Documentation Technique de Référence

Article 8.3.4 – Cahier des charges des capacités constructives
Conditions Générales
(Unité de stockage non synchrone)

Version 1.~~6~~ 7 applicable à compter du ~~15/02/2024~~xx/xx/xxxx 71~~60~~ pages
Version pour concertation

Cahier des charges des Capacités Constructives
Conditions générales
Unité de stockage non synchrone

Ce document définit les capacités constructives demandées par RTE pour une unité de stockage non synchrone, d'une puissance active maximale [Pmax_injection_unité],

Ce document est accompagné par des conditions particulières permettant de préciser les paramètres spécifiques au projet et en particulier les éléments liés au contrôle de conformité.

Les données notées [..] sont définies dans les conditions particulières du projet.

Version pour unité de stockage non synchrone

Indice	Date	
1.1	15/11/2019	Version projet utilisée pour les projets raccordement
1.2	29/01/2021	Version projet pré-consultation
1.3	02/08/2021	Pemière version officielle post-consultation
1.4	18/07/2022	Mode LFSM-U : ajout d'une précision au §3.2.4.2 en lien avec le code E&R
1.5	28/12/2022	Prise en compte des critères de tension harmonique et RoCoF
1.6	15/02/2024	Propriétés additionelles de la FCR et modèle phaseur
1.7	Xx/xx/xxxx	Mise à jour de l'exigence sur l'injection rapide de courant réactif en cas d'aléa réseau, sur la stabilité et sur les données permettant de simuler le comportement de l'installation

SOMMAIRE

SOMMAIRE 3
1. Objet du document 5
2. Définitions 5
3. Capacités constructives 9
3.1 Capacités constructives en réactif et réglage de la tension 9
3.1.1 Tension de dimensionnement U_{dim} 9
3.1.2 Transformateur principal 9
3.1.3 Capacités en puissance réactive 9
3.1.4 Compensation du réactif au point de raccordement 10
3.1.5 Réglage primaire de tension 11
3.1.6 Réglage secondaire de tension : asservissement du régulateur primaire de tension au RST 12
3.2 Modulation de la puissance active 15
3.2.1 Comportement de l'unité de stockage pour la résolution des contraintes 15
3.2.2 Equipements permettant la modulation de puissance active 15
3.2.3 Pente de modification de la puissance active 16
3.2.4 Réglage fréquence/puissance 16
3.2.5 Gestion des priorités 29
3.3 Comportement de l'unité lors des régimes exceptionnels 30
3.3.1 Conditions de découplage de l'unité lors des régimes exceptionnels 30
3.3.2 Régimes exceptionnels en tension 30
3.3.3 Régimes exceptionnels en fréquence 32
3.3.4 Ecarts combinés Fréquence/Tension 33
3.3.5 Comportement de l'unité de stockage en réseau séparé 33
3.3.6 Couplage rapide après découplage fortuit sur aléa réseau 33
3.3.7 Injection rapide de courant réactif en cas d'aléa réseau 34
3.4 Participation à la reconstitution du réseau 3736
3.4.1 Non perturbation de la reprise de service 3736
3.4.2 Reconstitution du réseau 3837
3.4.3 Fil de renvoi de tension 3837
3.5 Stabilité 3837
3.5.1 Stabilité en petits mouvements 3938
3.5.1.1 Evaluation de la robustesse 3938
3.5.1.2 Echelon de consigne du réglage primaire de tension 39
3.5.1.3 Echelon de la consigne RST Uref 4039
3.6 Non déclenchement sur creux de tension 4039
3.7 Non déclenchement sur surtension 4241
La mise en oeuvre du gabarit de surtension n'est pas obligatoire. RTE recommande les paramètres mentionnés ci-dessous et ceci pour les unités de type B, C et D : 4241
3.8 Capacité à supporter des vitesses de variation de la fréquence 42
3.9 Perturbations 4342
3.9.1 Unité de stockage raccordée en HTB 1 ou HTB 2 4342
3.9.2 Unité de stockage raccordée en HTB 3 43
3.9.3 Scc au point de raccordement inférieure aux valeurs normées 4443
3.9.4 Tensions harmoniques 4443
3.10 Données permettant de simuler le comportement de l'installation 5150
3.10.1 Modèle de type phaseur « ouvert » 5150
3.10.2 Modèle détaillé pour l'étude des transitoires électromagnétiques 5655
3.11 Echanges d'informations 5857
3.12 Système de protection 6257
4. Fiches de Contrôle avant l'acces définitif au reseau 6358
5. Références 6459
6. Liste des annexes 6560
ANNEXE 1 : Principes de calcul des marges de stabilité 6661

1. Définitions 6661
1.1 Boucle de régulation 6661
1.2 Marges de stabilité 6661
2. Principe des mesures des marges de modules 6762
ANNEXE 2 : Définitions des caractéristiques de la réponse à un échelon 6762
ANNEXE 3 : Définitions relatives à la gestion du stock 6964

1. OBJET DU DOCUMENT

Ce document définit les capacités constructives demandées par RTE pour une unité de stockage non synchrone, d'une puissance active maximale [$P_{max_injection_unité}$].

Afin d'établir les exigences mentionnées dans ce document, RTE a appliqué les recommandations du groupe d'experts sur le stockage (Storage Expert Groupe) piloté par « The Grid Connection European Stakeholder Committee (GC ESC) » (cf [5]) dont l'une des principales recommandations est d'étendre les exigences du code RfG au stockage. Ces exigences seront révisées ultérieurement lorsque le raccordement des installations de stockage fera l'objet :
- d'un code de réseau européen ;
- et d'une réglementation nationale prescrivant les exigences en matière de conception et de fonctionnement du raccordement d'une installation de stockage au réseau public de transport.

Dans le cas d'une mise en service progressive de l'unité de stockage :
Le stockeur et RTE ont convenu d'une mise en service progressive de l'unité de stockage. Les exigences décrites dans le présent document sont celles attendues pour la totalité de l'unité de stockage. La conformité à ces exigences ne sera donc requise que pour la mise en service de la totalité de la [$P_{max_injection_unité}$].
Néanmoins, à chaque étape de mise en service d'une partie de l'unité de stockage, préalablement agréée entre le stockeur et RTE, le stockeur devra démontrer la conformité aux exigences du présent cahier des charges en suivant les modalités décrites au paragraphe 4. La conformité sera établie selon des critères réévalués en fonction de la puissance effectivement installée au moment des simulations ou essais.

2. DEFINITIONS

Les définitions utilisées dans ce document sont rappelées ci-après :

Unité de stockage : Ensemble d'équipements de stockage stationnaire de l'électricité permettant de stocker l'énergie électrique sous une autre forme, puis de la restituer en énergie électrique tout en étant couplé aux réseaux publics d'électricité. Les technologies de ces équipements regroupent notamment les stations de transfert d'énergie par pompage, le stockage par air comprimé, le stockage par conversion de l'électricité en hydrogène, les batteries électrochimiques et les volants d'inertie.

Unité de stockage synchrone[1] : unité permettant la conversion de l'énergie électrique en une forme d'énergie qui peut être stockée, la conservation de cette énergie et la reconversion ultérieure de celle-ci en énergie électrique. Le transfert d'énergie électrique (i.e. charge ou décharge) depuis/vers le réseau électrique s'effectue au moyen d'une (ou plusieurs) machine(s) synchrone(s) connectée(s) en un point de raccordement. Ce type d'unités de stockage n'est pas concerné par ce cahier des charges.

Unité de stockage non synchrone[2] : unité permettant la conversion de l'énergie électrique en une forme d'énergie qui peut être stockée, la conservation de cette énergie et la reconversion ultérieure de celle-ci en énergie électrique. Le transfert d'énergie électrique (i.e. charge ou décharge) depuis/vers le réseau électrique s'effectue soit au moyen d'une (ou plusieurs) machine(s) asynchrone(s), soit par une interface d'électronique de puissance connectée(s) en un point de raccordement.

Installation de stockage d'électricité : Installation constituée d'une ou plusieurs unités de stockage et englobe tous les matériels et équipements exploités par le Stockeur qui n'entrent pas dans la concession du Réseau Public de Transport.

Stockeur : Le **Stockeur** est la personne morale, propriétaire ou exploitant d'une Installation de stockage d'électricité.

[1] La définition est issue des travaux de l'Expert Group « Storage » du Grid Connection Stakeholder Committee (Synchronous Electricity Storage Module).
[2] La définition est issue des travaux de l'Expert Group « Storage » du Grid Connection Stakeholder Committee (Non Synchronous Electricity Storage Module).

Autres définitions :

Pmax injection unité ($P_{max\ injection\ unité}$) **:** est la puissance active maximale que peut injecter, sans limitation de durée, l'unité de stockage d'électricité, diminuée de toute consommation liée uniquement à la facilitation du fonctionnement de cette unité de stockage et qui n'est pas injectée sur le réseau, telle que stipulée dans la convention de raccordement ou que convenue entre le gestionnaire de réseau compétent et le propriétaire d'une installation de stockage.

Pmax injection de l'unité de stockage est délivrée sans limitation de durée sous réserve de disponibilité de l'énergie primaire.

Pmax soutirage unité ($P_{max\ soutirage\ unité}$**) :** La puissance active maximale que **peut soutirer**, sans limitation de durée, l'unité de stockage d'électricité (jusqu'à laquelle l'unité de stockage d'électricité peut fournir du réglage de puissance active).

Pmax soutirage de l'unité de stockage est délivrée sans limitation de durée sous réserve de disponibilité de l'énergie primaire. Le point d'appreciation de cette valeur est le même que celui utilisé pour la $P_{max\ injection\ unité}$.

Point de raccordement : Le point de raccordement est défini dans l'article 1 de l'arrêté du 09 juin 2020 [1]. Sauf cas particulier, les exigences sont demandées au point de raccordement.

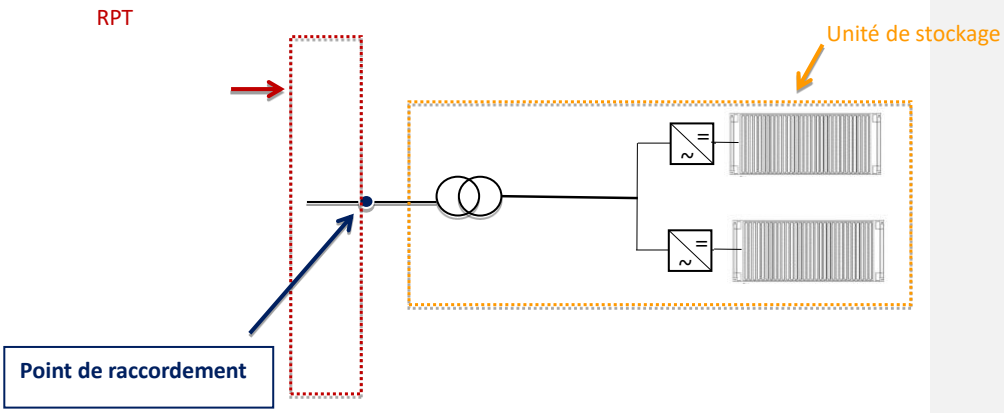


Figure 1 : Exemple de schéma de raccordement au RPT d'unités de stockage

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.

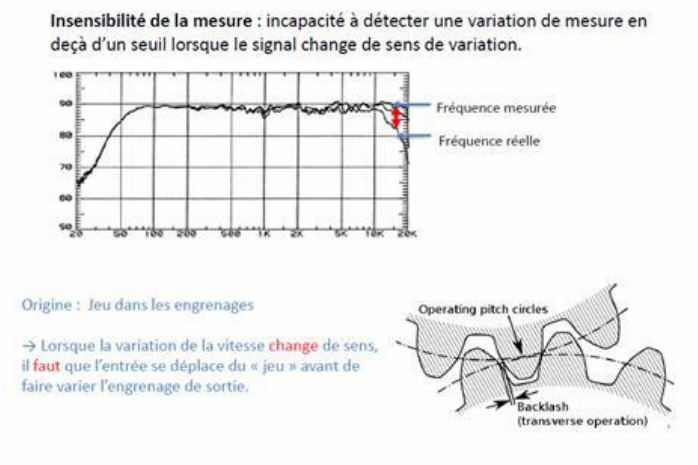
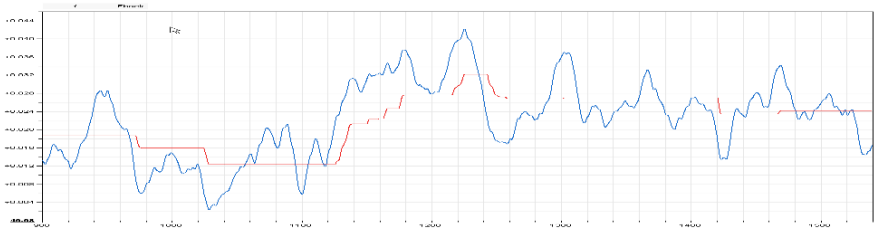


Figure 2 : Insensibilité

Sur la fréquence cela se traduit par un filtrage des petites variations.



Cet effet de filtrage peut s'apparenter à une bande morte dynamique qui se déplace avec la valeur de la fréquence, elle est donc beaucoup plus efficace. De plus on ne retrouve pas l'effet de seuil observé autour de 50 Hz comme avec la bande morte classique.

Bande morte :
Intervalle utilisé volontairement pour « neutraliser » le réglage de la fréquence

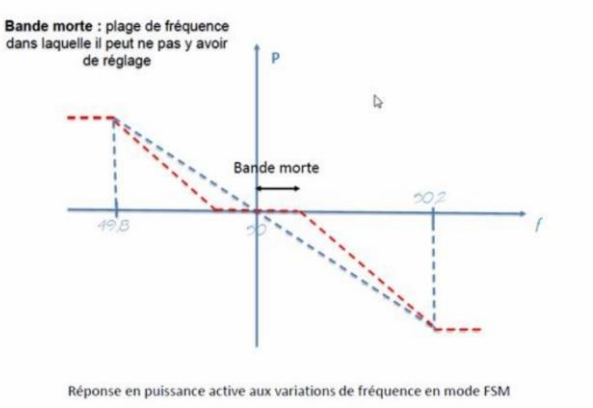


Figure 3 : Bande morte

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**.**

Type d'unité de stockage A, B, C, D :

La Pmax injection de l'unité de stockage et la tension de raccordement seront utilisées pour identifier la catégorie de l'unité de stockage (type A, B, C ou D).

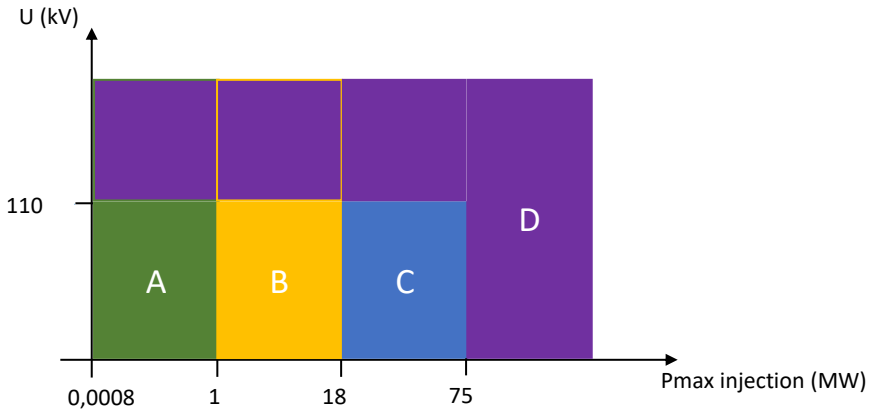


Figure 4 : Classification des types d'unités de stockage

Ce document concerne les unités de stockage non synchrone.

Les définitions relatives à la gestion du stock figurent en annexe 3.

Les définitions relatives à l'état du réseau figurent en annexe 3.

3. CAPACITES CONSTRUCTIVES

3.1 Capacités constructives en réactif et réglage de la tension

3.1.1 Tension de dimensionnement U_{dim}

Condition d'application : tous

La tension de dimensionnement [U_{dim}] à prendre en compte pour la définition des dispositions constructives de fourniture et d'absorption de puissance réactive de l'installation (et en particulier le choix de la prise nominale du transformateur principal) est définie dans les conditions particulières.

Références :

- Documentation Technique de Référence [2], art. 4.2.1 « Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive ».

3.1.2 Transformateur principal

Condition d'application : tous

Le type de régleur du transformateur principal est au choix du stockeur.

- Si le Transformateur principal est équipé d'un régleur avec changement de prise hors tension :

Le transformateur principal doit comporter [N] prises, permettant de modifier le rapport de transformation entre primaire (côté réseau) et secondaire (côté unité de stockage) et donc d'ajuster la tension à laquelle l'installation injecte l'énergie sur le réseau.

Le nombre et la valeur de chaque prise sont définis dans les conditions particulières.

La prise 0% correspond à la prise nominale.

- Si le transformateur principal est équipé d'un régleur avec changement de prise en charge :

Le transformateur principal est équipé d'un dispositif de changement de prise en charge, permettant de modifier le rapport de transformation entre primaire (côté réseau) et secondaire (côté unité de stockage) avec, à minima, le respect du nombre de prises [N] et de la valeur de chaque prise qui sont définis dans les conditions particulières.

Référence :

- Documentation Technique de Référence [2], art. 4.2.1 « Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive ».

3.1.3 Capacités en puissance réactive

Condition d'application : types B, C, D

L'unité de stockage doit disposer d'une capacité de réglage de la puissance réactive qu'elle peut fournir ou absorber. Les capacités de fourniture et d'absorption de puissance réactive appliquées à l'unité de stockage sont les suivantes :

1. Quelle que soit P fournie ou soutirée et pour U =[U_{dim}] ; Q en Mvar doit pouvoir prendre toute valeur comprise dans l'intervalle [-0,35 [$P_{max_injection_unité}$] ; 0,32 [$P_{max_injection_unité}$]] (voir figure Figure 5~~Figure 5~~).
2. Quelle que soit P fournie ou soutirée et pour U = [0,9 U_{dim}] ; Q en MVAr doit pouvoir être au moins égale à 0,30 [$P_{max_injection_unité}$].
3. Quelle que soit P fournie ou soutirée et pour toute valeur de U comprise entre [Umin] et [Umax]; l'unité de stockage doit pouvoir moduler sa fourniture et son absorption de puissance réactive dans les limites du domaine de fonctionnement de l'installation.

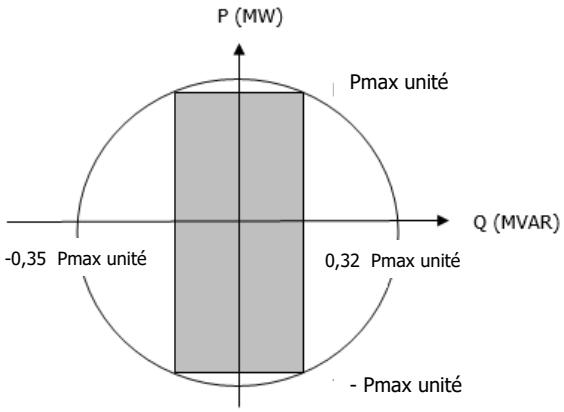


Figure 5 : Diagramme P-Q minimum d'une unité de stockage B, C, D

(Q est donné au point de raccordement et P est donné au point d'appréciation de la Pmax injection unité)

- Si le transformateur principal est équipé d'un régleur avec changement de prise hors tension :

Les points précédents doivent être atteints lorsque le transformateur principal est sur sa prise nominale.

- Si le transformateur principal est équipé d'un régleur avec changement de prise en charge :

Les points précédents peuvent être atteints pour différentes prises du transformateur.

Le stockeur fournit à RTE les diagrammes [U, Q] de l'unité selon les spécifications de la fiche I1 :

- *Umin = max(0,9Udim ; [55kV, 78kV, 130 kV, 200kV ou 380kV])*

Dans la formule précédente, seule une valeur est prise en compte parmi [55kV, 78kV, 130 kV, 200kV ou 380kV]. Elle dépend du niveau de tension de raccordement.

- *Umax = min(1,1Udim ; [72kV, 100kV, 170 kV, 245kV ou 420kV])*

Dans la formule précédente, seule une valeur est prise en compte parmi [72kV, 100kV, 170 kV, 245kV ou 420kV]. Elle dépend du niveau de tension de raccordement.

- *Umin et Umax sont fixées dans les Conditions particulières.*

Références :

- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.2.1 « Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive ».

3.1.4 Compensation du réactif au point de raccordement

Champ d'application : Types B, C, D

Lorsque l'installation est à l'arrêt (P=0), le stockeur peut:

- Découpler son installation (DJ ouvert au point de raccordement)

ou

- Compenser le réactif du réseau interne restant connecté alors que l'installation est à l'arrêt

Evaluation de l'écart de tension induit par ce réseau interne au point de raccordement à partir de l'équation :

$$\frac{\Delta U_{réseau\ interne}}{U_n} \approx \frac{\Delta Q}{S_{cc\ min}}$$

Avec

ΔQ : Puissance réactive fournie par l'installation au point de raccordement lorsqu'elle ne fournit pas de puissance active.

$S_{cc\ min}$: puissance de court-circuit minimale au point de raccordement.

Nota : Si $S_{cc\ min}$ est supérieure à la valeur de référence, utiliser la valeur de référence $S_{cc\ ref}$, sinon, utiliser la valeur de $S_{cc\ min}$(Cf §3.9.3).

Un : tension nominale au point de raccordement

$\Delta U_{réseau_interne}$: écart de tension au point de raccordement généré par l'installation à puissance nulle.

L'unité de stockage devra être capable de compenser son réactif lorsqu'elle est à l'arrêt si : **ΔUréseau_interne / Un > 0,5%**

Nota : Si cette compensation nécessite la mise en place de moyens complémentaires, ceux-ci seront installés sur demande de RTE lorsque cette compensation sera nécessaire en exploitation. Le gestionnaire de réseau préviendra le stockeur, qui aura un délai de 12 mois pour les installer et les mettre en service. Cela sera mentionné dans la convention d'exploitation.

3.1.5 Réglage primaire de tension

Champ d'application : Types B, C, D

L'unité de stockage (fonctionnement en injection et en soutirage) participe au réglage primaire de tension. La loi de régulation, permettant d'asservir automatiquement la fourniture ou l'absorption de puissance réactive à la tension en un point de consigne, est définie par RTE parmi l'une des lois décrites ci-après.

Le point de consigne et la loi de régulation applicables sont définis par RTE dans les conditions particulières.

$[U_{PROD}]$, $[Q_{PROD}]$ et $[P_{PROD}]$ sont des données remontées par le stockeur, elles sont définies par RTE dans les conditions particulières.

3.1.5.1 Réglage de tension de type Facteur de puissance

Tangente j = constante

3.1.5.2 Réglage primaire de tension UPROD+λ.QPROD=Ucons (dit « type 2 »)

Loi de réglage :

$$[U_{PROD}]+\lambda.[Q_{PROD}]=[U_{cons}]$$

Uprod : Tension prise en compte pour le réglage primaire de tension et dont le point de mesure est défini dans les conditions particulières par RTE.

Qprod : Réactif mesuré pris en compte pour le réglage primaire de tension et dont le point de mesure est défini dans les conditions particulières par RTE.

Ucons : Tension du point de consigne prise en compte pour le réglage primaire de tension et définie par RTE

Pour les simulations préalables à l'accès au réseau définitif, [l] est fixé dans les conditions particulières.

Pour les essais préalables à l'accès au réseau définitif, [l] est fixé en concertation avec le stockeur dans la convention d'exploitation pour essais.

Pour l'exploitation définitive, [l] est fixé en concertation avec le stockeur dans la convention d'exploitation.

3.1.5.3 Conditions liées au réglage primaire de tension

La régulation doit être possible sur la totalité du domaine couvert par le diagramme [U ; Q] de l'installation. Le cas échéant, si une partie du diagramme se situe en dehors du domaine normal de tension du point de raccordement, la zone correspondante doit être accessible au régulateur pour des durées limitées (cf. §3.3.2).

