Réseau de transport d'électricité

Documentation technique de référence

Chapitre 8 – Trames-type

Article 8.3
Trame type de Cahier des charges des capacités constructives pour une installation de production raccordée au RPT

Version Projet du 18 avril 2011

Document mis en consultation
sur le Site Internet CURTE de RTE
sur la période
du lundi 18 avril au lundi 9 mai 2011

Les observations sur ce texte sont à transmettre à RTE directement sur le site CURTE
Aucune observation transmise par un autre mode de communication (mail, courrier,…) ne sera prise en compte

Cahier des charges des Capacités Constructives de *[Nom de l'installation]*

*[**Légende de la trame type** :*

- ***Texte en italique, entre crochets et surligné en jaune**. Texte ne devant plus subsister dans le document envoyé au producteur. Généralement, commentaire directement applicable à l'alinéa qui le suit ou qui le précède, ou indication d'un emplacement à remplir avec une valeur numérique, un nom, ….*
- ***Texte en italique, entre crochet, surligné en bleu et commençant par : « Champ d'application ».** Texte ne devant plus subsister dans le document envoyé au producteur. Commentaire général applicable au paragraphe entier auquel il appartient et indiquant si le paragraphe en question doit subsister dans le document envoyé au producteur. Ne supprimer que le contenu du paragraphe et le remplacer par « Sans objet ».*
- ***Texte encadré**. Texte optionnel dont la condition de maintien ou de suppression est généralement exprimée dans un commentaire (texte italique entre crochets et surligné en jaune) contenu dans l'encadré.*
- ***Texte en italique, entre crochets et surligné en fuschia.** Commentaires provisoires ne devant pas subsister dans la trame type définitive et indiquant des points à éclaircir.]*

SOMMAIRE

SOMMAIRE 3
1. Objet du document 5
2. Capacités constructives de l'installation 5
2.1 Capacités constructives en réactif et réglage de la tension 5
2.1.1 Tension de dimensionnement U_{dim} 5
2.1.2 Transformateur de groupe principal 5
2.1.3 Capacités constructives de modulation du réactif 6
2.1.4 Réglage primaire de tension 7
2.1.5 Réglage secondaire de tension commandé en niveau de réactif (RST-APR) 8
2.1.6 Réglage secondaire coordonné de tension (RSCT) 10
2.1.7 Réglage secondaire de tension commandé en ΔU_c (RST-ΔU_c) 11
2.2 Réglage fréquence/puissance 12
2.2.1 Réglage primaire de fréquence 12
2.2.2 Réglage secondaire fréquence puissance (RSFP) 14
2.3 Comportement de l'installation pour la résolution des contraintes de transit 15
2.4 Comportement de l'installation lors des régimes exceptionnels 16
2.4.1 Conditions de découplage de l'installation lors des régimes exceptionnels 16
2.4.2 Couplage rapide après découplage fortuit sur aléa réseau 19
2.5 Participation au renvoi de tension et à la reconstitution du réseau 20
2.5.1 Reconstitution du réseau 20
2.5.2 Renvoi de tension 21
2.6 Contribution au maintien à l'équilibre d'un réseau séparé 21
2.7 Stabilité 22
2.7.1 Stabilité en petits mouvements 22
2.7.2 Stabilité sur report de charge 24
2.7.3 Stabilité sur court-circuit 24
2.7.4 Comportement en cas de rupture de synchronisme 25
2.7.5 Découplage réglage fréquence/tension 26
2.8 Non déclenchement sur creux de tension 26
2.9 Perturbations 28
2.10 Echanges d'informations 29
2.10.1 Transmission d'ordres à exécution rapide 29
2.10.2 Nature des informations échangées 30
2.10.3 Performances attendues pour la mise à disposition des téléinformations et la prise en compte des ordres 32
2.10.4 Modalités et protocoles d'échange 33
3. Fiches de Contrôle avant l'acces définitif au reseau 34
4. Références 36
5. LISTE DES ANNEXES 37
ANNEXE 1 : specifications du reglage secondaire en consigne de tension (RSCT et ΔU consigne) 38
Elaboration des téléinformations 38
Réception des commandes 39
Synchronisation 39
Dispositif « Correction Uc » 39
Sélection du mode de commande locale/RSCT 40
Traitements 40
ANNEXE 2 : Principes de calcul des marges de stabilité 43
1. Définitions 43
1.1 Boucle de régulation 43
1.2 Marges de stabilité 43
2. Principe des mesures des marges de modules 44
ANNEXE 3 : Informations à fournir par le producteur (Etape 1) 45

