Réseau de transport d'électricité

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 ~~1er janvier 2014~~XX à ce jour - ~~17~~24 Pages
Version ~~56~~

- Le présent article ~~concerne~~présente les ~~installations~~enjeux pour le système électrique et les utilisateurs du réseau en matière de ~~production et~~ réglage fréquence/puissance. Il indique également les principes de ~~consommation raccordées au Réseau Public~~fonctionnement de ~~Transport~~ce réglage.

- ~~Il ne s'applique pas aux postes HTB/HTA qui injectent de l'énergie sur le RPT.~~

SOMMAIRE

1. RAPPEL DES EXIGENCES 4

1.1 Exigences légales et réglementaires applicables aux installations de production 4

1.2 « Operation Handbook » de l'ENTSO-E appliqué par RTE 5

2. ENJEUX POUR LE SYSTEME ET LES UTILISATEURS 6

3. PRINCIPES DE FONCTIONNEMENT 7

3.1 Le réglage primaire de fréquence 7

3.2 Le réglage secondaire fréquence - puissance 11

3.3 Réglage tertiaire fréquence - puissance 14

4. MISE EN ŒUVRE DES EXIGENCES PAR LES PRODUCTEURS 15

4.1 Réglage primaire de fréquence 17
4.1.1 Installations nouvelles – capacités constructives de référence 17
4.1.2 Installations existantes 18
4.1.3 Performances fonctionnelles du réglage primaire de la fréquence 18

4.2 Réglage secondaire fréquence - puissance 19
4.2.1 Installations nouvelles – capacités constructives de référence 19
4.2.2 Installations existantes 20
4.2.3 Performances fonctionnelles du réglage secondaire de fréquence (RSFP) 21
4.2.4 Cas particulier des installations disposant de plusieurs générateurs thermique tels que les Cycles Combinés à Gaz 21

4.3 Réglage tertiaire fréquence - puissance 23

5. PARTICIPATION DES INSTALLATIONS DE CONSOMMATION 22

6. REGLES SERVICES SYSTEME 17

7. REFERENCES AUTRES QUE REGLEMENTAIRES 23

1. RAPPEL DES EXIGENCES 4

1.1 Exigences légales et réglementaires applicables 4

1.2 SAFA RGCE appliqué par RTE 5

1.3 Accord de bloc RFP : Accord opérationnel de bloc de réglage fréquence-puissance RTE. 5

2. ENJEUX POUR LE SYSTEME ET LES UTILISATEURS 6

3. PRINCIPES DE FONCTIONNEMENT 7

3.1 Le réglage restreint à la sur/sous-fréquence 7

3.1.1 Réglage restreint à la sous-fréquence 7

3.1.2 Réglage restreint à la sur-fréquence 7

3.2 Le réglage primaire de fréquence - FCR 7

3.3 Le réglage secondaire fréquence – puissance ou aFRR 11

3.4 Réglage tertiaire fréquence - puissance 14

4. MISE EN ŒUVRE DES EXIGENCES PAR LES UTILISATEURS 15

5. PARTICIPATION AU REGLAGE 17

5.1 Règles services système fréquence 17

5.2 Réglage tertiaire fréquence - puissance 23

6. REFERENCES AUTRES QUE REGLEMENTAIRES 23

1. RAPPEL DES EXIGENCES

1.1 Exigences légales et réglementaires applicables ~~aux installations de production~~

- Article L. 321-11 du Code de l'énergie
- ~~Décret n° 2008-386 du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement d'installations de production aux réseaux publics d'électricité [1].~~
- ~~Décret n° 2003-588 du 27 juin 2003 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement au réseau public de transport de l'électricité. [2]~~
- ~~Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'une installation de production d'énergie électrique [3].~~
- ~~Arrêté du 4 juillet 2003 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'une installation de production d'énergie électrique. [4].~~
- 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)

- ~~« Operation Handbook » de l'ENTSO-E~~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, ~~à l'origine, par l'UCTE et ses développements et révisions sont maintenant pris en charge~~ par ~~le~~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 ~~de l' « Operation Handbook »~~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 échanges de données. Plus globalement, ~~l' « Operation Handbook »~~le SAFA RGCE apporte l'interopérabilité nécessaire entre les gestionnaires de réseaux connectés aux zones synchrones.

