



Le réseau  
de transport  
d'électricité

# Règles de Marché

## Chapitre 4. Services Système fréquence

PROJET : TRAME TYPE DE CERTIFICATION DE L'APTITUDE AU REGLAGE  
SECONDAIRE DE FREQUENCE  
« AGREGATS / STOCKAGE »

Version en vigueur au 23 mars 2026

Date	Modifications
07/04/25	<ul style="list-style-type: none"><li>• Ajout des définitions et exigences pour les entités de réserve avec contrainte locale (GT 06/11/24)</li><li>• Modification de l'exigence sur la détection de réseaux séparés de grande ampleur (GT 11/09/24)</li><li>• Modification des simulations 2c et 2d (GT 23/05/24)</li><li>• Corrections d'erreur de rédaction</li></ul>
23/03/26	<ul style="list-style-type: none"><li>• Ajout de l'exigence de fixation de la puissance de consigne sur 15 minutes (GT 10/07/25)</li><li>• Mise à jour de la trame en 96 guichets de programmations et mise à jour des chroniques de niveau en fonctionnement d'aFRR « Merit Order ».</li><li>• Intégration de la programmation « dynamique » en aFRR</li></ul>

## SOMMAIRE

<b>4.A</b>	<b>ANNEXES</b>	<b>3</b>
<b>4.A13.</b>	<b>TRAME TYPE DE CERTIFICATION DE L'APTITUDE AU REGLAGE SECONDAIRE DE FREQUENCE</b>	<b>3</b>
4.A13.1.	Objet du document	3
4.A13.2.	Définitions	3
4.A13.2.1.	Caractéristiques électriques	3
4.A13.2.2.	Etats du réseau	3
4.A13.2.3.	Caractéristiques du réglage de fréquence	4
4.A13.2.4.	Entité de Réserve Diffuse	5
4.A13.2.5.	Réservoir à énergie limitée	5
4.A13.2.6.	Entité de réserve avec contrainte locale	7
4.A13.3.	Réglage secondaire de fréquence	7
4.A13.3.1.	Performances de la fonction RSFP	9
4.A13.3.2.	Anomalie de fonctionnement et disponibilité de la fonction RSFP	10
4.A13.4.	Détection de réseaux séparés de grande ampleur (système split)	10
4.A13.5.	Dimensionnement et Gestion du stock	11
4.A13.5.1.	Disponibilité du service et dimensionnement du stock	11
4.A13.5.2.	Gestion active du stock	13
4.A13.5.3.	Gestion de l'épuisement et de la saturation du stock	14
4.A13.5.4.	Optionnel : Cas des unités avec implémentation des modes LFSM-O et LFSM-U/I	15
4.A13.6.	Gestion et maîtrise de la contrainte locale	15
4.A13.7.	Nature des informations échangées	17
4.A13.8.	Exigences complémentaires dans le cas d'un raccordement au Réseau Public de Distribution	19
4.A13.9.	Exigences complémentaires dans le cas d'une nouvelle demande de certification pour une Entité de Réserve Diffuse certifiée pour au moins 1 MW de réserve secondaire	19
4.A13.10.	Fiches de contrôle Certification	20
4.A13.11.	Références	22
4.A13.12.	Liste des annexes	23
<b>ANNEXE 1 :</b>	<b>Informations et simulations à fournir par le Client (Etape 1)</b>	<b>24</b>
	Fiche INFORMATION n°1 : Liste des données	24
	Fiche INFORMATION n°2 : Conformité des systèmes dédiés aux échanges d'information	30
	Fiche SIMULATION n°1 : Comportement dynamique de la régulation de fréquence et disponibilité de la réserve	31
<b>ANNEXE 2 :</b>	<b>Essais à réaliser par le Client (Etape 2)</b>	<b>38</b>
	Fiche ESSAI n°1 : Test des systèmes dédiés aux échanges d'information	38
	Fiche ESSAI n°2 : Réglage secondaire de fréquence.	39
	Fiche ESSAI n°3 : Réglage de fréquence	43
<b>ANNEXE 3 :</b>	<b>Attestation à compléter par le Client</b>	<b>46</b>
<b>ANNEXE 4 :</b>	<b>Trame type pour restituer les données numériques</b>	<b>47</b>
<b>ANNEXE 5 :</b>	<b>Chronique de niveau RSFP « continu » par pas 4s</b>	<b>49</b>

## 4. Services Système fréquence

### 4.A Annexes

#### 4.A13. TRAME TYPE DE CERTIFICATION DE L'APTITUDE AU REGLAGE SECONDAIRE DE FREQUENCE

##### 4.A13.1. Objet du document

Ce document a pour objet de définir les performances attendues pour la participation au réglage secondaire de fréquence de l'Entité de Réserve (EDR) [nom EDR] du fournisseur de réserve [nom Client], pour un volume de Réserve Secondaire maximum  $RS_{\text{maxhausse}}$  de [valeur  $RS_{\text{maxhausse}}$ ] et  $RS_{\text{maxbaisse}}$  de [valeur  $RS_{\text{maxbaisse}}$ ] et un temps d'activation [valeur  $67s \leq FAT \leq 300s$ ]. L'Entité de Réserve est constituée de [liste des sites de soutirage, unités de stockage ou unité production par type en indiquant le lieu de raccordement la commune pour RPD et le poste HTB pour RPT ainsi que le code Décompte de chacun des sites (à demander si besoin au gestionnaire de réseau du site)]. Pour chaque site préciser selon le type :

- unité de stockage ( $P_{\text{max\_unité}}$ , énergie totale de stockage (E))
- sites de soutirage
- sites diffus (préciser le nombre et répartition géographique),
- unité de production ( $P_{\text{max\_unité}}$ , type d'énergie primaire)

Les performances demandées par RTE sont en cohérence avec les Règles Services Système [1] et le cadre expérimental prévues dans celles-ci, la Documentation technique de référence [2], le code System Operation Guideline (SOGL) [3] et le code Demand Connection Code (DCC) [4].

En cas de cumul de participation à la réserve primaire (RP) et secondaire (RS) de fréquence, une certification de l'EDR au réglage primaire de fréquence seul doit être réalisée conformément à l'annexe 12 des Règles Services Système [1]. Le présent document décrit les exigences supplémentaires pour la certification au réglage secondaire de fréquence. Les exigences du présent document remplacent les exigences de l'annexe 12 en cas de prescriptions différentes.

Le document décrit les simulations et essais à réaliser pour établir le certificat d'aptitude au réglage secondaire de fréquence.

##### 4.A13.2. Définitions

###### 4.A13.2.1. Caractéristiques électriques

La puissance maximale à l'injection de l'Entité de Réserve ( $P_{\text{max\_inj}}$ ) est la somme des puissances maximales à l'injection des unités ( $P_{\text{max\_inj\_unité}}$ ) mesurées.

La puissance maximale au soutirage l'Entité de Réserve ( $P_{\text{max\_sout}}$ ) est la somme des puissances maximales au soutirage des unités ( $P_{\text{max\_sout\_unité}}$ ) mesurées.

###### 4.A13.2.2. Etats du réseau

L'Etat normal (Normal State) de la fréquence du réseau est déclaré lorsque :

- la valeur absolue de l'écart de fréquence n'est pas supérieure à 200 mHz;

Et

- la valeur absolue de l'écart de fréquence n'est pas supérieure à 50 mHz depuis plus de 15 min ou n'est pas supérieure à 100 mHz depuis plus de 5 minutes

Référence : article 18 de [3]

**L'Etat d'Alerte (Alert State)** de la fréquence du réseau est déclaré lorsque :

- la valeur absolue de l'écart de fréquence n'est pas supérieure à 200 mHz;

Et

- la valeur absolue de l'écart de fréquence est supérieure à 50mHz depuis plus de 15 min ou supérieure à 100mHz depuis plus de 5 minutes

La sortie de l'Etat d'Alerte, c'est à dire le retour à l'Etat Normal, a lieu dès que la valeur absolue de l'écart de fréquence est inférieure à 50 mHz si la valeur absolue de l'écart de fréquence était supérieure à 50mHz depuis plus de 15 min, et que la valeur absolue de l'écart de fréquence est inférieure à 100 mHz si la valeur absolue de l'écart de fréquence était supérieure à 100 mHz depuis plus de 5 min.

Les écarts de fréquence sont calculés par rapport à la fréquence nominale  $f_n = 50,00$  Hz

Référence : article 18 de [3]

**L'Etat d'Urgence (Emergency State)** de la fréquence du réseau est déclaré lorsque :

- la valeur absolue de l'écart de fréquence est supérieure à 200 mHz;

La sortie de l'Etat d'Urgence, c'est à dire le retour à l'Etat Normal, a lieu dès que la valeur absolue de l'écart de fréquence est inférieure à 50 mHz.

#### **4.A13.2.3. Caractéristiques du réglage de fréquence**

**Précision :**

La précision d'une mesure est la valeur maximale admissible de l'erreur de mesure. L'erreur de mesure est la différence entre la valeur donnée par la mesure et la valeur exacte de la grandeur physique.

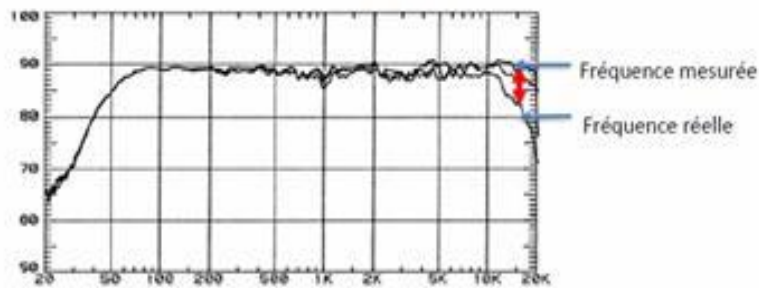
**Résolution :**

La résolution d'une mesure est la plus petite variation entre deux valeurs différentes de cette mesure.

**Insensibilité :**

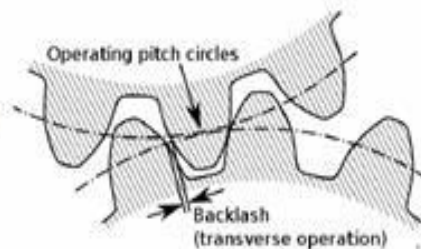
La caractéristique intrinsèque du système de contrôle-commande spécifiée sous forme « de la grandeur minimale » de la variation de fréquence ou du signal d'entrée qui aboutit à une modification de la puissance ou du signal de sortie lorsque le signal change de sens

**Insensibilité de la mesure :** incapacité à détecter une variation de mesure en deçà d'un seuil lorsque le signal change de sens de variation.



Origine : Jeu dans les engrenages

→ Lorsque la variation de la vitesse **change** de sens, il **faut** que l'entrée se déplace du « jeu » avant de faire varier l'engrenage de sortie.



**Figure 1 : Insensibilité**

#### **Régulation de Puissance centralisée :**

La régulation de puissance est dite centralisée dès lors que l'activation du réglage secondaire d'au moins un site ou unité de l'EDR n'est pas réalisée au prorata du niveau Ni RSFP reçu par l'EDR et/ou que l'activation du réglage primaire d'au moins un site ou unité de l'EDR n'est pas réalisée à partir d'une mesure de fréquence locale.

#### **4.A13.2.4. Entité de Réserve Diffuse**

##### **Entité de Réserve Diffuse :**

Entité de Réserve composée exclusivement de Sites dont les capacités maximum de réglage en Réserve Primaire et/ou en Réserve Secondaire, à la hausse et à la baisse, sont inférieures ou égales à 250 kW.

##### **Région Administrative :**

Division administrative de la France qui regroupe plusieurs départements.

#### **4.A13.2.5. Réservoir à énergie limitée**

##### **LER (Limited Energy Reservoir)**

Entité de Réserve pour qui une activation continue de la réserve secondaire complète pendant une durée de quatre heures dans le sens positif ou négatif pourrait, sans tenir compte de l'effet d'une gestion active du réservoir, conduire à une limitation de sa capacité à fournir l'activation complète de la réserve secondaire en raison de l'épuisement de son(ses) réservoir(s) d'énergie en prenant en compte l'énergie du réservoir effectivement disponible.

##### **Durée de caractérisation LER en aFRR :**

Cette durée est fixée à 4h conformément à la définition ci-dessus.