FICHE N°1 : LISTE DES DONNEES 46
Fiche n°2 : QUALIFICATION DES MATERIELS ELECTRIQUES 53
Fiche n° 3 : Conformité du système de protection 54
Fiche n° 4 : Conformité des systèmes dédiés aux échanges d'information 55
ANNEXE 4 : Simulations à réaliser par le producteur (Etape 2) 56
Fiche n° 5 : Capacité constructive en réactif 57
ANNEXE 5 : Essais à réaliser par le producteur (Etape 3) 72
Fiche n° 11 : Test des systèmes dédiés aux échanges d'information 73
Fiche n° 12 : Couplage au réseau 74
Fiche n° 13 : Qualité de fourniture 76
Fiche n° 14 : Réglage primaire de fréquence 78
Fiche n° 14 : Réglage primaire de fréquence 81
Fiche n° 15 : Réglage secondaire de fréquence 85
Fiche n° 15 : Réglage secondaire de fréquence 87
Fiche n° 16 : Réglage de fréquence 89
Fiche n° 17 : Réglage primaire de tension et capacité en réactif 90
Fiche n° 18 : Réglage secondaire de tension COMMANDE EN NIVEAU DE REACTIF 93
Fiche n° 19 : Réglage secondaire de tension COMMANDE EN NIVEAU DE REACTIF 95
Fiche n° 18 : Réglage secondaire de tension commandé en ΔU_c 96
Fiche n° 19 : Réglage secondaire de tension commandé en ΔU_c 98
Fiche n° 20 : DISPOSITIF DE BAISSE DE PUISSANCE SUR AUGMENTATION DE FREQUENCE 99
Fiche n° 20 : Dispositif de Baisse DE PUISSANCE SUR AUGMENTATION DE FREQUENCE 100
Fiche n° 21 : Ilotage 102
ANNEXE 6 : critères de tracé des diagrammes U,Q 105
- annexe 8 du contrat de participation aux services système 105
- cahier des charges informatique 105
3. 114

1. OBJET DU DOCUMENT

Ce document a pour objet de définir les capacités constructives de l'installation *[Nom de l'installation]* du producteur *[Nom du producteur]* d'une puissance active installée maximale telle que mentionnée dans l'autorisation d'exploiter, P_{max}, de *[P_{max}]* MW *[**Attention !!!**, P_{max} est la puissance installée de l'installation au sens de l'article 1er du décret du 7 septembre 2000 relatif à l'autorisation d'exploiter les installations de production d'électricité, et non plus la puissance maximale nette vu du point de livraison. De façon générale, les seuils indiqués sont par rapport à cette puissance]* *[si l'installation comporte plusieurs groupes, donner la puissance maximale de chaque groupe, avec, par exemple, la phrase suivante dans le cas de groupes identiques :]* (soit *[nombre de groupes]* groupes de *[…]* MW chacun), demandées par RTE en cohérence avec le décret [1] et l'arrêté [2] ainsi qu'avec la Documentation Technique de Référence [3], et de décrire les simulations et essais à réaliser avant l'accès au réseau définitif de l'installation.

La puissance active maximale que fournira l'installation de production au point de livraison en fonctionnement normal et sans limitation de durée *[à modifier selon les capacités de l'installation]* , les réserves de réglage primaire et secondaire fréquence/puissance étant utilisées à leurs limites constructives appelée Π_{max}. est de *[Π_{max}]* MW.

L'ensemble des prescriptions contenues dans les textes réglementaires (décret [1] et arrêté [2]) ne sont pas systématiquement reprises dans ce document, mais sont néanmoins applicables et requises par RTE.

2. CAPACITES CONSTRUCTIVES DE L'INSTALLATION

2.1 Capacités constructives en réactif et réglage de la tension

2.1.1 Tension de dimensionnement U_{dim}

*[**Champ d'application** : toutes les installations]*

[En règle générale, U_{dim} sera choisie égale à 405kV pour les installations raccordées en HTB3, à 235kV pour les installations raccordées en HTB2 et à la tension moyenne du point de livraison pour les groupes raccordés en HTB1, sauf dans les cas où RTE souhaite utiliser l'installation pour modifier le plan de tension de la zone et que l'installation possède les capacités suffisantes pour pouvoir modifier cette tension (cela dépend de la taille de l'installation par rapport à la puissance de court-circuit du RPT au point de livraison). Dans tous les cas, *U_{dim} doit appartenir à la plage normale du domaine de tension de raccordement de l'installation de production Cf. Documentation Technique de Référence, article 4.2 « Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive »,* §5.1.1*]*

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 de groupe) est de *[…]* kV.

Références :

- arrêté [2], art. 5 et 11.
- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.2 « Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive ».

