Documentation Technique de Référence

Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux performances du RPT

Article 4.1 – Réglage Fréquence/Puissance

Document valide pour la période du XX à ce jour - Version 6 — 12 Pages

- Le présent article présente les enjeux pour le système électrique et les utilisateurs du réseau en matière de réglage fréquence/puissance. Il indique également les principes de fonctionnement de ce réglage.

SOMMAIRE

1. RAPPEL DES EXIGENCES 3

1.1 Exigences légales et réglementaires applicables 3

1.2 SAFA RGCE appliqué par RTE 3

1.3 Accord de bloc RFP : Accord opérationnel de bloc de réglage fréquence-puissance RTE. 4

2. ENJEUX POUR LE SYSTEME ET LES UTILISATEURS 4

3. PRINCIPES DE FONCTIONNEMENT 5

3.1 Le réglage restreint à la sur/sous-fréquence 5
3.1.1 Réglage restreint à la sous-fréquence 5
3.1.2 Réglage restreint à la sur-fréquence 5

3.2 Le réglage primaire de fréquence - FCR 5

3.3 Le réglage secondaire fréquence – puissance ou aFRR 7

3.4 Réglage tertiaire fréquence - puissance 9

4. MISE EN ŒUVRE DES EXIGENCES PAR LES UTILISATEURS 10

5. PARTICIPATION AU REGLAGE 11

5.1 Règles services système fréquence 11

5.2 Réglage tertiaire fréquence - puissance 12

6. REFERENCES AUTRES QUE REGLEMENTAIRES 12

1. RAPPEL DES EXIGENCES

1.1 Exigences légales et réglementaires applicables

- Article L. 321-11 du Code de l'énergie
- Arrêté du 6 juillet 2010 précisant les modalités du contrôle des performances des installations de production raccordées aux réseaux publics d'électricité en moyenne tension (HTA) et en haute tension (HTB)
- Règlement n°2016/631 de la Commission du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité.
- Règlement n°2016/1388 de la Commission du 17 août 2016 établissant un code de réseau sur le raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation.
- Règlement n° 2016/1447 de la Commission du 26 août 2016 établissant un code de réseau relatif aux exigences applicables au raccordement au réseau des systèmes en courant continu à haute tension et des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu.
- Arrêté du XXX relatif aux exigences techniques applicables aux raccordements aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité
- Règlement (UE) 2017/1485 de la commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité, ci-après Règlement « SOGL »

1.2 SAFA RGCE appliqué par RTE

L'ENTSO-E[1], association européenne des gestionnaires de réseaux de transport européens, a été créée en juillet 2009 par la fusion d'associations de gestionnaires de réseaux antérieures, dont en particulier l'UCTE (Union pour la Coordination du Transport de l'Electricité) à laquelle adhérait RTE. (www.entsoe.eu)

Au sein de l'ENTSO-E, le groupe régional d'Europe continental (RGCE) est en charge de définir les règles d'exploitation du réseau au sein de la zone synchrone Europe continentale. Ces règles d'exploitation ont été définies et sont régies par le Synchronous Area Framework Agreement (« SAFA RGCE »), qui lie les GRT de la zone synchrone et définit leurs rôles et responsabilités. Le SAFA RGCE est entrée en vigueur le 14 Avril 2019 en remplacement de l'« Operation Handbook ». Le SAFA RGCE a été développé et adopté, par ce même groupe régional d'Europe continentale de l'ENTSO-E (RGCE[2]). Il comprend un ensemble à jour de principes et règles applicables aux gestionnaires de réseaux de transport en Europe en conformité avec les exigences du Règlement SOGL.

Le principal objectif du SAFA RGCE est de fournir un cadre technique à l'exploitation du réseau interconnecté des membres du RGCE de l'ENTSO-E, comprenant des politiques relatives à la sécurité de l'exploitation, aux mesures spécifiques aux situations d'incident et enfin aux

1 https://www.entsoe.eu/

2 Regional Group Continental Europe

échanges de données. Plus globalement, le SAFA RGCE apporte l'interopérabilité nécessaire entre les gestionnaires de réseaux connectés aux zones synchrones.