~~RTE, en tant que membre de l'ancienne UCTE, s'était engagé en signant un « multi lateral agreement » avec ses partenaires, à respecter les Politiques (Policies) constituant l'Opération Handbook . Cet accord reste naturellement en vigueur avec la mise en place de l'ENTSO-E.~~

~~L' « Operation Handbook »~~Le SAFA RGCE inclut une politique relative au réglage de la fréquence-puissance et à ~~l'équilibre production – consommation : la « Policy 1 »~~ la constitution des réserves. Cette politique est intitulée « Policy on Load Frequency Control and ~~performances ». La référence [i] du présent article renvoie à cette politique.~~ 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

1 https://www.entsoe.eu/

2 Regional Group Continental Europe

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 ~~consommateurs et des producteurs~~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 ~~charges et~~installations des ~~groupes de production~~utilisateurs du réseau.

Face aux évolutions normales de la consommation et aux divers aléas rencontrés en exploitation (pertes ~~de groupes~~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 ~~production ou de consommation,~~capacités de

réserves de puissance mobilisables soit par le biais d'automatismes (~~réglages~~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.

~~3.1~~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 ~~de groupes~~d'unités de production, c'est le dispositif qui rétablit automatiquement et très rapidement l'équilibre production - consommation et ~~maintient~~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).

[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

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

Pour les installationsunités de production, le réglage primaire est mis en œuvre par l'action des régulateursd'une régulation :

- Pour une unité synchrone, il s'agit du régulateur de vitesse des groupes de productionl'alternateur qui agissentagit en général sur les organes d'admission du fluide moteur à la turbine lorsque la vitesse du groupede 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 synchrone.

Pour chaque groupe j participant au réglage primaire de fréquence,un parc non synchrone de générateurs, il s'agit d'un régulateur agissant pour modifier la loi de réglage statique de la variationvaleur de puissance mécanique résultant de l'action du régulateur de vitesse doit êtreinjectée lorsque la valeur de fréquence mesurée s'écarte de la forme :

$$P_j - P_{cj} = -K_j \cdot (f - f_0)$$

avec :

P_j [MW] = Puissance réelle fournie par le groupe j en mode quasi stationnaire.

- P_{cj} [MW] = Puissance de consigne du groupe j à la fréquencevaleur de référence f_0.

f [Hz] = fréquence déduite de la mesure de vitesse du groupe j.

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

K_j [MW/Hz] = « Energie réglante » du groupe j.

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…), selon une loi de réglage similaire à celle prévue pour les groupes de production. …).

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 électrique résultant de l'action du réglage primaire de fréquencerégulateur doit être de la forme :

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

avec :

~~$P_j - P_{cj} = -K_j \cdot (f - f_0)$~~

~~avec :~~

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

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

f [Hz] = fréquence ~~du~~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 » ~~à laquelle~~de l'entité ~~j est raccordée.~~de réserve j.

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

~~K_j [MW/Hz] = « Energie réglante » de l'entité 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 ~~(groupes de productions et installations de consommation). Selon les critères de l'« Operation Handbook », le temps de réponse doit être compris entre 15 s et 30 s.~~.

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.

~~Il est rappelé que le RGCE de l'ENTSO-E demande à ses membres que l'énergie réglante de la zone synchrone continentale permette de libérer la totalité de la réserve primaire pour un écart de fréquence de 200 mHz.~~

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

$$\Delta P_{bil} = -\sum_j \left(P_j - P_{cj}\right)$$

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 :

$$P_j = P_{cj} - K_j \cdot (f_1 - f_0)$$

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 RGCE de l'ENTSO-E demande à ses membres de constituer une réserve au moins égale à 3000 MW pour l'ensemble du système synchrone continental, ce qui conduit à affecter une quote part d'environ 600 MW au système français (la valeur précise étant définie annuellement par le RGCE de l'ENTSO-E sur la base du ratio entre la production totale de l'année n-2 de chaque pays et la production totale de l'Europe continentale).~~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.

~~3.2~~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.

~~Le~~La demande liée à un écart de réglage secondaire d'une zone de réglage[4] fréquence-puissance[5] (zone RFP) a donc pour but :

- ~~de solliciter essentiellement la réserve secondaire de la seule zone de réglage où est apparu ce déséquilibre ;~~
- 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 ~~restaurer l'intégralité 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 ~~de réglage~~RFP i, avec pour rôle de modifier automatiquement le programme de production des entités réglantes, jusqu'à annuler l'écart de réglage ~~G~~ΔE (ou ACE) (cf. ~~§~~article B.~~2~~6 de ~~l'Appendix 1 : « Load-Frequency Control and Performance »~~ la Policy on LFC&R[i]).