2.1.2 Transformateur de groupe principal

*[**Champ d'application** : toutes les installations]*

[On prescrira en 1ère intention un transformateur avec régleur à vide. Si le producteur demande à installer un transformateur à régleur en charge, comme cela est permis par l'arrêté, alors RTE devra prescrire ses caractéristiques (cf. paragraphe ci-dessous).]

[Cas du transformateur avec changement de prises à vide :]

[L'article 12 de l'arrêté prévoit que l'installation de production ajuste la tension à laquelle elle injecte l'énergie sur le RPT selon 3 valeurs différentes si elle est raccordée en HTB2 ou en HTB3, ou selon 5 valeurs différentes si elle est raccordée en HTB1. Ces ajustements de la tension sont effectués au

moyen des différentes prises du transformateur. Il faut donc au moins 3 prises si l'installation est raccordée en HTB2 ou en HTB3, et au moins 5 prises si elle raccordée en HTB1. Les valeurs des prises sont en général, quand N = 3 xx = 2,5 ou 3,5, et quand N = 5 xx = 2,5 et yy = 5]

Le transformateur de groupe principal doit comporter *[N]* prises à vide permettant de modifier le rapport de transformation entre primaire (côté réseau) et secondaire (côté groupe) et donc d'ajuster la tension à laquelle l'installation injecte l'énergie sur le réseau : *[Dans le cas où N = 3 :]* + *[xx]*%, 0, - *[xx]*% *[Dans le cas où N = 5 :]* , + *[yy]*%, + *[xx]*%, 0, - *[xx]*%, - *[yy]*%.

La prise 0 correspond à la prise nominale.

[Cas du transformateur avec changement de prise en charge :]

[Si le producteur souhaite installer ce type de transformateur, il faudra convenir avec lui de la plage de réglage ainsi que des critères d'entrée en action du changeur de prises. La rédaction de ces prescriptions sera à voir au cas par cas.]

Références :

- arrêté [2], art. 12.
- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.2 « Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive ».

2.1.3 Capacités constructives de modulation du réactif

*[**Champ d'application** : toutes les installations, sauf, sous certaines conditions (voir ci-après), celles de puissance inférieure à 50 MW et mettant en œuvre de l'énergie fatale (par exemple fermes éoliennes, centrales hydrauliques « fil de l'eau », usines de valorisation des déchets, …) : si, pour des raisons intrinsèques au processus de récupération de l'énergie fatale, la capacité à fournir ou à absorber de la puissance réactive comme prévu au II et III de l'article 11 de l'arrêté n'est acquise que grâce à l'adjonction de moyens de compensation, RTE peut accepter le raccordement de l'installation sans ces moyens de compensation, à condition que l'étude de raccordement de RTE démontre qu'ils ne sont pas immédiatement nécessaires. Cette dérogation est subordonnée à l'engagement du producteur à pourvoir ultérieurement à l'adjonction des équipements accessoires, assortie d'un préavis, de RTE. Cet engagement, les cas pouvant nécessiter sa mise en œuvre ainsi que le préavis précité doivent figurer dans la convention de raccordement.]*

Conformément au décret [1] l'installation doit disposer d'une capacité de réglage de la puissance réactive qu'elle peut fournir ou consommer. Les capacités de fourniture et d'absorption de puissance réactive définies dans l'article 11 de l'arrêté [2] appliqués à l'installation sont les suivants (les points A, B, C, C', A' étant ceux définis dans la Documentation Technique de Référence [3]) :

1. Pour P = P_{max} et U = U_{dim} ; Q doit pouvoir prendre toute valeur comprise dans l'intervalle [-0,35 P_{max} = *[…]* Mvar ; 0,32 P_{max} = *[…]* Mvar] défini par les points [C ; A]
2. Quelle que soit P et pour U = 0,9U_{dim} = *[…]* kV ; Q doit pouvoir être au moins égale à 0,3 P_{max} = *[…]* Mvar défini par le point B.
3. Quelle que soit P et pour U = U_{dim} ; Q doit pouvoir prendre toute valeur comprise dans l'intervalle [-0,28 P_{max} = *[…]* Mvar ; 0,30 P_{max} = *[…]* Mvar] défini par les points [C' ; A']Quelle que soit P et pour toute valeur de U comprise entre max[0,9Udim ; *[55kV, 78kV, 200kV ou 380kV]*] = *[…] kV* et min[1,1Udim ; *[72kV, 100kV, 245kV ou 420kV]*] = *[…]* kV ; l'installation doit pouvoir moduler sa production et son absorption de puissance réactive dans les limites du domaine de fonctionnement de l'installation.