Le temps d'établissement de la grandeur asservie par le réglage de tension sur un échelon de consigne, à ±5 % de la différence entre la valeur finale et la valeur initiale centrée autour de sa valeur finale, doit être inférieur à 10 secondes.

Le temps de réponse de la grandeur asservie par le réglage de tension sur un échelon de consigne à 10% de la valeur finale doit être inférieur à 5 secondes.

L'écart statique entre la grandeur asservie injectée dans le régulateur de tension et la consigne du régulateur doit être au plus égal à 0,2 %.

Lorsque le réglage primaire de tension est de « type 2 » (§3.1.5.2), l'unité de stockage transmet via un contrôle commande numérique :

- la télémesure Ucons,
- les télésignalisations d'atteinte des limitations du régulateur primaire de tension (butées UQ+ et UQ-)

Lorsque l'unité de stockage est à l'arrêt ou ne participe pas au réglage primaire de tension la télémesure U_{cons} est transmise invalide et les butées ne sont pas activées.

Références :

- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.2.1 « Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive ».

3.1.6 Réglage secondaire de tension : asservissement du régulateur primaire de tension au RST

Condition d'application : type D (raccordée en HTB2 ou HTB3)

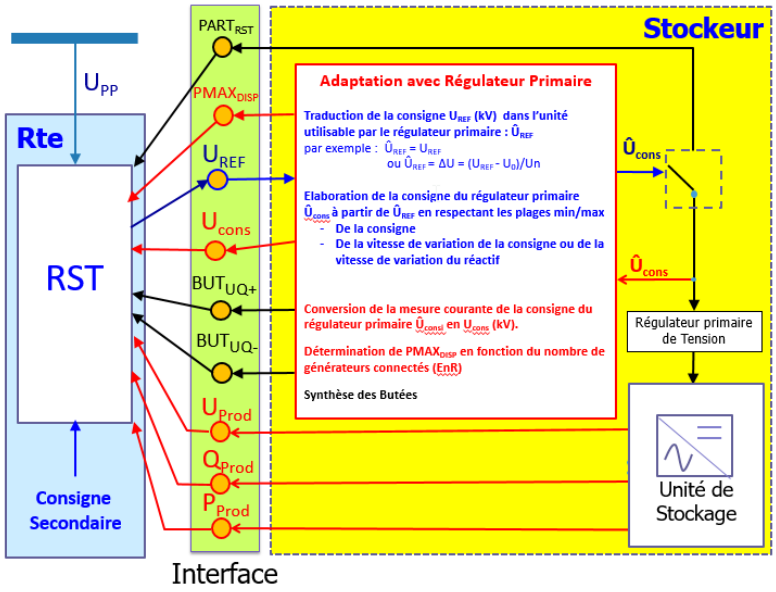
L'unité de stockage doit avoir des capacités constructives de participation au réglage secondaire de tension. Pour cela, l'installation doit avoir des capacités constructives lui permettant de recevoir une consigne U_{ref}, émise par le centre de conduite de RTE et d'élaborer à partir de U_{ref} la consigne à appliquer au régulateur primaire de tension U_{cons} (consigne du régulateur de tension au [point de consigne])

Afin de pouvoir assurer ce réglage, le dispositif mis en place doit permettre au régulateur primaire de tension au [point de consigne] :

- de fixer la tension de consigne U_{cons} du régulateur primaire,
- de sélectionner l'un des 2 modes de régulation (i) RST ou (ii) hors RST,
- via un un contrôle commande numérique
  - d'appliquer la commande U_{ref} du centre de conduite régional RTE dans un délai ≤ 1s (délai maximal entre le moment où l'information arrive sur l'interface avec le stockeur et le moment où elle est prise en compte par le régulateur primaire de tension pilotant l'unité (ou les unités) de stockage).
  - d'acquérir simultanément les télémesures (TM) de l'unité de stockage réglant la tension au [point de consigne] (tension, puissance active et réactive, consigne appliquée au régulateur primaire, Puissance maximale disponible), les TM étant obtenues à partir de mesures préalablement filtrées de façon à rejeter les fréquences supérieures à 0,05Hz
  - d'acquérir les télésignalisations (TS) de l'unité/des unités de stockage réglant la tension au point de raccordement et du mode de régulation (RST/hors RST), ainsi que les limitations du régulateur primaire de tension à la hausse ou à la baisse
  - de transmettre ces téléinformations vers le centre de conduite RTE.

L'application de la consigne U_{ref} au régulateur primaire de tension peut nécessiter un traitement préliminaire à réaliser par le stockeur (voir figure 3). En effet, selon les caractéristiques du régulateur primaire de tension, il peut être nécessaire de traduire la consigne U_{ref} (kV) dans une unité utilisable par le régulateur primaire. De plus, il faut prendre en compte l'atteinte des limitations (plages min/max de variation de la consigne, vitesse maximale de variation de la consigne) pour élaborer à partir de U_{ref}, la consigne à appliquer au régulateur primaire de tension.

De la même manière, l'émission par le stockeur des informations nécessaires à RTE (retour de la consigne de tension effectivement appliquée au régulateur primaire de tension, limitations, puissance maximale disponible) peut aussi nécessiter un traitement préalable.



U_{ref} : consigne RST (kV) envoyée par RTE

$Û_{ref}$: Uref traduit dans l'unité du régulateur de tension (kV, %)

$Û_{cons}$: consigne élaborée à partir de Ûref, appliquée au régulateur primaire (kV, %)

$Û_{consi}$: mesure de la consigne appliquée au régulateur primaire (kV, %)

U_{cons} : Ûconsi exprimée en kV

BUT UQ + : TS d'atteinte de la limitation à la hausse (En/Hors)

BUT UQ - : TS d'atteinte de la limitation à la baisse (En/Hors)

$PART_{RST}$: TS de participation au RST (EN/Hors)

U_{Prod} : mesure de la tension selon la loi de réglage primaire

P_{Prod} : Mesure de la puissance selon la loi de réglage primaire

Q_{Prod} : Mesure de la puissance selon la loi de réglage primaire

Figure 6 : Schéma de téléconduite du RST

Le réglage primaire de tension est toujours actif, que l'unité de stockage soit ou non en RST, et la télémesure U_{cons} est toujours envoyée au système centralisé de RTE.
Lors du couplage de l'unité de stockage, la tension de consigne appliquée au régulateur primaire U_{cons} doit être égale à la valeur de tension U_{Prod}.
La valeur U_{prod} transmise à RTE doit être l'image de celle utilisée par le régulateur primaire de tension.
Toute intervention du Stockeur sur la tension de consigne du régulateur primaire de l'unité de stockage doit faire sortir l'unité de stockage du RST et positionner la télésignalisation « PART.RST » à l'état « hors ».
Au démarrage, le dispositif doit être en position hors RST.
Le Stockeur doit prévoir la possibilité d'une mise en service automatique ou manuelle du RST lors du couplage de l'unité de stockage. Pour l'exploitation définitive, le choix de mise en service du RST est fixé en concertation avec le stockeur dans la convention d'exploitation.

La dernière valeur valide U_{ref} reçue est appliquée sans limite de durée tant que le régulateur primaire de tension est asservi au RST. Avant la première réception de U_{ref} émise par RTE, U_{ref} doit être considérée comme invalide par le contrôle commande de l'installation.

3.1.6.1 Limitation de la vitesse de variation de la consigne RST U_{ref}

En cas d'écart important entre la consigne du régulateur primaire de tension U_{cons} et celle émise par le RST ($U_{réf}$), l'écart doit être résorbé progressivement pour éviter une brusque variation du point de fonctionnement en limitant la variation à une valeur paramétrable exprimée en %Un/min, tout en limitant U_{cons} à la plage normale de fonctionnement.

Les modalités de calcul de cette valeur sont déterminées en concertation entre le Stockeur et RTE pour tenir compte du schéma de réseau.

La valeur de la vitesse de variation maximale de la consigne U_{cons} est déterminée de manière à pouvoir assurer une variation en réactif minimum de [$Q_{vitesse}$].

Lors d'une variation de la consigne U_{ref} en rampe se traduisant par une variation de réactif de vitesse demandée supérieure ou égale à [$Q_{vitesse}$], la vitesse de variation du réactif effective doit être au moins égale à [$Q_{vitesse}$], conformément au paragraphe précédent.

3.1.6.2 Atteinte des limites du domaine normal de fonctionnement de l'unité de stockage (cas du réglage primaire de tension au point de raccordement)

L'atteinte des limites du domaine normal de fonctionnement de l'unité de stockage doit faire l'objet d'un envoi d'information au RST.

L'atteinte d'une limite du domaine normal de fonctionnement (tension maximale, tension minimale, puissance DC maximale, tension DC maximale, limitation en courant des semi-conducteurs, $U_{consmin}$, $U_{consmax}$ …)[3] doit bloquer toute évolution de la valeur de tension de consigne du régulateur primaire de tension U_{cons} qui tend à dépasser la limitation. La télésignalisation limitation correspondante, « butée UQ+ » en cas de blocage à la hausse et « butée UQ- » en cas de blocage à la baisse, est alors positionnée à l'état « En » (cf. §3.11).

Dès que le réglage primaire de tension est en mesure de respecter la consigne RST U_{ref} sans dépasser la limitation, cette valeur de tension de consigne est à nouveau appliquée au régulateur primaire de tension. La télésignalisation limitation correspondante est alors positionnée à l'état «Hors».

Un mécanisme d'hystérésis et de temporisation permettra d'éviter les phénomènes de battements des signalisations d'atteinte des limites du domaine.

L'atteinte d'une limite de fonctionnement de l'unité ne doit pas entraîner la sortie du réglage secondaire de tension.

3.1.6.3 Cas particulier où l'unité doit rester asservie au RST « perte de transmission de la consigne » :

En cas de perte de transmission prolongée de la consigne RST U_{ref}, la consigne de tension appliquée sur le régulateur de tension ne doit pas changer, ce dernier doit donc conserver la dernière valeur de consigne valide jusqu'à la réception d'une nouvelle valeur de consigne U_{ref}.

Le non renouvellement d'une consigne U_{ref} valide ne doit pas être considéré comme une anomalie de fonctionnement.

3.1.6.4 Cas où l'unité doit sortir du RST : anomalies de fonctionnement de l'asservissement au RST

En cas de réception d'une valeur de consigne RST U_{ref} invalide à l'interface entre RTE et le Stockeur, ou d'apparition d'un défaut ou de toute autre anomalie de fonctionnement du dispositif, le régulateur primaire de tension doit être automatiquement sorti du RST sans modifier sa consigne U_{cons}. La télésignalisation « PART.RST » doit alors être positionnée à l'état « Hors ».

Le Stockeur doit prévoir une remise en service du RST, après la disparition du défaut, automatique ou manuelle du RST. Pour l'exploitation définitive, les modalités de remise en service du RST seront fixées en concertation avec le stockeur dans la convention d'exploitation. Dès que l'unité est remise en RST, la télésignalisation « PART.RST » passe donc à l'état « En ».

Un mécanisme d'hystérésis et de temporisation permettra d'éviter les phénomènes de battements des signalisations de participation au RST.

[3] L'atteinte de la limitation de vitesse de variation en Ucons ne rentre pas dans les critères d'émission d'une Télésignalisation de limitation

Références :

- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.2.1 « Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive ».

3.2 Modulation de la puissance active

3.2.1 Comportement de l'unité de stockage pour la résolution des contraintes

Conditions d'applications : Types A, B, C, D

L'unité de stockage peut générer (en injection et/ou en soutirage), dans certaines situations d'exploitation, des contraintes sur le réseau public de transport.

Les surcharges générées par l'unité de stockage doivent être éliminées en un temps < [T limitation], ce qui nécessite, en cas d'occurrence, de réduire l'injection (resp. le soutirage) de puissance active de l'unité voire sa séparation du réseau.

Après demande du centre de conduite régional, devront pouvoir être mises en œuvre en moins de [T limitation]:

- La réduction de l'injection (resp. le soutirage) de puissance active de l'unité de stockage, ou son inversion, depuis [$P_{max\ injection\ unité}$] (resp. [$P_{max\ soutirage\ unité}$]) jusqu'à [$P_{max\ soutirage\ unité}$] (resp. [$P_{max\ injection\ unité}$]) (ou une valeur intermédiaire $P_{limitation}$),

ou

- la séparation du réseau,

Cette demande se fait par téléphone, par le système de transmission d'ordres à exécution rapide ou via un automate (cf. §3.11).

A défaut, l'injection (resp. le soutirage) de puissance active de l'unité de stockage sera effacée par fonctionnement d'un automatisme. Dans ce cas, l'unité de stockage devra pouvoir se séparer du réseau sur réception d'un signal envoyé par un automate RTE. Des spécifications plus précises seront transmises ultérieurement par RTE dans le cadre de la convention de raccordement.

3.2.2 Equipements permettant la modulation de puissance active

L'objectif de la modulation de puissance est de lever des contraintes réseau qui pourraient remettre en cause la sûreté système, la sécurité des personnes et des biens et la qualité de l'électricité.

3.2.2.1 Arrêt de l'injection (resp. du soutirage) de puissance active

Condition d'application : types A, B

Une unité de stockage de type A ou B est équipée d'une interface logique (port d'entrée) permettant de stopper l'injection (resp. le soutirage) de puissance active dans un délai de 5 secondes après la réception de l'ordre au port d'entrée.

3.2.2.2 Réduction de puissance active

Condition d'application : type B

Une unité de stockage de type B est équipée d'une interface logique (port d'entrée) permettant de réduire l'injection (resp. le soutirage en valeur absolue) de puissance active sur instruction reçue au port d'entrée.
La gestion des ordres de modulation de puissance active peut être effectuée selon les éventuelles spécificités définies en accord avec le Stockeur (valeurs intermédiaires fixes, découplage total, etc.) et est détaillée dans la convention d'exploitation de l'installation concernée.

3.2.2.3 Ajustement d'une consigne de puissance active

Condition d'application : types C, D

Une unité de stockage de type C ou D dispose d'un contrôle-commande capable d'ajuster une consigne de puissance active en injection (resp. en soutirage) selon les instructions données à l'exploitant par le gestionnaire de réseau.

Le délai dans lequel la consigne ajustée de puissance active doit être atteinte ainsi que la tolérance applicable à la nouvelle consigne et au délai pour l'atteindre seront spécifiés en concertation avec le stockeur dans le cahier des charges pour le raccordement au système de téléconduite et dans la convention d'exploitation.

3.2.3 Pente de modification de la puissance active

Condition d'application : types A, B, C, D

Les valeurs de pente de modification de puissance active de consigne (rampe de charge et rampe de décharge) doivent être réglables et pouvoir prendre toute valeur dans la plage [X_{min} MW/min ; X_{max} MW/min], par pas de 1MW. Les valeurs Xmin et Xmax sont à préciser par le stockeur dans la fiche E1.

Pour l'exploitation définitive, les pentes (rampe de charge et rampe de décharge) sont fixées en concertation avec le stockeur dans la convention d'exploitation.

Dans le cas des unités de stockage non soumises aux Règles de Programmation, en état alerte et en état d'urgence, l'unité ne modifie pas la consigne de sa puissance active.

Références :

- System Operation guideline (SOGL) [4]

3.2.4 Réglage fréquence/puissance

Champ d'application : types A, B, C, D

La capacité constructive de participation au réglage de fréquence, en injection et en soutirage, est définie en fonction de la puissance active maximale [$P_{max_injection_unité}$].

Le gain K de l'unité est défini selon la formule suivante :

$$K = \frac{Pmax\ injection\ unité}{fn}\frac{1}{\delta}$$

avec :

f_n [Hz] = fréquence nominale (50 Hz).

K [MW/Hz] = gain de l'unité

δ [%] = statisme de l'unité

$P_{courant}$ est définie comme étant la puissance active effective (en injection ou en soutirage) au moment du dépassement du seuil d'activation du LFSM.

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.

3.2.4.1 Mode de réglage restreint à la sur-fréquence (mode LFSM-O)

Champ d'application : types A, B, C, D

En cas de hausse de la fréquence, l'unité doit pouvoir réduire sa puissance active injectée (ou augmenter sa puissance active soutirée) de façon à atteindre tout point de fonctionnement compris entre $P_{courant}$ et [$P_{max\ soutirage\ unité}$].

L'unité doit donc disposer d'une capacité constructive de réglage restreint à la sur-fréquence (mode LFSM-O) caractérisée par :

- Un seuil d'activation.
- Une loi de réglage permettant de définir la réponse à la variation de fréquence à la hausse.
- Une dynamique temporelle (délai d'activation et temps de réponse).

En mode LFSM-O, l'unité de stockage est capable de fonctionner de manière stable et aucune consigne antagoniste ne peut être envoyée. En particulier, en cas d'atteinte du seuil d'activation, le mode LFSM-O est prioritaire lorsque les réserves primaire ou secondaire de fréquence n'ont pas été totalement libérées.

L'unité doit être en mesure d'assurer le réglage restreint à la sur-fréquence dans toutes les configurations.

Seuil d'activation et loi de réglage

- Seuil d'activation (f_1) :

Le seuil doit être réglable entre 50,2 Hz et 50,5 Hz. Ce seuil est réglé par défaut à 50,2 Hz.

- Loi de réglage :

Le contrôle commande doit demander à l'unité de stockage de diminuer la puissance active injectée (ou augmenter sa puissance active soutirée) linéairement à partir de ce seuil f_1 avec un statisme δ_{LFSM}, réglable dans la plage [1% ; 12%].

La loi de réglage doit être telle que pour tout échelon positif de fréquence $\Delta f = f - f_1$, l'unité de stockage doit être capable de réduire sa puissance active injectée (ou augmenter sa puissance active soutirée) de la valeur de $K_{LFSM}.\Delta f$.

Par défaut, la valeur de K_{LFSM} correspond à un statisme δ_{LFSM} de 5% et doit être déclarée à RTE dans la fiche E1.

Lorsque la fréquence redescend vers 50 Hz, le contrôle commande doit demander à l'unité d'augmenter la puissance active injectée (ou diminuer la puissance active soutirée), pour revenir à sa puissance de consigne, hors réglage de fréquence, selon la même pente K_{LFSM}, dans la limite de [$P_{max\ injection\ unité}$].

Dynamique temporelle

Le délai d'activation $t_{a\ LFSM-O}$ doit être déclaré à RTE dans la fiche E1. Ce délai doit être aussi court que possible (il ne doit pas être volontairement retardé). Dans le cas où il est supérieur à 500 ms, les justifications techniques doivent être transmises à RTE.

La durée d'activation complète doit être aussi courte que possible.

La durée d'activation complète doit être inférieure ou égale à 2 sec.

Lorsque la fréquence redescend vers 50 Hz, le temps de réponse pour augmenter la puissance active injectée (ou diminuer la puissance active soutirée) doit être aussi court que possible et dans tous les cas inférieur ou égal à 30 sec.

Lorsque la fréquence est redescendue en dessous du seuil d'activation f_1, l'unité peut rejoindre sa nouvelle puissance de consigne avec une pente inférieure à 10% $P_{max\ injection\ unité}$/min. Cette pente $Ramp_{lfsm}$ est à préciser dans la fiche E1.

Références :

- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.1 « Réglage Fréquence Puissance ».
-

3.2.4.2 Mode de réglage restreint à la sous-fréquence (mode LFSM-U[4] ou LFSM-UI[5])

Condition d'application : types A, B, C, D

En cas de baisse de la fréquence en dessous d'un seuil d'activation f2, l'unité doit pouvoir :

a) Le cas échéant, basculer automatiquement en mode injection dans le délai prévu lorsqu'elle était en mode soutirage ;

b) Atteindre tout point de fonctionnement compris entre 0 et [$P_{max\ injection\ unité}$].

Deux cas peuvent subsister :

1. Si l'unité de stockage (i) injecte et (ii) la fréquence du réseau passe en dessous de f2, RTE demande la mise en œuvre du mode LFSM-U.
2. Si l'unité de stockage (i) soutire et (ii) la fréquence du réseau passe en dessous de f2, RTE demande la mise en œuvre du mode LFSM-UI pour repondre à l'exigence mentionée à l'article 15(3) du Règlement

[4] *LFSM-U : limited frequency sensitive mode — underfrequency*
[5] *LFSM-UI :* Limited Frequency Sensitive Mode – Underfrequency Importing

(UE) 2017/2196 de la Commission du 24 novembre 2017 établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique (dit code « Emergency and Restoration »).

Le tableau ci-dessous récapitule les différents types de fonctionnement :

	Type de Fonctionnement en cas de passage au-dessous du seuil f2 Hz			
	Unité de type **A**	Unité de type **B**	Unité de type **C**	Unité de type **D**
Unité de stockage en **injection**	--	--	LFSM-U	LFSM-U
Unité de stockage en **soutirage**	LFSM-UI	LFSM-UI	LFSM-UI	LFSM-UI

Tableau 1 : conditions d'activation du LFSM-U et du LFSM-UI

3.2.4.2.1 Mode LFSM-U

L'unité de stockage doit donc disposer d'une capacité constructive de réglage restreint à la sous-fréquence (mode LFSM-U) caractérisée par :

- Un seuil d'activation,
- Une loi de réglage permettant de définir la réponse à la variation de fréquence à la baisse
- Une dynamique temporelle (délai d'activation et de réponse)

En mode LFSM-U, l'unité de stockage est capable de fonctionner de manière stable et aucune consigne antagoniste ne peut être envoyée. En particulier, en cas d'atteinte du seuil d'activation, le mode LFSM-U est prioritaire lorsque les réserves primaire ou secondaire de fréquence n'ont pas été totalement libérées.

L'unité doit être en mesure d'assurer le réglage restreint à la sous-fréquence dans toutes les configurations.

Dans tous les autres cas :

- Seuil d'activation (f_2) :

Le seuil doit être réglable entre 49,5 Hz et 49,8 Hz. Ce seuil est réglé par défaut à 49,8 Hz.

- Loi de réglage :

Le contrôle commande doit demander à l'unité d'augmenter la puissance active linéairement à partir de ce seuil f_2 avec un statisme δ_{LFSM} réglable dans la plage [1% ;12%].

La loi de réglage doit être telle que pour tout échelon négatif de fréquence $\Delta f = f - f_2$, l'unité doit être capable d'augmenter sa puissance active injectée de la valeur de $K_{LFSM}.\Delta f$.

Par défaut, la valeur de K_{LFSM} correspond à un statisme δ_{LFSM} de 5% et doit être déclarée à RTE dans la fiche E1.

Lorsque la fréquence remonte vers 50 Hz, le contrôle commande doit demander à l'unité de baisser la puissance active injectée, pour revenir à sa puissance de consigne, hors réglage de fréquence, selon la même pente K_{LFSM}, dans la limite de [$P_{max\ soutirage\ unité}$].

Dynamique temporelle

Le délai d'activation $t_{a\ LFSM-O}$ doit être déclaré à RTE dans la fiche E1. Ce délai doit être aussi court que possible et ne doit pas être volontairement retardé. Dans le cas où il est supérieur à 500 ms, les justifications techniques doivent être transmises à RTE.

La durée d'activation complète doit être aussi courte que possible. Dans le cas où elle est supérieure à 2 sec, les justifications techniques doivent être transmises à RTE. Lorsque la fréquence remonte vers 50 Hz, le

temps de réponse pour diminuer la puissance active injectée doit être aussi court que possible et dans tous les cas inférieur ou égal à 20 sec.

Lorsque la fréquence est remontée au-dessus du seuil d'activation f_2, l'unité peut rejoindre sa nouvelle puissance de consigne avec une pente inférieure à 10% [$P_{max\ unité}$]/min. Cette pente $Ramp_{lfsm}$ est à préciser dans la fiche E1.