Le SAFA RGCE inclut une politique relative au réglage de la fréquence-puissance et à la constitution des réserves. Cette politique est intitulée « Policy on Load Frequency Control and Reserves ».

Par ailleurs, RTE a défini un accord de bloc RFP conformément au Règlement SOGL, qui décline les règles d'exploitation du réglage de la fréquence et de constitution des capacités de réserve au sein du bloc RFP France pour assurer la sûreté de fonctionnement du système électrique.

1.3 Accord de bloc RFP : Accord opérationnel de bloc de réglage fréquence-puissance RTE.

Conformément à l'article 139 de SOGL, la structure de réglage fréquence-puissance définit les responsabilités propres à chacune des zones d'exploitation qui la composent. La zone synchrone est définie comme le niveau supérieur de cette structure RFP ; zone à l'intérieur de laquelle la fréquence est la même partout. La zone synchrone Europe Continentale comprend plusieurs blocs RFP, chaque bloc RFP comprend une ou plusieurs zones RFP. Une zone RFP en elle-même comprend une ou plusieurs zones de supervision.

La structure du bloc RFP pour la France est présentée ci-après :

- Le bloc RFP France est constitué du seul et unique bloc RFP RTE, RTE en étant le superviseur de bloc RFP et en assurant les obligations de dimensionnement des réserves
- Le bloc RFP RTE est constitué d'une seule zone RFP de même taille que le bloc RFP RTE, RTE en assurant ainsi les obligations de réglage de la fréquence-puissance au sein de la zone RFP interconnectée avec les zones RFP voisines des autres pays ;
- La zone RFP RTE est constituée d'une seule zone de supervision de même taille que la zone RFP RTE, RTE en assurant les activités de supervision.

L'accord opérationnel de bloc de réglage fréquence-puissance (RFP) pour la France (ci-après dénommé « accord de bloc RFP ») comprend les conditions et méthodologies listées au paragraphe 1 de l'article 119 du Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission établissant une ligne directrice sur la gestion du transport de l'électricité (« Règlement SOGL »).

2. ENJEUX POUR LE SYSTEME ET LES UTILISATEURS

Le réglage de la fréquence répond à deux exigences :

- **Satisfaire les utilisateurs** : le maintien de la fréquence proche de sa valeur nominale est nécessaire au bon fonctionnement des matériels électriques et des process des utilisateurs du réseau, conçus pour un fonctionnement sur une plage de fréquence donnée (cf. 3.1). De trop grandes excursions de fréquence sont inadmissibles pour certains matériels et peuvent conduire à des dysfonctionnements dans les installations des utilisateurs.

- **Assurer la sûreté de fonctionnement du système** : éviter les écroulements de fréquence. L'évolution de la fréquence est l'image directe du déséquilibre entre la production et la consommation :

  - la fréquence augmente, lorsque le bilan production - consommation est excédentaire ;

  - la fréquence diminue, lorsque le bilan production - consommation est déficitaire.

Et ceci à l'échelle européenne, puisque le système électrique continental européen est entièrement interconnecté par des liaisons synchrones réunissant entre eux en un même système de fréquence uniforme, l'ensemble des installations des utilisateurs du réseau.

Face aux évolutions normales de la consommation et aux divers aléas rencontrés en exploitation (pertes d'unités de production ou de charge…), le maintien de l'équilibre production - consommation et le maintien d'une valeur satisfaisante de la fréquence nécessitent d'agir en permanence sur le niveau de la production ou celui de la consommation.

Pour réaliser cette adaptation du bilan production - consommation, il faut disposer, au niveau des installations des utilisateurs du réseau, de capacités de réserves de puissance mobilisables soit par le biais d'automatismes (Fréquency Containment Reserve (FCR), communément appelé réglage primaire, et automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR), communément appelé réglage secondaire, et enfin Limited Frequency Sensitive Mode (LFSM), communément appelé réglage restreint à la sur-fréquence/à la sous-fréquence), soit par l'action manuelle des opérateurs assurant en permanence l'équilibrage du système électrique (manual Frequency Restoration Reserve (mFRR) ou Replacement Reserve (RR), communément appelé réglage tertiaire).