[Si l'installation comporte plusieurs groupes :] Lorsque les groupes de l'installation ne sont pas tous démarrés, les valeurs de puissance réactive indiquées ci-dessus sont réduites dans le rapport entre la puissance maximale des groupes [ou] générateurs démarrés et la puissance P_{max} de l'installation.

[L'article 11 III. de l'arrêté prévoit que lorsque les besoins du RPT l'exigent au vu de l'étude de raccordement, RTE peut demander un décalage « d » de la plage de réactif fournie par l'installation de production compris entre 0 et 0,13P_{max}].

[Pour les installations avec transformateur avec changement de prise à vide :]

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

[Pour les installations avec transformateur avec changement de prise en charge :]

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

Le producteur fournit à RTE les diagrammes [U, Q] de l'installation selon les spécifications de la fiche 5.

Références :

- décret [1], art. 5.
- arrêté [2], art. 3 et 11.
- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.2 « Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive ».

2.1.4 Réglage primaire de tension

*[**Champ d'application** : toutes les installations.]*

L'installation de production doit être munie d'un réglage primaire de tension permettant d'asservir automatiquement la fourniture ou la l'absorption de puissance réactive à la tension au *[point à définir : par exemple point de raccordement, point de livraison, stator de l'alternateur]* du type suivant :

[Sélectionner l'un des 3 types de régulateur :]

*[**Type 1** - On réserve ce type de réglage aux installations de production raccordées dans des réseaux d'usine à un niveau de tension inférieur à celui du jeu de barres où se situe le point de livraison au RPT. En général on se contente d'un réglage à réactif constant (ou à tangente φ constante) au niveau du point de raccordement plutôt qu'au point de livraison.]*

Q constant (ou tan φ constante)

*[**Type 2** - Ce type de réglage est privilégié pour toutes les installations directement raccordées au RPT et pour les installations raccordées dans des réseaux d'usine à proximité électrique du point de livraison et au même niveau de tension. Lorsque l'installation est directement raccordée au RPT, ce type de réglage sera principalement mis en œuvre dans le cas de raccordements en HTB1 et dans le cas d'installations éoliennes, même raccordées en HTB2 et HTB3, pour lesquelles le réglage de type 3 n'a pas de sens.*

Dans certains cas, la mise en œuvre de ce type de réglage peut être simplifié (remplacement des mesures de la tension et de la puissance réactive au point de livraison par des mesures au stator) : en effet, ce réglage peut être obtenu en installant un réglage du même type au niveau du stator du groupe avec un paramètre λ' différent, déterminé par le producteur qui doit s'assurer de sa cohérence avec le paramètre λ spécifié par RTE.

Dans le cas où plusieurs groupes sont en parallèle, ce type de réglage évite une éventuelle dégradation de la stabilité de l'installation grâce au possible alignement en réactif des groupes.

$(U_{PDL}/U_n) + \lambda \cdot (Q/\Delta Q_{max(\ groupe)}) = \text{consigne} = (U_{PDLconsigne}/U_n) + \lambda \cdot (Q_{consigne}/\Delta Q_{max(\ groupe)})$,

où ΔQ_{max} désigne la plage de réglage de puissance réactive, entre absorption et fourniture, définie par les points A et C du diagramme [U,Q].

λ sera fixée en concertation avec le producteur dans la convention d'exploitation.

*[**Type 3** - Ce type de réglage est préconisé pour les installations de production qui sont asservies au réglage secondaire de tension (RST et RSCT).]*

$U_{stator} = U_{consigne}$

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 livraison, la zone correspondante doit être accessible au régulateur pour des durées limitées (cf. §2.4.1.1).

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.

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 %.

Références :

- décret [1], art. 5.
- arrêté [2], art. 13.
- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.2 « Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive ».

2.1.5 Réglage secondaire de tension commandé en niveau de réactif (RST-APR)

*[**Champ d'application** : toutes les installations raccordées en HTB2 et HTB3 doivent avoir des capacités constructives de participation au réglage secondaire de tension. Le réglage secondaire de tension de type RST ne s'applique qu'aux installations qui ne sont pas raccordées au réseau de SEO.]*

L'installation doit avoir des capacités constructives de participation au réglage secondaire de tension de type RST.

[Si l'installation ne comporte qu'un groupe, ne plus écrire dans ce qui suit, « chaque groupe », mais « le groupe »]

Chaque groupe doit posséder un équipement transformant le niveau K reçu toutes les 10 s[1] du centre régional de conduite de RTE en modification de la consigne du régulateur primaire de tension $U_{consigne}$ afin de réaliser la fonction d'Asservissement de la Puissance Réactive (APR) :

[Dans le cas général] $Q_{stator} = K.Q_r$

[Pour tenir compte de l'éloignement du groupe par rapport au point pilote] $Q_{stator} = K.Q_r + Q_0$

avec,

Q_{stator} [Mvar] = puissance réactive au stator de chaque groupe.