### Énergie utile ( $E_{utile}$ )

L'énergie utile est la quantité d'énergie, exprimée en MWh, mise à disposition pour effectuer le réglage primaire et secondaire de fréquence.

Pour les unités de stockage, par convention dans ce document, l'énergie utile est l'énergie pour assurer le service de réglage et non l'énergie totale de l'unité.

Cette notion est généralisable à tout site disposant d'une quantité limitée d'énergie pour participer au réglage, l'énergie utile est la somme de l'énergie disponible à la hausse et l'énergie disponible à la baisse.

### Etat de charge (SoC ou State of Charge) :

Exemples pour 1h de Stock :

1h de stock symétrique, avec programmation RS symétrique : 1h hausse et 1h baisse : 2h de stock :

si 1MW de RS programmé => 2MWh

Ratio : E/RS : 2 / 1

1h de stock asymétrique, ie avec prog RS asymétrique : 1h Hausse ou 1h baisse : 1h de stock,

si 1MW de RS => 1 MWh

Ratio : E/RS : 1/ 1

L'État de charge correspond à la valeur instantanée de la quantité d'énergie disponible pour le réglage exprimé en % de l'énergie utile.

Cette notion est généralisable à toute unité disposant d'une quantité limitée d'énergie pour participer au réglage selon le rapport entre l'énergie disponible à la baisse et l'énergie utile de l'unité.

$$SoC_{unité}(t) = \frac{E_{baisse}(t)}{E_{utile}}$$

Pour une EDR constituée d'une agrégation d'unité, le stock de l'agrégat est défini comme la somme pondérée des stocks en fonction de l'énergie utile :

$$SoC_{LER} = \frac{\sum_{i \in LER} SoC_i \times E_{utile_i}}{\sum_{i \in LER} E_{utile_i}}$$

Les unités n'ayant pas de contraintes de limitation d'énergie (équivalent à l'énergie nécessaire pour 4h de fourniture symétrique ou asymétrique) ne sont pas intégrées au calcul du stock de l'EDR.

### Programmation continue (des LER)

Participation à la réserve secondaire par une programmation de RS à l'instant t qui ne dépend pas des programmations et activations réelles antérieures de RS.

### Programmation dynamique (des LER)

Participation à la réserve secondaire par une programmation de RS à l'instant  $t$  qui dépend des programmations et activations réelles antérieures de RS.

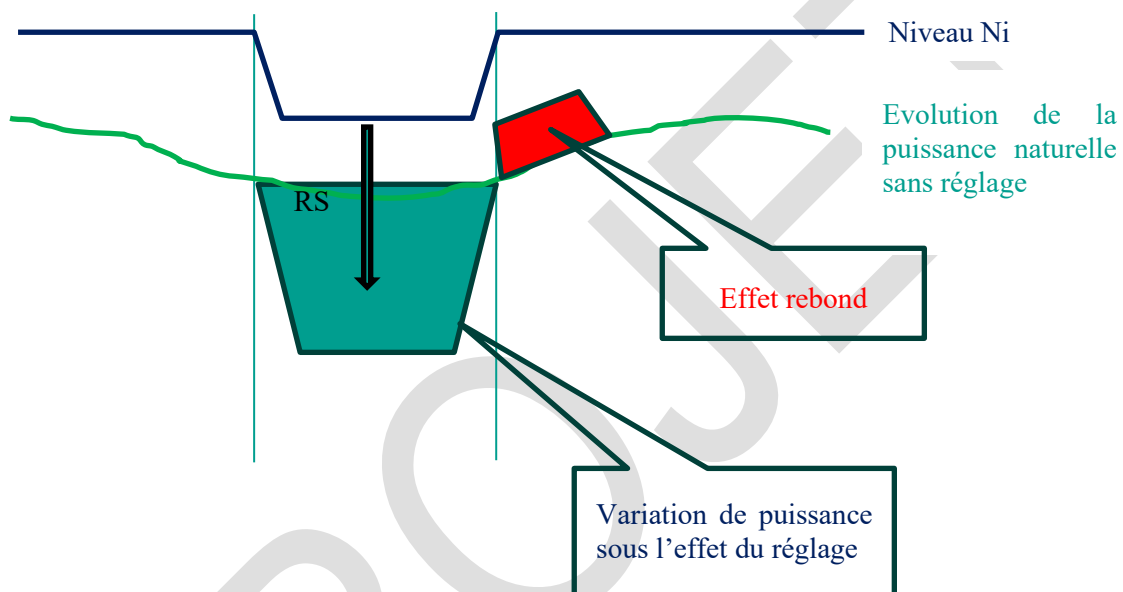
#### 4.A13.2.6. Entité de réserve avec contrainte locale

**Entité de réserve avec contrainte locale :**

Entité de réserve composée de sites ayant une consommation ou une production soumise à une contrainte locale en complément d'un pilotage centralisé du réglage de fréquence.

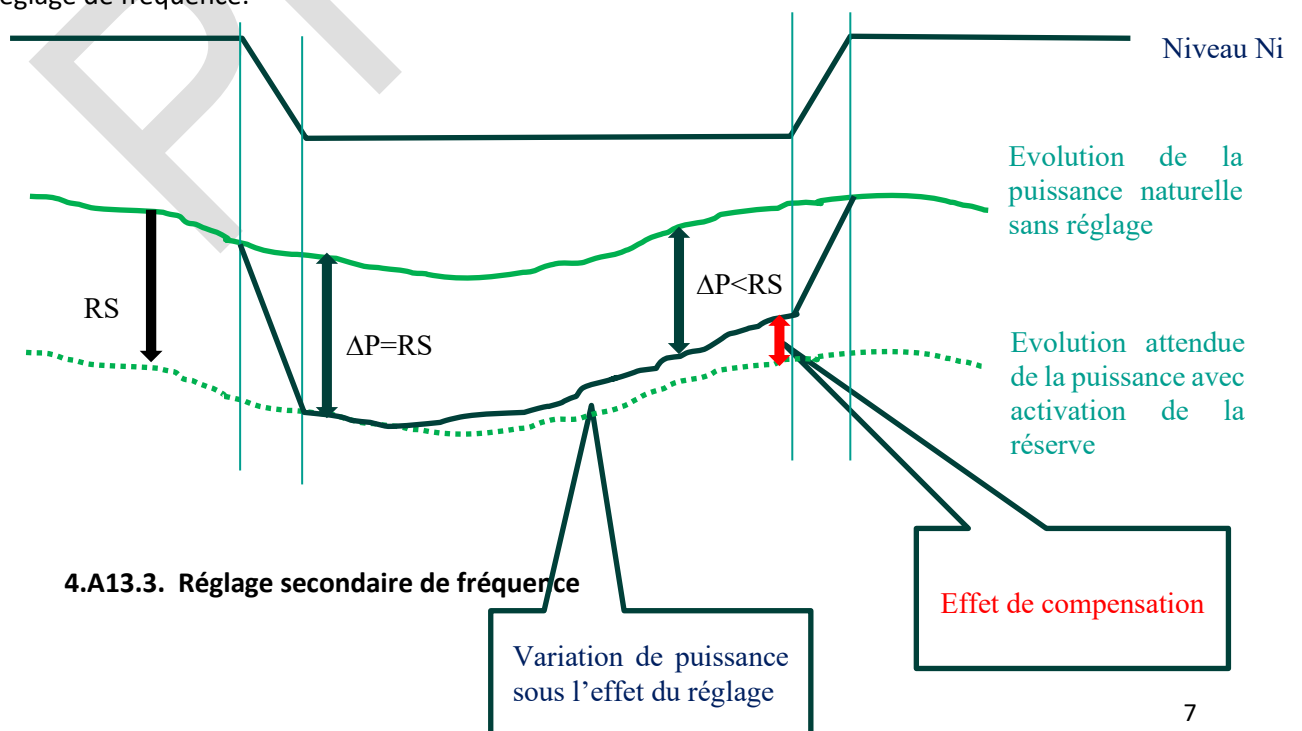
**Effet rebond :**

La modification de l'injection ou du soutirage de l'entité dans la direction opposée à l'activation après la fin du dégagement de la réserve, en raison de la fourniture du réglage de fréquence.



**Effet de compensation :**

La modification de l'injection ou du soutirage de l'entité qui contrebalance les effets de l'activation du réglage de fréquence.



#### 4.A13.3. Réglage secondaire de fréquence

### Applicable à tous

L'Entité de Réserve doit disposer d'une aptitude au réglage secondaire caractérisée par :

- Un volume de réserve de puissance active, dite « réserve secondaire, RS » pouvant être mis à disposition de RTE à la hausse et/ou à la baisse.
- Une loi de réglage permettant de définir la fourniture effective de cette réserve en réponse à une variation de niveau RSFP (niveau N).
- Une dynamique temporelle (délai d'activation pour la mise à disposition de cette réserve, et délai de maintien de fourniture de cette réserve).

Le fonctionnement en réglage secondaire de fréquence doit être possible lors des pentes de variation de puissance de consigne.

### Volume de réserve secondaire (RS)

La réserve secondaire maximale  $RS_{max}$  (ou  $RS_{maxhausse}$  et  $RS_{maxbaisse}$  en cas de réserve dissymétrique) est à préciser dans la fiche d'information n°1.

### Loi de réglage

L'Entité de Réserve doit posséder un équipement permettant de recevoir de la part de RTE le niveau  $N_{RSFP}$ , propre à l'Entité de Réserve, et de modifier la puissance active  $P$  de l'Entité de Réserve, de la façon suivante :

### Participation RS seule :

Si  $N_{RSFP} > 0$

$$P = P_c + N_{RSFP} \cdot pr_{hausse}$$

Si  $N_{RSFP} < 0$

$$P = P_c + N_{RSFP} \cdot pr_{baisse}$$

Avec :

- $P_c$  [MW] = puissance de consigne à  $f_n$  avec  $N_{RSFP} = 0$  de l'Entité de Réserve (généralement la puissance de consigne affichée sur le régulateur de puissance et commandable manuellement par l'exploitant de l'unité)
- $N_{RSFP}$  [nombre sans dimension, compris entre -1 et +1] reçu par l'Entité de Réserve
- $pr_{hausse}$  [MW] = participation de l'entité de réserve au réglage secondaire fréquence – puissance lorsque  $N_{RSFP}$  est  $> 0$
- $pr_{baisse}$  [MW] = participation de l'Entité de Réserve au réglage secondaire fréquence – puissance lorsque  $N_{RSFP}$  est  $< 0$

### Le cas échéant si cumul RP et RS :

Si  $N_{RSFP} > 0$



$$P = P_c - K \cdot (f - f_n) + N_{RSFP} \cdot pr_{hausse}$$

Si  $N_{RSFP} < 0$

$$P = P_c - K \cdot (f - f_n) + N_{RSFP} \cdot pr_{baisse}$$

Avec :

- $f$  [Hz] = fréquence mesurée sur le réseau
- $f_n$  [Hz] = fréquence nominale (50 Hz)
- $K$  [MW/Hz] = gain de l'Entité de Réserve

La convention de signe utilisée est la convention producteur, c'est à dire qu'une valeur de  $P$  positive correspond à une injection de puissance et une valeur négative à un soutirage.

Les télémesures suivantes doivent également être transmises à RTE conformément au paragraphe **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** :

- Puissance réelle fournie par l'Entité de Réserve en mode quasi stationnaire
- Niveau RSFP reçu
- Puissance de consigne de l'Entité de Réserve à la fréquence de référence  $f_n$  et  $N_{RSFP} = 0$

#### 4.A13.3.1. Performances de la fonction RSFP

**Applicable à toutes les EDR**

La mise en œuvre du RSFP doit être transmis à RTE par l'émission d'une télésignalisation RSFP « ES ».

Le fonctionnement en RSFP doit être possible y compris lors des pentes de variation de puissance de consigne.

L'équipement installé sur chaque Entité de Réserve doit surveiller la pente de variation du niveau  $N_{RSFP}$  et réagir selon les 3 cas suivants :

- si la vitesse de variation du niveau  $N$  est inférieure ou égale à  $2 \cdot pr$  (hausse ou baisse) en 2.FAT (ou au plus la valeurs certifiée) le niveau reçu est appliqué tel quel,
- si la vitesse de variation du niveau  $N$  est inférieure ou égale à  $2 \cdot pr$  (hausse ou baisse) en 133 secondes le niveau reçu est appliqué tel quel dans la mesure du possible,
- si la vitesse de variation du niveau  $N$  est supérieure à  $2 \cdot pr$  (hausse ou baisse) en 133 : le niveau appliqué est bloqué à la valeur courante tant que la pente du niveau reçu ne revient pas à une valeur inférieure.