~~[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] 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.

~~Le~~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 ~~l'« Operation Handbook ».~~SOGL et du SAFA RGCE.

La fonction d'écart de réglage ΔE utilisée pour le réglage secondaire de la zone RFP France ~~traduit~~répond à la ~~fonction G_i~~configuration décrite dans la Policy on LFC&R (Article B6) dans une situation d'activation de ~~l'« Operation Handbook » (cf. §B.2~~la réserve secondaire au prorata des groupes programmant de ~~l'Appendix 1 : « Load-Frequency Control and Performance » [i]),~~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[6] 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 prend la forme d'un signal N_{RSFP} appelé « niveau de téléréglage » correspondant au ~~ΔP_{di} de l'« Operation Handbook » (cf. §B.4 de l'Appendix 1 : « Load-Frequency Control and Performance » [i]).~~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

[6] *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.*

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'« Operation Handbook » (cf. §B.3~~l'article A1 de ~~l'Appendix 1 : « Load-Frequency Control and Performance » [i])~~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 ~~pour chaque pas ½ horaire~~ selon les critères ~~suivants :~~définis dans l'accord de bloc RFP RTE.

- ~~Le volume minimal est égal à 500 MW,~~
- ~~Pour les périodes de faible gradient de la demande (D), (soit un gradient G < 6000 MW par 1/2heure ou 200 MW/min), le volume de la réserve secondaire est égal à la valeur minimale empirique recommandée par l'« Operation Handbook », prévue pour couvrir les variations aléatoires affectant l'équilibre Production Consommation (*« noise signal »*). Cette valeur minimale est calculée en MW par la formule :~~

$$\sqrt{10 * D + 22500} - 150$$

~~où D désigne la demande exprimée en MW (consommation France + échanges aux frontières)~~

- ~~Pour les périodes de fort gradient de la demande (D), soit un gradient (G > 6000 MW par 1/2heure ou 200 MW/min), le volume de la réserve secondaire est calculé de façon à réduire le risque de passage en butée de niveau N_{RSFP}. Ce volume est égal à G/6 (G exprimé en MW par ½ heure).~~

- Sur certains points ½ horaires particuliers, les volumes de réserves issues de l'application des critères précédents, peuvent être lissés de façon à respecter les éventuels engagements d'encadrement prévus dans les règles services système (cf. chapitre 6), ou plus généralement pour éviter des fluctuations inutiles à la hausse ou à la baisse lors des périodes où la tendance s'inverse plusieurs fois de suite.

Les gradients les plus forts sont généralement observés autour des heures rondes, durant la période de 10 minutes pendant laquelle les programmes d'échanges aux frontières sont modifiés.

La réserve secondaire, telle que dimensionnée ci-dessus, ne peut donc pas compenser toutes les perturbations comme par exemple la perte du plus gros groupe couplé (généralement 1450 MW). Dans ce cas, la mobilisation de la réserve secondaire ne permet pas de reconstituer intégralement la réserve primaire qui reste entamée - voire intégralement utilisée - et la réserve secondaire est épuisée : il faut donc mobiliser une réserve complémentaire, la réserve tertiaire.

3.33.4 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 en 15 minselon les spécificités des contrats ad hoc (type contrat RR-RC) (environ 10001500 MW) et la réserve tertiaire mobilisable en 30 min (environ 500 MW),

Et la réserve tertiaire non garantie, comprenant des réserves mobilisables à d'autres échéances (par exemple la réserve tertiaire 2 h et la réserve tertiaire 8h).

La mobilisation de ces réserves n'est pas automatique contrairement au réglage primaire et secondaire : elle se fait aujourd'hui par appel téléphonique depuis les centres de conduitesur demande de RTE vers les centres de conduiteinterlocuteurs des installations de production.moyens mobilisés

La margeréserve 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 l'« Operation Handbook » [i]. 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 consommation du matin et du soirdemandes 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 ~~PRODUCTEURS~~UTILISATEURS

En France, le principe retenu pour disposer d'une capacité de réglage de la fréquence conforme aux règles ~~de l'« Operation Handbook »~~définies dans SOGL, consiste à ce que la réserve de puissance soit, en tant que possible, répartie entre tous les ~~producteurs~~utilisateurs disposant d'installations aptes à fournir le service. Chaque ~~producteur~~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 ~~producteurs~~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 ~~producteurs~~utilisateurs.