Q_r [Mvar] = facteur de participation propre à chaque groupe, réglable à partir de0,5 fois Q_n jusqu'à $Q_{stator\ max}$ ($Q_{stator\ max}$ valeur positive correspondant à la valeur maximale de réactif stator atteint en fourniture ou en absorption, le plus souvent à P_{min}).

Q_0 [Mvar] = *[…]*.

K =nombre sans dimension, compris entre –1 et +1

[Phrase à répéter pour chaque groupe de l'installation :]

Le facteur de participation Q_r du groupe *[…]* doit être réglable à partir de *[…]* Mvar jusqu'à *[valeur de $Q_{stator\ max}$]* Mvar et est réglé initialement à *[…]* Mvar.

[1] Compte tenu de la gigue sur la réception du niveau K par l'APR, due aux temps de transmission, le niveau K est en fait émis toutes les 5 s.

Le réglage primaire de tension est toujours actif, que le RST soit ou non actif.

Toute modification manuelle de la tension de consigne du régulateur primaire du groupe doit faire sortir le groupe du RST et positionner la télésignalisation « RST » à l'état « RST HS ».

2.1.5.1 Performances de l'Asservissement de Puissance Réactive du RST (APR)

La précision de réglage de l'APR doit être inférieure ou égale à 2 % de S_{na}[2].

Lors d'une variation du niveau K en rampe se traduisant par une rampe de $K.Q_r$ de pente inférieure ou égale à 12 % de $Q_{n\ stator}$/min, soit *[…]* Mvar/min, la différence entre Q_{stator} et $K.Q_r$ doit être supérieure ou égale à $dK/dt.Q_r.T_{eq\ inf}$, avec $T_{eq\ inf}$ = 15 s, et inférieure ou égale à $dK/dt.Q_r.T_{eq\ sup}$, avec $T_{eq\ sup}$ = 60 s, pendant au moins 80 % de la durée de la variation.

[Pour les groupes dont la vitesse de variation du réactif n'est pas limitée.]

Le temps d'établissement à ±5 % de la valeur finale doit être inférieur à 180 secondes pour tout échelon du niveau K.

[Pour les groupes dont la vitesse de variation du réactif est limitée.]

Lors d'une variation du niveau K en rampe se traduisant par une rampe de $K.Q_r$ de pente supérieure ou égale à 12 % de $Q_{n\ stator}$/min, la vitesse de variation du réactif doit être au moins égale à 12 % de $Q_{n\ stator}$/min.

2.1.5.2 Mise en service de l'APR

A la mise en service de l'APR, l'APR ne fonctionne pas normalement pendant une phase transitoire durant laquelle la consigne du régulateur primaire de tension est modifiée pour faire varier le réactif Q_{stator} selon une rampe paramétrable (*a priori* 10 % de $Q_{n\ stator}$/min dans le cas général) pour rejoindre progressivement $K.Q_r$ + Q_0. Dès que l'écart, en valeur absolue, entre Q_{stator} et $K.Q_r$ + Q_0 est inférieur à 5 % de $Q_{n\ stator}$, soit *[…]* Mvar 2 Mvar *[max (5 % de $Q_{n\ stator}$; 2 Mvar)]*, cette phase transitoire est terminée et l'APR passe en fonctionnement normal.

Au passage du fonctionnement transitoire vers le fonctionnement normal, pour éviter un à-coup transitoire, son état interne doit être le suivant :

- En entrée de l'APR, un K équivalent de valeur (Q_{stator} - Q_0) /Q_r avec Q_{stator} égal à la puissance réactive mesurée sur le groupe à l'instant de la mise en service de l'APR.
- En sortie de l'APR, une consigne de tension égale à la valeur de tension de consigne du régulateur primaire de tension à la mise en service de l'asservissement.

Pendant la phase transitoire durant laquelle la puissance réactive du groupe rejoint progressivement $K.Q_r$ + Q_0, la télésignalisation « RST » est positionnée à l'état « RST ES ».

2.1.5.3 Découplage programmé du groupe en RST

Avant de procéder au découplage programmé du groupe en RST, la consigne de l'APR ne doit plus être égale à $K.Q_r$ + Q_0 et doit tendre progressivement vers 0 avec une rampe paramétrable (*a priori* 10 % de $Q_{n\ stator}$/min dans le cas général). Le découplage du groupe s'effectue dès que l'écart, en valeur absolue, entre la valeur de consigne calculée selon la rampe et 0 est inférieur à 5 % de $Q_{n\ stator}$, soit *[…]* Mvar 2 Mvar *[max (5 % de $Q_{n\ stator}$; 2 Mvar)]*.