3.2.4.2.2 Mode LFSM-UI

En mode LFSM-UI, l'unité de stockage est capable de fonctionner de manière stable et aucune consigne antagoniste ne peut être envoyée. En particulier, en cas d'atteinte du seuil d'activation, le mode LFSM-UI est prioritaire lorsque les réserves primaire ou secondaire de fréquence n'ont pas été totalement libérées.

La zone d'exploitation (ou zone de fonctionnement) est définie dans la figure ci-dessous :

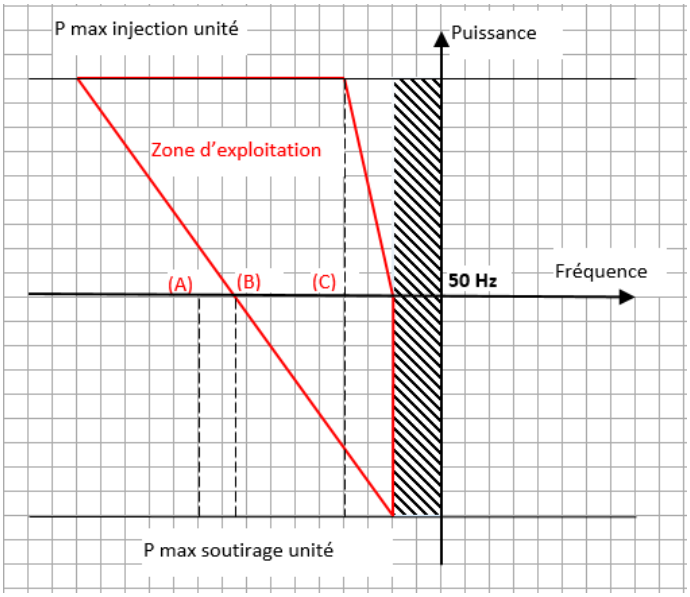


Figure 7 : Zone d'exploitation du LFSM-UI

Le tableau ci-dessous décrit les paramètres du LFSM-UI en cohérence avec la Figure 7~~Figure 7~~.

Paramètre	Unité	Plage	Valeur par défaut
Seuil d'activation (f2)	Hz	[49,5-50]	49,8
Gradient ($K_{LFSM-UI}$)	MW/Hz or pu/Hz	[1.7 - 5]pu/Hz	1,7pu/Hz
Point A : seuil du premier échelon de délestage fréquence métrique (Figure 7~~Figure 7~~)	Hz	Défini par le TSO, en cohérence avec E&R	49
Point B : Fréquence à laquelle l'unité doit être supérieur ou égale à zéro (Figure 7~~Figure 7~~)	Hz	Défini par le TSO, en cohérence avec E&R	49,2
Point C : Fréquence à laquelle Pmax unité peut être atteinte (Figure 7~~Figure 7~~)	Hz	[49.0, 49.6]	49,6
T1 : Durée d'activation complète. Temps maximal pour passer de « Pmax » soutirage à « Pmax » injection (voir Figure 8~~Figure 8~~).	s	Défini par le TSO, [1, 25]	4
T2 : Délai d'activation. Ce délai doit être aussi court que possible (Figure 8~~Figure 8~~).	s	Défini par le TSO, [0, 5]	<0,5
T3 : Temps maximal pour passer d'un mode soutirage à un mode injection Figure 8~~Figure 8~~).	s	---	2
Point maximale atteignable lors de l'écroulement de la fréquence	MW	[0, Pmax injection]	Pmax injection

Tableau 2 : valeurs des paramètres du LFSM-UI

a mis en forme : Police :9 pt

a mis en forme : Police :9 pt

a mis en forme : Police :9 pt

a mis en forme : Police :9 pt, Non Gras

a mis en forme : Police :9 pt, Non Gras

a mis en forme : Police :9 pt, Non Gras

Si la fréquence est inférieure à 49,2Hz pendant 2s (T3) et si l'unité de stockage n'est pas passée d'un mode soutirage à un mode injection alors l'unité de stockage doit se découpler.

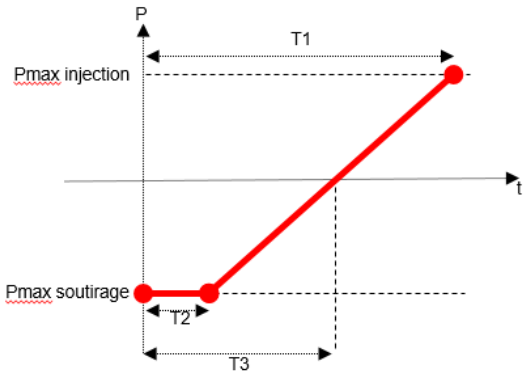


Figure 8 : **Description des grandeurs temporelles T1, T2 et T3**

Lorsque la fréquence remonte vers 50 Hz, le temps de réponse pour diminuer la puissance active injectée (ou augmenter la puissance active soutirée) doit être aussi court que possible et dans tous les cas inférieur ou égal à 20 sec.

Lorsque la fréquence est remontée au-dessus du seuil d'activation f_2, l'unité peut rejoindre sa nouvelle puissance de consigne avec une pente inférieure à 10% [$P_{max\ unité}$]/min. Cette pente $Ramp_{Ifsm}$ est à préciser dans la fiche E1.

Références :

- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.1 « Réglage Fréquence Puissance ».

3.2.4.3 Réglage primaire de fréquence (mode FSM)

Condition d'application : Types C, D

L'unité doit disposer d'une capacité constructive de réglage primaire (mode FSM) caractérisée par :

- Un volume de réserve de puissance active, dite « réserve primaire, R_p » pouvant être mis à disposition de RTE à la hausse ou à la baisse.
- Une loi de réglage permettant de définir la fourniture effective de cette réserve en réponse à une variation de fréquence.
- Une dynamique temporelle (délai d'activation pour la mise à disposition de cette réserve, délai de maintien de fourniture de cette réserve).
- L'unité doit être équipée d'une mesure de fréquence locale au moins par point de raccordement. Cette mesure sera prise au niveau du point de raccordement, ou au niveau de l'entité technique de l'unité fournissant la réserve primaire lorsque cela est techniquement faisable.
- L'unité doit être capable d'activer sa réponse en puissance active dans la plage de fréquence de 47,5 Hz à 51,5 Hz, et ne doit pas réduire son activation lorsque l'écart de fréquence se situe en dehors de la plage de fréquences de +/- 200 mHz autour de 50 Hz.

Le fonctionnement en réglage primaire de fréquence doit être possible à partir de tout point de fonctionnement compris entre [$P_{max\ soutirage\ unité}$] et [$P_{max\ injection\ unité}$] y compris lors des pentes de variation.

Nota : Le réglage de puissance active à la hausse est donc disponible lorsque le point de fonctionnement en puissance active P, est tel que Pmax soutirage unité < P < Pmax injection unité – RP (où RP désigne le volume de réserve de puissance nécessaire au réglage).

Le réglage de puissance active à la baisse est donc disponible lorsque le point de fonctionnement en puissance active P, est tel que Pmax soutirage unité + RP < P < Pmax injection unité (où RP désigne le volume de réserve de puissance nécessaire au réglage).

Volume de réserve primaire (R_p)

- La réserve primaire R_p de l'unité est au moins égale à $R_{p\ min}$ =2,5 % [$P_{max\ injection\ unité}$]
  R_p est à préciser dans la fiche E1.
- Si l'unité de stockage a des capacités constructives en réglage secondaire de fréquence, elle doit être capable, avec le RSFP (Réglage Secondaire Fréquence-Puissance) hors service, de fonctionner à RP_{max} « Réserve Primaire maximum » au moins égale à la somme de la réserve primaire $R_{p\ min}$ et de la demi-bande pr_{min} : $RP_{max} \geq R_{P\ min} + pr_{min}$:
  RP_{max} est à préciser dans la fiche E1.

Loi de réglage (caractéristiques de la réponse à une variation de fréquence)

L'unité doit être équipée d'un régulateur primaire de fréquence assurant la loi de réglage suivante :

$$P - P_c = -K.(f - fn)$$

avec :

- P [MW] = Puissance réelle fournie par l'unité en mode quasi stationnaire
- P_c [MW] = Puissance de consigne de l'unité à la fréquence de référence f_n
- f [Hz] = Fréquence mesurée sur le réseau
- f_n [Hz] = Fréquence nominale (50 Hz)
- K [MW/Hz] = Gain de l'unité

Le gain K de l'unité doit être réglable. Il ne peut être supérieur à K_{max} = 25 R_p MW/Hz (correspondant à un statisme δ égal à 3%), et ne peut être inférieur à K_{min} =5 R_p MW/Hz (correspondant à un statisme δ égal à 12%).

En exploitation, les valeurs des gains à la hausse et à la baisse pourront être différentes, la valeur de chacun des gains K devra :

- garantir la libération de la totalité de la réserve mise à disposition de RTE pour tout écart de fréquence d'amplitude ≥ 200 mHz quelle que soit la puissance de consigne,
- lorsque f > f_n ou lorsque f < f_n
  - Etre constant à minima sur une durée de 15 min[6] et en cohérence avec les modifications de puissance de consigne,
  - Etre indépendant de la variation de la fréquence.

Une bande morte volontaire peut-être définie dans la régulation de fréquence, à condition de pouvoir être réglable, et notamment mise à 0 (inactive) dans le cas où l'unité participe au réglage primaire de fréquence. La bande morte ainsi définie permet, pour une unité qui ne participe pas aux services systèmes, de ne pas être sollicitée. Cette bande morte ne doit pas impacter la capacité de l'unité à réaliser du LFSM (elle ne peut donc être supérieure au min de la valeur absolue des seuils d'activation des LFSM-O,LFSM-U et LFSM-UI réglés par défaut à 200mHz).

Dynamique temporelle

Pour toute variation de fréquence Δf = f – f_n comprise entre 0 et +/- 200 mHz à partir de 50 Hz, l'activation de la réponse de l'unité (délai d'activation t1 et durée d'activation complète t2) ne doit pas être volontairement retardée : un délai d'activation (t1 ou temps d'activation de la réponse) supérieur à 500 ms devra être justifié par des éléments techniques. t1 est à préciser dans la fiche E1.

Pour tout échelon de fréquence Δf = f – f_n comprise entre 0 et +/-200 mHz à partir de 50 Hz, l'unité de stockage doit être capable d'activer la réponse en puissance active sur ou au-dessus de la ligne pleine de la courbe Figure

[6] 15 min : cette valeur correspond à la durée du futur pas de temps des règlements des écarts prévu à ce jour début 2025 et est cohérente avec la durée minimale de maintien de la réserve primaire.

~~9Figure 9~~, et notamment fournir la totalité de la réserve de puissance attendue en moins de 30 s (t2). Une activation qui n'augmenterait pas au moins linéairement devra être justifiée par des éléments techniques.

La réserve de puissance attendue est égale à la plus petite des deux valeurs suivantes :

- la réserve primaire R_p définie ci-dessus,
- le gain K multiplié par la valeur de l'échelon de fréquence, soit -K.Δf.

Cette réserve de puissance doit pouvoir être délivrée pendant au moins 15 minutes (t3).

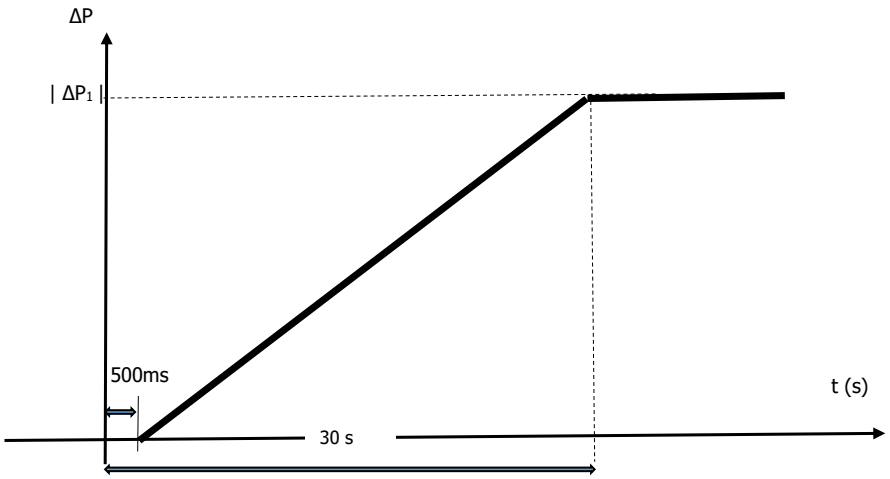


Figure 9 : Capacités de réponse en puissance active aux variations de fréquence

Pour toute variation de fréquence $\Delta f = f - f_n$ supérieure à ±200mHz (modes LFSM-O, LFSM-U et LFSM-UI), le comportement attendu est défini aux paragraphes § 3.2.4.1 et § 3.2.4.2.

La résolution de la mesure de fréquence doit être inférieure ou égale à 1 mHz, la précision de mesure de la fréquence doit être la meilleure possible et dans tous les cas inférieure à 10 mHz, et l'insensibilité de la régulation primaire de la fréquence doit être inférieure à ±10 mHz. L'insensibilité est à préciser dans la fiche E1.

3.2.4.3.1 Suivi en temps réel du mode FSM

La mise en œuvre du mode FSM doit être transmise à RTE par l'émission d'une télésignalisation. Lorsqu'une unité n'est pas en état de contribuer au réglage primaire fréquence-puissance (unité non couplée, défaut affectant la régulation), la télésignalisation doit alors être positionnée à l'état hors service « PART.FSM HS ». La remise en service du mode FSM est accompagnée de l'émission de la télésignalisation « PART.FSM ES ».

Les télémesures suivantes doivent également être transmises à RTE :

- Puissance réelle fournie par l'unité en mode quasi stationnaire
- Puissance de consigne de l'unité à la fréquence de référence f_n
- Fréquence mesurée sur le réseau aux bornes de l'unité
- Gain K à la hausse de l'unité
- Gain K à la baisse de l'unité

Références :

- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.1 « Réglage Fréquence Puissance ».

3.2.4.4 Réglage secondaire fréquence puissance (RSFP)

Condition d'application : unité de type D (raccordée en HTB2 ou HTB3)

L'unité de stockage doit disposer de capacités constructives de réglage secondaire de fréquence

L'unité de stockage doit pouvoir mettre à la disposition de RTE une réserve de puissance active, dite « demi-bande de réglage secondaire », pr, au moins égale à $pr_{min,}$ avec pr_{min} = 4,5 % de [$P_{max\ unité}$] dans le cas d'une pente à 600s (si le client fournit des justificatifs techniques alors pr_{min} passe à 3.4 % de [$P_{max\ unité}$]) et pr_{min} = 4,5 % de [$P_{max\ injection\ unité}$] dans le cas d'une pente à 800s[7].

La demi-bande de réglage secondaire pr doit s'additionner à la réserve primaire R_p pour constituer une réserve totale, à la hausse ou à la baisse, supérieure ou égale à 7 % de [$P_{max\ injection\ unité}$] pour le cas pr_{min}=4,5 % de [$P_{max\ unité}$].

L'unité de stockage doit être en mesure d'assurer le réglage de puissance dans toutes les configurations.

L'unité de stockage doit posséder un équipement permettant de recevoir de la part de RTE le niveau $N_{RSFP,}$ propre à l'unité, et de modifier la puissance de consigne à la fréquence de référence P_c de l'unité, de la façon suivante :

$$P_c = P_{c0} + N_{RSFP} \cdot pr$$

avec,

P_{c0} [MW] = puissance de consigne à f_n avec N_{RSFP} = 0 de l'unité de stockage (généralement la puissance de consigne affichée sur le régulateur de vitesse et commandable manuellement par l'exploitant de l'unité),

N_{RSFP} [nombre sans dimension, compris entre –1 et +1]

pr [MW] = participation de chaque unité au réglage secondaire fréquence – puissance.

Compte tenu du réglage primaire, la loi de réglage de chaque unité de stockage participant au réglage secondaire fréquence - puissance est la suivante :

$$P = P_{c0} + N_{RSFP}.pr - K.(f - fn)$$

Si la fonction RSFP est inactive, le réglage primaire fréquence-puissance doit pouvoir rester actif.

Cette réserve de puissance doit pouvoir être délivrée pendant une durée supérieure ou égale à 30 minutes (t4) sans modifier sa puissance de consigne.

3.2.4.4.1 Performances de la fonction RSFP

Le fonctionnement en RSFP doit être possible à partir de tout point de fonctionnement compris entre [$P_{max_injection\ unité}$] et [$P_{max_soutirage\ unité}$] y compris lors des pentes de variation.

L'équipement installé sur chaque unité doit surveiller la pente de variation du niveau N_{RSFP} et réagir selon les 2 cas suivants :

- si la vitesse de variation est inférieure ou égale à 2 pr en 133 secondes le niveau reçu est appliqué tel quel,
- si la vitesse de variation est supérieure à 2 pr en 133 secondes : 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 2/600 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.

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

Lors d'une variation du niveau N_{RSFP} en rampe de pente inférieure ou égale à 2/133 s^{-1} et supérieure ou égale à 2/600s^{-1}, la dynamique doit autant que possible se rapprocher de la dynamique décrite ci-dessus. Ainsi, une telle

[7] A partir du 18 décembre 2024, les règles Services Système fréquence imposeront une rampe en 600 secondes au lieu de 800s.

pente ne doit pas être considérée comme aberrante, et l'unité réagir au mieux de ses capacités **au niveau RSFP a minima selon une pente équivalente de 600s**.

La participation au RSFP (pr) doit être introduite au niveau du contrôle – commande avec une résolution inférieure ou égale à 1 MW. La résolution sera précisée dans la fiche d'information E1.

Cette réserve de puissance doit pouvoir être délivrée pendant une durée supérieure ou égale à 30 minutes (t4).

La réserve de puissance doit pouvoir être délivrée sur toute la plage de variation de l'état de charge dans la Capacité 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.

3.2.4.4.2 Anomalie de fonctionnement et disponibilité de la fonction RSFP

En cas de perte du signal de niveau N_{RSFP}, l'unité doit rester en fonctionnement RSFP avec recopie du niveau figé à sa dernière valeur valide. Le blocage de l'application du niveau N_{RSFP} doit être signalé à l'opérateur de l'unité.

La disponibilité de la fonction RSFP doit être transmise à RTE par l'émission d'une télésignalisation. Lorsqu'une unité n'est pas en état de contribuer au réglage secondaire fréquence-puissance (unité non couplée, téléréglage RSFP hors service, défaut de transmission du niveau N_{RSFP}, défaut affectant la régulation, défaut affectant l'équipement RSFP, fonctionnement en mode manuel), l'application du niveau N_{RSFP} est bloquée et l'unité 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'unité et est accompagnée de l'émission de la télésignalisation « RSFP ES ».

Références :

- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.1 « Réglage Fréquence Puissance ».

3.2.4.5 Gestion du stock

Condition d'application : types A, B, C, D

Les définitions relatives au stock sont listées dans l'annexe 3

Une télémesure de stock doit être transmise à RTE

3.2.4.5.1 Disponibilité du service et dimensionnement du stock en mode FSM

Condition d'application : types C, D

Dans le cas d'une unité de stockage qui participe au réglage primaire fréquence/puissance (FSM) :

L'entité de réglage (EDR) 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 réglage doit fournir le service de réglage primaire de fréquence et être en mesure de maintenir une activation complète de la réserve primaire correspondant à un écart supérieur ou égal à +200mHz (respectivement inférieur ou égal à -200mHz), pendant une durée de t3 (15 minutes) ou l'équivalent en énergie en cas d'écart de fréquence inférieur à 200mHz (respectivement supérieur à -200mHz).

Afin de garantir une réserve en énergie pour un maintien t3 (15 minutes) de l'activation complète du réglage primaire de fréquence à la hausse et à la baisse, l'entité de réglage doit présenter un ratio énergie utile (E_{utile}) sur R_p supérieur à 0,5.

L'entité de réglage doit continuer à fournir le service de réglage primaire de fréquence tant que le stock d'énergie n'est pas épuisé ou saturé (cf § 3.2.4.5.3).

3.2.4.5.2 Disponibilité du service et dimensionnement du stock mode RSFP

Condition d'application : type D

Dans le cas d'une unité de stockage qui participe au réglage secondaire fréquence/puissance (RSFP) :

L'unité de Stockage doit fournir le service de réglage secondaire de fréquence de manière continue et permanente sur toute la durée de programmation.

3.2.4.5.3 Gestion active du stock en mode FSM

Condition d'application : types C, D

Dans le cas d'une unité de stockage qui participe au réglage primaire fréquence/puissance (FSM) :

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

Afin de permettre la gestion active du stock et la fourniture de réserve primaire simultanément, la puissance maximale $P_{max\ injection\ unité}$ doit être supérieure à 110% de la réserve primaire Rp ($|P_{max\ soutirage\ unité}|$ doit être supérieure à 110% de la réserve primaire Rp). Un écart par rapport à cette exigence est possible dans le cas d'une solution alternative avec un effet équivalent. Tout délai de prévenance pour le processus de charge doit être pris en compte pour la gestion du réservoir d'énergie active.

La gestion active du stock ne doit pas reposer sur une suractivation.

La puissance de consigne ne doit pas limiter la participation à la réserve primaire. La puissance de consigne maximale P_{cmax} devra être inférieure ou égale à $P_{max\ injection\ unité}$ -RP.

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

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

Dans le cas d'une variation de puissance de consigne en palier, les durées de palier doivent être paramétrables avec une durée minimum de 15 min[8].

Dans le cas d'une variation continue de puissance de consigne, les rampes (MW/min) doivent être paramétrables et ne pas conduire à un passage de 0 à la puissance de consigne minimale (ou à la puissance de consigne maximale) en moins de 15 min.

En Etat d'Alerte ou en Etat d'Urgence, la modification de la puissance de consigne doit être figée si cette modification va à l'encontre des besoins du système électrique (par exemple, il est interdit de modifier la puissance de consigne à la baisse vers le soutirage si la fréquence est en dessous 50 Hz). Dans le cas de l'occurrence d'un Etat d'Urgence le figeage de la puissance de consigne doit rester actif tant que la fréquence n'est pas revenue dans la plage 50Hz +/- 50 mHz.

Le principe du processus de gestion active du stock et la méthode d'estimation de l'état de charge seront décrits de manière détaillée dans la fiche E1. 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.

3.2.4.5.4 Gestion active du stock en mode RSFP

Condition d'application : type D

Dans le cas d'une unité de stockage qui participe au réglage secondaire fréquence/puissance (RSFP) :

Un processus de gestion active du stock peut être mis en œuvre au niveau de l'unité de stockage pour garantir la continuité du service et la disponibilité des réserves en énergie.

La puissance de consigne ne doit pas limiter la participation à la réserve secondaire (le cas échéant la réserve primaire). La puissance de consigne maximale Pc0max devra être inférieure ou égale à Pmax-RS (-RP le cas échéant). La puissance de consigne minimale devra être supérieure ou égale à Pmax_soutirage + RS (+RP le cas échéant)

Le processus de gestion active du stock pourra modifier la puissance de consigne Pc 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).

[8] 15 min : cette valeur correspond à la durée du futur pas de temps des règlements des écarts prévu à ce jour début 2025 et est cohérente avec la durée minimale de maintien de la réserve primaire.

La modification de la puissance de consigne devra être réalisée en palier dans la cadre unique d'une programmation conforme aux règles en vigueur de programmation, avec en particulier le respect des pas de programmation et du délai de neutralisation. Les mêmes règles doivent s'appliquer dans le cas où des modifications de réserve secondaire sont envisagées.

Dans le cas d'une participation simultanée au réglage Primaire et Secondaire de Fréquence, la modification de consigne devra s'effectuer en conformité des règles en vigueur de programmation.

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

Le principe du processus de gestion active du stock, 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 E1. Toute modification du processus de la gestion active du stock doit faire l'objet d'une information à RTE qui pourra éventuellement demander des compléments.