3. PRINCIPES DE FONCTIONNEMENT [3]

Lorsque la fréquence diminue, le bilan Production – Consommation est déficitaire. Il est donc nécessaire d'augmenter la production ou de diminuer la consommation.

Lorsque la fréquence augmente, le bilan Production – Consommation est excédentaire. Il est donc nécessaire de diminuer la production ou d'augmenter la consommation.

3.1 Le réglage restreint à la sur/sous-fréquence

3.1.1 Réglage restreint à la sous-fréquence

En cas d'écart de fréquence à la baisse dépassant l'écart de fréquence maximal en régime permanent (200 mHz pour la zone synchrone d'Europe Continentale), les utilisateurs du réseau disposant de l'aptitude au réglage restreint à la sur-fréquence la mettent à disposition du réseau par le fonctionnement d'une régulation automatique dans l'objectif de stabiliser au plus vite l'écart de fréquence.

3.1.2 Réglage restreint à la sur-fréquence

En cas d'écart de fréquence à la hausse dépassant l'écart de fréquence maximal en régime permanent (200 mHz pour la zone synchrone d'Europe Continentale), les utilisateurs du réseau disposant de l'aptitude au réglage restreint à la sous-fréquence la mettent à disposition du réseau par le fonctionnement d'une régulation automatique dans l'objectif de stabiliser au plus vite l'écart de fréquence.

3.2 Le réglage primaire de fréquence - FCR

Le réglage primaire de fréquence est indispensable à la sûreté du système électrique. En effet, face aux aléas et incidents tels que fluctuations rapides de la consommation (enclenchements tarifaires, déclenchements de charges…) et déclenchements d'unités de production, c'est le

[3] Pour plus de détails se référer au « Mémento de la sûreté du système électrique » [ii] édité par RTE : *http://www.rte-france.com/htm/fr/qui/qui_reseau_memento.jsp*
ou http://www.rte-france.com/htm/fr/vie/vie_publi_annu_memento.jsp

dispositif qui rétablit automatiquement et très rapidement l'équilibre production - consommation et stabilise la fréquence à une valeur proche de la fréquence de référence.

La réserve primaire (ou FCR) est une réserve de stabilisation de la fréquence dont le dimensionnement et les exigences techniques sont définies par la Policy on LFC&R (article A1).

Le réglage primaire est mis en œuvre par les utilisateurs du réseau, qui disposent de l'aptitude correspondante (entités de réserve de type « injection », « soutirage » ou « mixte »).

Pour les unités de production, le réglage primaire est mis en œuvre par l'action d'une régulation :

- Pour une unité synchrone, il s'agit du régulateur de vitesse de l'alternateur qui agit en général sur les organes d'admission du fluide moteur à la turbine lorsque la vitesse de l'alternateur (image de la fréquence) s'écarte de la vitesse de consigne par suite d'un déséquilibre entre la production et la consommation de l'ensemble du système européen interconnecté.

- Pour un parc non synchrone de générateurs, il s'agit d'un régulateur agissant pour modifier la valeur de puissance injectée lorsque la valeur de fréquence mesurée s'écarte de la valeur de référence.

Pour les entités de réserve de type « soutirage », le réglage primaire est obtenu soit en modulant le soutirage d'installations de consommation, soit en sollicitant alternativement en injection ou en soutirage des moyens de stockage internes à l'installation (batteries, volant d'inertie, etc…).

La fourniture de FCR peut être obtenue par combinaison des réactions mises en œuvre par plusieurs moyens de réglage. Cette association d'entités élémentaires de type « injection » ou « soutirage » constitue une entité de réserve de type « mixte ». .