Pendant la phase transitoire durant laquelle la puissance réactive du groupe tend vers 0, la télésignalisation « RST » est positionnée à l'état « RST HS ».

2.1.5.4 Atteinte des limites du domaine normal de fonctionnement du groupe

L'atteinte des limites du domaine normal de fonctionnement du groupe doit faire l'objet d'un envoi d'information à l'APR.

L'atteinte d'une limite du domaine normal de fonctionnement (tension maximale stator, tension minimale, courant maximal rotor, angle interne maximal, …) doit bloquer toute évolution de la valeur

[2] S_{na} est la puissance apparente de l'alternateur définie dans la fiche 1 située à l'annexe 2 du présent cahier des charges.

de tension de consigne du régulateur primaire de tension $U_{consigne}$ par l'APR qui tend à dépasser la limitation. La télésignalisation « LIMITATION » correspondante est alors positionnée à l'état « Groupe en butée UQ+ » en cas de blocage à la hausse et « Groupe en butée UQ- » en cas de blocage à la baisse (cf. §2.10).

Dès que l'APR tend à élaborer une valeur de tension de consigne $U_{consigne}$ conduisant à ne plus 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 « Groupe hors butée UQ- » » ou « Groupe hors butée UQ+ »..

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

2.1.5.5 Anomalie de fonctionnement et disponibilité de l'APR

La non réception du niveau K au delà de 10 s à l'interface entre RTE et le producteur, la réception d'un niveau K invalide (signal hors plage ou indicateur d'invalidité de la TM), ou l'apparition d'un défaut ou de toute autre anomalie de fonctionnement du dispositif APR doit bloquer toute évolution de la valeur de tension de consigne du régulateur primaire de tension $U_{consigne}$ par l'APR et faire sortir le groupe du RST. La télésignalisation « RST » doit alors être positionnée à l'état « RST HS ».

Ces dispositions précédentes s'appliquent aussi à la phase transitoire durant laquelle le groupe rejoint progressivement le $K.Q_r$ $\boxed{+ Q_0}$, prévue au §2.1.5.2.

Dès le retour de la réception du niveau K ou d'un niveau K valide, ou dès la disparition du défaut, l'APR peut être remis en service soit automatiquement, soit après acquittement d'un opérateur. Les deux possibilités de reprise, automatique ou acquittée par opérateur, doivent être prévues constructivement, le choix entre l'un ou l'autre mode est convenu entre RTE et le producteur dans la convention d'exploitation-conduite. La mise en service en elle-même de l'APR s'effectue en appliquant les dispositions prévues aux §2.1.5.2. La télésignalisation « RST » est alors positionnée à l'état « RST ES ».

Le MTBF[3] global du dispositif APR ainsi que le délai moyen de remise en état (MTTR[4]) suite à une indisponibilité doivent être compatibles avec le contrat de fourniture des services Système.

Références :

- décret [1], art. 5.
- arrêté [2], art. 13.
- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.2 « Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive ».

2.1.6 Réglage secondaire coordonné de tension (RSCT)

*[**Champ d'application** : toutes les installations raccordées en HTB2 et HTB3 doivent avoir des capacités constructives de participation au réglage secondaire de tension. Le réglage secondaire de tension de type RSCT ne s'applique qu'aux installations qui sont raccordées au réseau de SEO.]*

L'installation doit avoir des capacités constructives de participation au réglage secondaire coordonné de tension.

[Si l'installation ne comporte qu'un groupe, ne plus écrire dans ce qui suit, « chaque groupe », mais « le groupe »]

Afin de pouvoir assurer ce réglage, le dispositif mis en place sur chaque groupe doit permettre :

- d'ajuster la tension de consigne du régulateur primaire (dispositif « Correction U_c »)
- de sélectionner l'un des 2 modes de régulation : RSCT ou commande locale

[3] Mean Time Between Failure ou Moyenne des Temps de Bon Fonctionnement
[4] Mean Time To Repair ou Moyenne des Temps de Réparation

- via un Equipement de Téléconduite Locale (ETL)
    - o de synchroniser les mesures et l'application de la commande avec la référence horaire du RSCT du centre de conduite régional RTE,
    - o de recevoir la commande d'ajustement de la consigne ΔU_c et de contrôler son application synchronisée,
    - o d'acquérir les télémesures (TM) synchronisées du groupe,
    - o d'acquérir les télésignalisations (TS) du groupe et du mode de régulation (RSCT/local),

de transmettre ces téléinformations vers le centre de conduite RTE.Les spécifications techniques détaillées sont précisées dans l'annexe 1.