3.2.4.5.5 Gestion de l'épuisement et de la saturation du stock

Cas général :

Condition d'application : types A, B, C, D

L'épuisement ou la saturation du stock sont gérés par l'activation du Mode Réserve, lorsque l'état de charge est respectivement inférieur à $SoC_{reserve\ inf}$ ou supérieur à $SoC_{reserve\ sup}$.

En l'absence de Mode Réserve les seuils d'état de stock respectent les égalités suivantes :

- $SoC_{reserve\ sup}$ = 100% (qui est la valeur de l'énergie utile)
- $SoC_{reserve\ inf}$ = 0%

Dans le cas d'une unité de stockage qui participe au réglage fréquence/puissance (LFSM-O, LFSM-U, FSM et RSFP) :

Lorsque l'état de charge de l'unité de stockage est proche de son seuil maximum 100%, l'unité de stockage doit arrêter progressivement sa participation au réglage : la puissance active doit revenir à 0 suivant une pente réglable (en MW/min), définie par le stockeur dans la fiche E1, avant que l'état de charge maximal 100% ne soit atteint.

Lorsque l'état de charge de l'unité de stockage est proche de son seuil minimum 0%, l'unité de stockage doit arrêter progressivement sa participation au réglage : la puissance active doit revenir à 0 suivant une pente réglable (en MW/min), définie par le stockeur dans la fiche E1, avant que l'état de charge minimal 0% ne soit atteint.

Dans le cas d'une unité de stockage qui participe au réglage fréquence puissance FSM / RSFP :

- Lorsque l'état de charge atteint les seuils du Mode Réserve, la télésignalisation PART.FSM / RSFP doit alors être positionnée à l'état hors service « PART.FSM HS » / « RSFP HS ».

Description du mode Réserve :

Condition d'application : types C, D disposant d'un réservoir à énergie limité[9]

L'implémentation du mode Réserve doit être décrit de manière détaillée dans la fiche E1.

Les seuils $SoC_{reserve\ inf}$ et $SoC_{reserve\ sup}$ sont définis par la quantité d'énergie nécessaire pour fournir la réserve primaire pendant un intervalle de temps égal au temps d'activation complet de la réserve secondaire :

- $SoC_{reserve\ inf} = \frac{RP \cdot \Delta t_{FAT}}{E_{utile}}$
- $SoC_{reserve\ sup} = 1 - SoC_{reserve\ inf}$

Où Δt_{FAT} est le délai d'activation complet de la réserve secondaire , Δt_{FAT} = 300 secondes ou 1/12eme d'heure.

En mode Réserve établi, hors période de transition, l'unité doit suivre la loi de réglage suivante :

[9] Une unité de stockage fournissant de la réserve primaire de fréquence est considérée comme disposant d'un réservoir à énergie limité dans le cas où une activation continue de la réserve complète pendant une durée de 2H dans le sens positif ou négatif pourrait, sans tenir compte d'une gestion active du réservoir, conduire à une limitation de sa capacité à fournir l'activation complète de sa réserve primaire conformément à l'article 156 du code SOGL [4], en raison de l'épuisement de son réservoir d'énergie en prenant en compte l'énergie du réservoir effectivement disponible. Les unités de stockage ne sont pas toutes des LER (Limited Energy Reservoir).

$$P - P_c = -K.\overline{\Delta f_{zero_{mean}}(t)}$$

- La puissance de consigne peut être ramenée à 0 si elle est défavorable pour la reconstitution du stock de manière à garantir le fonctionnement continu en mode Réserve jusqu'à ce que les conditions de sortie du mode Réserve soient réunies (voir plus bas). Dans le cas contraire, elle doit être maintenue.

- Le gain K [MW/Hz] reste identique dans tous les modes : Normal, Réserve et dans les transitions.

- $\overline{\Delta f_{zero_{mean}}(t)}$ correspond à l'écart de fréquence court terme par rapport à la fréquence moyenne : $\overline{\Delta f_{zero_{mean}}(t)} = \Delta f(t) - \frac{1}{N}\sum_{i=0}^{N-1} \Delta f\left(t - \frac{i}{N}\Delta t_{FAT}\right)$

  Avec N = le nombre de mesures de fréquence réalisées sur une durée Δt_{FAT} selon la fréquence d'échantillonage.

Suite à un fonctionnement de longue durée en mode Réserve, si le SoC ne permet plus d'assurer ce fonctionnement (saturation ou épuisement total), l'unité basculera vers un mode Réserve dégradé. Ainsi, un mode Réserve dissymétrique, uniquement dans le sens favorable au SoC, sera mis en oeuvre le temps de reconstituer un stock permettant le retour en mode Réserve nominal (symétrique).

En période de transition du mode Normal vers le mode Réserve et inversement, l'unité doit suivre la loi de réglage suivante :

$$P - P_c = -K.\Delta f_{reaction}(t)$$

$\Delta f_{reaction}(t)$ est une combinaison de l'écart de fréquence normal et de l'écart de fréquence à court terme comme décrit par l'équation suivante :

$$\Delta f_{reaction}(t) = \overline{\Delta f_{zero_{mean}}(t)} \cdot T + (1 - T) \cdot \Delta f(t)$$

où T est la fonction de transition définie comme suit :

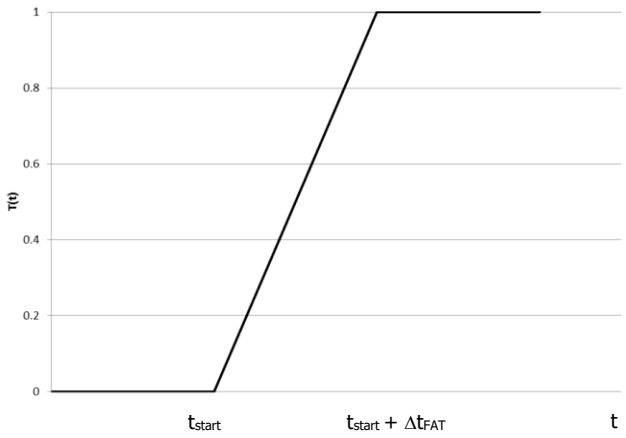


Figure 10 : Fonction de transition

- Sens de transition du mode Normal vers le mode Réserve :

$$T = \begin{cases} 0 & t < t_{start} \\ \dfrac{t - t_{start}}{\Delta t_{FAT}} & for\ t_{start} \le t < t_{start} + \Delta t_{FAT} \\ 1 & t \ge t_{start} + \Delta t_{FAT} \end{cases}$$

où t_{start} est l'instant où les limites supérieure ($SoC_{reserve\ sup}$) ou inférieure ($SoC_{reserve\ inf}$) de l'état de charge sont dépassées.

- Sens de transition du mode Réserve au mode Normal :

$$T = \begin{cases} 1 & t < t_{restore} \\ \dfrac{t_{restore} - t}{\Delta t_{FAT}} + 1 & for\ t_{restore} \leq t < t_{restore} + \Delta t_{FAT} \\ 0 & t \geq t_{restore} + \Delta t_{FAT} \end{cases}$$

où $t_{restore}$ est l'instant où la condition de sortie du mode Réserve est remplie, i.e., le retour du SOC dans l'intervalle [SoC_{inf} ; SoC_{sup}].

Si le réseau sort de l'Etat d'Alerte ou de l'Etat d'Urgence, la gestion active de la charge peut être réactivée, suivant le paragraphe **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** et la Puissance de consigne (P_c) éventuellement modifiée. Le retour dans l'intervalle [SoC_{inf} ; SoC_{sup}] doit se faire en moins de deux heures. Dans le cas où la puissance de consigne utilisée pour la gestion de la charge ne permet pas un retour dans cet intervalle en moins de deux heures, la puissance de consigne peut aller jusqu'à 25% de la RP.

Tant en mode Normal qu'en mode Réserve, les performances concernées pour le mode de sensibilité à la fréquence doivent être respectées (la plage de fréquence complète est utilisée comme signal d'entrée, mais la fourniture de la réserve primaire est limitée aux écarts de fréquence à court terme en mode Réserve).

Lorsque l'unité de stockage est dans le mode transition ou réserve, la télésignalisation PART.FSM doit être positionnée à l'état hors service « PART.FSM HS ».

3.2.4.5.6 Renouvellement du stock après épuisement ou saturation

Condition d'application : types A, B, C, D

Dans tous les cas, l'unité de stockage ne reconstitue pas son stock tant que la fréquence est en Etat d'Alerte ou en Etat d'Urgence.

Condition d'application : types C, D

Dans le cas d'une unité de stockage qui participe au réglage fréquence/puissance (FSM et RSFP) :

Lorsque le stock est épuisé, saturé, ou que le Mode Réserve a été activé, l'entité de réglage doit renouveler son stock au plus tard 2 heures après le retour en Etat Normal.

Lorsque le stock est renouvelé, l'entité de réglage doit à nouveau participer au réglage fréquence / puissance et la télésignalisation PART.FSM / RSFP doit alors être positionnée à l'état en service « PART.FSM ES » / « RSFP ES ».

Le principe de renouvellement du stock sera décrit dans la fiche E1.

Références :

- System Operation guideline (SOGL) [4]

3.2.5 Gestion des priorités

Conditions d'applications : Types A, B, C, D

Le Stockeur organise ses dispositifs de protection et de contrôle-commande conformément à l'ordre de priorité (décroissant) suivant: i) protection du réseau et de l'unité de stockage; ii) inertie synthétique, le cas échéant; iii) réglage de la fréquence (ajustement de la puissance active); iv) limitation de la puissance; et v) contrainte sur les variations de puissance.

Le cas échéant, l'ordre de priorité définitif est fixé dans les conditions particulières.

3.3 Comportement de l'unité lors des régimes exceptionnels

3.3.1 Conditions de découplage de l'unité lors des régimes exceptionnels

Conditions d'applications : Types A, B, C, D

Le Stockeur doit convenir avec RTE de la nature et du réglage des protections de découplage qui figurent dans la fiche E1 du dossier technique de l'unité.

3.3.2 Régimes exceptionnels en tension

Conditions d'applications : Types A, B, C, D en fonction de la tension du point de raccordement

L'unité de stockage (ainsi que les autres équipements de l'installation) doit fonctionner lorsque la tension au point de raccordement se situe dans les plages de tension définies ci-après :

400kV

Pour le niveau 400 kV 1 pu =400 kV

	Plage de tension en pu (base 400kV)	Durée minimale de fonctionnement
Plage exceptionnelle basse	[0.85 pu-0.90 pu[	60 minutes L'unité doit alors pouvoir fournir une puissance réactive jusqu'à 0,3 Pmax unité, quelle que soit la puissance active fournie.
Plage normale	[0.9 pu-1.05 pu]	Illimité *Conditions d'applications : 0,9 Udim > 0,9 pu* Si U est compris entre [0,9 pu; 0,9 Udim[, l'unité de stockage doit pourvoir fournir du réactif dans les limites du diagramme [U,Q], quelle que soit la puissance active fournie. *Conditions d'applications : 1,1 Udim < 1,05 pu* Si U est compris entre]1,1 Udim ;1,05 pu], l'unité de stockage doit alors pouvoir absorber du réactif dans les limites du diagramme [U,Q], quelle que soit la puissance active fournie.
Plage exceptionnelle haute	]1.05 pu-1.10 pu]	20 minutes La puissance peut alors être réduite jusqu'à 0,95 [Pmax unité]. La puissance réactive doit être modulable dans les limites du diagramme [U, Q].

150kV et 225 kV

Pour le niveau 225 kV 1 pu =220 kV,
Pour le niveau 150 kV 1 pu = 150 kV

	Plage de tension en pu (base 150kV et 220 kV)	Durée minimale de fonctionnement
Plage exceptionnelle basse	[0.85 pu-0.90 pu[	60 minutes L'unité doit alors pouvoir fournir une puissance réactive jusqu'à 0,3 Pmax unité, quelle que soit la puissance active fournie.

Plage normale	[0.9 pu-1.118 pu]	Illimité *Conditions d'applications : 0,9 Udim > 0,9 pu* Si U est compris entre [0,9 pu; 0,9 Udim[, l'unité de stockage doit pourvoir fournir du réactif dans les limites du diagramme [U,Q], quelle que soit la puissance active fournie. *Conditions d'applications : 1,1 Udim < 1,118 pu* Si U est compris entre]1,1 Udim ;1,118 pu], l'unité de stockage doit alors pouvoir absorber du réactif dans les limites du diagramme [U,Q], quelle que soit la puissance active fournie.
Plage exceptionnelle haute	]1.118 pu-1.15 pu]	20 minutes La puissance peut alors être réduite jusqu'à 0,95 [Pmax unité]. La puissance réactive doit être modulable dans les limites du diagramme [U, Q].

90kV
Pour le niveau 90 kV 1 pu =90 kV

	Plage de tension en pu	Durée minimale de fonctionnement
Plage exceptionnelle basse	[0.8 pu-0.85 pu[	L'unité stockage doit rester connectée au réseau le plus longtemps possible, quitte à réduire sa puissance active. L'unité ne doit pas déclencher sur critère de tension.
	[0.85 pu-0.87 pu[	90 minutes L'unité doit alors pouvoir fournir une puissance réactive jusqu'à 0,3 Pmax injection unité, quelle que soit la puissance active fournie.
Plage normale	*[0.87 pu – 1.11 pu]*	Illimité *Conditions d'applications : 0,9 Udim > 0,87 pu* Si U est compris entre [0,87 pu; 0,9 Udim[, l'unité doit pourvoir fournir du réactif dans les limites du diagramme [U,Q], quelle que soit la puissance active fournie. *Conditions d'applications : 1,1 Udim < 1,11 pu* Si U est compris entre]1,1 Udim ;1,11 pu], l'unité doit alors pouvoir absorber du réactif dans les limites du diagramme [U,Q], quelle que soit la puissance active fournie.
Plage exceptionnelle haute	*]1,11 pu -1.133 pu]*	Limitée 5 min lorsque U=1.133 pu. La puissance peut alors être réduite jusqu'à 0,95 Pmax injection unité. La puissance réactive doit être modulable dans les limites du diagramme [U, Q].

63kV
Pour le niveau 63 kV 1 pu =63 kV

	Plage de tension en pu	Conditions de fonctionnement
Plage exceptionnelle basse	[0.8 pu-0.85 pu[	L'unité doit rester connectée au réseau le plus longtemps possible, quitte à réduire sa puissance active. L'unité ne doit pas déclencher sur critère de tension.
	[0.85 pu-0.87 pu[	90 minutes L'unité doit alors pouvoir fournir une puissance réactive jusqu'à 0,3 Pmax unité, quelle que soit la puissance active fournie.
Plage normale	*[0.87 pu – 1.14 pu]*	Illimité *Conditions d'applications : 0,9 Udim > 0,87 pu* Si U est compris entre [0,87 pu; 0,9 Udim[, l'unité doit pourvoir fournir du réactif dans les limites du diagramme [U,Q], quelle que soit la puissance active fournie. *Conditions d'applications : 1,1 Udim < 1,14 pu* Si U est compris entre]1,1 Udim ;1,14 pu], l'unité doit alors pouvoir absorber du réactif dans les limites du diagramme [U,Q], quelle que soit la puissance active fournie.
Plage exceptionnelle haute	*]1,14 pu -1.174 pu]*	Limitée 5 min lorsque U=1.174 pu. La puissance peut alors être réduite jusqu'à 0,95 Pmax unité. La puissance réactive doit être modulable dans les limites du diagramme [U, Q].

3.3.3 Régimes exceptionnels en fréquence

Conditions d'applications : Types A, B, C, D

Pour l'application de cette exigence, la tension au point de raccordement est réputée comprise à l'intérieur de la plage normale de variation.

L'unité de stockage doit être capable de fonctionner (en injection et en soutirage) sans se déconnecter du réseau dans les plages exceptionnelles de fréquence, dans les conditions de durée définies ci-après :

Plage	Durée minimale de fonctionnement
[47,5 Hz ; 48,5 Hz[	30 min
[48,5 Hz ; 49 Hz[	30 min
[49 Hz ; 51 Hz]	Illimité
]51 Hz ; 51,5 Hz]	30 min

La durée minimale de fonctionnement lorsque la fréquence est supérieure à 51,5 Hz et la durée minimale de fonctionnement lorsque la fréquence est inférieure à 47,5 Hz sont convenues entre le gestionnaire de réseau

compétent et le propriétaire de l'unité de stockage, en tenant compte de la capacité technique de l'unité de stockage.

L'unité de stockage est capable de maintenir une production constante de puissance active à sa valeur de consigne (sous réserve de disponibilité du stock) quelles que soient les variations de fréquence (dans les plages définies ci-dessus).

3.3.4 Ecarts combinés Fréquence/Tension

Condition d'application : Type A, B, C, D

En cas de simultanéité des valeurs exceptionnelles de la fréquence sur le réseau public de transport d'électricité et de la tension au point de raccordement de l'unité de stockage, la durée de fonctionnement requise est la plus courte de celles admises pour ces deux situations (cf §3.3.2 et 3.3.3).

Références :

- Documentation Technique de Référence [3]

3.3.5 Comportement de l'unité de stockage en réseau séparé

Condition d'application : Types C, D

Sur apparition d'un réseau séparé comprenant des ouvrages RTE dans sa zone, l'unité de stockage doit être capable de fonctionner dans les limites définies ci-dessus (aux paragraphes §3.3.2, §3.3.3, §3.3.4).

La méthode de détection du réseau séparé sera convenue entre le stockeur et le gestionnaire de réseau, elle ne s'appuie pas uniquement sur les signaux de position de l'organe de coupure du gestionnaire de réseau.

Nota : il peut par exemple s'agir d'un message envoyé par RTE (« Réseau séparé » ou « Incident généralisé » par exemple) avec une mise en œuvre en moins de 20 minutes, ou d'une détection sur critères automatiques (critères df/dt>1,5 Hz/s, ΔP>10%, sortie de la plage de fréquence 49-51 Hz pendant 180 s par exemple, ou une combinaison de ces critères).

Les performances attendues sont les suivantes :

- L'unité de stockage doit être capable de fonctionner en mode LFSM-O et LFSM-U lors du fonctionnement en réseau séparé.
- L'unité de stockage doit être capable de fonctionner en mode FSM lors du fonctionnement en réseau séparé (y compris si l'installation ne participe pas à la constitution des réserves au moment de l'incident) au maximum des capacités contractualisées en termes de gain, à la hausse comme à la baisse.

Et le cas échéant :

- La mise en œuvre des paramètres spécifiques « réseau séparé » de la régulation fréquence/puissance, s'ils existent, doit être effectuée.
- La mise hors service des boucles stabilisatrices du régulateur de tension utilisant par exemple la puissance ou la fréquence, si elles existent, doit être effectuée.

Références :

- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.4 « Réseau Séparé ».

3.3.6 Couplage rapide après découplage fortuit sur aléa réseau

Condition d'application : Types A, B

L'unité de stockage doit être conçue de telle sorte qu'en cas de déconnexion fortuite du réseau public de transport d'électricité suite à l'apparition d'un phénomène affectant ce réseau elle puisse se reconnecter dans le meilleur délai au réseau à la demande de RTE dès que ce phénomène a cessé. Ce délai est transmis par le stockeur dans la fiche E1. Il est consigné dans la convention d'exploitation.

Condition d'application : Types C, D

L'unité de stockage doit être conçue de telle sorte qu'en cas de déconnexion fortuite du réseau public de transport d'électricité suite à l'apparition d'un phénomène affectant ce réseau elle puisse se reconnecter dans le

meilleur délai au réseau à la demande de RTE dès que ce phénomène a cessé. Ce délai est consigné dans le dossier technique de l'unité (fiche E1) et doit être inférieur à 15 min.

A défaut de respecter ce délai maximal de 15 min, l'unité de stockage doit être conçue de telle sorte qu'en cas de déconnexion fortuite du réseau public de transport d'électricité suite à l'apparition d'un phénomène affectant ce réseau elle puisse s'iloter afin de se reconnecter sans délai au réseau à la demande de RTE dès que ce phénomène a cessé.

Condition d'application : Types A, B, C, D

Si l'unité de stockage dispose d'une fonction de recouplage automatique dès le retour de la tension sur son poste de raccordement au RPT :

- Celle-ci doit être inhibée sur ordre de RTE, et doit être suspendue automatiquement si la tension au poste de raccordement est absente pendant plus de 3 minutes.
- Les valeurs de pente de la puissance active doivent être conformes aux exigences notées au §3.2.3 Pente de modification de la puissance active
- RTE pourra demander la désactivation de cette fonction.

Références :

- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.5 « Reconstitution du Réseau – Renvoi de tension ».

3.3.7 Injection rapide de courant réactif en cas d'aléa réseau

Condition d'application : Type B, C, D

Les caractéristiques de cette fonction sont définies par la norme NF EN 50549-2 : 2019/A1 2023 au §4.7.4.2. Les différents paramètres nécessaires à la définition complète du fonctionnement sont listés dans l'annexe C de la norme concernant le paragraphe susmentionné et sont spécifiés dans les Conditions Particulières. ~~La conformité au paragraphe 4.7.4.2 de la norme EN50549-2 :2019 est attendue pour cette fonctionnalité.~~

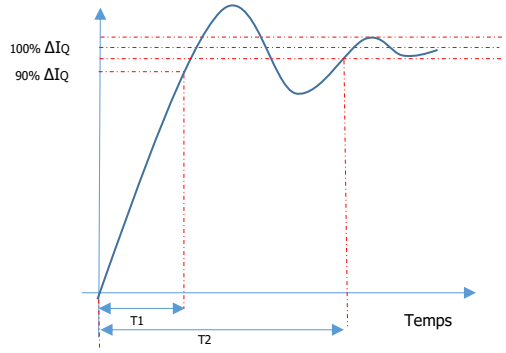
~~L'unité de stockage doit être capable de fournir (en injection et en soutirage) un courant réactif supplémentaire au point de raccordement (i.e. réponse rapide en injection de courant réactif) lors d'évènements en tension (symétriques ou dissymétriques) qu'il s'agisse de creux de tension, de surtensions ou de variations brusques telles que définies ci-dessous quelle que soit la valeur de puissance active fournie.~~

~~L'exigence s'applique aux échelons de tension des composantes directe et inverse de la tension fondamentale. Les échelons de tension dans la composante directe (respectivement inverse) génèrent un courant réactif additionnel dans cette même composante.~~

~~Ce courant réactif doit venir s'additionner à celui fourni par le réglage primaire de tension. Si nécessaire, afin de rester dans sa limite de courant I_{MAX} (donnée le cas échéant dans la fiche E1), l'unité de stockage devra prioriser le courant réactif en limitant le courant actif ($I_P^2 <= I_{MAX}^2 - I_Q^2$).~~

~~Conformément au paragraphe 4.7.4.2 de la norme EN50549-2 :2019, la dynamique de cette injection au point de connexion de l'élément (pied du mat d'un aérogénérateur, onduleur pour un panneau Photovoltaïque, etc...) ayant la capacité à injecter du courant réactif doit permettre que:~~

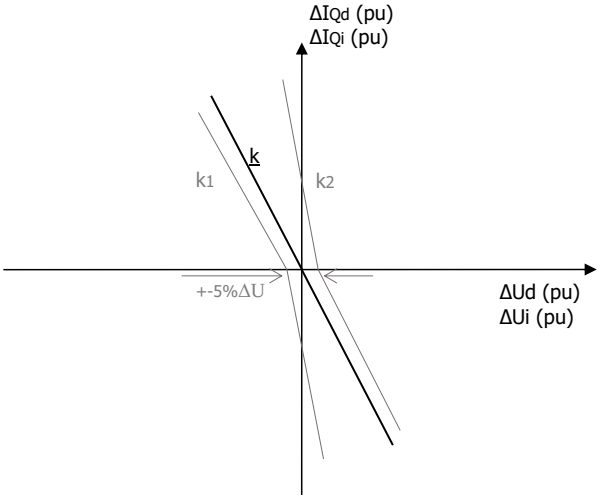
- ~~90% de la valeur attendue du courant réactif additionnel en respect du gabarit sont fournis par l'élément au point de connexion en maximum 30 ms (T1 temps de réponse à +/- 10% de la valeur attendue).~~
- ~~Le temps d'établissement du courant réactif additionnel T2, à +/- 5 % de la valeur attendue, doit être inférieur à 60 ms.~~



~~Nota : Cette dynamique s'applique uniquement au courant réactif contrôlé~~

~~Figure 11 : Réponse temporelle de l'injection de courant réactif~~

~~L'injection rapide de courant réactif à implémenter dans le contrôle-commande de l'élément ayant la capacité est décrite dans la figure suivante.~~



ΔIQd (respectivement ΔIQi) est la composante directe (respectivement inverse) du courant réactif additionnel qui doit être fourni par l'installation en cas d'évènement en tension (creux de tension, surtension ou variation brusque) (en complément du courant réactif déjà injecté via le réglage primaire de tension U+λQ).

