prendre en compte pour l'an prochain ?



04

Evolution des pénalités

Evolution des pénalités

Les GRT continuent à travailler à des **critères d'harmonisation** cohérents entre les différents pays et modèles

Les pénalités, dont les principes en cours de réflexions, ont été présentés lors du dernier GT.

Ces pénalités ont pour vocation à se **soustraite aux « pénalités »** de :

- Article 11.2.3 « Montant de l'indemnité liée à un Bilan de Réserve Négatif » ;
- Article 14.2.2.2.3 pénalités associées au respect du critère F2 ;
- Article 14.2.2.3.3 pénalités associées au respect du critère F3 ;
- Article 14.2.2.4.5 pénalités associées au respect du critère F4.

Cela **ne fera pas évoluer** :

- L' article 11.2.2 « Conditions d'éligibilité à la suspension ou à la réduction de l'indemnité (contractualisation par obligation) » ;
- L'article 11.3 « Indemnité liée à un déficit de SSYf en raison d'un ajustement sur le MA » ;
- Article 14.2.4.2 « Défaillance de la télémesure ».

Pénalités / indemnités / abattements des règles SSYf

Evolution des pénalités :

- Vers une harmonisation du retrait de certificat pour tous les types d'EDR, dès que le taux d'écart d'un des critères F2 F3 F4 est au dessus de 30% ;
- Temps passé en écart entre 10% et 30% → Abattement 50% ;
- Temps passé en écart supérieur à 30% → Suppression du certificat, Abattement 100%.

→ Le **certificat est supprimé** jusque validation des tests de rectification.

Evolution de l'Article 14.3.4 : Impact sur la programmation de Réserve d'une Défaillance de réglage

→ Le RR prend en compte la perte de son certificat ou de son taux d'abattement dans sa programmation.

Pénalités / indemnités / abattements des règles SSYf

Article 14.6 : Conséquences financières des défaillances de réglage

→ Abattements et pénalités pour les groupes de production avec des obligations de capacités constructives.

Evolution vers une pénalité forfaitaire sur la durée de l'indisponibilité globale

→ Entre la date de début de défaillance constatée par RTE et la date de mise en conformité.

Pénalité : %Def x Volume Obligé x Nb de jour x PFC



05

Rémunération de l’énergie de la Réserve Primaire

Evolution du prix de rémunération de l'énergie de la FCR

Délibération de la CRE n°2018-220

§2.3 Dérogation en application de l'article 16 du règlement EBGL

La CRE demande à RTE d'étudier en 2019, en concertation avec les acteurs, l'opportunité d'une évolution de la valorisation de l'énergie de réserve primaire, à partir du moment où la réserve secondaire sera activée en préséance économique.

Cette valorisation pourrait en effet évoluer pour se rapprocher davantage de la valeur de l'énergie en temps réel, en prenant comme référence les prix des énergies d'équilibrage (réserves secondaire et réserve tertiaire).

Evolution du prix de rémunération de l'énergie de la FCR

La **dernière évolution de la rémunération** s'est faite début 2016 avec le passage d'un prix régulé à un prix spot.

Lors de la consultation les **propositions** ont été :

- Prix régulé (10,542 €/MWh en 2015) d'un montant à définir ;
- Prix spot ;
- Prix moyen pondéré à la hausse ou à la baisse du mécanisme d'ajustement (PMPh et PMPb), ou prix marginal d'ajustement à la hausse ou à la baisse (PMAh, et PMAb) ;
- Prix de règlement des écarts positifs ou négatifs (PREP et PREN) ;
- Prix différent par entité de réserve (soit déclaré par l'acteur, soit régulé par filière).

Evolution du prix de rémunération de l'énergie de la FCR

Réserves FCR et aFRR :

- Energie : payée par les RE ;
- Capacité : payée par le TURPE (consommateur final).

Principes pour l'aFRR :

Actuellement l'énergie d' aFRR @spot vers une évolution au max (LMP ; CBMP)

→ **Probable sortie de la FCR du PMP et donc du PRE** : début 2021 (pas prévu sous la proposition ISH)

Pour la tendance : en fonction de ISH on pourra intégrer les Ecarts aux frontières, mais pas la FCR

CAE : la rémunération de l'énergie primaire est actuellement très faible

Evolution du prix de rémunération de l'énergie de la FCR

Impacts acteurs : Fourniture symétrique

- Neutre en moyenne pour une EDR classique ;
- Correction des périmètres RE de l'énergie.