Pour chaque entité de réserve j participant au réglage primaire de fréquence, la loi de réglage statique de la variation de puissance résultant de l'action du régulateur doit être de la forme :

$$|P_j - P_{cj}| = K_j |f - f_0|$$

avec :

P_j [MW] = Puissance réelle fournie par l'entité de réserve j en mode quasi stationnaire.

P_{cj} [MW] = Puissance de consigne de l'entité de réserve j à la fréquence de référence f_0.

f [Hz] = fréquence déduite de la mesure de vitesse d'une unité de production j synchrone ou fréquence mesurée localement sur le réseau (dans le cas d'un parc non synchrone de générateurs ou d'une entité de type soutirage ou mixte).

f_0 [Hz] = fréquence de consigne, généralement égale à la fréquence de référence (50 Hz).

K_j [MW/Hz] = « Energie réglante » de l'entité de réserve j.

La compensation d'un écart du bilan production - consommation est assurée par une action répartie sur toutes les entités du système européen interconnecté synchrone participant au réglage primaire.

Les exigences techniques minimales en matière de participation au réglage primaire sont définies par le Règlement SOGL (article 154). Il est ainsi notamment précisé que l'énergie réglante de la zone synchrone continentale doit permettre de libérer la totalité de la réserve primaire (FCR) pour un écart de fréquence de 200 mHz.

La fréquence f_1 atteinte en fin d'action du réglage primaire est différente de la fréquence de consigne f_0, et l'écart entre f_1 et f_0 est d'autant plus faible que l'énergie réglante totale du système européen interconnecté synchrone est grande.

La compensation d'un écart du bilan production - consommation ΔP_{bil} par l'ensemble des entités réglantes est égale à :

$$\Delta P_{bil} = -\sum_j \left(P_j - P_{c\,j}\right)$$

L'écart de fréquence résultant se détermine alors par l'équation suivante :

$$f_1 - f_0 = \frac{\Delta P_{bil}}{\sum_j K_j}$$

avec :

ΣKj [MW/Hz] = Energie réglante totale du système européen synchrone.

Et chaque entité réglante j produit :

$$P_j = P_{c\,j} - K_j \cdot \left(f_1 - f_0\right)$$

Cependant, le réglage primaire ne rétablit l'équilibre offre - demande que si les GRT disposent d'une réserve de puissance - la réserve primaire (Frequency Containment Reserve - FCR) - suffisante.

La réserve primaire (FCR) disponible est la somme des réserves primaires des entités de l'ensemble du système européen interconnecté synchrone. Le dimensionnement des FCR est défini par la Policy on LFC&R (article A1) de manière à couvrir l'incident de référence.

A ce jour, cela conduit à disposer d'une réserve au moins égale à 3000 MW pour l'ensemble du système synchrone continental, et à affecter une quote-part d'environ 500 MW au système français (la valeur précise étant définie annuellement par le RGCE de l'ENTSO-E selon la méthodologie décrite dans l'article A1 de la Policy on LFC&R.

Les dispositions relatives aux entités fournissant des FCR dotées de réservoirs d'énergie limités seront précisées dans une version ultérieure de la DTR, suite à l'approbation des « propriétés additionnelles de la FCR » et aux résultats de l'analyse des coûts et bénéfices prévue par le règlement SOGL à l'article 156, alinéa 11.

3.3 Le réglage secondaire fréquence – puissance ou aFRR

L'action du réglage primaire laisse subsister un écart de fréquence par rapport à la fréquence de consigne f_0. Elle provoque également des écarts sur les échanges entre les pays du système

interconnecté synchrone : en effet, toutes les entités des différents pays du système interconnecté synchrone participant au réglage primaire réagissent à la variation de fréquence commune, que la perturbation se produise sur le système électrique du pays ou en dehors de celui-ci.

La demande liée à un écart de réglage secondaire d'une zone de réglage fréquence-puissance[4] (zone RFP) a donc pour but :

- de retrouver le programme d'échange initialement convenu entre la zone origine de la perturbation et l'ensemble des zones voisines auxquelles elle est interconnectée, et de ramener la fréquence du système synchrone à sa valeur de référence ;
- et ainsi, de reconstituer la réserve primaire (FCR) engagée par l'ensemble des membres du RGCE de l'ENTSO-E pour pallier tout nouveau déséquilibre production - consommation.