#### Dynamique temporelle

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

$$P - P_c \leq \frac{dN_{RSFP}}{dt} \cdot pr \cdot T_{eq}$$

Lors d'une variation du niveau  $N_{RSFP}$  en rampe de pente inférieure ou égale à  $2/133 \text{ s}^{-1}$  et supérieure ou égale à  $1/FATs^{-1}$ , la dynamique doit autant que possible se rapprocher de la dynamique décrite ci-dessus. Celle-ci ne doit pas être volontairement bridée.

La réserve de RSFP (pr) doit être introduite au niveau de la régulation de puissance avec une résolution inférieure ou égale à 1 MW. La résolution sera précisée dans la fiche d'information n°1.

Cette réserve de puissance doit pouvoir être délivrée pendant une durée supérieure ou égale à 15 minutes ( $t_4$ ).

La réserve de puissance doit pouvoir être délivrée sur toute la plage de variation de l'état de charge dans l'énergie utile du stock ( $E_{utile}$ )

La participation de L'Entité de Réserve et sa réserve de puissance devra être garantie sur toutes les périodes où elle est programmée.

#### **4.A13.3.2. Anomalie de fonctionnement et disponibilité de la fonction RSFP**

En cas de perte du signal de niveau NRSFP, l'Entité de Réserve doit rester en fonctionnement RSFP avec recopie du niveau figé à sa dernière valeur valide. Le blocage de l'application du niveau NRSFP doit être signalé à l'opérateur de l'installation.

La mise en œuvre de la fonction RSFP doit être transmise à RTE par l'émission d'une télésignalisation.

Lorsqu'une Entité de Réserve n'est pas en état de contribuer au réglage secondaire fréquence (unité non couplée, unité îlotée, téléajustage RSFP hors service, défaut de transmission du niveau NRSFP, défaut affectant la turbine ou le régulateur de puissance, défaut affectant l'équipement RSFP, fonctionnement en mode manuel), l'application du niveau NRSFP est bloquée et l'Entité de Réserve est sortie du RSFP. La télésignalisation « RSFP » doit alors être positionnée à l'état « RSFP HS ». La remise en service de la fonction RSFP se fait exclusivement par action manuelle d'un opérateur de l'Entité de Réserve et est accompagnée de l'émission de la télésignalisation « RSFP ES ».

#### **4.A13.4. Détection de réseaux séparés de grande ampleur (système split)**

##### **Applicable aux agrégats et diffus certifiés au réglage primaire de fréquence**

Chaque site ou unité dont la capacité de réglage est supérieure ou égale à 1MW doit disposer d'une mesure de fréquence locale en HTA ou HTB.

Dans le cas de sites raccordés au RPD, sans mesure de fréquence locale, dès lors qu'un volume supérieur à 1.5 MW de capacité de réglage primaire est atteint dans une région administrative, 3 mesures de fréquence sont requises dans 3 départements différents de cette région. La qualité de la mesure doit être la même que celle utilisée pour le réglage primaire de fréquence exprimée dans « Trame type de certification de l'aptitude au réglage primaire de fréquence », 4.A12.3 ; annexe 12 des règles services système en vigueur.

La gestion centralisée doit permettre de détecter des réseaux séparés de grande ampleur.

Deux réseaux sont considérés comme étant séparés si l'écart entre les mesures de fréquence d'au moins deux capteurs sur trois est supérieur à 100mHz pendant 1 seconde. La mesure de fréquence devra être consolidée dans le cas d'une gestion centralisée.

En cas de détection de réseau séparé de grande ampleur, l'envoi de modification de puissance de consigne ou de réserve secondaire aux sites doit être gelé.

#### **4.A13.5. Dimensionnement et Gestion du stock**

**Applicable à toutes les EDR LER**

**Cas d'une participation simultanée au réglage primaire et secondaire de fréquence**

La participation au réglage primaire devra être conforme aux exigences indiquées dans la trame « Trame type de certification de l'aptitude au réglage primaire de fréquence », annexe 12 des règles services système en vigueur.

##### **4.A13.5.1. Disponibilité du service et dimensionnement du stock**

L'Entité de Réserve doit fournir le service de réglage secondaire de fréquence de manière continue et permanente sur toute la durée de programmation, soit assurer la capacité à fournir une activation maximale ( $N_i = +1$  et/ou  $N_i = -1$ ), sur la totalité de chaque pas programmé.

##### **Définitions des notions de niveaux de stock :**

Le tableau ci-dessous récapitule les différentes notions de niveaux de stock :

<b>Sigle</b>	<b>Définition</b>
SoC	Etat de charge, niveau de stock à un instant
SoC <sub>maxfullpower</sub>	Seuil limite supérieur d'état de charge en exploitation où l'EDR peut soutirer P <sub>max</sub>
SoC <sub>minfullpower</sub>	Seuil limite inférieur d'état de charge en exploitation où l'EDR peut injecter P <sub>max</sub>
SoC <sub>max</sub>	Seuil limite supérieur d'état de charge en exploitation, correspondant à une contrainte de sécurité pour l'EDR
SoC <sub>min</sub>	Seuil limite inférieur d'état de charge en exploitation, correspondant à une contrainte de sécurité pour l'EDR
E <sub>utile</sub>	L'énergie utile du stock, accessible à P <sub>max</sub> en injection et soutirage. Elle correspond à la bande d'énergie délimitée par SoC <sub>maxfullpower</sub> et SoC <sub>minfullpower</sub> .
E <sub>totale</sub>	L'énergie totale de la batterie.

Les énergies sont exprimées en MWh.

Les niveaux de stock sont exprimés en % d'une énergie à préciser.

## Applicable aux Unités de Stockage non synchrones

L'énergie utile peut être définie côté DC ou AC, ce choix sera précisé dans la fiche 1.

## Applicable à tous

### Définition des indicateurs de stock nécessaire au service de réserve

Le stock nécessaire à l'activation de la réserve, et la fourniture de services via programmation de puissance active, est défini par les indicateurs suivants, à chaque pas 15 minutes  $g$  :

Pour  $i$  allant de 1 à 5 :

$$SoC_{injection}^i(g) = \frac{0,25}{E_{totale}} \left( \sum_{q=0}^{i-1} P_0(g+q) + RSh(g+q) \right)$$
$$SoC_{soutirage}^i(g) = \frac{0,25}{E_{totale}} \left( \sum_{q=0}^{i-1} P_0(g+q) - RSb(g+q) \right)$$

où :

- $g$  : indice du pas de temps 15 minutes, correspondant au temps d'un guichet de programmation
- $P_0(g)$  : la valeur de puissance active programmée et  $RS$  la valeur de réserve secondaire programmée sur le pas de programmation  $g$ , en convention injection
- $RSh(g)$  : la valeur de réserve secondaire hausse programmée sur le pas de programmation  $g$
- $RSb(g)$  : la valeur de réserve secondaire baisse programmée sur le pas de programmation  $g$
- $E_{totale}$  : l'énergie totale de la batterie

Ces indicateurs mesurent les énergies d'injection et de soutirage nécessaires pour fournir les activations maximales de réserve secondaire, en prenant en compte les énergies nécessaires pour fournir d'autres services se traduisant par la programmation de la puissance active (Spot, ...). Ils sont calculés pour chaque guichet de programmation.

La mesure des stocks d'énergies nécessaires aux services ne se traduisant pas par la programmation de puissance active (MA, effacements, ...) est à définir avec RTE. Les indicateurs  $SoC_{injection}$  et  $SoC_{soutirage}$  devront être calculés en prenant en compte ces énergies.

Ces indicateurs doivent respecter les exigences suivantes :

$$\forall g, \forall i \quad SoC(t) - SoC_{injection}^i(g) \geq SoC_{minfullpower}$$

$$\forall g, \forall i \quad SoC(t) - SoC_{soutirage}^i(g) \leq SoC_{maxfullpower}$$

### Exemple :

L'entité de réserve LER a une énergie totale de 6 MWh, une énergie utile de 5 MWh, un  $SoC_{maxfullpower}$  de 90%, un  $SoC_{minfullpower}$  de 10%, et a programmé la chronique suivante :

Pas de programmation	13h15 – 13h30	13h30 – 13h45	13h45 – 14h	14h – 14h15	14h15 – 14h30
P0	0	-1	-2	+1	-1

RS hausse	2	2	2	3	0
RS baisse	2	2	3	1	0

Calcul des indicateurs pour le pas « 13h15 » (13h15 – 13h30) :

Pas de programmation	13h15 – 13h30	13h30 – 13h45	13h45 – 14h	14h – 14h15	14h15 – 14h30
Indice i du pas	1	2	3	4	5
$SoC_{injection}^i$ ("13h15")	8%	13%	13%	29%	25%
$SoC_{soutirage}^i$ ("13h15")	-8%	-21%	-42%	-42%	-46%

L'entité a un état de stock de 50% à 13h15.

Pas de programmation	13h15 – 13h30	13h30 – 13h45	13h45 – 14h	14h – 14h15	14h15 – 14h30
50% - $SoC_{injection}^i$ ("13h15")	42%	38%	38%	21%	25%
50% - $SoC_{soutirage}^i$ ("13h15")	58%	71%	92%	92%	96%

L'entité n'a pas assuré la disponibilité de la réserve secondaire de 13h45 à 14h30.

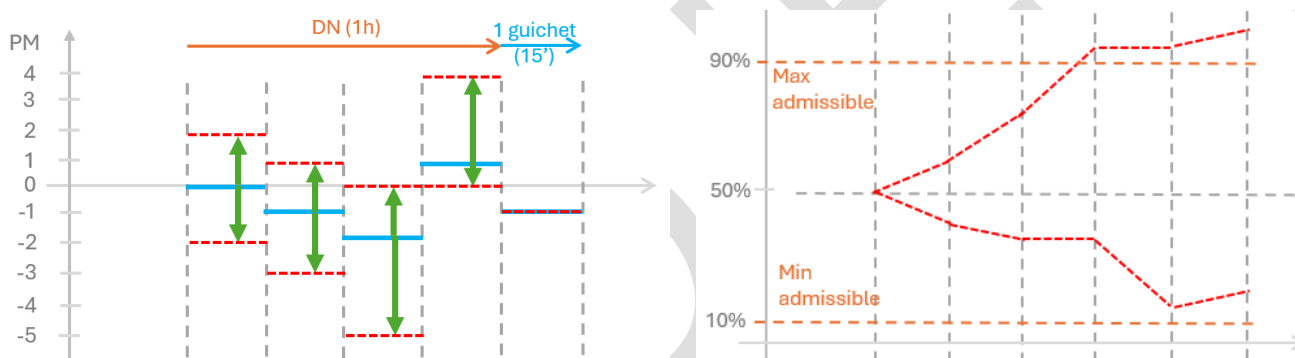


Illustration du programme d'appel (gauche) et de l'évolution de SoC de 13h15 à 14h30 (droite)

#### Cas d'une participation simultanée au réglage primaire et secondaire de fréquence

Un stock nécessaire à la livraison de la réserve primaire est à définir et intégrer dans le calcul des indicateurs  $SoC_{injection}$  et  $SoC_{soutirage}$ . Les hypothèses seront partagées et validées par RTE.

##### 4.A13.5.2. Gestion active du stock

Un processus de gestion active du stock peut être implémenté au niveau de l'Entité de Réserve pour garantir la continuité du service et la disponibilité des réserves en énergie. Ce processus doit garantir l'exigence que le stock disponible à chaque pas de programmation 15 minutes permet de fournir la réserve sur des activations maximales, y compris lors d'activations ou livraisons d'autres services (Spot, ...).

**[Cas des unités stockage stand alone]** La puissance de consigne ne doit pas limiter la participation à la réserve secondaire (le cas échéant la réserve primaire). La puissance de consigne maximale  $P_{c0max}$  devra être inférieure ou égale à  $P_{max-RS}$  (-RP le cas échéant).