ΔUd (respectivement ΔUi) est la composante directe (respectivement inverse) de la variation de tension efficace au point de connexion.

Pour plus de détails (tolérances,…), voir le paragraphe 4.7.4.2 de la norme EN50549-2:2019

k : pente de consigne
k1=k : pente 1 du gabarit
*k2=2*k : pente 2 du gabarit*

~~Figure 12 : Forme de la réponse rapide d'injection de courant réactif~~

L'injection de courant réactif doit être activée si l'une des conditions suivantes se produit:

- une ou plusieurs tensions entre phases se situent en dehors de la plage normale de tensions statiques;
- une ou plusieurs tensions entre phases subissent une variation soudaine.

Le critère de désactivation de la fourniture dynamique en courant réactif est:

- soit le retour de toutes les tensions entre phases dans la plage de tensions statiques,
- soit après un délai de 5s, si la variation soudaine de tension n'a pas généré de tension en dehors de la plage de tensions statiques.

La plage de tensions statiques [Ubas ; Uhaut] est réglable (0,8 Uc ≤ Ubas ≤ Uc et Uc ≤ Uhaut ≤ 1.2 Uc) et le réglage par défaut correspond à la plage de tensions d'exploitation continue ramenée point de connexion de l'élément.

Les valeurs Ubas, Uhaut, Uc sont fixées, en accord avec les plages ci-dessus, dans les Conditions Particulières.

Uc par défaut est défini comme Udim ramené au point de connexion de l'élément.

Dans le cadre d'une variation avec sortie de la tension de la plage normale [Ubas ; Uhaut]

ΔUd (respectivement ΔUi) = Ud (respectivement Ui) - Uc

Dans le cadre d'une variation soudaine sans sortie de la plage normale :

La variation soudaine de tension est définie par la différence absolue entre la valeur réelle de la tension et la moyenne de la tension sur 50 périodes par rapport à Uc pour la composante directe ΔUd (respectivement ΔUi) :

$$\Delta U_{d_50per} = \frac{U_d - U_{d_50per}}{U_c}$$

$$\Delta U_{i_50per} = \frac{U_i - U_{i_50per}}{U_c}$$

Une plage d'insensibilité peut être configurable dans la plage de ΔU50per = 0 %...15 %
La plage d'insensibilité est fixée dans les Conditions Particulières.

Dans la plage d'insensibilité, aucun courant réactif dynamique supplémentaire n'est exigé ni interdit, à condition que le courant réactif supplémentaire n'occasionne pas de distorsions sur le réseau.

La composante directe du courant réactif supplémentaire ΔI_{Qd} est définie par le gradient k_d sous la forme $\Delta I_{Qd} = k_d \times \Delta U_d$.
Le gradient k_d doit être configurable dans la plage de 2 à 6 avec un pas de 0,5.
La valeur du gradient k_d est fixée dans les Conditions Particulières.

La composante inverse du courant réactif supplémentaire ΔI_{Qi} est définie par le gradient k_i sous la forme $\Delta I_{Qi} = k_i \times \Delta U_i$.
Le gradient k_i doit être configurable dans la plage de 2 à 6 avec un pas de 0,5.
La valeur du gradient k_i est fixée dans les Conditions Particulières.

~~La fonction d'injection rapide de courant réactif doit pouvoir être désactivée, les modalités de mise en œuvre~~

Les valeurs par défaut retenues sont les suivantes :

Article(s) / paragraphe(s) de la présente EN	Réf.	Paramètre	Plage typique de valeurs	Valeur par défaut	Exigence du GSD
4.7.4.2.1 Soutien de la tension lors de défauts et d'échelons de tension - Généralités	B	Activation	activer | désactiver	désactivé	activé
	B	Surtension de la plage de tension statique	100 % U_c – 120 % U_c	110 % U_c	110% Uc
	B	Sous-tension de la plage de tension statique	80 % U_c – 100 % U_c	90 % U_c	90% Uc
	B	Plage d'insensibilité de ΔU50per	0 % – 15 %	5 %	15 %
	B	Gradient k1	0 – 6	2	2
	B	Gradient k2	0 – 6	2	2
4.7.4.2.1.2 Modes facultatifs	n.a.	Priorité de la puissance active:	activer | désactiver	désactivée	désactivée
	n.a.	Limitation du courant réactif [% courant assigné]	0 %–100 %	désactivée	désactivée
	n.a.	Seuil de courant nul:	20 % U_c – 100 % U_c	désactivée	désactivée
4.7.4.2.2 Mode de courant nul pour les technologies de production utilisant un convertisseur	n.a.	Activation	activer | désactiver	désactivée	désactivée
	n.a.	Sous-tension de la plage de tension statique	20 % U_c – 100 % U_c	50 % U_c	

Les paramètres finaux de l'injection de courant réactif (y compris les modes facultatifs et le mode courant nul) peuvent différer des valeurs ci-dessus et seront précisés dans les conditions particulières.

Références :

- Norme NF EN50549-2 : 2019/A1 2023
- ~~seront détaillées dans la convention d'exploitation.~~

~~**Références :**~~

~~- Norme EN50549-2 :2019~~

3.4 Participation à la reconstitution du réseau

3.4.1 Non perturbation de la reprise de service

Condition d'application : Types A, B, C, D

L'unité de stockage ne doit pas perturber la reprise de service suite à un manque de tension généralisé sur le RPT.

Si l'unité de stockage est raccordée au RPT à un niveau de tension en deçà de 400kV, avec une liaison à un seul disjoncteur ou en piquage sur une liaison RTE, le stockeur doit installer sur le départ un automate à manque de tension (AMU) qui, sur un manque de tension (U_{PDR} < 20 % Un) à partir d'un délai programmable, et réglé par défaut à 3 minutes, fasse ouvrir le disjoncteur HTB. Un dispositif de refermeture automatique en cas de retour de la tension associé à un temps de veille configurable devra être prévu. **Ce dernier dispositif sera par défaut inhibé.**

La reprise de service se fera sur ordre du dispatching de RTE suivant des modalités définies dans la convention d'exploitation.

Références :

- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.4 « Réseau séparé ».

3.4.2 Reconstitution du réseau

Condition d'application : Types C ou D

Il n y a pas d'exigences sur la reconstitution de réseau et le black-start pour les unités de stockage.

3.4.3 Fil de renvoi de tension

Tout client qui est raccordé sur une file de renvoi de tension (RvU) ou Ossature des phases initiales du Plan de Reconstitution de Réseau, est soumis aux dispositions supplémentaires (détaillés lors du processus de raccordement), par exemple (liste non exhaustive) :

- si les études électrotechniques montrent qu'il n'y a aucune solution rendant compatible le raccordement avec le RvU / Ossatures, RTE doit le refuser.
- des exigences particulières de résilience en cas de blackout concernant l'observabilité et télécommandable de leurs équipements (AMU, disjoncteur, ...) permettant la séparation du réseau ainsi leur capacité à être joignable rapidement
- la consignation de l'ouvrage de raccordement doit être programmée dans le respect des obligations de RTE relatifs à la disponibilité des scénarios de renvoi de tension et des ossatures
- se soumettre aux interruptions relatives aux essais de renvoi de tension de l'article 6.4 des Conditions Générales du Contrat d'Accès au RPT pour les Consommateurs ;

3.5 Stabilité

Le Stockeur doit communiquer à RTE les résultats d'études concernant la stabilité de son installation.

Ces études sont des études génériques effectuées pour chaque unité de stockage, à l'aide de schémas de réseau simplifiés standards où l'unité de stockage est mise en antenne sur un réseau de tension et fréquence constantes (réseau dit « infini ») au travers de son transformateur et de réactances de liaison. Ces réactances sont paramétrées en fonction de deux valeurs « a » et « b » standards.

Condition d'application : Types B, C, D raccordés en HTB1

- ~~***Si Pmax_unité < 50 MW***~~
  - ~~« a » = 0,05 p.u. base [U_{dim}], S_n~~
  - ~~« b » = 0.2 p.u. base [U_{dim}], S_n~~
- ~~***Si Pmax_unité ≥ 50 MW***~~
  - « a » = 0,05 p.u. base [U_{dim}], S_n
  - « b » = 0.3 p.u. base [U_{dim}], S_n

Condition d'application : Type D raccordé en HTB2

- ***Si Pmax_unité < 250 MW***
  - « a » = 0,05 p.u. base [U_{dim}], S_n
  - « b » = 0.3 p.u. base [U_{dim}], S_n
- ***Si Pmax_unité ≥ 250 MW***
  - « a » = 0,05 p.u. base [U_{dim}], S_n
  - « b » = 0.54 p.u. base [U_{dim}], S_n

Condition d'application : Type D raccordé en HTB3

- ***Si Pmax_unité < 800 MW***
  - « a » = 0,05 p.u. base [U_{dim}], S_n
  - « b » = 0.54 p.u. base [U_{dim}], S_n
- ***Si Pmax_unité ≥ 800 MW***

- « a » = 0,05 p.u. base [U_{dim}], S_n
- « b » = 0.6 p.u. base [U_{dim}], S_n

3.5.1 Stabilité en petits mouvements

Condition d'application : Types B, C, D

L'étude de stabilité en petits mouvements est réalisée à l'aide d'un schéma de réseau simplifié où l'unité de stockage est mise en antenne sur un réseau « infini » au travers d'une réactance de liaison X_{cc}. L'étude est réalisée pour les deux valeurs extrêmes de réactance de liaison X_{cc} = « a » et X_{cc} = « b ».

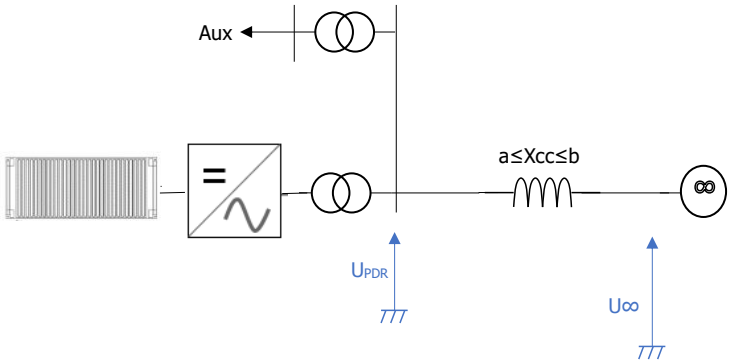


Figure 13 : Schéma de réseau simplifié stabilité en petits mouvements

3.5.1.1 Evaluation de la robustesse

Dans le cas d'une unité de stockage, le calcul est à réaliser pour les quatre points de fonctionnement selon les deux modes injection (avec P = [$P_{max\ injection\ unité}$]) et soutirage (avec P = [$P_{max\ soutirage\ unité}$]).

Calcul des marges de stabilité (marge de module, marge de module complémentaire, marge de retard, cf. annexe 1 du présent cahier des charges) pour le point de fonctionnement P = [$P_{max\ injection\ unité}$], Q = 0 et U = [$U_{dim}$] ainsi que pour les trois points de fonctionnement suivants :

A : P = [$P_{max\ injection\ unité}$], Q = 0,32[$P_{max\ injection\ unité}$] et U = [$U_{dim}$]

B : P = [$P_{max\ injection\ unité}$], Q = 0,3[$P_{max\ injection\ unité}$] et U = 0,9[$U_{dim}$]

C : P = [$P_{max\ injection\ unité}$], Q = -0,35[$P_{max\ injection\ unité}$] et U = [$U_{dim}$]

La valeur de la tension du réseau infini U¥ doit rester dans les limites du régime exceptionnel. Au besoin, la puissance réactive de l'unité de stockage peut être modifiée pour respecter cette contrainte.

La régulation de tension de l'unité de stockage doit présenter pour l'ensemble des points de fonctionnement demandés :

- Une marge de module supérieure ou égale à 0,34
- Une marge de module complémentaire supérieure à 0,33
- Une marge de retard supérieure à 34 ms

Le modèle doit représenter toutes les dynamiques (constantes de temps, retards purs) supérieures ou égales à 10 ms.

Condition d'application : Unités de type D

L'évaluation de la robustesse est réalisée en supposant l'asservissement au RST hors service.

3.5.1.2 Echelon de consigne du réglage primaire de tension

Condition d'application : Unités de type B, C, D

Dans le cas d'une unité de stockage, à réaliser alternativement en injection (avec P = [$P_{max\ injection\ unité}$]) et soutirage (avec P = [$P_{max\ soutirage\ unité}$]).

Echelon de +2 % sur la consigne du réglage primaire de tension de l'unité de stockage initialement à P = [$P_{max\ injection\ unité}$], Q = 0 et U = [$U_{dim}$]. La consigne initiale du réglage de tension est déterminée par ce point de fonctionnement.

L'unité de stockage doit rester stable (pas de déclenchement sur une protection de l'installation).

Le temps d'établissement de la puissance active au point de raccordement à ±1 % de sa valeur finale doit être inférieur à 10 secondes.

Condition d'application : Unités de type D

Cet échelon est réalisé en supposant l'asservissement au RST hors service.

3.5.1.3 Echelon de la consigne RST Uref

Condition d'application : Unités de type D (raccordée en HTB2 ou HTB3)

Dans le cas d'une unité de stockage, à réaliser alternativement en injection (avec P = [$P_{max\ injection\ unité}$]) et soutirage (avec P = [$P_{max\ soutirage\ unité}$]).

Echelon de +1% sur la consigne RST de l'unité de stockage initialement à P = [$P_{max\ injection\ unité}$], Q = 0 et U = [$U_{dim}$]. L'asservissement au RST est supposé en service. La consigne RST $U_{réf}$ initiale est déterminée par le point de fonctionnement de l'unité de stockage.

L'unité de stockage doit rester stable (pas de déclenchement sur une protection de l'Installation conformement aux exigences du paragraphe 3.1.6).

Références :

- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.3 « Stabilité ».

3.6 Non déclenchement sur creux de tension

Condition d'application : Types B, C, D

Pour tout creux de tension symétrique ou dissymétrique d'amplitude « supérieure (sous tension) » ou égale au gabarit ci-dessous (composante directe de la tension phase-phase donnée au point de raccordement de l'installation), l'unité de stockage ne doit pas déclencher ».***Condition d'application : Types B, C***

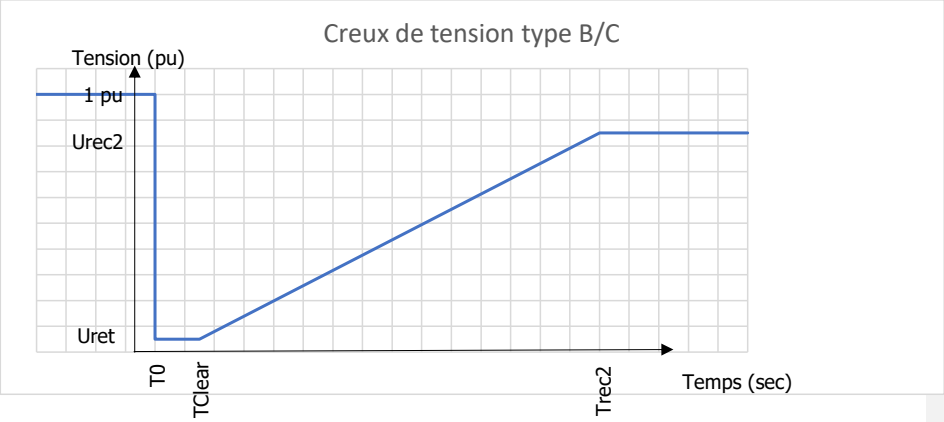


Figure 14 : Gabarit de creux de tension type B/C

Tableau 3 : Paramètres du gabarit de creux de tension pour types B, C raccordés en HTB 1

Paramètres de tension (pu)	*Paramètres de temps (sec)*

Uret	***0.05***	***T0***	***0***
Uret	***0.05***	***Tclear***	***0.15***
Urec2	***0.85***	***Trec2***	***1.15***

Condition d'application : Types D

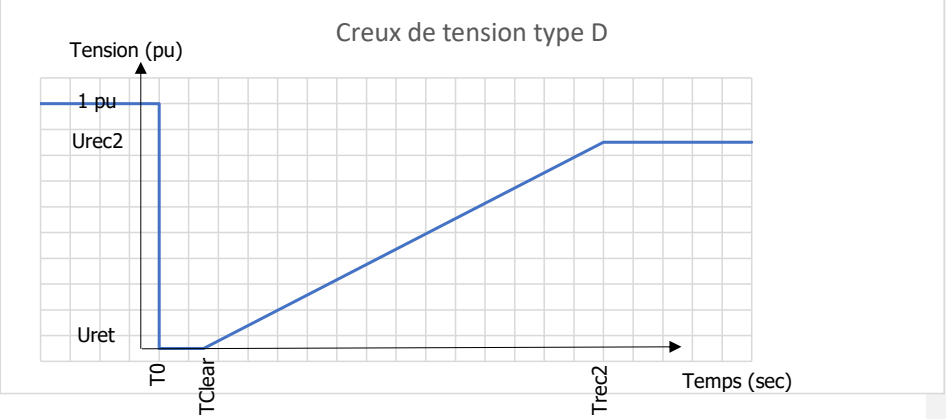


Figure 15 : Gabarit de creux de tension type D

Tableau 4 : Paramètres du gabarit de creux de tension pour types D raccordés en HTB2 ou HTB3

Paramètres de tension (pu)		***Paramètres de temps (sec)***	
Uret	***0.00***	***T0***	***0***
Uret	***0.00***	***Tclear***	***0.15***
Urec2	***0.85***	***Trec2***	***1.5***

Condition d'application : Types B, C, D

Critère de fin de creux de tension

Le creux de tension est considéré comme terminé :

- 5 secondes après le début du défaut ;
  ou
- Lors du retour dans les plages normales de fonctionnement des trois tensions.

Cas de creux de tension successifs

Les creux successifs doivent être tenus, tant que les limitations matérielles (thermiques, ou mécaniques) ne sont pas atteintes.

Références :

- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.3 « Stabilité ».

3.7 Non déclenchement sur surtension

Condition d'application : Unités de type B, C, D

La mise en oeuvre du gabarit de surtension n'est pas obligatoire. RTE recommande les paramètres mentionnés ci-dessous et ceci pour les unités de type B, C et D :

Pour toute surtension symétrique ou dissymétrique d'amplitude « inférieure (sur tension) » ou égale au gabarit ci-dessous (la tension phase-phase à la fréquence fondamentale donnée au point de raccordement de l'installation), l'unité de stockage ne doit pas déclencher ».

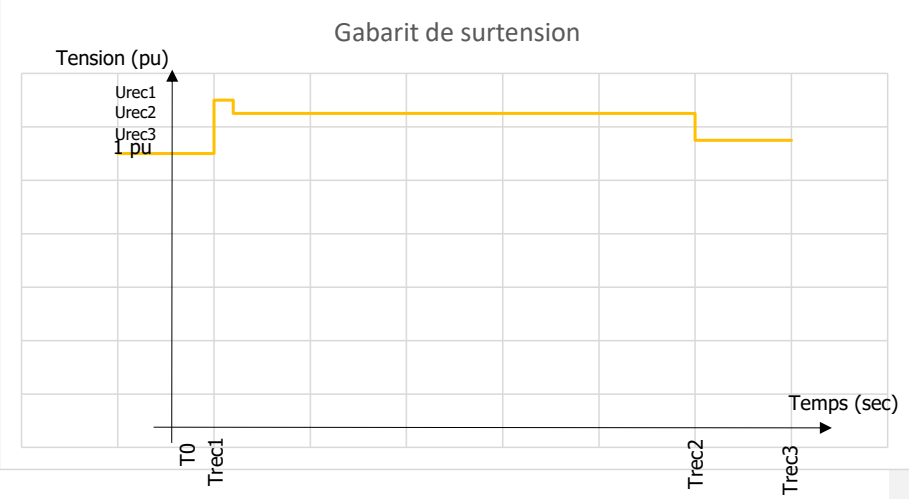


Figure 16 : Gabarit de surtension

Paramètres de tension (pu)		*Paramètres de temps (sec)*	
Urec1	***1.3***	***T0***	***0***
Urec1	***1.3***	***Trec1***	***0.05***
Urec2	***1.25***	***Trec2***	***2.5***
Urec3	***1.15***	***Trec3***	***30***

3.8 Capacité à supporter des vitesses de variation de la fréquence

Condition d'application : types A, B, C, D

L'unité de stockage doit rester connectée et continuer à fonctionner tant que la fréquence du réseau varie à une vitesse inférieure ou égale à :

+/– 2 Hz/s en moyenne sur une fenêtre glissante de 500 ms.

Et

+/– 1.5 Hz/s en moyenne sur une fenêtre glissante de 1000 ms.

Et

+/– 1.25 Hz/s en moyenne sur une fenêtre glissante de 2000 ms.

Toute précision de la mesure de variation de fréquence supérieure à +/- 1 mHz/s sur une fenêtre glissante de 500 ms devra être justifiée par des éléments techniques. Cette exigence doit être, à minima, validée pour le point de fonctionnement suivant : P=Pmax, Q=0MVAr et U = 1 pu.

3.9 Perturbations

Condition d'application : Unités de type A, B, C, D

Les perturbations produites par l'unité de stockage (quelque soit P en injection ou en soutirage), mesurées au point de raccordement, ne doivent pas excéder les valeurs limites autorisées ci-dessous :

3.9.1 Unité de stockage raccordée en HTB 1 ou HTB 2

- A-coup de tension (notamment au couplage) : amplitude max= 5 %
- Papillotement : Pst_{max} = 1
- Déséquilibre : taux de déséquilibre max = 1 %
- Harmoniques : courants harmoniques maximaux $I_{hn\ max} = k_n \frac{S}{\sqrt{3}Un}$

Où

S correspond à [$P_{max_unité}$] plafonnée à la valeur de 5 % de la puissance de court-circuit normée;
Un est la valeur de la tension nominale au point de raccordement
k_n est le coefficient de limitation défini en fonction du rang n de l'harmonique :

Rangs impairs	kn (%)	Rangs pairs	kn (%)
3	6,5	2	3
5 et 7	8	4	1,5
9	3	> 4	1
11 et 13	5		
> 13	3		

Taux global max : $t_{g\ max}$ = 8 %

3.9.2 Unité de stockage raccordée en HTB 3

- A-coup de tension (notamment au couplage) : amplitude max = 3 %
- Papillotement : Pst_{max} = 0,6
- Déséquilibre : taux de déséquilibre max = 0,6 %
- Harmoniques : courants harmoniques maximaux $I_{hn\ max} = k_n \frac{S}{\sqrt{3}Un}$

Où

S correspond à [$P_{max_unité}$] plafonnée à la valeur de 5 % de la puissance de court-circuit ;
Un est la valeur de la tension nominale au point de raccordement
k_n est le coefficient de limitation défini en fonction du rang n de l'harmonique :

Rangs impairs	kn (%)	Rangs pairs	kn (%)
3	3,9	2	1,8
5 et 7	4,8	4	0,9
9	1,8	> 4	0,6
11 et 13	3		
> 13	1,8		

Taux global max : $t_{g\ max}$ = 4,8 %

3.9.3 Scc au point de raccordement inférieure aux valeurs normées

Si la puissance de court-circuit du RPT au point de raccordement est inférieure à 400 MVA en HTB1, à 1500 MVA en HTB2, à 7000 MVA en HTB 3, les limites de perturbations de tension (à-coup, flicker et déséquilibre) indiquées ci-dessus sont à modifier en les multipliant par le rapport entre la valeur de puissance de court-circuit de référence correspondante indiquée ci-dessus et la puissance de court-circuit effectivement fournie par le RPT au point de raccordement et donnée par RTE.