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

En cohérence avec ce principe, la réglementation sur les conditions techniques de raccordement impose ~~depuis l'arrêté~~(arrêté du 30 décembre 1999 et suivants) aux installations des utilisateurs de ~~production~~réseau demandant un raccordement au RPT de disposer de capacités constructives qui les rendent aptes à assurer le réglage ~~primaire et secondaire~~ 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 ~~producteurs~~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 :
  Ces dispositions seront précisées dans une version ultérieure de la DTR.

En exploitation, chaque ~~producteur~~utilisateur doit mettre à la disposition de RTE les capacités de réglage ~~primaire ou secondaire~~de fréquence de ses installations~~.~~

La contribution d'une installation/d'une unité de production donnée doit rester inférieure ou égale à sa capacité ~~constructive déclarée~~certifiée par RTE. Elle doit être communiquée à RTE au titre de la programmation journalière[7] 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 ~~producteur~~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 ~~6~~5 du présent article).

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

Réglage primaire de

5. PARTICIPATION AU REGLAGE

4.15.1 Règles services système fréquence

4.1.1 Installations nouvelles – capacités constructives de référence

Toute installation de production de puissance supérieure à 40 MW qui sollicite un raccordement en HTB[8] doit disposer d'une capacité de réglage primaire conforme, a minima, aux exigences du présent article. Les installations de production qui mettent en œuvre de l'énergie fatale ne sont pas assujetties à la participation au réglage primaire en régime normal de fréquence du réseau.

Toute installation de production ayant la capacité constructive de participer au réglage primaire de fréquence doit pouvoir mettre à la disposition de RTE, en cas de baisse de la fréquence, une réserve de puissance active, dite « réserve primaire, R_p », au moins égale à 2,5 % de P_{max}. En cas de hausse de la fréquence, elle doit pouvoir réduire sa puissance de façon à atteindre tout point de fonctionnement situé au delà de P_{min}, puissance minimale technique, et en deçà de P_{max}.

Si l'installation est constituée de plusieurs groupes de production, il est du ressort du producteur de répartir la capacité constructive pour que l'installation soit en mesure d'assurer, compte tenu de la somme des P_{max} des groupes de production en fonctionnement, le réglage de puissance dans toutes les configurations, quel que soit le nombre de groupes en fonctionnement simultané. Il doit informer RTE de son choix et mettre à sa disposition les dispositifs de mesure qui permettent de contrôler la capacité effective du réglage.

L'article 14-II de l'arrêté [3] prescrit le comportement attendu des installations de production assujetties au réglage primaire de la fréquence. A ce titre, ces installations doivent être équipées d'une régulation capable de modifier leur puissance active en fonction de la variation de la fréquence du réseau public de transport. La loi de réglage statique de la puissance mécanique doit être, selon le §3.1, de la forme :

$$P_j - P_{cj} = -K_j \cdot (f - f_0)$$

Elle peut être limitée à la hausse en cas de contraintes sur les matériels (principalement sur les groupes nucléaires et thermiques classiques).

La mise en œuvre du réglage primaire de fréquence doit se faire dans des conditions décrites dans le §4.1.3. Le producteur doit attester de la prise en compte de ces performances au niveau de la conception de son installation et contribuer aux essais de mise en service destinés à les vérifier.

---

[8] *Sont concernées à ce titre :*
1. *les installations de production à raccorder directement au RPT*
2. *les installations à raccorder à un jeu de barres HTB privé, raccordé au RPT,*
3. *les installations à raccorder à un réseau de distribution HTB. Le gestionnaire de ce réseau est alors responsable de l'application de l'arrêté du 4 juillet 2003[4] et de la mise à disposition de RTE des capacités de réglage.*

4.1.2 Installations existantes

Les installations déjà raccordées conformément aux arrêtés du 30 décembre 1999 ou du 4 juillet 2003 doivent avoir les capacités constructives prévues par ces textes et qui sont comparables à celles de l'arrêté du 23 avril 2008. Sauf précision différente dans la convention de raccordement ou, à défaut, dans la déclaration préalable de performances, ces installations doivent disposer des capacités constructives de réglage prévues au §4.1.1 ci-dessus.