Références :

- décret [1], art. 5.
- arrêté [2], art. 13.
- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.2 « Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive ».

2.1.7 Réglage secondaire de tension commandé en ΔU_c (RST-ΔU_c)

*[**Champ d'application** : toutes les installations raccordées en HTB2 et HTB3 doivent avoir des capacités constructives de participation au réglage secondaire de tension]*

En plus des capacités constructives de participation au RST, l'installation doit avoir des capacités constructives lui permettant de recevoir une télécommande $\Delta U_{consigne}$, émise par le centre de conduite de RTE, à appliquer à la consigne du régulateur primaire de tension.

Afin de pouvoir assurer ce réglage, le dispositif mis en place sur chaque groupe doit permettre :

- d'ajuster la tension de consigne du régulateur primaire (dispositif « Correction U_c »)
- de sélectionner l'un des 2 modes de régulation : RCT- $\Delta U_{consigne}$ ou commande locale
- via un Equipement de Téléconduite Locale (ETL)
    - o de synchroniser les mesures et l'application de la commande avec la référence horaire du RSCT du centre de conduite régional RTE,
    - o de recevoir la commande d'ajustement de la consigne ΔU_c et de contrôler son application synchronisée,
    - o d'acquérir les télémesures (TM) synchronisées du groupe,
    - o d'acquérir les télésignalisations (TS) du groupe et du mode de régulation (RSCT/local),

de transmettre ces téléinformations vers le centre de conduite RTE. Les spécifications techniques détaillées sont précisées dans l'annexe 1.

Références :

- décret [1], art. 5.
- arrêté [2], art. 13.
- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.2 « Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive ».

2.2 Réglage fréquence/puissance

2.2.1 Réglage primaire de fréquence

*[**Champ d'application** : L'article 14 de l'arrêté prévoit que toute installation de production de puissance supérieure ou égale à 40 MW, autre qu'une installation mettant en œuvre de l'énergie fatale, doit pouvoir participer au réglage primaire de fréquence.]*

L'installation doit disposer d'une capacité constructive de réglage primaire :

- En cas de baisse de la fréquence, l'installation doit pouvoir mettre à la disposition de RTE une réserve de puissance active, dite « réserve primaire, R_p », au moins égale à 2,5 % de P_{max}, soit *[…]* MW.
- En cas de hausse de la fréquence, l'installation doit pouvoir réduire sa puissance de façon à atteindre tout point de fonctionnement compris entre P_{min} (minimum technique de l'installation) et P_{max}

Le fonctionnement en réglage primaire de fréquence doit être possible à partir de tout point de fonctionnement compris entre P_{min} et P_{max}., y compris lors des pentes de variation.

[Si l'installation doit avoir des capacités constructives en réglage secondaire de fréquence.] RTE demande que l'installation puisse avoir, avec le RSFP (Réglage Secondaire Fréquence-Puissance) Hors Service, un fonctionnement à « Réserve Primaire maximum » égale à la somme de la réserve primaire R_p et de la demi-bande de réglage secondaire pr, soit *[…]* MW.

[Si l'installation comporte plusieurs groupes, il convient de préciser pour chaque groupe de production sa part dans la capacité constructive globale. Le cas échéant, pour chaque groupe sur lequel de la capacité constructive de réglage primaire est mutualisée, bien indiquer sa part propre et la part mutualisée.]

L'installation doit être en mesure d'assurer le réglage de puissance dans toutes les configurations, quelques soient les groupes en fonctionnement simultané. En conséquence :

- *[A répéter pour chaque groupe :]* La réserve primaire du groupe *[…]* est au moins égale à 2,5 % de $P_{max\ groupe}$, soit *[…]* MW.

[ou bien]

- *[A répéter pour chaque groupe concerné :]* La réserve primaire du groupe *[…]* est au moins égale à *[…]* MW dont, en propre au moins 2,5 % de $P_{max\ groupe}$, soit *[…]* MW et *[…]* MW mutualisé du groupe *[…]*.

[Si l'installation ne comporte qu'un groupe, ne plus écrire dans ce qui suit, « chaque groupe », mais « le groupe »]

Chaque groupe de production *[à supprimer dans le cas où il y a un seul groupe]* disposant d'une capacité constructive de réglage primaire doit être équipé d'un régulateur primaire de fréquence assurant la loi de réglage suivante :

$$P - P_c = -K \cdot (f - f_0)$$

avec :

P [MW] = Puissance réelle fournie par chaque groupe en mode quasi stationnaire.

P_c [MW] = Puissance de consigne de chaque groupe à la fréquence de référence f_0.