Les nouvelles limites de perturbations seront données dans les conditions particulières.

3.9.4 Tensions harmoniques

Condition d'application :

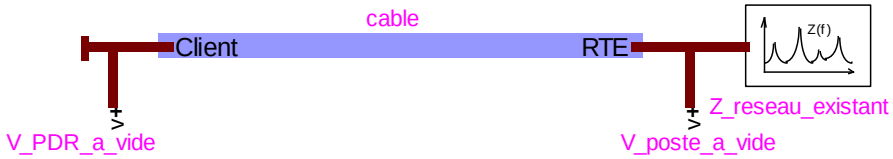
- ***Unités de type B, C, D (sur demande de RTE)***

Les exigences déclinées dans ce paragraphe s'appuient sur les documents [6] & [7].

L'approche proposée comporte deux étapes, la première concerne RTE (cf 3.9.4.1) : RTE étudie le raccordement à vide et détermine les limites de tensions harmoniques que devra respecter l'installation connectée (raccordement en charge). La seconde étape concerne le client (cf 3.9.4.3 : le client réalise l'étude harmonique de son installation et vérifie que les limites sont respectées. A la mise en service, des essais de conformité sont réalisés pour vérifier le respect de ces mêmes limites.

3.9.4.1 Etude réalisée par RTE

RTE estime par une étude les niveaux d'harmoniques et le taux de distorsion harmonique (THD) après les travaux de raccordement (ouvrages de raccordement sous tension), et avant la mise sous tension des ouvrages du client stockeur. Elle permet d'évaluer les niveaux harmoniques sans les ouvrages du client stockeur.



Il s'agit de vérifier que les niveaux obtenus (hx_{RTE}) présentent une marge suffisante par rapport aux seuils de tension V_{global} [10] et par rapport aux seuils de THD globaux. Cette marge permettra, après connexion du client, d'absorber les harmoniques émises et amplifiées par le raccordement.

Rang	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
V_{global} (%)	3	4	2	4	1	4	1	2	1	3	1	3

Rang	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
V_{global} (%)	1	1	1	2	1	2	1	1	1	1.5	1	1.5	0,5

Rang	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39
V_{global} (%)	0,5	0,5	1,5	0,5	1,5	0,5	0,5	0,5	1	0,5	1	0,5	0,5

Rang	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
V_{global} (%)	0,5	1	0,5	1	0,5	0,5	0,5	1	0,5	1	0,5

[10] Les valeurs des seuils V_{global} sont issues des niveaux de tensions de l'article 99 de l'arrêté raccordement du 9 juin 2020 où elles étaient données à titre indicatif.

THD_{global} [%]	$THDpair_{global}$ [%]
5	1

Les THD correspondent aux formules ci-dessous (avec V_h la tension harmonique de rang h) :

$$THD_{tension} = \sqrt{\sum_{h=2}^{50} V_h^2}$$

$$THD_{tension\ pair} = \sqrt{\sum_{h=1}^{25} V_{2h}^2}$$

La marge est adaptée selon le raccordement (nombre de clients) et selon le rang harmonique considéré, cette marge correspond aux seuils V_{marge} pour chaque rang harmonique et THD_{marge}, ils doivent vérifier les équations suivantes :

Équation 1 $\boldsymbol{V_{marge} < V_{global}}$; $\boldsymbol{THD_{marge} < THD_{global}}$

Équation 2 $\boldsymbol{V_{PDR\ à\ vide} = hx_{RTE} < V_{marge}}$; $\boldsymbol{THD_{PDR\ à\ vide} = THD_{RTE} < THD_{marge}}$

Équation 3 $\boldsymbol{V_{Poste\ RTE\ à\ vide} < V_{marge}}$

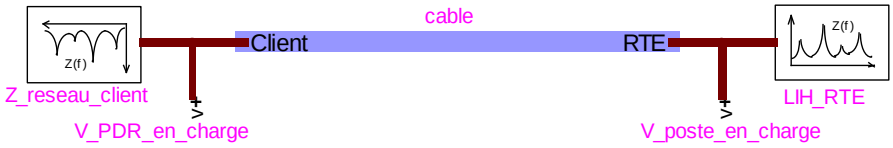
$V_{PDR\ à\ vide}$ correspond à la tension harmonique au point de raccordement.
$V_{Poste\ RTE\ à\ vide}$ correspond à la tension harmonique au poste de raccordement, défini comme le premier nœud du réseau contenant des départs ne faisant pas partie du raccordement.
V_{marge} correspond au niveau maximal que RTE pourra atteindre dans son étude harmonique à vide (s'il le dépasse, RTE prendra les dispositions permettant d'abaisser le niveau sous le V_{marge}). Ce niveau permet d'assurer que la limite imposée au client restera sous la limite V_{global}. Par exemple, dans la dans les figures 16 et 17, le V_{marge} est de 3% : si on prolongeait la courbe verte, elle dépasserait le V_{global} ce qui n'est pas acceptable.
Une définition mathématique du V_{marge} peut être donnée : il s'agit de l'abscisse du point d'intersection de la droite de limite imposée au client (équation 5 ou 6 selon les cas de figure) avec la droite V_{global}.

Si un ou plusieurs rangs dépassent V_{marge}, RTE prend les dispositions permettant d'abaisser les niveaux de ces derniers en-dessous de V_{marge}.

Ces niveaux calculés, à savoir hx_{RTE} et THD_{RTE}, sont transmis au client avec des Lieux d'Impédance Harmoniques (LIH), qui décrivent le comportement harmonique du réseau vu du point de raccordement.

3.9.4.2 Limite en tension

Cette exigence en tension à destination du client s'applique pour les rangs 2 à 50, en limite de propriété (au point de raccordement), par sous-ensembles de Points d'Interface reliés au même poste électrique.



La limite autorisée au client est déterminée à partir du niveau calculé lors de l'étude RTE, faite avec raccordement à vide (hx_{RTE}). Les hx sont exprimés en % de la tension nominale fondamentale.

La limite est obtenue en multipliant le niveau estimé au point de raccordement (hx_{RTE}) par un facteur d'amplification et en ajoutant un incrément correspondant à l'émission propre de l'installation. On utilise l'Équation 4~~Équation 4~~, l'Équation 5~~Équation 5~~ ou l'Équation 6~~Équation 6~~ selon le rang et le niveau rencontré.

a mis en forme : Police :10 pt, Non Gras
a mis en forme : Police :10 pt, Non Gras
a mis en forme : Police :10 pt, Non Gras

Ainsi, quand les niveaux hx_{RTE} sont suffisamment bas, la limite est :

Équation 4 $$hx_{LIMITE} = \frac{2 \times hx_{RTE} + V_{global}}{3} = hx_{RTE} + \frac{1}{3}\left(V_{global} - hx_{RTE}\right) \ (fraction)$$

Pour des niveaux hx_{RTE} plus hauts, la limite est :

Équation 5 $$hx_{LIMITE} = 1.2 \times hx_{RTE} + 0.2\% \ [pour\ les\ rangs\ x < 15] \ (affine)$$

Équation 6 $$hx_{LIMITE} = 1.5 \times hx_{RTE} + 0.2\% \ [pour\ les\ rangs\ x \geq 15]$$

Les équations 4, 5 et 6 sont représentées respectivement en Orange, et Vert sur les Figures 16 et 17. Leurs plages d'utilisation permettent de garantir la continuité des limites hx_{LIMITE} fixées par RTE, quels que soient les niveaux hx_{RTE}. Le passage du seuil haut au seuil bas se fait à l'intersection des courbes des équations 4 et 5 (rangs < 15) ou équations 4 et 6 (rangs ≥ 15).
Une fréquence inter-harmonique est une fréquence non multiple de la fréquence fondamentale (50 Hz). Pour les inter-harmoniques, la limite est :

Équation 7 $$interhx_{LIMITE} = 0.2\%$$

Le THD (calculé jusqu'au rang 50 en tenant compte des inter-harmoniques si existantes) peut augmenter dans la limite de ($THD_{RTE} = THD_{PDR\ à\ vide}$) :

Équation 8 $$THD_{LIMITE} = 1.2 \times THD_{RTE} + 0.2\%$$

Équation 9 $$THD_{pair\ LIMITE} = 1.2 \times THD_{pair\ RTE} + 0.2\%$$

Les Equations 4 et 5 sont présentées sur la figure 16, avec une limite V_{global} de 4% (cas du rang 3, 5 ou 7) :

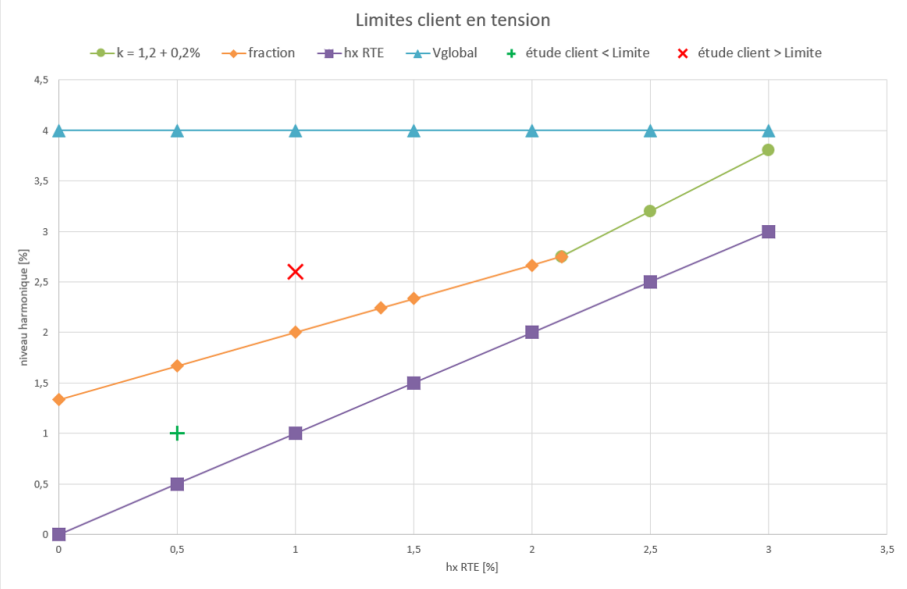


Figure 16 – Limites client en tension (pour une limite V_{global} à 4%)

Les Equations 4 et 6 sont présentées sur la figure 17, avec une limite V_{global} de 2% (cas du rang 17, 19) :

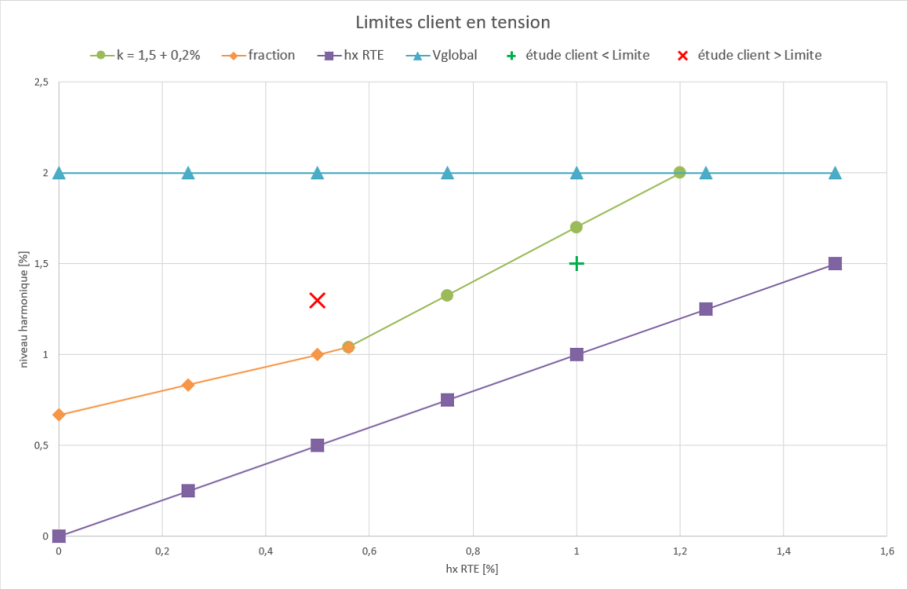


Figure 17 – Limites client en tension (pour une limite V_{global} à 2%)

3.9.4.3 Etude réalisée par le client

L'étude du client présente pour chaque rang, le niveau agrégé de perturbation en détaillant notamment :

- le phénomène d'amplification (effet de résonance) des niveaux harmoniques préexistants,
- les émissions propres du client (causées par les convertisseurs à base d'électronique de puissance par exemple).

De façon à tenir compte du foisonnement des sources, l'agrégation des phénomènes peut se faire suivant la formule :

	Rang harmonique	α
$U_h = \sqrt[\alpha]{\sum_i U_{hi}^{\alpha}}$	$h < 5$ $5 \leq h \leq 10$ $h > 10$	1 1,4 2

On peut expliciter la formule :

Équation 9

$$U_{h_{aggrégé}} = \begin{cases} U_{h_{amplification}} + U_{h_{émission\ client}} & (h < 5) \\ \sqrt[1.4]{\left(U_{h_{amplification}}\right)^{1.4} + \left(U_{h_{émission\ client}}\right)^{1.4}} & (5 \leq h \leq 10) \\ \sqrt{\left(U_{h_{amplification}}\right)^{2} + \left(U_{h_{émission\ client}}\right)^{2}} & (h > 10) \end{cases}$$

Les niveaux $U_{h_{aggrégé}}$ obtenus sont à comparer aux hx_{LIMITE} transmises par RTE.

RTE pourra demander à consulter le rapport d'études du client, en particulier pour un raccordement de plusieurs clients (§3.9.4.4).

Des essais à la mise en service permettront de s'assurer du respect de l'augmentation totale par rapport à la situation parc déconnecté. Les essais se déroulent en 2 phases :

A. mesure en l'absence de l'installation client (raccordement à vide) :vérifier que les niveaux à vide sont bien inférieurs à ceux déterminés par RTE dans son étude (si ce n'est pas le cas, à RTE d'y remédier). Une fois que c'est le cas, on passe à la phase B.
B. mesure en présence de l'installation client (raccordement en charge) : vérifier que les niveaux en charge sont bien inférieurs aux limites fixées par RTE dans son étude (si ce n'est pas le cas, au client d'y remédier)

3.9.4.4 Connexion de plusieurs clients au même poste

Dans le cas où deux clients souhaitent être raccordés simultanément ou dans des délais proches, RTE coordonne les études des deux clients et peut décider de réaliser une étude complète afin d'intégrer les contributions des différents acteurs, et d'évaluer si des interactions harmoniques peuvent survenir. Cette étude éventuelle nécessite la transmission des caractéristiques des installations clients à RTE.

RTE évaluera dans quel cas on se trouve parmi ceux présentés ci-dessous :

CAS 1: Raccordement des clients en simultané :

Dans ce cas :

1. RTE transmet à chaque client les données prévues ainsi que les limites à respecter en tension et en courant .
2. Chaque client transmet à RTE, dès qu'elles sont connues, les caractéristiques de ses installations.
3. Chaque client fait l'étude tenant compte du réseau RTE (LIH) et de son propre raccordement, sans tenir compte de l'autre client.
4. RTE réalise une étude globale permettant d'agréger les contributions des différents acteurs, et d'évaluer si des interactions harmoniques peuvent survenir.

CAS 2: Raccordement des clients en décalé :

Dans ce cas la séquence est la suivante :

1. RTE transmet au client A (qui arrive en 1er) les données prévues ainsi que les limites à respecter en tension et en courant.
2. Le client A transmet à RTE, dès qu'elles sont connues, les caractéristiques de ses installations
3. Le client A réalise l'étude de son propre raccordement, sans tenir compte de l'autre client
4. Le client A est mis en service
5. Le client B transmet à RTE, dès qu'elles sont connues, les caractéristiques de ses installations
6. RTE transmet au client B les données prévues en intégrant dans le LIH les données du client A. Ainsi les données du client A sont « anonymisées » (le client B ne pourra pas les récupérer dans le LIH)
7. Le client B réalise l'étude de son propre raccordement. L'étude tient donc compte des 2 clients
8. Si besoin, RTE réalise une étude globale permettant d'agréger les contributions des différents acteurs, et d'évaluer si des interactions harmoniques peuvent survenir.

A noter que l'étape 5 peut démarrer avant que l'étape 4 ne soit terminée. En principe l'étape 6 ne peut se faire qu'après la fin de l'étape 4 (pour obtention des mesures au point de raccordement). Si l'étude client A est jugée de qualité suffisante par RTE, elle peut être utilisée pour anticiper l'étape 6 et transmettre des mesures au point de raccordement calculées (et pas mesurées). Si nécessaire, les limites fixées au 2ème client seront ré-évaluées par RTE après la mise en service du 1er client.

3.9.4.5 Connexion d'un même client sur plusieurs Points d'Interface (PI)

Si un client prévoit de se raccorder selon plusieurs Points d'Interface (PI), il devient délicat pour RTE de calculer les LIH vus à chacun des PI. En effet, le LIH du PI N°1 (flèche rouge ci-dessous) est influencé par le PI N°2, et donc par le client qui y est raccordé, dont RTE n'a pas encore les caractéristiques. Dans ce cas, RTE transmet le LIH vu du poste électrique RTE voisin (flèche verte ci-dessous), ainsi que les éléments nécessaires (schémas RTE, caractéristiques électrotechniques) à la modélisation des raccordements par le client.

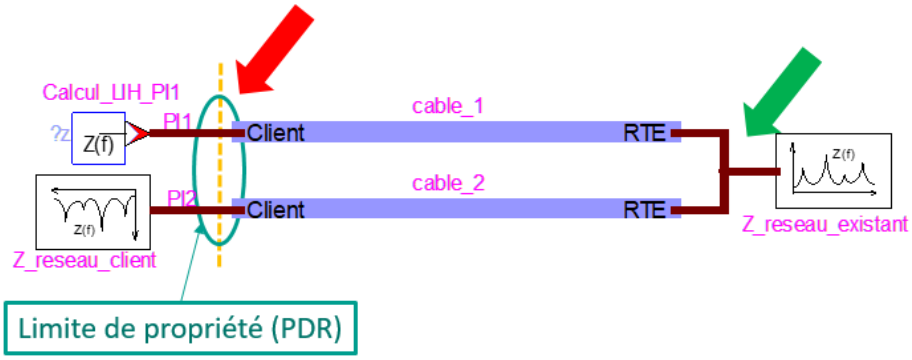


Figure 18 – Point de Raccordement (PDR) et Point d'Interface (PI)

Dans le cas d'un raccordement en HVDC avec plusieurs PI, cette influence est très limitée (découplage par les liaisons à courant continu), il suffit alors de transmettre un LIH par PI et le schéma d'exploitation.

3.9.4.6 Complément pour les raccordements HVDC

Dans le cadre de raccordement effectué en HVDC, le périmètre des études du client en tension est à étendre jusqu'au rang harmonique N°100 en supposant que le niveau pré-existant sur le RPT est nul, ou en instrumentant le réseau d'équipements non qualifiés à ce jour par RTE.

La limite à respecter du rang 51 au rang 100 est alors de 0.2%.

3.9.4.7 Transmission des données

RTE communique au stockeur les données relatives à son étude au plus tard, à la dernière des deux dates suivantes :

- date de la signature de la convention de raccordement
- ou 36 mois avant l'EON.

Les données transmises sont :

- Lieux d'Impédances Harmoniques (LIH) décrivant le comportement électrotechnique du réseau de transport
- Niveaux calculés lors de l'étude RTE : hx_{RTE}
- Limites à respecter par le client :
  - Tensions harmoniques hx_{LIMITE}
  - Tensions inter-harmoniques $interhx_{LIMITE}$
  - Taux de distorsion harmonique THD_{LIMITE}
  - Taux de distorsion harmonique pair $THD_{pair\ LIMITE}$
  - Courants harmoniques (limites actuelles) I_{LIMITE}

Un temps d'échange technique peut être prévu entre le client et RTE. C'est l'occasion pour RTE de présenter les résultats de l'étude à vide, ainsi que les données transmises au client. Le client peut à son tour présenter les données qu'il prévoit d'utiliser et la méthode d'étude.

Même si le client détermine librement le moment de réalisation de l'étude, il est fortement conseillé de mener l'étude harmonique avant l'achat des matériels du client.

Sur demande du client, des mesures harmoniques au poste de raccordement (ou au poste le plus proche en cas de poste neuf) pourront être transmises par RTE au moment de la signature de la convention de raccordement

Références :

- Code RfG [1] : article 15.6.b
- Code RfG [6] : article 44

3.10 Données permettant de simuler le comportement de l'installation

3.10.1 Modèle de type phaseur « ouvert »

Condition d'application : Unités de type B, C, D

Pour tous les projets de raccordement au RPT, le Stockeur fournit à RTE les données et les modèles permettant d'étudier le comportement de l'unité de stockage sur des phénomènes transitoires électromécaniques. Il s'agit d'un modèle de simulation dans le domaine temporel de type « phaseur ».

Description du modèle phaseur « ouvert »

Rappel de spécifications générales :

Le modèle phaseur doit être « ouvert », i.e. il consiste en une description (schémas blocs, paramètres des régulations et système de protections, caractéristiques électriques du/des transformateur(s), modèle équivalent du convertisseur, équipement de compensation de puissance réactive et/ou contrôle du régleur en charge si applicable…) permettant à RTE de faire les études de stabilité en tension, de fréquence et de stabilité transitoire dans l'outil de sa préférence (pas de modèle propriétaire, ni boite-noire, encrypté ou digital sur un logiciel commercial). Pour donner un ordre de grandeur, la constante de temps minimale représentée est typiquement

autour de 1 ms. En pratique, le modèle phaseur ouvert sera implémenté et utilisé par RTE sur des outils de simulation temporelle à pas variable.

Le modèle phaseur doit pouvoir s'initialiser (atteindre un régime établi) et fonctionner correctement (rester stable d'un point de vue numérique) dans tout le domaine de fonctionnement de l'unité de stockage (y compris sur des creux de tension sans aucune tension résiduelle au point de raccordement et lorsque des limites, typiquement de courant, puissance, tension ou du diagramme [U,Q], sont atteintes de manière permanentes tant que les plages de tension et fréquence du système restent dans le domaine de fonctionnement normal et exceptionnel, et dans les gabarits de non-déclenchement requis).

Utilisation et adaptation de modèles génériques :

Pour les sources interfacées par de l'électronique de puissance, un modèle phaseur basé sur la norme IEC 61400-27-1 est préconisé. Bien que la norme concerne les parcs éoliens, le modèle proposé pour les turbines de type 4A (complètement interfacées par de l'électronique de puissance) peut être facilement adapté pour représenter des autres ressources, telles que certains systèmes de stockage, en attendant l'apparition d'une norme IEC spécifique[11]. Une attention particulière devra être portée sur la possibilité d'avoir des puissances en soutirage pour les unités de stockage, ce qui n'est pas prévu sur certains modèles associés aux unités de génération. Lorsqu'une norme IEC spécifique pour les unités de stockage sera disponible, elle sera alors à privilégier au détriment de la norme IEC 61400-27-1.