Les installations de production raccordées antérieurement à la date d'application de l'arrêté du 30 décembre 1999, ou de l'arrêté du 4 juillet 2003 si leur puissance est supérieure à 120 MW, doivent avoir les capacités constructives déclarées par les producteurs dans leur convention de raccordement (ou ce qui en tient lieu) et/ou dans leur accord de participation aux règles services système. A défaut, à la demande de RTE, elles font l'objet d'une déclaration destinée à l'établissement d'une telle convention sur la base de leurs performances existantes. Celles qui doivent être modifiées doivent respecter les exigences suivantes :

- Si la puissance augmente de plus de 10 % et de moins de 50% de P_{max}, seule la partie nouvelle doit être conforme aux dispositions du §4.1.1,
- Si la puissance augmente de plus que 50% de P_{max}, la totalité de l'installation doit être conforme aux dispositions du §4.1.1,
- Si des groupes de production de plus de 40 MW sont remplacés, les nouveaux groupes doivent être conformes aux dispositions du §4.1.1.
- Dans tous les autres cas de figures les groupes non-modifiés doivent préserver leurs performances antérieures déclarées.

La mise en œuvre du réglage primaire de fréquence doit se faire dans les conditions de performances décrites dans le §4.1.3.

4.1.3 Performances fonctionnelles du réglage primaire de la fréquence

La mise en œuvre du réglage primaire de fréquence doit respecter les performances suivantes :

Le fonctionnement en réglage primaire de fréquence doit être possible à partir de tout point de fonctionnement situé au delà de P_{min} (minimum technique de l'installation) et en deçà de P_{max}.

1. Pour tout échelon négatif de fréquence $\Delta f = f - f_0$ compris entre 0 et –200 mHz à partir de 50 Hz, l'installation doit être capable de restituer la totalité de la réserve de puissance attendue en moins de 30 s et la moitié de cette réserve en moins de 15 s. La puissance attendue est égale à la plus petite des deux valeurs suivantes :

   - sa capacité constructive de réglage primaire R_p, définie ci-dessus,
   - son énergie réglante multipliée par l'échelon de fréquence, soit $-K_j.\Delta f$.

   Elle doit pouvoir être délivrée pendant au moins 15 minutes.

2. Pour tout échelon positif de fréquence $\Delta f = f - f_0$ compris entre 0 et +200 mHz à partir de 50 Hz, l'installation doit être capable de réduire sa puissance de la valeur $-K_j.\Delta f$ en moins de 30 s et de la moitié de la valeur de $-K_j.\Delta f$ en moins de 15 s. La puissance atteinte doit pouvoir être maintenue réduite pendant au moins 15 minutes.

3. Le comportement attendu pour toute variation de fréquence supérieure à ±200mHz, n'est pas défini dans l'article 4.3[9].

4. La valeur de l'énergie réglante K_j est déterminée en accord avec RTE et peut être adaptée en fonction des conditions d'exploitation du système électrique. Elle doit être telle que la réserve mise à disposition de RTE, lors de la phase de programmation de l'installation, doit être libérée pour tout écart de fréquence d'amplitude ≥ 200 mHz. En tout état de cause K_j ne peut être supérieure à 66 % de P_{max}/Hz, afin de ne pas trop solliciter l'installation, et doit être supérieure à 12,5 % de P_{max}/Hz afin de garantir la libération totale de la réserve pour tout écart de fréquence de plus de 200 mHz.

La précision de mesure de la fréquence doit être inférieure à 10 mHz et l'éventuelle insensibilité de la régulation primaire de la fréquence doit être inférieure ou égale à ±10 mHz.

4.2 Réglage secondaire fréquence - puissance

Installations nouvelles – capacités constructives de référence

Conformément au 14-III de l'arrêté du 23 avril 2008 toute installation de production de puissance P_{max} supérieure ou égale à 120 MW doit avoir la capacité constructive de contribuer au réglage secondaire de la fréquence en régulant sa puissance active en fonction d'un signal de commande provenant du centre de conduite de RTE dans les conditions prévues dans cet article.

Le réglage secondaire doit être possible dans une bande de réglage a minima égale à ±4,5 % de la puissance maximale de l'installation P_{max}. La demi-bande de réglage secondaire doit s'additionner à celle du réglage primaire pour constituer une réserve totale, à la hausse, d'au moins 7 % de P_{max}.