Fourniture asymétrique à la baisse :

Actuellement, le RR paie RTE au prix spot de l'énergie non fournie → n'incite pas les capacités type éolien ou PV à participer

Fourniture asymétrique à la hausse :

RTE paie le RR au prix spot pour l'énergie fournie : impact faible car pas de coût d'opportunité sur DSR

mais faible manque d'opportunité sur un moyen de production classique.

Evolution du prix de rémunération de l'énergie de la FCR

Conclusion et propositions :

→ RTE proposerait de ne plus avoir de flux financiers sur l'énergie de la FCR, en continuant l'insensibilisation des RE.



06

Dispositions transitoires

Evolutions des Dispositions Transitoires

Article 16.1 : Participation expérimentale des Sites de Soutirage raccordés au RPD et des moyens de stockage hors STEP à la RP

→ Prolongation de l'expérimentation à fin 2022 ?

Article 16.2 : Participation expérimentale des Sites de Soutirage raccordés au RPD et des moyens de stockage hors STEP à la RS

→ Pas de certifications concernées.

Evolutions des Dispositions Transitoires

Article 16 .3 : Retour d'expérience concernant la participation des entités de Réserve de type soutirage dites « multi-tout »

- Les articles 7.1 et 7.2 des règles SI : Données de télémesure non agrégées, signaux de pilotage des sites de soutirage **ont évolué vers :**

« Le Responsable de Réserve doit pouvoir mettre à disposition ces fichiers sur demande de RTE. Les données doivent être conservées au moins 5 ans par le Responsable de Réserve. »

- L'article 6.2 : clefs de répartition de l'énergie de réglage

Conformément au paragraphe 13.2.2.2 des règles Services Système, un acteur pourra fournir des clefs de répartition en dehors de la plage [-1 ;2] sous certaines conditions. Pour cela le Responsable de Réserve doit fournir à RTE un document justifiant pourquoi son processus de répartition de l'activation entre les différents sites de son Entité de Réserve le nécessite. Si le besoin est avéré, RTE pourra autoriser l'acteur à fournir des valeurs en dehors de cette plage

→ L'évolution des règles SI a été faite en ce sens.

Evolutions des dispositions transitoires

Article 16.5 : Expérimentation de la participation des Entités de Réserve de type injection multi EDP

Précisions :

- Chaque EDP programme selon les règles MA-RE ;
- Uniquement si le contrôle de l'EDR est possible par RTE ;
- Le respect des engagements de la RP et RS se fait au niveau de l'EDR, en cas de défaillance d'une des EDP toute l'EDR est impactée ;
- Le volume des RP ou RS est la somme des volumes certifiées ;
- Sauf gain dynamique, RTE attend le gain de l'EDR comme la somme des gains de chaque EDP ;
- Groupe de production sur le même site.

Article 16.7 : Expérimentation relative à l'observabilité statistique

→ Pas de changement prévu

Evolutions des dispositions transitoires

Article 16.8 : Expérimentation relative à l'utilisation de sous-mesures pour une EDR composée de sites de soutirage

RTE propose d'étendre aux sites d'injection et de rajouter deux paragraphes :

1. Utilisation de la sous mesure à des fins de vérification de la mesure de la fourniture de service au point de livraison

→ Maintien des spécificités de l'expérimentation en cours.

2. Utilisation de la sous mesure comme remontée de données nominales des données de télémesure

→ RTE souhaitera avoir une confirmation du bon fonctionnement sur le réseau lors de la procédure de certification, avec une justification de non contre réglage au sein du site ;

→ En l'absence de non observabilité sur le réseau, RTE pourra se laisser le droit de ne pas accepter la sous mesure ;

→ Des données complémentaires (comptages, etc..) pourront être demandées par RTE.

Evolutions des dispositions transitoires

Article 16.9 : Expérimentation relative à l'agrégation injection / soutirage

RTE propose de faire évoluer l'expérimentation :

→ Autorisation du Responsable de Réserve à inclure au sein d'une Entité de Réserve au moins une ou plusieurs EDP injection avec au moins un ou plusieurs site de soutirage avec **les conditions suivantes** :

- Les EDP injection ne sont pas soumises aux obligations de capacité constructives relatives aux RP et RS ;
- Les entités ne sont pas en obligations d'achat ;
- L'agrégation permet d'augmenter la fourniture de RP de plus de la somme des valeurs des EDP injection ou sites de soutirage ;
- Le RR est responsable de la fourniture et de la réalisation du programme de l'EDR ;
- Les EDP concernées respectent les règles de programmation (règles MA-RE) ;
- Les EDP concernées ne font pas de RS ;
- Le RR fournit les clefs de répartition par site ;
- Le RR définit les règles de programmation des Services Systèmes sur les EDP concernées ;
- Les CUO relatives aux EDP constitutives des EDA doivent refléter la fourniture des réserves ;
- Si un ensemble de sites fait partie d'une EDA, elles doivent être sous une EDP soutirage ;
- Le contrôle se fait au niveau de l'EDR.