- Le Stockeur peut aussi proposer de fournir les paramètres correspondant à un autre modèle générique disponible dans la littérature tel que le WECC publié par le *Western Electricity Coordinating Council* pour différentes technologies, y compris les batteries et parcs photovoltaïques.
- Dans les deux cas, la version utilisée devra être précisée et le Stockeur peut transmettre dans la fiche E1 uniquement les paramètres du modèle phaseur générique. Ces paramètres doivent être spécifiques à l'unité de stockage à raccorder. Des paramètres génériques ne sont pas acceptés.
- Lorsque les modèles génériques ne permettent pas de reproduire fidèlement le comportement dynamique de l'unité de stockage, il est possible de remplacer certains modules génériques de contrôle-commande et/ou du système de protection par des modules spécifiques au fabricant. Dans la mesure du possible, il est préconisé de respecter la structure modulaire des modèles génériques (i.e. des contrôleurs de puissance active, réactive, tension, limitations,…).

Prise en compte de différents modes de contrôle : l'unité de stockage peut prévoir différents modes d'opération (par exemple, un régulateur primaire de tension avec un asservissement de la puissance réactive, une tangente constante ou du type 2 - c'est-à-dire avec une loi de réglage sur la tension au point de raccordement-, (dés)activation de l'injection du courant réactif en défaut, participation ou non au réglage de la fréquence…). Pour chaque mode de contrôle prévu en exploitation, le Stockeur doit fournir les différents jeux de paramètres à utiliser et spécifier leur cadre d'utilisation.

Différents périmètres : le modèle phaseur de l'unité de stockage doit refléter à la fois les capacités constructives (e.g. diagramme [U,Q], tenue à des perturbations…) et les performances dynamiques au niveau d'un « élément de stockage » (e.g. un « container de batteries » avec son convertisseur, et éventuellement un transformateur élévateur, identifié comme Zone 1 dans la Figure 19) et au niveau de l'unité de stockage (i.e. identifié par la Zone 3). De plus, les éléments de stockage doivent être agrégés lorsqu'ils ont le même comportement au vu des phénomènes d'intérêt. Cependant, lorsque des réponses différentes sont attendues (différentes technologies, types, ou fournisseurs ou selon les variantes en termes de topologie du réseau interne ou configurations prévues en exploitation) un modèle agrégé pour chaque type d'élément de stockage devra être fourni. Ils reçoivent néanmoins les mêmes consignes du contrôleur de l'installation.

[11] C'est notamment l'approche utilisée par le WECC : le modèle générique de l'unité de stockage est obtenu à partir de blocs du modèle générique de parcs éoliens de Type 4 et d''un bloc représentant l'impact de l'état de charge sur les limites en courant.

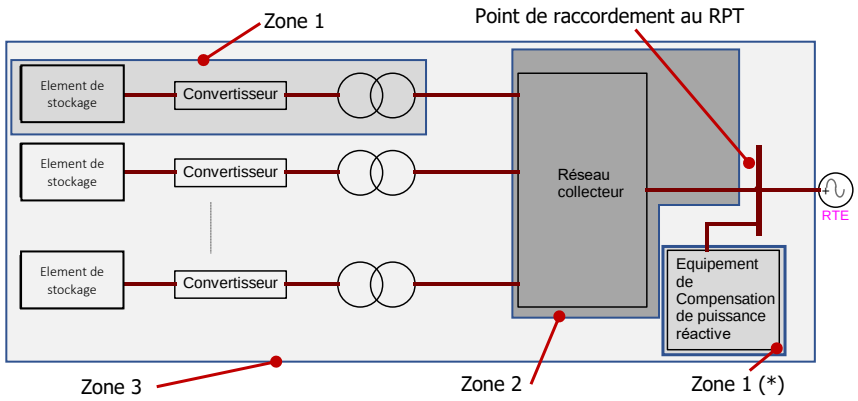


Figure 19. Schéma de principe du raccordement de l'unité de stockage

Si un équipement de compensation de puissance réactive dédiée fait partie de l'installation, Zone 1(*), son modèle phaseur ouvert doit aussi être fourni.

Précisions sur le domaine de validité : le Stockeur doit indiquer le domaine de validité du modèle fourni. Typiquement, la norme IEC 61400-27-1 indique que les modèles génériques des parcs éoliens proposés ne sont pas prévus pour des études avec des rapports de court-circuit inférieurs à 3. Cet indicateur est défini par le rapport entre la puissance de court-circuit au point de connexion et la puissance active maximale de l'unité. Le point de connexion correspond bien au point de raccordement pour la Zone 3. Il est à noter que, pour les unités de type C et D, le modèle phaseur doit être valable pour l'étude d'un incident type séparation de réseau, avec fort report de charge mais dans laquelle au moins une machine synchrone reste dans la zone ilotée (cf. Fiche I10). Toute limite mettant en cause la pertinence du modèle phaseur doit être signalée par le Stockeur. Si elle s'avère inadmissible vis-à-vis de l'utilisation du modèle prévu par RTE, une amélioration du modèle devra être convenue entre les parties.

Validation du modèle phaseur

La pertinence du modèle phaseur (dit aussi RMS) ouvert doit être démontrée par le Stockeur et validée par RTE en comparant les résultats de simulation obtenus avec ce modèle au comportement « réel » de l'unité de stockage. Le but est d'assurer la qualité et la précision du modèle phaseur ouvert fourni par le Stockeur à RTE sur la base des critères de conformité définis dans la Fiche I16.

La norme IEC 61400-27-2 sera utilisée comme base pour la définition des critères de conformité. Il est à noter que la procédure proposée par la norme est valable pour des modèles phaseurs « spécifiques », c'est-à-dire qui présentent des écarts par rapport à la structure proposée par les normes. Enfin, la procédure est aussi applicable dans le cadre d'une validation entre modèles ou par rapport à des mesures sur équipement. Une attention spéciale sera portée sur la définition de seuils d'acceptabilité dans chaque scenario pour tenir compte des spécificités et incertitudes propres aux différents types de simulations (RMS et EMT) et essais (en laboratoire ou à la mise en service).

Le comportement « réel » de l'unité de stockage : est caractérisé par des « signaux de référence » fournis par le Stockeur à RTE.

- Les courants ainsi que la puissance active et réactive utilisent la convention de signe du générateur. Ils peuvent être fournis en unité SI ou p.u. auquel cas la base doit être précisée.
- La nature des signaux (RMS ou instantanés, issus de simulations ou d'essais) et leur fréquence d'échantillonnage doivent aussi être indiquées.
- L'instant d'occurrence des événements simulés, ainsi que leur durée, doivent être précisés.

Lorsque les signaux de référence sont issus d'une simulation, le modèle « complet » doit être utilisé. Il s'agit du modèle dynamique le plus détaillé et précis que le Stockeur développe pour ses études de conception. Il doit correspondre au modèle utilisé pour démontrer la conformité aux performances dynamiques dans le cadre du contrôle initial (e.g. réalisation des Fiches I2, I5, I6, I7, I10). Si jugé nécessaire, RTE se réserve le droit de demander au Stockeur une preuve de validation du modèle complet par rapport au comportement réel de l'installation.

Le processus de validation : est réalisé en deux phases comme illustré dans la Figure 20. Une fiche spécifique est associée à chaque phase.

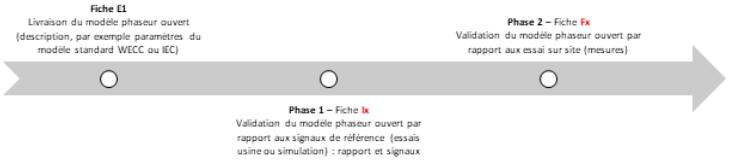


Figure 20. Processus de livraison et validation modèle phaseur ouvert

1. Phase 1 (fiche I16) : permet au Stockeur de démontrer la validité du modèle phaseur ouvert fourni à RTE en confrontant les résultats de simulations qu'il obtient avec ce modèle (développé par le Stockeur) aux grandeurs électriques de « référence ». En général, à ce stade ces dernières sont issues des essais en usine ou de simulations plus fines, avec par exemple un modèle EMT ou un modèle phaseur dit « détaillé » développé par le Stockeur dans la phase de conception.

   Il est à noter que les signaux de référence doivent correspondre aux résultats fournis à RTE dans les fiches de performance dynamique à test équivalent (e.g. Fiches I2, I5, I6, I7, I10).

   La validation par RTE dans la Phase 1 se base uniquement sur les informations fournies par le Stockeur : (i) la description du modèle, (ii) les signaux de simulation du modèle phaseur ouvert, (iii) les signaux de référence, les deux fournis à RTE en format numérique, (iv) ainsi que le rapport de validation du modèle qui démontre la conformité aux critères spécifiés dans cette fiche.

   Après la validation de cette fiche, RTE réalise un processus de validation permettant de garantir que l'implémentation réalisée par RTE dans son logiciel de simulation RMS de référence à partir de la description du modèle phaseur ouvert reproduit les résultats obtenus par le Stockeur. La validation de RTE consiste à comparer les résultats de simulations obtenus par RTE aux signaux de simulations et de référence fournis par le Stockeur dans la Phase 1.

2. Phase 2 (fiche F16) : permet de comparer les résultats de simulation obtenus par RTE avec son logiciel de simulation RMS de référence en utilisant le modèle phaseur ouvert fourni par le Stockeur aux mesures sur site obtenues lors des essais. Cette phase est donc effectuée par RTE sur la base des informations fournies par le Stockeur : (i) la description du modèle phaseur ouvert (éventuellement mise à jour pour cette phase) et (ii) les signaux numériques des résultats des essais sur site.

En cas de non-conformité aux exigences de validation du modèle phaseur (écarts supérieurs aux seuils indiqués dans la section « Critères de conformités » des fiches) le Stockeur est tenu de fournir des justifications à RTE. Si nécessaire, le Stockeur devra envoyer une mise à jour de la description du modèle phaseur ouvert à RTE qui garantit le respect des critères de conformité exigés.

Tests, résultats et critères de conformité :

Tel que préconisé dans la norme IEC 61400-27-2 le modèle phaseur doit être validé à minima en termes de performances dynamiques des principaux régulateurs (puissance active et réactive, régulation de fréquence et éventuellement fourniture d'inertie synthétique si applicable) et sur creux de tension, et ceci aussi bien au niveau de l'élément de stockage que de l'installation.

Les indicateurs sur lesquels des critères de conformité doivent s'appliquer sont de deux natures :

1. Des indicateurs de performance dynamique : temps d'activation, de montée, d'établissement et dépassement.
2. Trois type d'erreurs calculées à partir de l'écart point à point des séries temporelles (xe(n)= xsim(n)- xmes(n)) avec les grandeurs d'intérêt en p.u. :
   - l'erreur moyenne (*Mean Error*, ME) :

$$x_{ME} = \frac{\sum_{n=1}^{N} x_e(n)}{N}$$

   - l'erreur moyenne absolue (MAE, *Mean Absolute Error*) :

$$x_{MAE} = \frac{\sum_{n=1}^{N} |x_e(n)|}{N}$$

- Et l'erreur maximale (MXE, *Maximum Error*) :

$$x_{MXE} = max(|x_E(1)|, |x_E(2)|, \dots, |x_E(N)|).$$

L'annexe de la norme illustre le type de résultat attendu. Il s'agit des courbes superposant les signaux issus de la simulation avec le modèle phaseur ouvert et les référence en pu, ainsi que l'erreur calculée. Des tableaux synthèse des indicateurs doivent être fournis comme suit :

Tableau 5. Indicateurs d'erreurs entre les signaux simulés et de référence à rapporter

Description du test	Fenêtre	Puissance active			Puissance réactive			Courant actif			Courant réactif		
		MXE	ME	MAE	MXE	ME	MAE	MXE	ME	MAE	MXE	ME	MAE
Paramètres, conditions initiaux, événement simulé…	Avant événement												
	Pendant événement												
	Apres événement												

Pour les tests de suivi de consigne des régulateurs, on ajoute le tableau ci-dessous en incluant aussi l'écart entre les indicateurs ($\Delta\tau_i$) en pourcentage normalisé par rapport à la valeur de référence. Il concerne uniquement la grandeur asservie :

Tableau 6. Indicateurs de performances dynamiques pour le suivi de consigne

Description du test	Temps de montée			Temps de réaction			Temps d'établissement		
	Référence	Simulé	$\Delta\tau_r$ (%)	Référence	Simulé	$\Delta\tau_a$ (%)	Référence	Simulé	$\Delta\tau_s$ (%)

$$\Delta\tau_i(\%) = \frac{\tau_{i,sim} - \tau_{i,mes}}{\tau_{i,mes}} 100$$

Le dépassement de référence, simulé et leur écart devront aussi être indiqués. Les détails de calcul de ces indicateurs, notamment concernant le traitement des signaux nécessaire en amont au calcul des indicateurs, ainsi que les seuils d'acceptabilité sont détaillés dans la Fiche I16 et F16.

Description des données

Modélisation simplifiée du réseau collecteur : il s'agit du réseau équivalent entre le point de raccordement et les différents éléments de stockage. Il peut être modélisé par une résistance et une inductance comme montré en Figure 23.

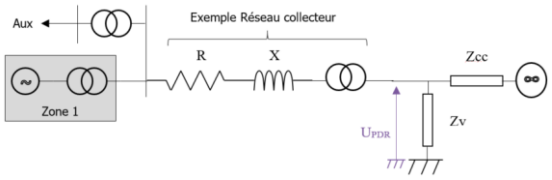


Figure 23. Modélisation phaseur du réseau interne

Paramètres du modèle en format numérique (si générique) : un fichier « .par » avec les paramètres des modèles génériques (IEC ou WECC) peut aussi être demandé par RTE.

Les signaux de référence doivent être fournis dans un format numérique conforme aux spécifications précisées dans la Fiche I16.

Références :

- Norme IEC 61400-27-1 et IEC 61400-27-2

- Modèles WECC : "WECC Energy Storage System Model – Phase II," WECC REMTF Adhoc Group on BESS modeling, WECC Renewable Energy Modeling Task Force, WECC Modeling and Validation Work Group, March 2015
- Dynawo : GitHub - dynawo/dynawo: This repository contains Dynawo's simulation tool code.

3.10.2 Modèle détaillé pour l'étude des transitoires électromagnétiques

Condition d'application : Types C, D

Le stockeur doit fournir à RTE des données pour la réalisation d'études dynamiques permettant de simuler le comportement de son unité de stockage et en particulier les phénomènes transitoires électromagnétiques.

Ces modèles doivent représenter fidèlement le comportement transitoire (phénomènes de dynamique rapide, pour des fréquences allant de 0,2 Hz jusqu'à 10 kHz) en régime direct, inverse et homopolaire de l'unité de stockage. Les modèles doivent permettre de réaliser à minima:

- les études de phénomènes sous-synchrones (interactions torsionnelles sous-synchrones avec le réseau de transport)
- les études de comportement du parc de stockage sur défaut (dans le réseau offshore ou sur le réseau de transport) et de transitoires électromagnétiques rapides,
- les études de stabilité harmonique,
- des études d'interactions de contrôle commande.

Afin de pouvoir réaliser des études en amont du raccordement de l'unité de stockage, le stockeur doit fournir ces données en 2 étapes :

- **des données préliminaires** doivent être fournies à RTE au plus tard **18 mois** avant la 1ère injection ou le 1er soutirage,
- **des données définitives** doivent être fournies à RTE au plus tard **8 mois** avant la 1ère injection ou le 1er soutirage.

Description des données

On peut identifier trois types de données que le stockeur doit fournir à RTE :

a. Les caractéristiques électriques détaillées des équipements utilisés.

b. Le(s) modèle(s) numérique(s) des systèmes de contrôle commande et de protection

c. Le modèle EMTP®, ou, le modèle numérique compatible avec le logiciel de type EMT utilisé pour les études de conception et de réglage de l'installation si EMTP® n'a pas été utilisé (par exemple PSCAD®)

Exigences sur les caractéristiques électriques détaillées des équipements

L'ensemble des caractéristiques des composants HT (transformateurs, câbles, systèmes de compensation et/ou de filtres, machines tournantes, convertisseurs à base d'électronique de puissance, etc.), doivent être fournies dans un document. Ces caractéristiques seront associées à un schéma unifilaire de l'installation afin que RTE puisse créer dans ses outils de simulation de transitoires électromagnétiques un modèle détaillé de l'installation. Ces données ne doivent pas prendre en compte d'agrégation. Par exemple pour une unité de stockage de type batterie électrochimique, seront fournies les caractéristiques individuelles de chaque batterie, les caractéristiques des câbles et transformateurs reliant chaque batterie, les caractéristiques des convertisseurs utilisés au niveau de chaque batterie.

Exigences relatives aux modèles numériques des systèmes de contrôle commande et de protection

Les modèles détaillés des systèmes de contrôle commande peuvent contenir des données techniquement sensibles. C'est pourquoi seule la fourniture de ces modèles sous forme de code compilé, est requise (uniquement bibliothèque dynamique - pas d'exécutables). Une description simplifiée du contrôle commande sous forme de schéma bloc devra également être fournie, en complément de ces modèles. Ce schéma bloc (déjà

demandé dans la fiche E1 pour l'étude des transitoires électromécaniques) permettra de comprendre les grandes fonctionnalités du système sans en révéler les parties industrielles sensibles.

Ces modèles de contrôle commande et de protection doivent être modélisés de manière détaillée afin d'être intégrés au modèle détaillé de l'installation décrit ci-dessus. Par conséquent ils ne doivent pas être agrégés. Ces modèles de contrôle commande doivent permettre l'étude de transitoires électromagnétiques.

Les systèmes de protection ayant des constantes d'activation de moins de 100 secondes doivent être inclus dans le modèle.

Tous les retards, notamment ceux liés aux interfaces de communication, doivent être modélisés. Ces délais seront estimés dans un premier temps puis affinés lors des essais sur site.

Les signaux de consigne de tension, fréquence, puissance active et réactive venant de RTE vers les contrôleurs de parc doivent être inclus dans le modèle.

Les consignes de production en actif et réactif ou de contrôle de la tension devront être des paramètres réglables du modèle.

Les modèles de système de contrôle commande et de protection doivent être générés à partir du code source du contrôleur et non à partir des composants de base du logiciel de simulation. Cette exigence vise à garantir la qualité du modèle. Le modèle des unités de traitement des mesures (PLL, calcul en composantes symétriques, calcul des puissances actives et réactives…) doivent suivre ce même principe.

Le modèle de contrôle connecté au modèle du circuit électrique du parc doit pouvoir s'initialiser (atteinte du point de fonctionnement en régime établi) en 3 secondes de simulation maximum.

Exigences complémentaires relatives aux modèles EMT fournis

La modélisation des équipements électriques dans ces modèles doit être ouverte et accessible à l'utilisateur (pas de boîte noire).

L'ensemble du réseau électrique du stockeur sera modélisé en détail jusqu'au point de raccordement de chaque unité de stockage. Des solutions d'agrégation sont toutefois permises afin de réduire les temps de calcul et la complexité des modèles. Ces solutions peuvent consister à agréger des unités de stockage connectées à un même départ.

Les modèles doivent pouvoir fonctionner et fournir des comportements valides à des pas de calcul multiples de 10 µs dans une plage de 10 µs à 50 µs afin de permettre les études d'interaction avec des équipements à base d'électronique de puissance raccordés à proximité. Les modèles pourront être constitués de DLL, ne contenant que du code de contrôle et protection. Les DLL devront être indépendantes des outils de simulation, et une documentation concernant les interfaces devra être fournie pour faciliter l'intégration des DLL dans les outils de simulation. Pour exemple, un groupe de travail CIGRE-IEEE sur le sujet « DLL interface documentation » est en cours et donnera les informations détaillées sur les spécifications requises. Les DLL seront livrées sous 2 versions : une version compilée en 32 bits, et une autre compilée en 64 bits Le travail est fortement basé sur la norme IEC 61400-27-1. RTE pourra fournir un appui sur les conditions d'utilisation. Si des licences particulières (autres que celles nécessaires à l'utilisation des outils de simulation de transitoires électromagnétiques) sont requises pour le fonctionnement des modèles, elles seront fournies par le stockeur à RTE. Ces modèles doivent pourvoir être interfacés sous les environnements Windows et Linux.

Plusieurs instances d'un même modèle (ex : modèle d'une unité de stockage) doivent pouvoir coexister dans un même environnement afin de permettre à RTE de représenter l'ensemble du parc de stockage de manière détaillée.

Validation du modèle EMT

Le modèle EMT sera validé conformément aux fiches de validation I11 et F15.

Les exigences applicables à la qualité des enregistrements des installations sont détaillées dans la fiche F15 (afin de comparer la réponse du modèle avec ces enregistrements).

Fourniture finale des modèles :

La fourniture finale doit comprendre **:**

- La version finale des modèles : cette dernière version doit être approuvée par RTE sur la base de comparaisons avec des résultats obtenus lors des FAT sur le véritable contrôle-commande et des mesures réalisées dans l'installation de stockage au plus tard 1 mois après la réalisation des tests sélectionnés pour la validation du modèle de la fiche F15..
- La version finale du modèle PSCAD ou EMTP si ces logiciels ont été utilisés par le fournisseur pour concevoir l'unité de stockage.
- Une documentation sur les modèles, entièrement sous format informatique (.pdf), incluant :
  - les schémas simplifiés du système de contrôle-commande et de protection,
  - une description détaillée des entrées et sorties des modèles un manuel d'utilisation (paramétrage, plages de valeurs autorisées, etc.)
- Un rapport de validation incluant pour chaque test d'acceptation en usine la superposition (sur la même figure) des résultats donnés par le modèle et des résultats donnés par le contrôle-commande réel (relié à un simulateur en temps réel).
- Un engagement du stockeur à garantir pendant toute la durée de vie du contrôle commande le maintien de la similitude entre le contrôle-commande réel et le modèle fourni à RTE, sur les modifications impactant les performances de l'unité de stockage.

~~**Références :**~~

~~-~~

3.10.3 Modèle fréquentiel de l'installation

Condition d'application : Types C, D

Le stockeur doit fournir à RTE les données et les modèles fréquentiels de certains équipements de son installation pour la réalisation d'études permettant de simuler le comportement fréquentiel de son installation de stockage.

Ces modèles doivent représenter fidèlement le comportement de l'installation pour la plage allant de 100 Hz à 2500 Hz, en régime direct et inverse. Ces modèles permettent de réaliser à minima les études suivantes sur toute la durée de vie de l'installation :

- Des études de comportement fréquentiel du RPT en prenant en compte le comportement fréquentiel des installations raccordées au RPT (Lieux d'Impédance Harmonique)
- Des études de distorsion harmonique
- Des études de stabilité fréquentiel
- Des études et Retour d'Expérience d'amplification harmonique.

Afin de pouvoir réaliser des études en amont du raccordement de l'installation de stockage, le stockeur doit fournir les données en 2 étapes :

- des données préliminaires doivent être fournies à RTE au plus tard 18 mois avant la 1ère injection ou le 1er soutirage,
- des données définitives doivent être fournies à RTE au plus tard 8 mois avant la 1ère injection ou le 1er soutirage.

Description des données

En considérant le schéma de principe d'une installation comme décrit dans la figure ci-dessous, on peut identifier trois types de données que le producteur doit fournir à RTE :

a. Le modèle fréquentiel des systèmes de stockage d'énergie (ou de compensation, identifiés en zone 1 dans la figure), incluant les éventuels filtres et transformateurs alimentant les auxiliaires

b. Le schéma unifilaire détaillé de l'installation

c. Les caractéristiques des éléments constituant l'installation (câbles/liaisons internes à l'installation, transformateurs, et tout autre équipement ayant un impact sur le comportement fréquentiel de l'installation.