Une installation à capacité de réglage secondaire doit être munie d'un équipement permettant de recevoir le signal de commande du réglage secondaire, N_{RSFP}, transmis par le centre national de conduite de RTE et de modifier sa puissance de consigne à la fréquence de référence, P_{cj}, conformément au §3.2 de la façon suivante :

$$P_{cj} = P_{c0j} + N_{RSFP} \cdot pr_j ,$$

avec,

P_{c0j} [MW] = puissance de consigne à f_0 avec $N_{RSFP} = 0$ du groupe j (généralement la puissance de consigne affichée sur le régulateur de vitesse et commandable manuellement par l'exploitant de l'installation de production),

pr_j [MW] = participation du groupe j au réglage secondaire fréquence – puissance.

[9] *ces précisions seront apportées ultérieurement dans la DTR.*

Compte tenu du réglage primaire, la loi de réglage est finalement la suivante :

$$P_j = P_{c0\,j} + N_{RSFP} \cdot pr_j - K_j \cdot (f - f_0)$$

La mise en œuvre du réglage secondaire de fréquence doit se faire dans des conditions décrites dans le §4.2.3. Le producteur doit attester de la prise en compte de ces performances au niveau de la conception de son installation et mener avec RTE des essais de mise en service destinés à les vérifier.

4.2.1 Installations existantes

Les installations déjà raccordées conformément à l'arrêté du 4 juillet 2003 doivent avoir les capacités constructives prévues par ce texte et qui sont comparables à celles de l'arrêté du 23 avril 2008. Sauf précision différente dans la convention de raccordement ou ce qui en tient lieu, ces installations doivent disposer des capacités constructives de réglage prévues au §4.2.1 ci-dessous.

Les installations de production raccordées antérieurement à la date d'application de l'arrêté du 4 juillet 2003 doivent avoir les capacités constructives déclarées par les producteurs dans le cadre de leur convention de raccordement ou ce qui en tient lieu et/ou dans leur accord de participation aux règles services système. Celles qui doivent faire l'objet d'une modification sont concernées par le réglage secondaire de fréquence dans les conditions suivantes :

- Si la puissance augmente de 10% de P_{max} ou plus et de moins de 120 MW sans dépasser 50 % de P_{max}, la participation de l'installation au réglage secondaire de la fréquence est définie par RTE compte tenu de la capacité constructive de la partie existante et de la puissance totale atteinte,

- Si la puissance augmente de plus que 50 % de P_{max} et dépasse 120 MW, la totalité de l'installation doit avoir la capacité constructive prescrite en §4.2.1.

- Si des groupes de production de puissance supérieure à 120 MW sont remplacés, les nouveaux groupes doivent avoir la capacité constructive prescrite en §4.2.1.

- Dans tous les cas de figures les groupes non-modifiés doivent préserver leurs performances antérieures déclarées.

La mise en œuvre du réglage secondaire de fréquence doit se faire dans les conditions de performances décrites dans le §4.2.3.

4.2.2 Performances fonctionnelles du réglage secondaire de fréquence (RSFP)

La mise en œuvre du réglage secondaire de fréquence doit respecter les performances suivantes :

1. Le fonctionnement en RSFP doit être possible à partir de tout point de fonctionnement situé au delà de P_{min} (minimum technique de l'installation) et en deçà de P_{max}.

2. La participation au RSFP (pr_j) doit être introduite au niveau du contrôle – commande avec une résolution inférieure ou égale à 1 MW.

4. L'équipement de réception du niveau N_{RSFP} doit surveiller la pente de variation du niveau et réagir selon les 2 cas suivants :
   - si la pente de variation est inférieure ou égale à 2 pr en 133 secondes, le niveau est appliqué tel quel à la régulation primaire,
   - si la pente de variation est supérieure à 2 pr en 133 secondes, la recopie du niveau RSFP vers la régulation primaire est bloquée tant que la pente ne revient pas à une valeur inférieure.

5. Lors d'une variation du niveau N_{RSFP} en rampe de pente inférieure ou égale à $2/133\ s^{-1}$, la différence entre la puissance produite P et la puissance de consigne P_c doit être inférieure ou égale à $dN_{RSFP}/dt.pr.T_{eq}$, avec T_{eq} = 20 s.