**[Hors Cas des unités stockage stand alone]** La puissance de consigne ne doit pas limiter la participation à la réserve secondaire (le cas échéant ; et à la réserve primaire)

Le processus de gestion actif du stock devra modifier la puissance de consigne  $P_c$  et le volume de réserve secondaire de façon à garantir la disponibilité de la réserve sur toute la durée de programmation.

Le processus de gestion active du stock ne doit pas avoir d'impact sur le service fourni au titre du réglage secondaire (par exemple, le volume de réserve fournie ne doit pas être réduit du fait d'une modification de puissance de consigne).

La modification de la puissance de consigne devra être réalisée en palier dans le cadre unique d'une programmation conforme aux règles de programmation en vigueur, avec en particulier le respect des pas de programmation et du délai de neutralisation. La valeur de la puissance de consigne programmée doit être fixe sur une durée d'au moins 15 minutes. Ces règles s'appliquent lors de la programmation de RS et sur une durée d'1h15 après la dernière programmation de RS. Les mêmes règles doivent s'appliquer dans le cas où des modifications de réserve secondaire sont envisagées. Le processus de gestion actif du stock ne doit pas reposer sur une suractivation du réglage primaire ou secondaire.

Les rampes (MW/min) pour les changements de palier de puissance de consigne doivent être paramétrables (dans le cas où RTE imposerait des rampes dans le futur).

#### **Cas d'une participation simultanée au réglage primaire et secondaire de fréquence**

Dans le cas d'une participation simultanée au réglage primaire et secondaire de fréquence, la modification de la puissance de consigne devra s'effectuer en conformité des règles en vigueur de programmation.

En complément de la participation au réglage secondaire, l'Entité de Réserve doit fournir le service de réglage primaire de fréquence de manière continue et permanente en Etat Normal. En Etat d'Alerte ou en Etat d'Urgence, l'Entité de Réserve doit fournir le service de réglage primaire de fréquence et être en mesure de maintenir une activation complète de la réserve primaire (hors fonctionnement en mode réserve) correspondant à un écart supérieur ou égal à +200mHz (respectivement inférieur ou égal à -200mHz), pendant une durée de  $t_3$  (15 minutes) ou l'équivalent en énergie en cas d'écart de fréquence inférieur à 200mHz (respectivement supérieur à -200mHz) en prenant en compte la puissance de consigne programmée sur les 15 minutes et l'activation du réglage secondaire. Cette durée est comptabilisée à partir du moment de l'entrée en Etat d'Alerte ou de l'entrée en Etat d'Urgence lorsqu'il n'est pas directement précédé d'un Etat d'Alerte.

L'Entité de Réserve doit continuer à fournir le service de réglage primaire de fréquence tant que le stock d'énergie n'est pas épuisé ou saturé.

Le principe du processus de gestion active du stock, y compris le paramétrage choisi, de la modification de la puissance de consigne et des réserves, de la gestion de la programmation 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.

#### **4.A13.5.3. Gestion de l'épuisement et de la saturation du stock**

**Applicable aux EDR ayant un équivalent en énergie de 4h de fourniture de RS symétrique ou asymétrique.**

Lorsque l'état de charge atteint les d'épuisement ou de la saturation du stock, la télésignalisation PART.RSFP doit alors être positionnée à l'état hors service « PART.RSFP HS ».

#### Cas d'une participation simultanée au réglage primaire et secondaire de fréquence

Lorsque l'état de charge atteint les seuils d'épuisement ou de saturation du stock, le mode réserve devra être mis en œuvre conformément à la trame « Trame type de certification de l'aptitude au réglage primaire de fréquence », annexe 12 des règles services système en vigueur. La participation au réglage secondaire doit être suspendue à partir de l'entrée en mode réserve.

La gestion de cette phase doit être décrite de manière détaillée dans la fiche d'Information 1.

#### **4.A13.5.4. Optionnel : Cas des unités avec implémentation des modes LFSM1-O et LFSM-U/I**

##### Applicable aux unités avec LFSM

Pour les unités constituant l'Entité de Réserve qui ont implémenté le mode LFSM-O et LFSM-U/I, quel que soit le mode de fonctionnement (gestion active du stock, renouvellement du stock, ...) le LFSM doit rester activé.

#### **4.A13.6. Gestion et maîtrise de la contrainte local**

##### Applicable aux EDR avec contrainte locale

En cas de réglage disponible dépendant de conditions extérieures, la réserve certifiée doit être démontrée atteignable dans les conditions les plus favorables et sa variabilité doit être maîtrisée.

L'évolution de la puissance de l'entité, due à la contrainte locale, ne doit pas entraîner un effet rebond. L'effet est toléré sous un seuil de 5% en simulation (par rapport à la RS programmée), et un seuil à définir pour les essais.

L'évolution de la puissance de l'entité, due à la contrainte locale, ne doit pas entraîner un effet de compensation. L'évolution de la puissance P0 doit correspondre à l'évolution naturelle de la puissance hors réglage (N = 0 sur toute l'activation). L'effet est toléré sous un seuil de 5% en simulation (par rapport à la RS programmée), et un seuil à définir pour les essais.

La méthode d'estimation et de gestion du réglage disponible ainsi que la maîtrise de l'effet rebond et de l'effet de compensation seront décrits de manière détaillée dans la fiche d'Information 1. La maîtrise de l'effet rebond et de l'effet de compensation doit être validée lors des essais à réaliser par le client sur tous les actifs pilotés, ou à travers des simulations. Dans tous les cas, la méthode employée pour maîtriser l'effet rebond/compensation, indiquée dans la fiche d'information n°1 devra être validée par RTE.

Dans le premier cas, la cible devra être assimilable à une programmation de la puissance de consigne. L'analyse du comportement de chaque entité pendant les essais devra être conforme à la méthode décrite dans la fiche d'information n°1.

---

<sup>1</sup> LFSM : Limited Frequency Sensitive Mode ou Mode de réglage restreint à la sur-fréquence (mode LFSM-O) ou à la sous-fréquence (LFSM-U)

Dans le deuxième cas, les hypothèses du modèle de simulation seront validées par la comparaison entre le comportement réel de l'entité et son comportement simulé. Les données prises en compte du comportement réel devront dater de moins de deux ans et se rapprocher du périmètre certifié.



#### 4.A13.7. Nature des informations échangées

Informations relatives au réglage secondaire de fréquence au niveau de l'Entité de Réserve :

Libellé court	Info	Description Sous fonction	Usage	Unité Physique	Plage de configuration de la TM
<b>P</b>	TM	Puissance active P de l'Entité de Réserve	La valeur de P peut –être négative (soutirage)	MW	[-110% P <sub>max_sout</sub> ; 110% P <sub>max_inj</sub> ]
<b>RSFP</b>	TS	Entité de réserve asservie au RSFP (En ou Hors RSFP) (libellé long : PART.RSFP)	Indique la participation au RSFP (commutateur positionné par le responsable de réserve signalant l'état de participation de l'EDR au RSFP)	sans	
<b>N.RSFP</b>	TVC	Niveau RSFP	Participation de l'EDR au RSFP, par régulateur de fréquence (consigne émise de manière récurrente)	sans	[-1 ; 1]
<b>RET.RSFP</b>	TM	Niveau RSFP (TM en retour)	Indique la mesure (lissée) du niveau RSFP reçue par régulateur de fréquence ou équivalent	sans	[-1 ; 1]
<b>P<sub>c</sub></b>	TM	Puissance de consigne de l'Entité de Réserve	Puissance de consigne de l'Entité de Réserve à la fréquence de référence $f_n$ et $N_{RSFP} = 0$ . La valeur de P <sub>c</sub> peut –être négative (soutirage)	MW	[-110% P <sub>max_sout</sub> ; 110% P <sub>max_inj</sub> ]

Applicable aux Entités de Réserve LER

Libellé court	Info	Description Sous fonction	Usage	Unité Physique	Plage
SOC.EDR	TM	Etat de charge de l'Entité de Réserve	Indique l'état de charge de l'Entité de Réserve	%	[0 ; 100%]

Applicable pour toutes les unités de stockage

Informations relatives à l'unité de stockage :

Libellé court	Info	Description Sous fonction	Usage	Unité Physique	Plage
P	TM	Puissance active P de l'unité de stockage	La valeur de P peut être négative (soutirage)	MW	[-110% Pmax_unité; 110% Pmax_unité]

RTE se réserve la possibilité de spécifier des téléinformations complémentaires ultérieurement.

La précision des capteurs de mesure, distincts des dispositifs de comptage est au moins égale à 0,5 % (classe 0,5) dans les conditions fixées par la norme NF EN 60688 et ses additifs de 1999 et 2001.

Références :

- Document Technique de Référence [3], art. 4.7 « Echange d'informations et système de téléconduite ».

### Applicable aux EDR diffuses

Les capteurs individuels doivent avoir une classe certifiée en suivant les conditions suivantes :

- Les essais de type sont acceptés : la performance doit être démontrée sur un échantillon de tête de séries pour chaque modèle
- Les essais doivent être réalisés par un laboratoire accrédité : le nom et l'accréditation du laboratoire doivent être communiqués à RTE dans le dossier de certification
- Les essais doivent démontrer la classe de précision selon la norme 62053-21
- La démonstration de l'atteinte d'une précision de 0,5% à la maille EDR doit être faite dans le dossier de certification en fiche d'information n°1

#### **4.A13.8. Exigences complémentaires dans le cas d'un raccordement au Réseau Public de Distribution**

Pour les sites de l'Entité de Réserve raccordées sur le réseau public de distribution (RPD), le responsable de réserve doit se rapprocher du gestionnaire de réseau de distribution afin de s'assurer qu'aucune contrainte technique ou système de protection n'empêche la fourniture du service de réglage primaire et/ou secondaire de fréquence tel que définie dans les paragraphes précédents. En particulier, les rampes maximales de variation de puissance active imposées par gestionnaire de réseau de distribution, ne doivent pas impacter les variations de puissance exigées pour le réglage primaire et/ou secondaire de fréquence (y compris réglages simultanés et puissance de consigne).

#### **4.A13.9. Exigences complémentaires dans le cas d'une nouvelle demande de certification pour une Entité de Réserve Diffuse certifiée pour au moins 1 MW de réserve secondaire**

Dans le cas d'une Entité de Réserve Diffuse, le responsable de réserve peut demander une certification sous réserve de réalisation des essais. Pour cela il doit respecter les conditions suivantes :

- L'Entité de Réserve a déjà obtenu une première certification de  $RS_{certifiée} > 1$  MW où  $RS_{certifiée}$  est la somme des valeurs absolues de la réserve certifiée à la hausse et à la baisse.
- Les modalités de pilotage de l'Entité de Réserve sont inchangées par rapport à sa certification en date.

Le responsable de réserve peut alors certifier de nouveau son EDR pour une valeur ( $RS_{maxhausse} + RS_{maxbaisse}$ ) inférieure ou égale à  $\max(RS_{certifiée} + 10 \text{ MW} ; RS_{certifiée} * 2)$ .

Il devra renseigner dans la fiche d'information n°1 l'évolution de son périmètre (nombre de clients). Après validation de l'étape n°1, RTE délivrera un PV d'aptitude sous réserve de réalisation des essais. Ce PV sous réserve est retiré dès qu'un écart de performance est détecté.

Le client devra ensuite réaliser les essais de l'étape n°2 dans :

- un délai de 2 mois à partir du moment où il programme un volume supérieur à  $RS_{certifiée}$

- un délai de 2 semaines à partir du moment où il programme un volume  $RS_{\text{maxhausse}}$  et  $RS_{\text{maxbaisse}}$  pendant au moins 8h<sup>2</sup>

#### 4.A13.10. Fiches de contrôle Certification

Les contrôles avant certification sont réalisés à l'aide des fiches d'Information, de Simulations et d'Essais présentes en annexe 1 et 2.

##### Liste des fiches de contrôle certification

Etape 1 (annexe 1) : Informations et Simulations à réaliser avant les essais

Fiches	Contrôle	Nature du contrôle	Installation concernée :
Information 1	Liste des données	Informations	Oui
Information 2	Conformité des systèmes dédiés aux échanges d'information	Informations	Oui
Simulation 1	Comportement de la fourniture de la réserve avec la programmation	Simulations	EDR LER EDR sous contrainte locale EDR mixtes hétérogènes

La validation par RTE de l'étape 1 avec les modalités définies au paragraphe 5.3 de [1] est un prérequis à la réalisation des essais de l'étape 2.