La réserve secondaire fait partie des réserves de restauration de la fréquence (frequency restoration reserve – FRR) . Il s'agit d'une FRR automatique (aFRR), dont le dimensionnement et les exigences techniques sont définies par SOGL (Titre 6 – articles 157 à 159) et déclinées dans l'accord de bloc RFP RTE.

Ce réglage secondaire est réalisé par un organe centralisé situé au centre de conduite de chaque zone RFP i, avec pour rôle de modifier automatiquement le programme de production des entités réglantes, jusqu'à annuler l'écart de réglage ΔE (ou ACE) (cf. article B.6 de la Policy on LFC&R[i]).

La fourniture du réglage secondaire de la zone RFP France, dont RTE a la charge, inclut le système électrique français métropolitain continental. Il est conforme aux principes de SOGL et du SAFA RGCE.

La fonction d'écart de réglage ΔE utilisée pour le réglage secondaire de la zone RFP France répond à la configuration décrite dans la Policy on LFC&R (Article B6) dans une situation d'activation de la réserve secondaire au prorata des groupes programmant de l'aFRR et uniquement à la maille France (situation d'activation non-coordonnée à la maille européenne via la plateforme européenne d'aFRR),

$$\Delta E = \Delta f + \frac{\Delta P_i}{\lambda},$$

avec,

f [Hz] = écart de fréquence par rapport à la fréquence de référence,

P_i [MW] = écart entre le bilan des puissances mesurées sur les lignes d'interconnexion internationales de la France avec les pays frontaliers autres que la Grande Bretagne[5] et le bilan des échanges programmés avec ces mêmes pays,

λ [MW/Hz] = énergie réglante secondaire de la zone France.

Le signal de commande envoyé aux groupes de production ou aux installations de consommation participant au réglage secondaire afin de modifier leur puissance de consigne

[4] *zone de réglage : composée d'un ou plusieurs systèmes cohérents, chaque système étant contrôlé par un seul GRT. Chaque zone de réglage dispose d'un seul système de réglage secondaire fréquence – puissance.*

[5] *La Grande Bretagne est exclue de ce bilan car elle n'est pas interconnectée de façon synchrone avec le réseau de la région d'Europe continentale.*

prend la forme d'un signal N_{RSFP} appelé « niveau de téléréglage » correspondant au S_{aFRR} de la Policy on LFC&R (Article B6)]). Ce niveau N_{RSFP} est déterminé par l'équation suivante :

$$N_{RSFP} = -\frac{\alpha}{P_r} \cdot \int \Delta E \cdot dt - \frac{\beta}{P_r} \cdot \Delta E$$

avec :

α [MW/tour] = pente du réglage (gain intégral), valeur comprise entre 65 et 130,

β [MW/Hz] = gain proportionnel, pris égal à zéro.

P_r [MW] = demi-bande de réglage, ou total des participations, pr_j (cf. §4.2), des entités appartenant à la zone de réglage.

Le niveau N_{RSFP} est limité à la hausse à +1 et limité à la baisse à –1.

Le choix des paramètres des régulateurs de chaque zone de réglage i est déterminant pour permettre que seul le régulateur de la zone perturbée réagisse et mette en œuvre la puissance de réglage secondaire nécessaire. Pour cela, il faut tout d'abord un bon découplage temporel entre l'action du réglage primaire et celle du réglage secondaire (pour la zone RFP France la constante de temps d'intégration du réglage secondaire est de l'ordre de 100 à 200 s), et il faut que le paramètre K_{ri} de l'article A1 de la Policy on LFC&R) du régulateur secondaire fréquence - puissance de chaque zone i (λ dans le cas du régulateur secondaire de la zone France) soit très légèrement supérieur (d'environ 10%) à l'énergie réglante effective de sa zone. Ce paramètre est régulièrement actualisé dans le régulateur de zone de RTE pour tenir compte de l'évolution de l'énergie réglante primaire qui est en partie fonction des entités déclarées en réglage. Pour limiter les sollicitations dynamiques sur les entités asservies au réglage secondaire, la vitesse de variation du niveau est écrêtée. Deux valeurs de « pente » maximale de variation du niveau N_{RSFP} sont utilisées par RTE