Evolutions des dispositions transitoires

Article 16.10 : Expérimentation pour tester la qualification des EDR à réservoir à énergie limitée

En attendant, la déclinaison des propriétés additionnelles de la FCR (Art 154 SOGL) et les résultats de l'analyse coût bénéfice sur le temps de tenue en état d'alerte du réseau (15/30 min).

RTE propose d'introduire la déclinaison de certification des EDR de types agrégats pour permettre de définir et tester :

- La procédure de caractérisation du caractère à Réservoir Energie Limité ou non d'une EDR ;
- Les modalités de certification d'une telle unité ;
- Les modalités de pilotage et de contrôle de la réalisation de la FCR par ce type d'unité ;
- La définition des données nécessaires aux contrôles d'une telle unité ;
- La définition d'un stock d'une EDR ;
- Le suivi de ce stock.



07

Trame batteries

Evolution de la trame « Batterie »

Premiers retours suite aux questions des acteurs :

- Ajout du comportement en état d'urgence ;
- Définition des seuils par rapport à la capacité utile (suppression des notions de SoC Lim) ;
- L'unité de réglage doit continuer à fournir le service de réglage primaire de fréquence tant que le stock d'énergie n'est pas épuisé ou saturé ;
- La puissance de consigne ne peut empiéter sur RP : Pcmax < ou = Pmax-RP ;
- Contraintes sur la modification de Pc :

- Durée min palier Pc /Gain : 15min (en contrepartie cohérence demandée entre les deux pour modification)
- Durée min continu (Pcmin à Pcmax) : 15 min

En contrepartie figeage Pc si elle aggrave le déséquilibre en cas d'état d'alerte / urgence :

- Précision : en état normal Soc compris enter Soc inf ou min ou soc correspondant à RP pendant 15 min ;
- Précision : renouvellement après épuisement ou saturation du stock en 2h en **état normal** ;
- Précision : prise en compte des différents schémas de raccordement et des éventuelles contraintes des GRD.

Evolution de la trame « Batterie »

Premiers retours suite aux questions des acteurs : gestion active du stock

Un processus de gestion active du stock doit être implémenté au niveau de l'EDR pour garantir la continuité du service et la disponibilité des réserves en énergie.

La puissance de consigne ne doit pas limiter la participation à la réserve primaire. La puissance de consigne maximale Pcmax devra être inférieure ou égale à Pmax-RP.

Le processus de gestion actif du stock pourra modifier la puissance de consigne Pc de façon à maintenir l'état de charge (SoC) en Etat Normal entre SoCinf et SoCsup ou avoir un état de charge permettant de dégager à la hausse ou à la baisse RP pendant t3 (15 minutes).

Le processus de gestion active du stock doit avoir une constante de temps très supérieure à celle du réglage primaire.

Dans le cas d'une variation de puissance de consigne en palier, les rampes (MW/min) et durée de palier doivent être paramétrables avec une durée minimum de **15 min**.

En état d'alerte ou en état d'urgence, la modification de la puissance de consigne doit être figée, si cette modification va à l'encontre des besoins du système électrique (par exemple, il est interdit de modifier la puissance de consigne à la baisse vers le soutirage si la fréquence est en dessous 50 Hz)

Le principe du processus de gestion active du stock et la méthode d'estimation de l'état de charge seront décrits de manière détaillée dans la fiche d'Information 1. Toute modification du processus de la gestion active du stock doit faire l'objet d'une information à RTE qui pourra demander éventuellement des compléments.



08

Prochains GT

Sujets pour les prochains GT SSYf

AT du 27 septembre (décalage du 20/09 au 27/09)

- Ateliers SI sur l'implémentation du dépôts des offres d'aFRR dans le cadre de la déclinaison du projet PICASSO

GT du 17 octobre 2019 :

- Retour sur les mesures transitoires ;
- Implémentation aFRR ;
- Proposition jeu de règles.

Merci de votre participation