Etape 2 (annexe 2) : Essais

Fiches	Contrôle	Nature du contrôle	Installation concernée
Essai 1	Test des systèmes dédiés aux échanges d'information	Essai réel	Oui
Essai 2	Réglage secondaire de fréquence	Essai réel	Oui
Essai 3	Réglage de fréquence	Essai réel	Oui

<sup>2</sup> Si la réserve secondaire pouvant être réalisée pendant les essais dépend de conditions extérieures (températures, débit, côtes ...), le délai s'applique pour une valeur programmée supérieure à 70 % de  $RS_{\text{maxhausse}}$  et 70% de  $RS_{\text{maxbaisse}}$ .

PROJET

#### **4.A13.11. Références**

- [1] Dispositions Particulières Services Système fréquence en vigueur.
- [2] Documentation Technique de Référence en vigueur.
- [3] System Operation guideline (SOGI) : 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.
- [4] Demand Connection Code (DCC) : Règlement (UE) 2016/1388 de la Commission du 17 août 2016 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité.
- [5] All CE TSOs' proposal for additional properties of FCR in accordance with Article 154(2) of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation.

#### **4.A13.12. Liste des annexes**

ANNEXE 1 : Informations et Simulations à fournir par le Client (Etape 1)

ANNEXE 2 : Essais à réaliser par le Client (Etape 2)

ANNEXE 3 : Attestation de respect en exploitation des conditions mise en œuvre lors des essais à compléter par le Client

ANNEXE 4 : Trame type pour restituer les données numériques

ANNEXE 5 : CHRONIQUE DE NIVEAU RSFP « CONTINU » PAR PAS 4S – TEST 3

PROJET

## ANNEXE 1 : INFORMATIONS ET SIMULATIONS A FOURNIR PAR LE CLIENT (ETAPE 1)

FICHE INFORMATION N°1 : LISTE DES DONNEES
<i>Informations</i> <b>Dossier intermédiaire</b>
<b>Objectifs</b> <p>Le client doit fournir des données techniques afin de permettre à RTE d'évaluer l'impact de l'Entité de Réserve sur le réseau.</p>
<b>Description</b>
<b>Conditions particulières</b> <p>Le client garantit, avec la précision appropriée, l'exactitude des données fournies à RTE. En cas de modification d'une ou plusieurs des données, pouvant survenir au cours de la durée de vie de l'Entité de Réserve, il appartient au client de transmettre à RTE les nouvelles valeurs des données et de démontrer à RTE que les caractéristiques de son entité de réserve restent conformes aux prescriptions réglementaires et contractuelles.</p>
<b>Données d'entrée (RTE → Client)</b> <p>La liste des données définie dans la présente fiche</p>
<b>Résultats (Client → RTE)</b> <p>La liste des données complétée intégralement (valeurs et précisions), si l'Entité de Réserve n'est pas concernée, faire figurer la mention « sans Objet ».</p> <p>Le client doit renseigner :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▫ Avant la première mise sous tension de chaque élément : les données de ces éléments avec un statut « révisable »,</li> <li>▫ Avant la Certification finale : l'ensemble des données avec un statut « ferme ».</li> </ul> <p>Le statut « révisable » d'une donnée indique que la donnée peut être modifiée par le Client.</p> <p>Le statut « ferme » d'une donnée indique que la donnée a valeur d'engagement du Client et ne peut être modifiée, sans remettre en cause la demande de raccordement correspondante.</p>
<b>Critères de conformité</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▫ Exhaustivité des données fournies par le Client</li> <li>▫ Valeur des données conforme à l'unité ou au format demandé</li> <li>▫ Précision renseignée pour chaque donnée numérique</li> </ul>



	Unité	Valeur	Précision
<b>Pour chaque mode de fonctionnement de l'Entité de Réserve Régulation secondaire de fréquence :</b>			
Réserve secondaire maximum de l'EDR : $RS_{max}$ (le cas échéant hausse/baisse)	MW		
FAT certifiée	s		
Le cas échéant, réserve primaire maximum en réglage RP/RS simultanée. Si plusieurs combinaisons sont possibles, elles devront être indiquées.	Texte/tableau		
Délai d'activation de la RS : $t_1$			
Résolution de la participation possible à la RS			
Description de la loi de la régulation et des conditions prévues en exploitation			
Durée de maintien de la réserve en fonction de RS programmée			
Le cas échéant : Si la réserve maximale programmée dépend des conditions extérieures : Conditions pour atteindre la $RS_{max}$ en fonction des conditions extérieures et justification. Le cas échéant $RP_{max}$			
Le cas échéant : Si la réserve maximale programmée dépend des conditions extérieures : Table ou abaque théorique des différents paramètres de réglage de fréquence en exploitation en fonction des conditions extérieures et justification. Le cas échéant : prise en compte de la variabilité journalière / saisonnières			
Description précise de la stratégie de gestion de réglage et du stock de l'Entité de Réserve : recalage de la puissance de consigne (dynamique, rampe (MW/Min), plage de SOC ...), modification du volume programmé de RS, comportement de l'entité de réserve en cas d'épuisement/saturation du stock, stratégie pour le renouveler, mode réserve, marge prise en compte pour le guichet de programmation, gestion de la programmation...	Texte		
Le cas échéant : si l'entité fait de la programmation dynamique, description des conditions de programmation (SoC, $P_0$ , RP, RS) qui permettent de programmer la $RS_{max}$ à certifier sur un pas de temps 15 minutes. Et abaque des réserves maximale sur 15 min en fonction du SoC initial			

Description de la localisation des différents dispositifs de contrôle commande utilisés pour effectuer le réglage, voies de transmission, données échangées entre les différents sites, délai de transmission...			
Description de la modification de la stratégie de gestion de la charge en cas de réserve secondaire programmée inférieure à $RS_{max}$			
Description du traitement de la perte du niveau Ni	Texte		
<b>Fonctionnement de l'Entité de Réserve en réserve secondaire</b>			
Diagramme détaillé, sous la forme de schémas blocs usuellement utilisés en automatique, de la boucle de réglage, des boucles de limitation associées, comprenant uniquement les constantes de temps de plus de 10 ms et les valeurs des différents paramètres de ce schéma.	Diagrammes et valeurs numériques		
Description de la méthode d'estimation ou de mesure de l'état de charge de l'EDR transmise à RTE	Schéma / Texte		
Etudes réalisées (simulation, essais ...) pour garantir la stratégie de gestion de l'état de charge	Texte		
Description du traitement des fréquences pour détecter les réseaux séparés de grande ampleur	Texte		
Description des dispositifs mis en œuvre pour surveiller la participation de l'EDR au réglage de fréquence, en particulier si des aléas surviennent (y compris des voies de transmissions)  Description de l'organisation mise en place pour transmettre les informations à RTE (surveillance 24/24h ou jours/heures ouvrables, opérateurs de permanence ou d'astreinte ; processus de déclaration à RTE d'une contrainte technique en cas de détection d'une mauvaise ou absence de participation au réglage de fréquence, d'un réseau séparé de grande ampleur)	Texte		
<b>Le cas Echéant : Pour chaque unité de stockage: Données Générales</b>  Indiquer dans la colonne valeur si la valeur est coté AC ou DC			
Puissance maximale en injection et soutirage ( $P_{max\_unité}$ )	MW		
Puissance apparente nominale ( $S_{n\_unité}$ )	MVA		
Type de technologie, fabricant, intégrateur de la partie stockage et électronique de puissance DC/AC de l'unité de stockage	Texte		

Énergie totale du stock (E)	MWh		
Référence essai permettant de garantir la capacité totale du stock (le cas échéant norme utilisée)	Texte/ documents		
Énergie utile du stock ( $E_{\text{utile}}$ )	MWh		
Rendement en charge et en décharge de l'unité de stockage (charge/décharge)	%		
Abaque $P_{\text{max inj}}$ / $P_{\text{max sout}}$ en fonction du de l'état de charge de l'unité de Stockage.			
Unifilaire de raccordement de l'unité de Stockage	Schéma		
Description des auxiliaires de l'unité de Stockage (localisation, puissance ...)	Texte		
Description de la méthode d'estimation ou de mesure de l'état de charge de la batterie transmise à RTE	Schéma / Texte		
Description de la dégradation dans le temps des performances de l'unité de stockage et la gestion de cette baisse de performance (requalification, baisse de la performance contractuelle, changement des éléments ...)	texte		
Courbe d'évolution de la charge de l'unité de stockage en fonction des conditions externes (température ...).	MWh		
Seuil supérieur d'état de charge en exploitation, contrainte technique ( $\text{SoC}_{\text{max}}$ )	MWh		
Seuil inférieur d'état de charge en exploitation, contrainte technique ( $\text{SoC}_{\text{min}}$ )	MWh		
<b>Le cas Echéant : Pour chaque site de soutirage / injection participant à l'EDR</b>			
Description du process piloté, type de production ou consommation, et contraintes de fonctionnement ( $P_{\text{max}}$ , $P_{\text{min}}$ , nombre d'arrêt/démarrage ...)	Schéma / Texte		
Description du comportement sur les régimes exceptionnels de fréquence du site : comportement du process ; description des éventuels protections / automates.	Tableau / texte		
Description des mesures de fréquence (localisation, qualité) sur le site (facultatif si pas de FCR)	Texte		

Description et Localisation de la mesure de puissance active utilisée pour la télémesure transmise à RTE	Texte		
Le cas échéant si utilisation d'une sous télémesure : analyses, études, et essais pour démontrer l'absence de contre réglage sur l'ensemble du site	Texte		
<b>Le cas Echéant : Pour chaque site de l'EDR raccordée sur le Réseau de Distribution : Données Générales Raccordement</b>			
Coordonnée GPS, commune de l'entité	Texte		
Code Décompte et GRD concerné, (fournir un fichier Excel avec code décompte et GRD concerné)	Tableau / texte		
Le cas échéant : type de protection sur le départ HTA installé par l'entreprise locale de Distribution	Texte		
Le cas échéant : Contraintes et éventuelles dérogations imposées sur l'unité de Stockage par l'entreprise locale de distribution	Texte		
Description du comportement du site après son déclenchement avec ou sans manque tension (coupure ou délestage) : redémarrage manuel ou automatique, durée de redémarrage, durée de remise en service du réglage, transitoire pour rejoindre le réglage, surveillance ....			
Le cas échéant : la plage de réactif imposée par l'entreprise locale de distribution	MVAR		
Le cas échéant : la loi de régulation de tension imposée par l'entreprise locale de distribution	Texte		
Nom du départ HTA et poste source	Texte		
<b>Le cas Echéant : Pour chaque site de l'EDR raccordée sur le Réseau de Transport : Données Générales Raccordement</b>			
Poste de raccordement HTB	texte		
Limitation imposée en actif, présence d'un automate, ...	texte		
<b>Le cas Echéant : Cas du diffus</b>			
Description des process pilotés., type de production ou consommation, et contraintes de fonctionnement (Pmax, Pmin, nombre d'arrêt/démarrage ...)			
Démonstration que la précision de l'agrégation des capteurs de mesure individuels atteint 0,5% à la maille EDR	Tableau / Texte		

Le cas échéant si utilisation d'une sous télémesure : Analyses, études, et essais pour démontrer l'absence de contre réglage sur l'ensemble du site			
Nombre de sites total pour chaque process piloté en France			
Répartition géographique par département (nombre de site et volume de réglage en MW par process)			
Le cas échéant pour une certification sous réserve de réalisation des essais : Évolution du portefeuille	Texte		
<b>Le cas Echéant : Cas d'une EDR sous contrainte locale</b>			
Description de la contrainte locale pouvant impacter le réglage de fréquence.	Texte		
Description du dispositif de maîtrise de l'effet rebond et de l'effet de compensation	Texte		
Le cas échéant si réalisation de simulation : hypothèses du modèle de simulation et démonstration de sa validité par comparaison avec un comportement réel de l'EDR.	Tableau / Texte		