- une pente dite « normale » correspondant à une variation du niveau entre –1 et +1 en 800 secondes (600 secondes d'ici 2020) ;
- une pente dite « d'urgence », utilisée dès lors que l'écart de réglage ΔE devient supérieur à 1800 MW (soit plus que la perte du plus gros groupe connecté sur le réseau de RTE et correspondant donc à des aléas multiples), correspondant à une variation du niveau N_{RSFP} entre –1 et +1 en 133 secondes.

Les entités doivent toutes être aptes à suivre la pente d'urgence pour délivrer le volume minimal requis au titre des capacités constructives. Cependant, une capacité supérieure peut être certifiée pour le suivi de la pente normale (variation du niveau de 0 à +1 en 300s) en exploitation.

Le volume de réserve secondaire (demi-bande de réglage), nécessaire à la zone de réglage France, est calculé par RTE selon les critères définis dans l'accord de bloc RFP RTE.

3.4 Réglage tertiaire fréquence - puissance

La réserve tertiaire sert non seulement à pallier un éventuel déficit de réserve secondaire en cas d'accroissement rapide de l'écart entre production et consommation, mais également à rééquilibrer le système en cas d'accroissement lent de l'écart entre production et consommation. Pour cela, deux types de réserve tertiaire sont constitués :

- La réserve tertiaire garantie contractuellement, comprenant la réserve tertiaire mobilisable selon les spécificités des contrats ad hoc (type contrat RR-RC) (environ 1500 MW)

Et la réserve tertiaire non garantie, comprenant des réserves mobilisables à d'autres échéances

La mobilisation de ces réserves n'est pas automatique contrairement au réglage primaire et secondaire : elle se fait aujourd'hui sur demande de RTE vers les interlocuteurs des moyens mobilisés

La réserve dite 15 min (réserve secondaire + réserve tertiaire de moins de 15 min) doit permettre de compenser la perte du plus gros groupe couplé, selon les exigences de SOGL
Elle doit pouvoir être reconstituée en moins d'une demi-heure.
Plus généralement, le dimensionnement des réserves (tertiaires + secondaire) doit permettre de passer les pointes de demandes significatives, avec pour chacune, une probabilité inférieure à un seuil acceptable par RTE de faire appel aux moyens exceptionnels (offres exceptionnelles faites dans le cadre du mécanisme d'ajustement, passage à P_{max} pour les groupes hydrauliques, surcharge des groupes thermiques, compléments fuel sur les groupes thermiques classiques).

4. MISE EN ŒUVRE DES EXIGENCES PAR LES UTILISATEURS

En France, le principe retenu pour disposer d'une capacité de réglage de la fréquence conforme aux règles définies dans SOGL, consiste à ce que la réserve de puissance soit, en tant que possible, répartie entre tous les utilisateurs disposant d'installations aptes à fournir le service. Chaque utilisateur peut constituer sa quote-part de réserve sur ses installations ou peut déléguer la mise en œuvre d'une partie de cette réserve à d'autres acteurs. Ce principe permet :

1) De garantir la disponibilité de la réserve en cas d'aléa sur une installation participante ou en cas d'aléa conduisant à la séparation du réseau en parties non synchrones,

2) De garantir la dynamique de restitution de l'ensemble en minimisant la plage de réglage individuelle des installations,

3) De permettre, autant que possible, une autonomie d'exploitation des utilisateurs en leur permettant de gérer par eux même la constitution des réserves mises à disposition de RTE,

4) D'assurer une équité de traitement entre utilisateurs.