6. En cas de perte du signal de niveau N_{RSFP}, le groupe doit rester en fonctionnement RSFP avec recopie du signal figé à sa dernière valeur valide. Le blocage de la recopie du niveau N_{RSFP} vers la régulation primaire est signalé à l'opérateur de la centrale.

5. La disponibilité de la fonction RSFP doit être transmise à RTE par l'émission d'une télésignalisation « RSFP ES » / « RSFP HS ». Lorsqu'une installation n'est pas en état de contribuer au RSFP (groupe non couplé, groupe îloté, téléréglage RSFP hors service, défaut de transmission du niveau, défaut affectant la turbine ou le régulateur de vitesse, défaut affectant l'équipement RSFP, fonctionnement en mode manuel), la recopie du niveau RSFP vers la régulation primaire est bloquée et le groupe est sorti du RSFP. La télésignalisation « RSFP » doit alors être positionnée à l'état « RSFP HS ». La remise en service de la fonction RSFP ne doit être possible que par l'action manuelle d'un opérateur de l'installation et être accompagnée de l'émission de la télésignalisation « RSFP ES ».

RTE communique aux producteurs les informations nécessaires à la réalisation du système d'échange d'information du RSFP dans le cahier des charges échanges d'information, conformément à l'article 4.7 « Echanges d'information » de la DTR.

4.2.3 Cas particulier des installations disposant de plusieurs générateurs thermique tels que les Cycles Combinés à Gaz

Pour une installation disposant de plusieurs générateurs thermiques dépendant les uns des autres et dont les dynamiques de réponse aux réglages de fréquence sont notablement différentes, la conformité de cette installation aux performances attendues pour les réglages primaire et secondaire de fréquence peut nécessiter que le producteur mette en œuvre des conditions de fonctionnement particulières en exploitation.

Il appartient au producteur de choisir, dans les essais prévus dans le cahier des charges des Capacités Constructives, ceux qui lui permettent d'établir cette conformité. La conformité doit être établie dans au moins une des options techniques possibles, mais peut être établie, si le producteur le souhaite, dans l'ensemble des options prévues, sous réserve d'avoir réalisé les essais correspondants.

Les options techniques et les essais retenus par le producteur pour établir la conformité de son installation sont précisées dans la convention d'engagement de performances (ou son équivalent). Les conditions de fonctionnement retenues en exploitation par le producteur doivent être en cohérence avec les choix précédents et sont précisées dans la convention d'exploitation conduite définitive. En particulier, les valeurs de production et de contribution aux réserves primaire et secondaire déclarées dans le cadre de la programmation doivent être cohérentes avec les options techniques retenues.

En exploitation, RTE procédera au contrôle du respect de ces conditions de fonctionnement, et tout écart sera traité au titre des non-conformités.

4.3 Réglage tertiaire fréquence – puissance

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

Les réserves rapides, mobilisables en 15 et 30 minutes, font l'objet d'accords particuliers avec les producteurs qui disposent d'installations aptes à les fournir.

5. PARTICIPATION DES INSTALLATIONS DE CONSOMMATION

Ces dispositions seront précisées dans une version ultérieure de la DTR.

6. REGLES SERVICES SYSTEME

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[10] 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 producteurs disposant de capacités constructives au réglage de laacteurs voulant ou devant participer à la fourniture des réglages automatiques de fréquence doivent signer un accord de participation aux règles services système.

[10] *Ces règles traitent également des modalités de participation des producteurs au réglage de la tension.*

En conformité avec les règles énoncées dans le présent chapitre de la DTR, Les règles services système précisent en particulier :

- les conditions d'aptitude demandées aux groupes de production contribuant aux réglages,
- les mécanismes d'allocation et de programmation des réserves primaire et secondaire par RTE,
- les règles de répartition à respecter par le producteur et les modalités d'information de RTE de la localisation retenue des réserves,
- les modalités de rémunération des services et les procédures de vérification de la contribution au réglage,
- les conséquences du non-respect des prescriptions et les mécanismes de pénalités associées à un non respect des performances correspondant aux critères d'aptitude.

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

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.

7.6. REFERENCES AUTRES QUE REGLEMENTAIRESREGLEMENTAIRES

[i] ENTSO-E RGCE Operation Handbook – Policy 1 « Load-Frequency Control and Performance » + Appendix 1 « Load-Frequency Controland Performance » https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/

[iii][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

[iiiiv] Règles services système :

http://clients.rte-france.com

[~~iv~~v] Mécanisme d'Ajustement :

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