<b>FICHE INFORMATION N°2 : CONFORMITE DES SYSTEMES DEDIES AUX ECHANGES D'INFORMATION</b>
<p style="text-align: center;"><i>Informations</i></p> <p style="text-align: center;"><i>Dossier intermédiaire</i></p>
<p><b>Objectifs</b></p> <p>Les échanges d'informations sont nécessaires pour une bonne intégration de l'Entité de Réserve dans le système électrique, et ceci aux différentes échéances de temps. Les informations échangées, qui dépendent de l'importance de l'Entité de Réserve et de sa participation aux services auxiliaires, doivent être compatibles et cohérentes avec les systèmes de téléconduite et de communication qu'utilise RTE avec les différents acteurs.</p>
<p><b>Description</b></p> <p>Vérification de la conformité des systèmes dédiés aux échanges d'information avec les performances spécifiées par RTE dans les cahiers de charges système d'information. Ces systèmes dédiés aux échanges d'information concernent en particulier :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- le système de téléconduite, (TS, TM, signaux de télé réglages)</li> </ul> <p>Chaque équipement sera testé en liaison avec RTE et dans le respect des protocoles d'échanges.</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Test du bornier d'interface RTE jusqu'au centre de conduite RTE à partir de signaux fictifs</li> </ol>
<p><b>Conditions particulières</b></p>
<p><b>Données d'entrée (RTE → Client)</b></p>
<p><b>Résultats (Client → RTE)</b></p> <p>Le client doit fournir à RTE le procès-verbal des essais jusqu'au centre de conduite à partir d'injection de signaux fictifs.</p> <p>Un test complet sera réalisé par RTE afin de tester les équipements mis en place (voir étape 1 de la fiche Essai 1).</p>
<p><b>Critères de conformité</b></p> <p>La fourniture des documents décrits au paragraphe « Résultats »</p>

## **FICHE SIMULATION N°1 : COMPORTEMENT DYNAMIQUE DE LA REGULATION DE FREQUENCE ET DISPONIBILITE DE LA RESERVE**

– Cas d’une Entité de Réserve LER, sous contrainte locale ou aux agrégats hétérogènes –

### **Simulation**

#### **Objectifs**

L’objectif est de vérifier le comportement et la programmation de l’installation en réglage secondaire de fréquence et la capacité à assurer la fourniture de réserve secondaire en permanence quand elle est programmée.

#### **[En cas de participation simultanée à la RP et RS]**

L’objectif est de vérifier le comportement et la programmation de l’installation en réglage primaire et secondaire de fréquence et la capacité à assurer la fourniture de réserve primaire et secondaire en permanence quand elle est programmée.

#### **Description**

#### **[En cas de participation en programmation continue]**

#### **Test 1 : Simulation de la programmation et du comportement de l’EDR en réglage primaire et secondaire de fréquence sur l’historique de niveau et de fréquence**

L’ensemble des simulations doit respecter les critères de décisions de la gestion de la charge et ne doit pas être basée sur des arbitrages financiers. Les simulations ne nécessitent pas un fonctionnement continu sur la période simulée mais doivent être représentatives de la programmation associée pour la gestion de la charge.

#### Simulation numérique sur la période de test et analyse détaillée

#### **Test 1.a: Simulation longue sur 3 mois**

Cas simulé : pilotage de l’EDR sur trois mois (92 jours)

Le cas échéant prise en compte des conditions extérieures sur des périodes similaires (ex T° sur un hiver)

#### **Test 1.b : Simulation sur deux journées en situation d’exploitation tendue**

Cas simulé : niveau contraignant.

Le cas échéant prise en compte de conditions extérieures permettant d’atteindre les réserves maximum

#### **[En cas de participation simultanée à la RP et RS]**

#### **Test 1.c : Simulation sur les journées du 9 et 10 janvier 2019.**

Cas simulé : Historique de fréquence basse

**[En cas de participation simultanée à la RP et RS]**

**Test 1.d :** Simulation sur les journées du 6 et 7 avril 2018.

Cas simulé : Historique de fréquence haute

**[En cas de participation en programmation continue]**

**Test 2 : Simulation de la durée de maintien du Stock**

**Test 2.a :** Niveau +1 /-1

Simulation à partir du profil théorique de niveau suivant :

Début	Fin	Niveau (p.u)
T0	T0 + FAT	Rampe de niveau 0 -> +1
T0 + FAT	T0 + 2h30	1
T0 + 2h30	T0 + 2h30+ 2xFAT	Rampe de niveau +1 -> -1
T0 + 2h30 + 2xFAT	T0 + 5h	-1
T0 + 5h	T0 + 5h + FAT	Rampe de niveau -1 -> 0
T0 + 5h + FAT	T0 + 6h15	0

**[En cas de participation simultanée à la RP et RS]**

**Test 2.b :** Niveau +1

Simulation à partir du profil théorique de niveau suivant :

Début	Fin	Niveau (p.u)	Fréquence (Hz)
T0	T0 + 105 min	1	50.0
T0 + 105 min	T0 + 120 min	1	49.8
T0 + 120 min	T <sub>Epuisement</sub>	1	49.8
T <sub>Epuisement</sub>	T <sub>Epuisement</sub> +20	1	49.8
T <sub>Epuisement</sub>	T <sub>Epuisement</sub> +60	1	50

**[En cas de participation simultanée à la RP et RS]**

**Test 2.c :** Niveau -1

Simulation à partir du profil théorique de niveau suivant :

Début	Fin	Niveau (p.u)	Fréquence (Hz)
T0	T0 + 105 min	-1	50.0
T0 + 45 min	T0 + 120 min	-1	50.2



T0 + 120 min	T <sub>Epuisement</sub>	-1	50.2
T <sub>Epuisement</sub>	T <sub>Epuisement</sub> +20	-1	50.2
T <sub>Epuisement</sub>	T <sub>Epuisement</sub> +60	-1	50

### [En cas de participation en programmation dynamique]

#### Test 3 : Simulations de la programmation dynamique et du comportement de l'EDR en réglage primaire et secondaire de fréquence

Simulations sur 1 mois du pilotage dynamique en enchainant les guichets 15' de programmation.

Pour chaque pas de programmation 15 minutes avec de l'aFRR, l'activation réelle sera simulée en utilisant 3 profils de niveaux définis ci-dessous, selon la répartition mensuelle indiquée :

- « Trapèze creusé », appliqué sur 50 % des pas 15' avec de l'aFRR

Début	Fin	Niveau (p.u)
T0	T0 + 1 min	0
T0 + 1 min	T0 + 1 min + FAT	Rampe de niveau 0 -> +1
T0 + 1 min + FAT	7 min	1
7 min	7 min 45s	Rampe de niveau +1 --> 1 - 45/FAT
7 min 45s	8 min 30s	Rampe de niveau 1 - 45/FAT --> +1
8 min 30s	14 min 20s – FAT	1
14 min 20s – FAT	14 min 20s	Rampe +1 --> 0
14 min 20s	15 min	0

- « Double triangle », appliqué sur 45 % des pas 15' avec de l'aFRR

Début	Fin	Niveau (p.u)
T0	T0 + 4 min	0
T0 + 4 min	T0 + 4 min + 0,8 FAT	Rampe de niveau 0 -> 0,8
T0 + 4 min + 0,8 FAT	T0 + 4 min + 1,3 FAT	Rampe de niveau 0,8 --> 0,3
T0 + 4 min + 1,3 FAT	T0 + 4 min + 1,5 FAT	Rampe de niveau 0,3 --> 0,5
T0 + 4 min + 1,5 FAT	T0 + 4 min + 2 FAT	Rampe de niveau 0,5 --> 0
T0 + 4 min + 2 FAT	15 min	0

- « Continu », appliqué sur 5 % des pas 15' avec de l'aFRR

Les profils sont définis en positif pour une activation à la hausse. Pour les activations à la baisse, ils sont à appliquer en négatif. La répartition entre les activations à la hausse et à la baisse est libre tant que les proportions mentionnées ci-dessus sont respectées.

2 scénarios conditionnant la programmation de SSYf seront simulés :

- Scénario 1 : simuler les conditions économiques typiques, représentatives des conditions d'exploitation en termes d'opportunité de programmation des SSYf

Exemple : simulation à partir des prix réalisés pour les SSYf (capacité et énergie) et le Spot (P0) sur le mois du passé simulé

- Scénario 2 : maximiser la programmation en SSYf sur chaque pas 15 minutes

Le cas échéant prise en compte des conditions extérieures sur des périodes similaires (ex T° sur un hiver)

#### [En cas de participation simultanée à la RP et RS]

Les deux scénarios seront réalisés en prenant en compte un stock d'énergie dédié à la réalisation de la RP, suivant des hypothèses partagées avec RTE.

#### [En cas de participation en programmation dynamique]

#### Test 4 : Simulation de la réalisation de la valeur maximale de RS sur 15 min

Simulation des conditions de tenue d'une activation maximale dans le sens à certifier (N = +1 si hausse, N = -1 si baisse) sur un pas 15 minutes. La durée de la simulation correspond à la durée d'atteinte des conditions permettant de délivrer  $RS_{max}$  et de son temps de tenue (15 minutes minimum).

L'atteinte des conditions de réalisation de la  $RS_{max}$  sera simulée à partir des conditions particulières ci-dessous, et de modification des paramètres en amont (P0, ...).

#### [En cas de participation simultanée à la RP et RS]

La simulation sera réalisée en prenant en compte un stock d'énergie dédié à la réalisation de la RP, suivant des hypothèses partagées avec RTE.

#### Conditions particulières

- L'entité de réserve doit être modélisée conformément aux informations fournies dans la fiche d'information (énergie utile, processus de gestion active de la charge, seuils de stock, rendement des différentes unités, marge prise en compte pour le guichet de programmation...).
- Les conditions initiales des simulations sont fixées aux valeurs moyennes de l'état de charge (SoC) et de puissance de consigne.
- La simulation doit être représentative du comportement de l'entité de réserve en exploitation et de sa programmation. Si le panel de possibilités est important, les hypothèses prises dans les simulations devront être partagées avec RTE.

- **[En cas de participation simultanée à la RP et RS]** Chaque simulation sera réalisée avec les répartitions de réserves suivantes :

	RP	RS
<b>Cas 1</b>	RPmax	Réserve max - RPmax
<b>Cas 2</b>	Réserve max - RSmax	RSmax

- Le pas de temps des simulations est de 10 secondes au maximum.
- Si l'Entité de Réserve est concernée par la présence d'un dispositif de type LFSM, le pilotage sera adapté en concertation avec RTE

#### Données d'entrée (RTE → Client)

- Chronique de Niveau au pas 10s sur 3 mois (test 1a) : fichier csv attaché à la trame (FAT 300s et 67s)
- Chronique de Niveau au pas 10s sur 2 jours (tests 1b à 1d) : fichier csv attaché à la trame (FAT 300s et 67s)
- Chronique de fréquence au pas 10 s (disponible : [https://www.services-rte.com/fr/telechargez-les-donnees-publiees-par-rte.html?category=public\\_transmission\\_system&type=network\\_frequencies](https://www.services-rte.com/fr/telechargez-les-donnees-publiees-par-rte.html?category=public_transmission_system&type=network_frequencies))
- Chronique de Niveau « continu » au pas 4s (test 3) : en annexe 6 et en fichier csv attaché à la trame
- Annexe 4 : Trame type pour restituer les données numériques (fichier en format csv transmis par RTE)

#### Résultats (Client → RTE)

Les hypothèses et le modèle adopté seront précisés et justifiés.

Pour chaque simulation, la valeur de  $RS_{max}$  sera transmise.

Pour chaque simulation, restitutions des signaux temporels suivants simulés (liste exhaustive à adapter suivant cas) :

- Puissance de consigne programmée (puissance à 50,00 Hz et  $N_{RSFP} = 0$ )
- Réserve secondaire programmée
- Instant de décision de modification de la puissance programmée future (PO et RS)
- Puissance de consigne réelle
- Puissance active
- Etat de charge SoC (%)

- TS PART.RSFP, et le cas échéant PART.FSM
- Autres facteurs externes rentrant dans la stratégie de gestion de la charge
- [En cas de participation simultanée à la RP et RS] Réserve primaire programmée ; Gain K (différencié si différent hausse et baisse) ; Fréquence ; Etat D'alerte
- Conditions extérieures prises en compte

Pour le test 1, les résultats doivent se présenter sous la forme suivante :

- Données numériques des enregistrements (suivant trame transmise par RTE en annexe 3).
- Graphes avec légende (grandeurs simulées et unités, seuils d'état de charge).
- Echelles des courbes adaptées aux amplitudes mesurées.