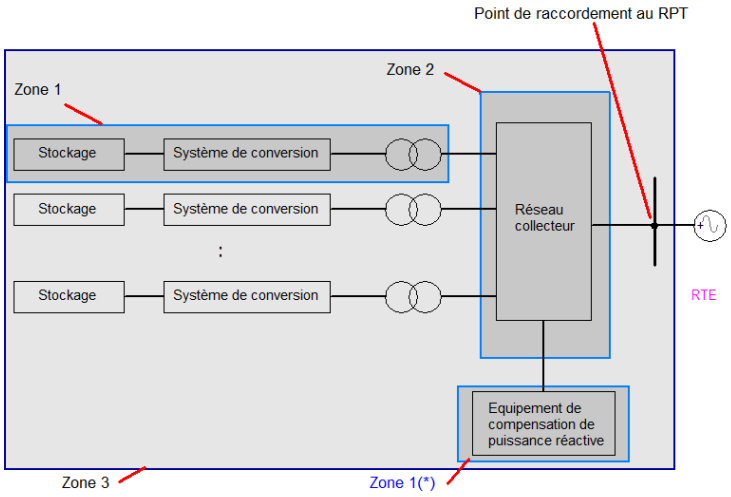


Figure 11 : Schéma de principe du raccordement de l'unité de stockage

Exigences sur le modèle fréquentiel des systèmes de stockage ou de compensation (zone 1)

La fourniture d'un modèle fréquentiel sous la forme d'un modèle de Norton équivalent est requise. La figure ci-dessous donne une représentation du modèle attendu.

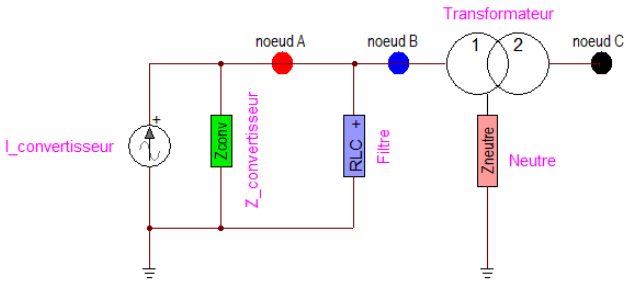


Figure 12 : Schéma de principe du modèle fréquentiel de la zone 1

Il existe plusieurs possibilités pour fournir les données relatives à ces modèles. Elles sont données ci-dessous par « ordre de préférence » :

1. Fourniture des données fréquentielles au nœud électrique C
2. Fourniture des données fréquentielles au nœud électrique B, les résultats d'essai du transformateur, son couplage et l'impédance de mise à la terre du transformateur

3. Fourniture des données fréquentielles au nœud électrique A (considérant l'unité de stockage, le convertisseur et son contrôle-commande), les résultats d'essai du transformateur, son couplage et l'impédance de mise à la terre du transformateur, et les caractéristiques des filtres

Concernant :

- Les résultats d'essai du transformateur : Les résultats des essais en court-circuit et des essais à vide sont à fournir à minima
- Les caractéristiques des filtres : Le schéma électrique du filtre et les valeurs électriques de ses composants sont à fournir

S'il existe des transformateurs additionnels pour alimenter les auxiliaires du système (zone 1), des données similaires sont aussi à fournir :

- Le couplage et l'impédance de mise à la terre du transformateur auxiliaire,
- Les résultats d'essai du transformateur,
- Les valeurs de puissance active et réactive des auxiliaires (au secondaire des transformateurs)

Les données fréquentielles attendues sont à fournir dans des tableaux de la forme ci-dessous :

Séquence : (direct ou inverse) Puissance active produite ou soutirée (en MW) Puissance réactive au noeud électrique A/ou B/ou C (en Mvar)				
Fréquence (Hertz)	Courant du convertisseur (A)	Courant du convertisseur (degré)	Amplitude de l'impédance au point X (Ohm)	Phase de l'impédance au point X (degré)
100				
101				
102				
…				
2500				

Plusieurs tableaux sont donc à fournir. Chaque tableau doit respecter les unités données, et être fourni considérant une fréquence allant de 100 Hz à 2500 Hz, par pas de 1 Hz.

Le nombre de tableaux est dépendant des configurations à considérer et sont précisées ci-dessous :

- Points de fonctionnement en puissance active : Différentes valeurs de puissance actives sont à considérer, de 100% de soutirage à 100% d'injection, par pas de 40 % (soit 6 cas).
- Points de fonctionnement en puissance réactive : Différentes valeurs de puissance réactives sont à considérer, du maximum d'absorption au maximum de fourniture du convertisseur, par pas de 40% (soit 6 cas).
- Points de fonctionnement avec le taux de distorsion harmonique (en émissions de courant) le plus important (si différents des cas déjà présentés ci-dessus). Si 2 cas ou plus existent, ils doivent être clairement explicités.

- Pour chacun des cas précédents, un tableau doit être fourni pour la séquence directe et un autre pour la séquence inverse.

Par ailleurs, s'il existe plusieurs zones 1 différentes (d'un point de vue matériel ou contrôle-commande) au sein de l'installation, la fourniture des données au format requis est à effectuer pour chaque zone 1 différente.

Exigences sur les données relatives au réseau interne de l'installation (zone 2)

En complément des modèles fréquentiels des systèmes de stockage et/ou de compensation, le stockeur doit fournir les éléments nécessaires à la génération du modèle fréquentiel de l'ensemble du réseau interne de l'installation, intégrant tous les éléments dit « passifs ». Les éléments à minima nécessaires sont précisés ci-dessous :

- Le schéma unifilaire détaillé de l'installation, qui devra comporter :
  - L'ensemble des éléments de coupure de l'installation permettant de reproduire l'ensemble des topologies internes de l'installation. A ce titre, le producteur explicitera les éventuels restrictions et/ou obligations de topologies
  - L'ensemble des lignes aériennes et câbles internes à l'installation, incluant les longueurs (en km) de chacune des liaisons

- Les caractéristiques électriques et géométriques nécessaires à la génération d'un modèle fréquentiel de chacune des liaisons. Dans le cas du modèle préliminaire, si les données détaillées ne sont pas encore disponibles, les valeurs des résistance, réactance, et capacitance à 50 Hz (RXH) pourront être fournies

- Le couplage, l'impédance de mise à la terre, et les résultats d'essais de chaque transformateur connecté au réseau du producteur. En cas de présence de régleur en charge sur des transformateurs, le stockeur détaillera l'impact de la position du régleur sur ses caractéristiques

Toute donnée ou équipements additionnels ayant un impact sur le comportement fréquentiel de l'installation devra être précisés par le stockeur.

Validation du modèle fréquentiel

Seuls les modèles fréquentiels des systèmes de stockage et/ou de compensation (zones 1) sont concernées par un processus de validation par RTE.

Ce processus peut être effectué par le client à sa convenance. Dans ce cas, la modélisation doit être validée par des résultats de réponse fréquentielle des systèmes de l'installation avec un contrôle détaillé de l'installation, ou avec un banc d'essais. Un rapport démontrant par superposition des amplitudes et de la phase de l'impédance entre le modèle fréquentiel de chaque zone 1 et les résultats (du modèle détaillé ou du banc d'essai) la pertinence des données fournies est exigée.

Si ce process de validation est choisi par le stockeur, les données du modèle fréquentiel ne doivent pas être générées à partir du modèle EMT fourni par le stockeur à RTE.

Si le stockeur ne fournit pas de rapport de validation, le modèle fréquentiel fourni par le stockeur sera comparé aux résultats de la réponse fréquentielle du modèle EMT développé par RTE. Si des écarts sont constatés, des échanges entre le stockeur et RTE auront lieu pour justifier les écarts. RTE se réserve le droit de demandes des compléments d'informations si les justifications ne sont pas jugées suffisante.

Fourniture finale des données et des modèles

La fourniture finale doit comprendre :

- Un rapport contenant :
  - Toutes les hypothèses et méthodologies retenues pour la génération des modèles fréquentiels de la zone 1 devront accompagnées la fourniture des tableaux demandés.
  - Les tableaux demandés pour les différents points de fonctionnement, pour les séquences directe et inverse. En complément, la fourniture des tableaux sous un format numérique (type Tableur) accessible à travers l'utilisation d'application bureautique usuel est souhaitable.

- L'éventuelle validation des modèles fréquentiels vis-à-vis d'un modèle détaillé ou d'un banc d'essai

- Les documents nécessaires à la modélisation fréquentielle du réseau interne de l'installation

- Un engagement du stockeur à garantir pendant toute la durée de vie de l'installation le maintien de la similitude entre toutes les données réelles de l'installation et les données fournies à RTE, sur les modifications impactant le comportement fréquentiel de l'installation de stockage. Des mises à jour des modèles et des données seront donc à fournir par le stockeur pendant toute la durée de vie de l'installation.

3.11 Echanges d'informations

Les prescriptions ou exigences fonctionnelles concernant le raccordement et l'échange d'informations de téléconduite sont présentées dans le cahier des charges pour le raccordement au système de téléconduite de RTE de l'installation. Ce document, comme le cahier des charges des capacités constructives, est annexé à la convention de raccordement.

La réponse du client pour démontrer sa conformité vis-à-vis des performances attendues se fera via le contrôle de conformité (fiches E4 de l'étape 1, I9 de l'étape 2 et F1 de l'étape 3).

3.12 Système de protection

Les prescriptions ou exigences fonctionnelles du système de protection de l'installation sont précisées dans le cahier des charges des systèmes de protection contre les défauts d'isolement. Ce document, comme le cahier des charges des capacités constructives, est annexé à la convention de raccordement.

La réponse du Stockeur pour démontrer sa conformité vis-à-vis des performances attendues se fera via le contrôle de conformité (fiche E3 de l'étape 1).

4. FICHES DE CONTROLE AVANT L'ACCES DEFINITIF AU RESEAU

La liste des fiches de contrôle applicables à l'unité de stockage est définie dans l'article 8.3.3 « Trame de procédure de contrôle de conformité pour le raccordement d'une installation de production ou de stockage », la procédure de contrôle de conformité est divisée en trois étapes :

- Informations à fournir par le stockeur (Etape 1)
- Simulations à réaliser par le stockeur (Etape 2)
- Essais à réaliser par le stockeur (Etape 3)

Le traitement en cas de mise en service progressive est précisé pour chaque fiche.

Références :

- Documentation Technique de Référence [3], art. 1.2 « Raccordement des installations de production » et Chapitre 5 « Contrôle de conformité des installations ».
- Documentation Technique de Référence [3], art 8.3.3 « Trame de procédure de contrôle de conformité pour le raccordement d'une installation de production ou de stockage ».

5. REFERENCES

[1]. Arrêté du 09 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité

[2]. Documentation Technique de Référence en vigueur à la date de signature de la PTF.

[3]. Le règlement (UE) 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 (« code RfG : Requirements for Generators»)

[4]. System Operation guideline (SOGL) : 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

[5]. Storage Expert Group : Phase II Final Report.

[6]. CEI 61000-3-6 - Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-6: Limits – Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems

[7]. IEEE 519 – Recommended practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems

6. LISTE DES ANNEXES

ANNEXE 1 : Principes de calcul des marges de stabilité

ANNEXE 2 : Définitions des caractéristiques de la réponse à un échelon

ANNEXE 3 : Définitions relatives à la gestion du stock

ANNEXE 1 : PRINCIPES DE CALCUL DES MARGES DE STABILITE

1. DEFINITIONS

1.1 Boucle de régulation

La structure classique d'une régulation est la suivante (figure 1) :

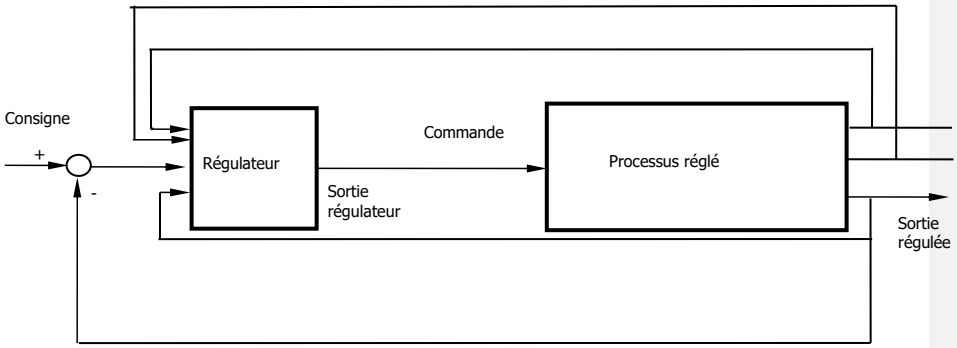


figure 1

Sur un tel schéma on peut définir la fonction de transfert en boucle ouverte et la fonction de transfert en boucle fermée.

La fonction de transfert en boucle ouverte H(p) correspond à l'ouverture de la boucle **entre le régulateur et la commande** et est égale à la transmittance - [Sortie régulateur] / [Commande].

1.2 Marges de stabilité

La stabilité d'un système bouclé est définie par la position de sa transmittance en **boucle ouverte H(p)** (p opérateur de Laplace) par rapport au point -1 dans le plan de Nyquist (figure 2). On définit classiquement en automatique les marges de stabilité suivantes :

- **La marge de gain Mg est la valeur dont on peut multiplier la transmittance H(p) pour qu'elle passe par le point -1.**

Physiquement la marge de gain est égale à la valeur qui multipliée au gain du régulateur entraîne l'instabilité.

- **La marge de phase Mp est l'angle f tel que Arg[H(jw0)]=p+f avec w_0 pulsation au gain unité.**
- **La marge de retard Mr est égale la marge de phase divisée par w_0. Mr=Mp/w_0.**

Physiquement la marge de retard correspond au retard pur qui, inséré dans la boucle de régulation, entraîne l'instabilité

- **La marge de module Mm est définie comme la distance minimale au point -1. Mm=Min (|1+H(p)|).**

C'est l'inverse du coefficient de résonance harmonique[12] de la fonction de sensibilité $S = \frac{1}{1+H}$.

- **La marge de module complémentaire Mmc est définie comme l'inverse du coefficient de résonance harmonique de la fonction de sensibilité complémentaire T=1-S=H/(1+H)**

Si on appelle λ la valeur du coefficient de résonance harmonique de T, la fonction de transfert en boucle ouverte sera extérieure au "λ-cercle" de centre $\frac{-\lambda^2}{\lambda^2-1}$ et de rayon $\frac{\lambda}{|\lambda^2-1|}$ dans le plan de Nyquist (courbe de variation de la fonction de transfert en fonction de la fréquence du signal ω).

[12] le coefficient de résonance harmonique d'une fonction de transfert H(p) est égale à max (|H(p)|).

La spécification demandée est Mmc > 0,33 c'est à dire l < 3,03. Le " l-cercle " correspondant a donc pour centre [-1,12 ; 0] et un rayon de 0,37

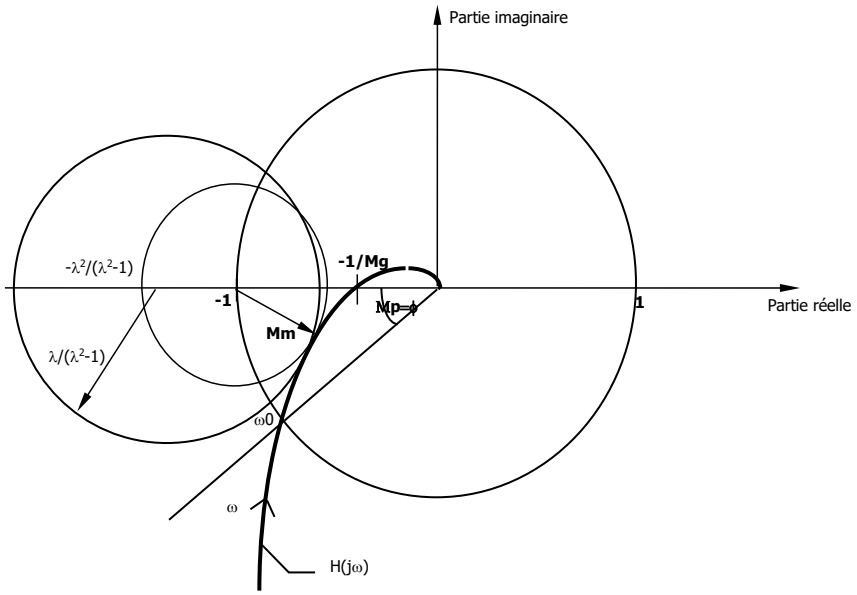
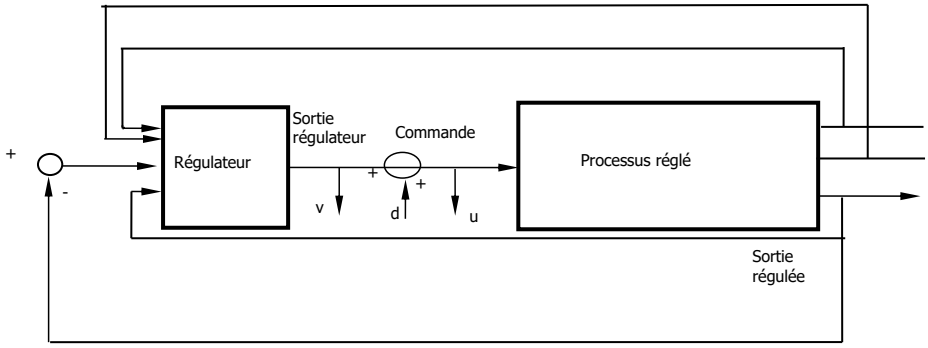


Figure 2

2. PRINCIPE DES MESURES DES MARGES DE MODULES

La marge de module et la marge de module complémentaire peuvent être mesurées **en boucle fermée** en injectant un signal additionnel entre la sortie du régulateur et la commande.



La fonction de transfert entre d et -v, -v(p)/d(p), est égale à la fonction de sensibilité complémentaire T.

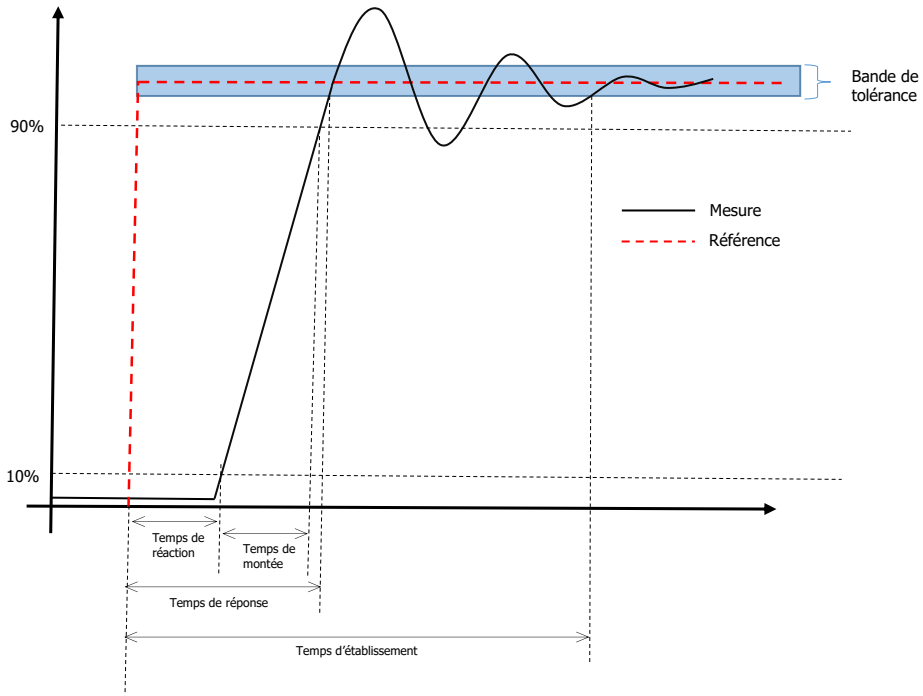
La fonction de transfert entre d et u, u(p)/d(p), est égale à la fonction de sensibilité S.

De plus, cette mesure permet d'évaluer la marge de retard du régulateur.

ANNEXE 2 : DEFINITIONS DES CARACTERISTIQUES DE LA REPONSE A UN ECHELON

Les temps caractéristiques décrits sur la courbe ci-dessous sont utilisés dans les fiches de contrôle.
Leurs définitions sont les suivantes :

- Temps de réaction (reaction time) également appelé délais d'activation : durée comprise entre la variation subite d'une grandeur de commande et le moment où la variation correspondante d'une grandeur de sortie a atteint 10% de la valeur définie.
- Temps de montée (rise time) : durée comprise entre le temps de réaction et le moment où la variation correspondante d'une grandeur de sortie a atteint 90% de la valeur définie.
- Temps de réponse (response time) : durée comprise entre la variation subite d'une grandeur de commande et le moment où la variation correspondante d'une grandeur de sortie a atteint pour la première fois la bande de tolérance de la valeur définie.
- Temps d'établissement (settling time) : durée comprise entre la variation subite d'une grandeur de commande et le moment à partir duquel la variation correspondante d'une grandeur de sortie reste dans la bande de tolérance de la valeur définie



ANNEXE 3 : DEFINITIONS RELATIVES A LA GESTION DU STOCK

Les états 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

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

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

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;

Références : article 18 de [4]

Capacité utile (E_{utile})

La capacité utile est la quantité d'énergie, exprimée en MWh, mise à disposition pour effectuer le Réglage Primaire de Fréquence.

Pour les unités de stockage, par convention dans ce document, la capacité utile est la capacité pour assurer le service de réglage et non la capacité totale de l'unité (E : est communiquée par le stockeur, voir la figure 3 de l'annexe 3) .

Cette notion est généralisable à toute unité disposant d'une quantité limitée d'énergie pour participer au réglage, la capacité 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) :

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

Cet état correspond au rapport entre l'énergie disponible à la baisse et la capacité utile de l'unité.

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

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

Sigle	Définition
SoC	Etat de charge, niveau de stock à un instant
SoC_{sup}	Seuil supérieur d'état de charge en exploitation normale, garantissant la disponibilité du maintien 15 min (t3) de la réserve primaire R_P à la baisse
SoC_{inf}	Seuil inférieur d'état de charge en exploitation normale, garantissant la disponibilité du maintien 15 min (t3) de la réserve primaire R_P à la hausse
SoC_{max}	Seuil limite supérieur d'état de charge en exploitation, correspondant à une contrainte sécurité pour l'EDR
SoC_{min}	Seuil limite inférieur d'état de charge en exploitation, correspondant à une contrainte de sécurité pour l'EDR
$SoC_{reserve\ sup}$	Seuil au-dessus duquel le Mode Réserve est activé pour gérer la saturation du stock
$SoC_{reserve\ inf}$	Seuil au-dessous duquel le Mode Réserve est activé pour gérer l'épuisement du stock
E_{utile}	La capacité utile du stock

La capacité utile du stock est exprimée en MWh.

La capacité utile peut être définie côté DC ou AC, ce choix sera précisé dans la fiche E1.

Les niveaux de stock sont exprimés en % de la capacité utile.

Par convention dans ce document, la capacité utile est la capacité pour assurer le service de réglage de fréquence et non la capacité totale del'unité de stockage.

Le schéma ci-dessous propose une représentation graphique de ces seuils et des intervalles de stock correspondant à des modes de fonctionnement de l'unité de stockage.

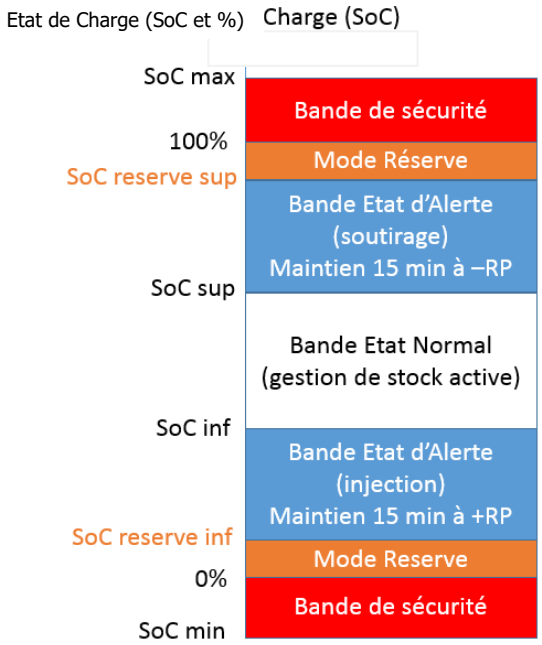


Figure 3 : Seuils d'état de charge (SoC et %)