5) De permettre l'optimisation technico économique du système électrique Européen

En cohérence avec ce principe, la réglementation sur les conditions techniques de raccordement impose (arrêté du 30 décembre 1999 et suivants) aux installations des utilisateurs de réseau demandant un raccordement au RPT de disposer de capacités constructives qui les rendent aptes à assurer le réglage fréquence-puissance. Les capacités constructives des installations raccordées antérieurement à cette date du 30 décembre 1999 ne relèvent pas de prescriptions réglementaires, mais doivent être déclarées par les utilisateurs dans le cadre de l'établissement ou de la mise à jour de leur convention de raccordement, de leur convention d'engagement de performances ou ce qui en tient lieu.

Les exigences en matière de capacités constructives sont décrites dans les chapitres ci-après :

- Pour une unité de production :

  Les exigences applicables aux unités de production nouvelles ou modifiées de façon substantielle sont précisées dans dans la DTR à l'article 5.1.1 Exigences de conception

et de fonctionnement pour le raccordement au RPT d'une unité de production, au paragraphe 3.3 Capacités de modulation de la puissance active et réglage de la fréquence.

Concernant les unités de production modifiées de façon substantielle, des précisions sont apportées dans la DTR à l'article 5.2 – Modification d'une installation.

- Pour une installation de consommation :
  Ces dispositions seront précisées dans une version ultérieure de la DTR.

- Pour un système HVDC :
  Les exigences applicables aux nouveaux systèmes HVDC ou modifiés de façon substantielle sont précisées dans la DTR à l'article 5.1.3 « Exigences applicables aux systèmes en courant continu à haute tension »

En exploitation, chaque utilisateur doit mettre à la disposition de RTE les capacités de réglage de fréquence de ses installations La contribution d'une installation/d'une unité de production donnée doit rester inférieure ou égale à sa capacité certifiée par RTE. Elle doit être communiquée à RTE au titre de la programmation journalière[6] et doit être vérifiable dans le cadre du contrôle continu des performances.

Un utilisateur de réseau raccordé sur le RPT ou le RPD pour lequel la réglementation n'impose pas de capacité constructive de réglage de fréquence peut volontairement faire certifier sa capacité selon les conditions prévues dans les Règles Services Système Fréquence (cf. chapitre 5 du présent article).

Chaque utilisateur ayant des capacités de réglage doit participer aux réglages primaire et secondaire de la fréquence selon les conditions prévues dans les Règles Services Système Fréquence (cf. chapitre 5 du présent article).

5. PARTICIPATION AU REGLAGE

5.1 Règles services système fréquence

Les conditions de participation aux réglages automatiques de la fréquence (réglage primaire et secondaire) ainsi que les modalités de rémunération de la mise à disposition de ces réglages font l'objet d'un jeu de Règles Services Système Fréquence approuvé par la commission de régulation de l'énergie conformément à l'article L. 321-11 du Code de l'énergie. Conformément à ce même article, les acteurs voulant ou devant participer à la fourniture des réglages automatiques de fréquence doivent signer un accord de participation aux règles services système.

Les règles services système fréquence sont publiées sur le site internet de RTE [iii]

[6] *Selon les modalités définies dans les Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au Recouvrement des charges d'ajustement.*

5.2 Réglage tertiaire fréquence - puissance

La participation au réglage tertiaire fréquence–puissance relève des Règles de participation au Mécanisme d'Ajustement, [iv].

La contractualisation des réserves rapides, mobilisables en moins de 15 ou 30 minutes, font l'objet d'accords particuliers avec les producteurs qui disposent d'installations aptes à les fournir.

6. REFERENCES AUTRES QUE REGLEMENTAIRES

[i] « SAFA RGCE » + lien

[ii] « accord de bloc RFP » + lien

[iii] « Mémento de la sûreté du système électrique », document consultable et téléchargeable sur le site internet de RTE :

http://www.rte-france.com/uploads/media/pdf_zip/publications-annuelles/memento_surete_2004_complet_.pdf

[iv] Règles services système :

http://clients.rte-france.com

[v] Mécanisme d'Ajustement :

http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_producteurs/services_clients/service_ma.jsp