Pour le test 2

[Applicable aux Entités de Réserve sous contrainte locale]

Restitution des signaux temporels suivants :

- Puissance naturelle sans participation au réglage
- Puissance de consigne ( $P_{C_{theo}}$ ) hors réglage déduite de la puissance naturelle
- Ecart  $\varepsilon_{reg}$  entre puissance active simulée et puissance théorique attendue ( $P_{C_{theo}} + N.pr + K.\Delta f$ ) en valeur absolue et relative par rapport à la RS programmée

[Applicable aux agrégats Hétérogènes]

- Puissance de chaque entité pilotée

Pour le test 3 et 4

Restitution des indicateurs suivants :

- $SoC_{injection}$
- $SoC_{soutirage}$

Critères de conformité pour tous les tests (le cas échéant à adapter) :

- Le comportement de l'installation doit être conforme aux exigences décrites dans le paragraphe 4.A13.3 réglage secondaire de fréquence sur toute la période de programmation
- L'état de charge doit permettre de garantir le dégagement de la réserve sur toutes les périodes de programmation sur les jours de la simulation. Pour le test 3 et 4, les indicateurs  $SoC_{injection}$   $SoC_{soutirage}$  doivent être conformes au paragraphe 4.A13.5.1. En cas de non-respect de l'exigence, les cas seront justifiés
- Les résultats de la simulation doivent être conformes à la stratégie de gestion de la charge décrite dans la fiche d'information 1 en particulier sur la programmation de la puissance de consigne

- La puissance de consigne réelle doit être identique à la puissance de consigne programmée
- La programmation de la puissance de consigne et les instants de la décision de modification doit être conforme aux règles de programmation
- **[En cas de participation simultanée à la RP et RS]** : En Etat Normal l'état de charge doit permettre de dégager à la hausse ou à la baisse  $RP_{max}$  pendant  $t_3$  (15 minutes), en prenant en compte la puissance de consigne programmée sur les 15 min et l'activation de la réserve secondaire ; Les dates et heures ne permettant pas de dégager à la hausse ou à la baisse  $RP_{max}$  pendant  $t_3$  (15 minutes) doivent correspondre aux situations Etat d'Alerte.
- Le renouvellement du stock est conforme aux exigences du paragraphe **Erreur ! Source du renvoi introuvable. Erreur ! Source du renvoi introuvable.**
- TS PART.RSFP, le cas échéant PART.FSM, conformes à l'état de l'EDR et de sa programmation

**[Applicable aux Entités de Réserve sous contrainte locale]**

- La réserve maximum doit être atteinte sur la simulation 1
- L'écart  $\varepsilon_{reg}$  doit être inférieur à 5 % en valeur relative

## ANNEXE 2 : ESSAIS A REALISER PAR LE CLIENT (ETAPE 2)

<b>FICHE ESSAI N°1 : TEST DES SYSTEMES DEDIES AUX ECHANGES D'INFORMATION</b>	
<i>Essais réels</i>	
<i>Dossier intermédiaire</i>	
<b>Objectifs</b>	L'essai vise à vérifier le bon fonctionnement de l'ensemble des équipements associés aux systèmes dédiés aux échanges d'information.
<b>Description</b>	<p>Chaque équipement sera testé en liaison avec RTE et dans le respect des protocoles d'échanges.</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Test de l'ensemble des équipements dédiés aux échanges d'information entre l'entité de réserve et le centre de conduite RTE en réalisant la première injection.</li> </ol>
<b>Conditions particulières</b>	Tous les tests doivent être programmés et réalisés en liaison avec RTE.
<b>Données d'entrée (RTE → Client)</b>	
<b>Résultats (Client → RTE)</b>	Procès-verbal des tests des équipements.
<b>Critères de conformité</b>	Chaque équipement doit fonctionner correctement dans le respect des protocoles d'échanges.

## FICHE ESSAI N°2 : REGLAGE SECONDAIRE DE FREQUENCE.

*Essais réels*

*Dossier final*

### Objectifs

La réponse en puissance de l'entité de réserve à une modification du niveau N, doit être conforme aux engagements du responsable de réserve, en termes de quantité, de stabilité et de rapidité.

### Description

L'entité de réserve étant connectée au réseau, les essais suivants seront réalisés :

- **Essai 1** : L'entité de réserve est à la puissance  $P_{\text{essai1}} - p_{\text{essai}}$  la plus défavorable vis-à-vis des critères de conformité (ex puissance de consigne à  $P_{c0}$  maximum et état de charge le plus défavorable dans cette configuration) : Injection artificielle d'une rampe de - 1 à +1 du niveau N (voir figure 1) en  $2 \cdot \text{FAT}$  secondes et maintien à +1 pendant 15 minutes.
- **Essai 2** : L'Entité de Réserve est à la puissance maximale  $P_{\text{essai2}} + p_{\text{essai}}$  la plus défavorable vis-à-vis des critères de conformité (ex puissance de consigne à  $P_{c0}$  minimum et état de charge le plus défavorable dans cette configuration): Injection artificielle d'une rampe de +1 à -1 du niveau N (voir figure 1) en  $2 \cdot \text{FAT}$  secondes et maintien à -1 pendant 15 minutes.

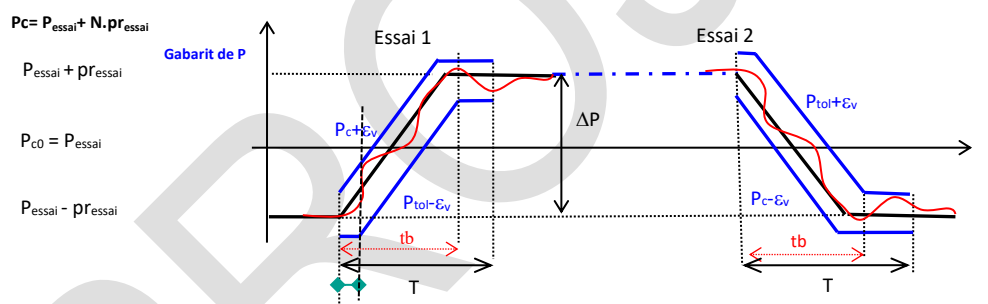


Figure 1

$t_b$  : temps de réponse au bout duquel la bande de réserve secondaire est libérée

$E_v$  : incertitude sur la mesure de puissance active

$t_i$  : temps au bout duquel la variation de puissance est supérieure à l'incertitude de mesure de celle-ci

$P_{tol} : P_c / (1 + T_{max} \cdot p)$  (fonction de transfert du premier ordre avec un filtrage de la consigne par une constante de temps  $T_{max}$  et  $p$  représentant la variable de Laplace)

$T$  : durée de la rampe augmentée de 100s

Si l'entité souhaite programmer en exploitation de façon dissymétrique le réglage secondaire, les essais supplémentaires 3 et 4 seront aussi réalisés. Suivant la programmation choisie en exploitation (dissymétrique hausse ou baisse) la variation de niveau sera choisie en cohérence (entre +1 et 0 ou entre -1 et 0). En complément, si une programmation dissymétrique est prévue avec à la fois la présence d'une réserve à la hausse et à la baisse, les essais seront réalisés avec une variation de niveau entre -1 et +1 en prenant en compte le cas le plus contraignant de programmation de réserve prévu en exploitation par le responsable de réserve.

- **Essai 3 :** Entité à sa puissance maximale  $P_{\text{essai3}}$  -  $pr_{\text{essai}}$  la plus défavorable vis-à-vis des critères de conformité (ex puissance de consigne à  $P_{c0}$  maximum et état de charge le plus défavorable dans cette configuration) : Injection artificielle d'une rampe de 0 à +1 (ou -1 à 0) du niveau N en FAT secondes et maintien à +1 (ou 0) pendant 15 minutes.
- **Essai 4 :** Entité à sa puissance maximale  $P_{\text{essai4}}$  -  $pr_{\text{essai}}$  la plus défavorable vis-à-vis des critères de conformité (ex puissance de consigne à  $P_{c0}$  minimum et état de charge le plus défavorable dans cette configuration): Injection artificielle d'une rampe de +1 à 0 (ou 0 à -1) du niveau N en FAT secondes et maintien à 0 (ou -1) pendant 15 minutes.

#### Conditions particulières

- Les tests doivent être programmés et réalisés en liaison avec RTE.
- L'entité de réserve ne participe pas aux réglages primaire et secondaire de fréquence au moment des essais (régulation primaire en service mais transparente pour les petits mouvements ou hors service).
- [Applicable aux Entités de Réserve sous contrainte locale ou aux agrégats hétérogènes] Les essais 1-2 (respectivement 3-4), devront être obligatoirement enchainés

#### Données d'entrée (RTE → Producteur)

Rappel : demi-bande de réserve secondaire  $pr_{\text{essai}}$  en MW sera transmis par le responsable de réserve lors de la réalisation de l'essai.

- Dans le cas d'une réserve secondaire dépendant des conditions extérieures,  $pr_{\text{essai}}$  sera le maximum possible au moment des essais et devra être supérieur à 70 % de  $pr_{\text{max}}$ ,  $pr_{\text{max}}$  étant la demi-bande de réserve secondaire maximum programmable dans les meilleures conditions extérieures possibles.

La constante de temps  $T_{\text{max}}$  est égale à 20s.

La valeur de  $\epsilon_v$  est prise égale à  $\epsilon_v = \max(1\text{MW}, 5\%pr_{\text{essai}})$ .

Le temps T est égal à la durée de la rampe augmentée de 100s.

#### Résultats (Producteur → RTE)

- $pr$  (MW)
- FAT
- $P_{\text{essai}}$
- Si des interactions existent entre les différents sites de l'installation celles-ci-seront décrites.



#### Applicable aux Entités de Réserve sous contrainte locale

- Estimation Puissance naturelle sans participation au réglage

Pour chacun des essais, enregistrements des signaux temporels de la figure 1 :

- Signal de niveau injecté artificiellement dans le régulateur de vitesse
- Puissance active au point de connexion fournie par l'entité

#### Le cas échéant

- Etat de charge SOC (%)
- Aperçu synthétique des ordres envoyés pour le diffus, ou à chaque site dans le cas d'un agrégat.

#### Applicable aux Entités de Réserve sous contrainte locale

- Si absence de simulation n°1 : analyse par rapport au comportement théorique prévu des systèmes pris en compte pour la maîtrise de l'effet rebond/compensation.
- Si validation par la réalisation des simulations n°1 ; Puissance naturelle sans réglage, Puissance de consigne ( $P_{C_{theo}}$ ) hors réglage déduite de la puissance naturelle ; Puissance active théorique ( $P_{theo}$ ) attendue déduite de  $P_{C_{theo}}$  et du réglage théorique attendu ; Ecart  $\varepsilon_{reg}$  entre puissance active mesurée et puissance théorique attendue ( $P_{theo}$ )

Indication sur les enregistrements, des valeurs suivantes :

- $T_b$
- $t_i$
- $\Delta P$
- $T$
- $P_{C \pm \varepsilon_v}, P_{tol \pm \varepsilon_v}$

Et les éléments suivants :

- Justification des paramètres choisis lors des essais en lien avec les conditions extérieures :  $P_{max \text{ unité}}$  ;  $P_{essai}$  ;  $p_{r_{essai}}$ .
- Conditions pour atteindre le  $p_{r_{maximum}}$  en fonction des conditions extérieures et justification (le cas échéant en dissymétrie).
- Table ou abaque théorique des différents paramètres en exploitation en fonction des conditions extérieures :  $P_{max \text{ unité}}$  ; (le cas échéant en dissymétrie).
- Le cas échéant choix des essais les plus contraignants.

Ces enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédant et suivant l'événement (au minimum 10 secondes avant et 60 secondes après). Il est nécessaire d'avoir un zoom sur les transitoires avec un échantillonnage minimum de 10 Hz.

Ces enregistrements doivent se présenter sous la forme suivante :

- Format pdf et numérique des enregistrements (fichier Excel par exemple).
- Graphes avec légende (grandeur mesurée et Entités).
- Echelles des courbes adaptées aux amplitudes mesurées.

### Critères de conformité

Le niveau N doit être injecté au plus proche de l'endroit de réception du niveau N de RTE. Le cas échéant, les délais de transmissions du niveau N au sein du SI de l'acteur doivent être pris en compte dans l'analyse de la dynamique.

Pour chacun des essais, les enregistrements doivent prouver visuellement le respect des points suivants :

- Forme d'onde non oscillante analogue à la figure 1.
- Variation  $\Delta P = 2 \cdot pr_{essai}$  pour les essais 1 et 2 et le cas échéant, variation  $\Delta P = pr_{essai}$  pour les essais 3 et 4.
- Temps  $t_i$  inférieur à 2 s ;

En cas de difficulté à mesurer  $t_i$  fournir un enregistrement chrono daté montrant le mouvement des actionneurs en réponse au stimulus de fréquence.

Un délai d'activation supérieur à 2s devra être justifié par des éléments techniques

- Réserve libérée maintenue pendant la durée de l'essai.

Pour l'essai 1, le cas échéant sur l'essai 3 (rampes positives) :

- La puissance mesurée doit se situer pendant 95% du temps T à l'intérieur du gabarit formé par les courbes  $P_c + \varepsilon_V$  et  $P_{tol} - \varepsilon_V$  avec  $P_c = P_{c0} + N \cdot Pr_{essai}$  et  $P_{tol} = P_c / (1 + T_{max} \cdot p)$

Pour l'essai 2, et le cas échéant sur l'essai 4 (rampes négatives) :

- La puissance mesurée doit se situer pendant 95% du temps T à l'intérieur du gabarit formé par les courbes  $P_c - \varepsilon_V$  et  $P_{tol} + \varepsilon_V$  avec  $P_c = P_{c0} + N \cdot Pr_{essai}$  et  $P_{tol} = P_c / (1 + T_{max} \cdot p)$

### Applicable aux Entités de Réserve sous contrainte locale

- Si absence de simulation n°1 : validation du comportement théorique prévu des systèmes pris en compte pour la maîtrise de l'effet rebond/compensation.
- Si validation par la réalisation des simulations n°1 : Ecart  $\varepsilon_{reg} < 5 \%$ . Si écart supérieur, celui-ci devra être justifié.

FICHE ESSAI N°3 : REGLAGE DE FREQUENCE
<p style="text-align: center;"><i>Essais réels</i></p> <p style="text-align: center;"><i>Dossier final</i></p>
<p><b>Objectifs</b></p> <p>Observation du réglage de fréquence lorsque l'entité de réserve est en réglage secondaire de fréquence.</p> <p>Selon les conditions de participation au réglage de fréquence souhaitées en exploitation (réserve secondaire dissymétrique par exemple), les essais réalisés peuvent être adaptés afin de permettre de valider le fonctionnement de l'entité de réserve.</p>
<p><b>Description</b></p> <p>L'entité de réserve fonctionne pendant au moins huit heures.</p> <p>Le fonctionnement global de l'entité de réserve au réglage de fréquence est contrôlé.</p> <p>Par ailleurs, pendant cette durée les essais suivants seront réalisés :</p> <p><b>Essai 1 :</b> Passage de l'EDR de hors RSFP à en RSFP (et réciproquement) en laissant plusieurs minutes s'écouler entre chaque changement d'état.</p> <p><b>Essai 2 :</b> Perte (ou invalidité) du signal N et retour du signal N simulées au niveau de l'entité de réserve.</p> <p><b>Essai 3 :</b> Test de fiabilité pendant une durée de 8 heures de fourniture de RS effective.</p>
<p><b>Conditions particulières</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▫ L'essai doit être programmé et réalisé en liaison avec RTE.</li> <li>▫ Le cas échéant, si l'EDR participe simultanément à la réserve primaire et secondaire, la répartition entre les réserves doit être représentative des futures programmations et discutée avec RTE.</li> <li>▫ L'Entité de Réserve participe au réglage secondaire de fréquence.</li> <li>▫ Le programme de fonctionnement doit être représentatif du fonctionnement en exploitation définitive de l'Entité de Réserve (ex l'essai doit être réalisé avec la puissance de consigne initiale et l'état de charge initial à leur valeur moyenne).</li> <li>▫ Dans le cas où la gestion du stock est gérée en partie par la modification de la RS, l'essai devra maximiser la durée de participation de l'Entité de Réserve et le volume de réserve sur les 8h.</li> <li>▫ La durée des essais doit être de 8h de fourniture de RS effective, et peut donc se dérouler sur plusieurs créneaux horaires en cas de contraintes exprimées et justifiées (par exemple 2 créneaux de 4 h), en lien avec la programmation prévisionnelle.</li> <li>▫ Les conditions de participation au réglage secondaire doivent être conformes à celles choisies dans la fiche essai n°2.</li> <li>▫ Si la réserve secondaire pouvant être réalisée pendant les essais dépend de conditions extérieures (températures, débit, côtes...) celle-ci sera programmée à sa valeur maximale possible (&gt; 70 % Rsmax) dans le cas contraire elle sera égale à Rsmax.</li> </ul>
<p><b>Données d'entrée (RTE → Client)</b></p>

- Justification des paramètres choisis lors des essais : condition pour les conditions initiales, RS maximale en lien avec les conditions extérieures,

#### Résultats (Client → RTE)

- RS (MW) différenciée si différence hausse et baisse
- Puissance active fournie par l'entité de réserve au point de connexion
- Puissance de consigne (puissance hors réglage ou puissance à 50,00 Hz)
- Etat de charge SOC (%) de l'entité de réserve
- TS PART.RSFP, et le cas échéant PART.FSM
- Les cas échéants :
  - Puissance des différents sites participant à l'EDR
  - Dans le cas de l'utilisation d'une sous télémesure, autre mesure (télémesure / comptage) permettant de démontrer l'absence de contre réglage
  - Analyse du comportement des différents sites et informations échangées (ordres, consigne ...)
  - Si l'entité de réserve comporte une unité de Stockage, les enregistrements de puissance active, puissance de consigne et SOC seront aussi restitués au niveau de l'unité de stockage

#### Applicable aux Entités de Réserve sous contrainte locale

- Puissance naturelle sans réglage, Puissance de consigne ( $P_{c_{theo}}$ ) hors réglage déduite de la puissance naturelle ; Puissance active théorique ( $P_{theo}$ ) attendu déduite de  $P_{c_{theo}}$  et du réglage théorique attendu ; Ecart  $\varepsilon_{reg}$  entre puissance active mesurée et puissance théorique attendue ( $P_{theo}$ )

#### Applicable aux Entité de Réserve en programmation dynamique

- Indicateurs  $SoC_{injection}$  et  $SoC_{soutirage}$

Grâce aux téléinformations disponibles au centre de conduite régional de RTE, examen par RTE de la réponse de l'entité de réserve lors de l'évolution du niveau.

#### Critères de conformité

Les enregistrements au centre de conduite régional de RTE doivent être conformes à l'attendu.

- Le comportement de l'entité de réserve doit être conforme aux exigences décrites dans le §4.A13.3.
- Les résultats de l'essai doivent être conformes à la stratégie de gestion de la charge décrite par le client (évolution  $P_c$ , respect des seuils de SOC...)
- TS/TM conformes à l'état l'entité de réserve et le cas échéant sur l'unité de stockage
- RS maximale fonction des conditions extérieures supérieure à 70 %  $RP_{max}$

#### Applicable aux Entités de Réserve sous contrainte locale

- Si absence de simulation n°1 : validation du comportement théorique prévu des systèmes pris en compte pour la maîtrise de l'effet rebond/compensation.
- Si validation par la réalisation des simulations n°1 : Ecart  $\varepsilon_{reg} < 5 \%$ . Si écart supérieur, celui-ci devra être justifié.

Applicable aux Entités de Réserve en programmation dynamique

- Les indicateurs  $SoC_{injection}$   $SoC_{soutirage}$  doivent être conformes au paragraphe 4.A13.5.1.

PROJET

### ANNEXE 3 : ATTESTATION A COMPLETER PAR LE CLIENT

Le Client garantit que l'ensemble des essais ont été réalisés dans les conditions qui seront effectivement mises en œuvre en exploitation, à l'exception des écarts suivants :

Nature de l'écart	Justification

En cas de modification par rapport aux conditions lors de la certification (modification de processus, des paramètres de pilotage ..) une déclaration sera faite à RTE et le besoin d'une recertification (totale ou partielle) de l'EDR sera étudié entre RTE et le Client.

Le Participant :

A.....,

Le \_\_\_\_/\_\_\_\_/\_\_\_\_

Nom et fonction du représentant :

Signature :

## ANNEXE 4 : TRAME TYPE POUR RESTITUER LES DONNEES NUMERIQUES

Fichier au format « .csv » :

- séparateur de colonne : « ; »
- Séparateur décimal : « . »

Colonne A	Colonne B	Colonne C	Colonne D	Colonne E	Colonne F	Colonne G	Colonne H	Colonne I	Colonne J	Colonne K	Colonne L	Colonne M	Colonne N
Date au format jj/mm/aaaa HH:MM:SS (période d'échantillonnage de 10 secondes au plus, à préciser lors de l'envoi si elle est inférieure)	Fréquence en Hz, au mHz près au moins (optionnel si l'EDR ne participe pas au RFPF)	NiveauRSFP entre -1 et 1 (optionnel si l'EdR ne participe pas au RSFP)	Puissance en MW	Puissance sans réglage en MW (optionnel)	Puissance totale installation en MW (optionnel)	Etat d'Alerte (à 1 lorsque un état d'alerte est déclaré, sinon à 0)	Rp hausse (en MW)	Rp baisse (en MW)	K hausse (MW/Hz) lorsque f> fn	K baisse (MW/Hz) lorsque f < fn	SoC en %	RS hausse (en MW)	RS baisse (en MW)
01/07/2015 00:00	50.0245		25.32	25.121	24.32	0	1	1	25	5	50.05		
01/07/2015 00:00	50.023		25.17	25	24.17	0	1	1	25	5	50.06		
01/07/2015 00:00	50.022		24.8224	25	23.8224	0	1	1	25	5	50.07		
01/07/2015 00:00	50.022		24.755	25	23.755	0	1	1	25	5	50.08		
01/07/2015 00:00	50.023		24.91	25	23.91	0	1	1	25	5	50.09		
01/07/2015 00:00	50.025		25.6231599	25	24.62315987	0	1	1	25	5	50.1		
01/07/2015 00:01	50.031		25.80015	25.0145	24.80015	0	1	1	25	5	50.11		

### **Légende des colonnes :**

Colonne A : Date au format jj/mm/aaaa HH:MM:SS (période d'échantillonnage de 10 secondes au plus, à préciser lors de l'envoi si elle est inférieure)

Colonne B : Fréquence en Hz, au mHz près au moins

Colonne C : le cas échéant, Niveau RSFP (entre -1 et 1), valeur optionnelle, à compléter si l'EDR participe au réglage secondaire de fréquence

Colonne D : Puissance active en MW; Puissance réelle fournie par l'EDR en mode quasi stationnaire,  $P = P_c + K_{\Delta F}$  (valeur positive si injection),

Colonne E : Puissance sans réglage en MW (optionnelle) ; Puissance de consigne de l'EDR à  $f_n = 50,00\text{Hz}$  (valeur positive si injection)

Colonne F : le cas échéant,  $P_t$ , Puissance totale installation en MW (valeur positive si injection), valeur optionnelle ; Dans le cas d'une unité de stockage c'est la somme au point de raccordement de la puissance de l'unité de stockage et des autres process de l'installation (auxiliaires, consommation du site consommateur si raccordement sur un site consommateur)

Colonne G : Etat d'Alerte (à 1 lorsqu'un état d'alerte est déclaré, sinon à 0) ;

Colonne H : Volume de réserve primaire RP à la hausse programmé en MW lorsque  $f > f_n$  ;

Colonne I : Volume de réserve primaire RP à la baisse programmé en MW lorsque  $f < f_n$  ;

Colonne J : Gain K à la hausse en MW/Hz lorsque  $f > f_n$  ;

Colonne K : Gain K à la baisse en MW/Hz lorsque  $f < f_n$  ;

Les colonnes suivantes sont spécifiques aux EdR LER (les données fixes SoC max en %, SoC reserve sup en %, SoC sup en %, SoC inf en %, SoC reserve inf en %, SoC min en %, ..., E en MWh, sont à fournir en accompagnement du fichier)

Colonne L : SoC en %, état de charge à un instant ;

Colonne M : Volume de réserve secondaire RS à la hausse programmé en MW lorsque  $N > 0$ ;

Colonne N : Volume de réserve secondaire RS à la baisse programmé en MW lorsque  $N < 0$  ;



[illegible]