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

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

K [MW/Hz] = « Energie réglante » de chaque groupe.

[A répéter pour chaque groupe concerné :] L'énergie réglante du groupe *[…]* doit être réglable. Elle ne peut être supérieure à 66 % de $P_{max\ groupe}$/Hz, soit *[…]* MW/Hz, et doit être supérieure à 12,5 % de $P_{max\ groupe}$/Hz, soit *[…]* MW/Hz.

En exploitation, la valeur de l'énergie réglante devra garantir la libération de la totalité de la réserve mise à disposition de RTE pour tout écart de fréquence d'amplitude ≥ 200 mHz.

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

- la réserve primaire R_p définie ci-dessus,
- l'énergie réglante multipliée par la valeur de l'échelon de fréquence, soit $-K.\Delta f$.

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

Pour tout échelon positif de fréquence $\Delta f = f - f_0$ compris entre 0 et +200 mHz à partir de 50 Hz, chaque groupe doit être capable de réduire sa puissance de la valeur de $-K.\Delta f$. Si $K.\Delta f$ est inférieur ou égal à R_p, alors la réduction de puissance de la valeur de $-K.\Delta f$ doit être effectuée en moins de 30 s et la réduction de puissance de la moitié de la valeur de $-K.\Delta f$ en moins de 15 s.

[Si l'installation comporte une pente rapide :]

Si $K.\Delta f$ est supérieur à R_p, alors la réduction de puissance de la valeur de $-R_p$ doit être effectuée en moins de 30 s, et la réduction de puissance de la moitié de la valeur de $-R_p$ en moins de 15 s, puis la réduction de puissance jusqu'à la valeur de $-K.\Delta f$ doit être effectuée en un temps $\leq \frac{-(K.\Delta f - R_p)}{\text{pente de baisse rapide en MW/min}}.60$ s.

[Si l'installation ne comporte pas de pente rapide :]

Si $K.\Delta f$ est supérieur à Rp, alors la réduction de puissance de la valeur de –Rp doit être effectuée en moins de 30 s, et la réduction de puissance de la moitié de la valeur de –Rp en moins de 15 s, puis la réduction de puissance jusqu'à la valeur de $-K.\Delta f$ doit être effectuée **avec une dynamique telle que** sur un échelon 200 mHz la réduction de puissance supplémentaire jusqu'à la valeur de $-K.\Delta f$ doit être effectuée en moins de 20 sec.

La puissance atteinte doit pouvoir être maintenue réduite pendant au moins 15 minutes.

[Si l'installation est un CCG :]

Quelle que soit la version des essais 1 et 3 de la fiche 14 choisie par le producteur pour établir la conformité de l'installation, la dynamique de fourniture de la réserve primaire décrite ci-dessus doit être garantie en exploitation dans des conditions de fonctionnement conformes aux résultats des essais, quel que soit le programme de marche choisi par le producteur.

En exploitation, RTE procédera au contrôle du respect de cette obligation selon les modalités définies dans la convention de raccordement, tout écart étant traité au titre des non-conformités.

Pour toute variation de fréquence supérieure à ±200mHz, le comportement attendu est défini au §2.4 « Comportement de l'installation lors des régimes exceptionnels ».

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

Références :

- décret [1], art. 5.
- arrêté [2], art. 14
- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.1 « Réglage Fréquence Puissance ».

2.2.2 Réglage secondaire fréquence puissance (RSFP)

*[**Champ d'application** : l'article 14 de l'arrêté prévoit que toute installation de puissance supérieure ou égale à 120 MW, autre qu'une installation mettant en œuvre de l'énergie fatale, doit disposer d'une capacité constructive de réglage secondaire de la fréquence.]*

L'installation doit disposer de capacités constructives de réglage secondaire de fréquence

L'installation doit pouvoir mettre à la disposition de RTE une réserve de puissance active, dite « demi-bande de réglage secondaire », pr, au moins égale à 4,5 % de P_{max}, soit *[…]* MW.

La demi-bande de réglage secondaire pr doit s'additionner à la réserve primaire R_p pour constituer une réserve totale, à la hausse, de 7 % de P_{max}.

[Si l'installation comporte plusieurs groupes, il convient de préciser pour chaque groupe de production sa capacité constructive. Le cas échéant, pour chaque groupe sur lequel de la capacité constructive de réglage secondaire est mutualisée, bien indiquer sa part propre et la part mutualisée.]

L'installation doit être en mesure d'assurer le réglage de puissance dans toutes les configurations, quelques soient les groupes en fonctionnement simultané. En conséquence :

- *[A répéter pour chaque groupe concerné :]* La demi-bande de réglage secondaire du groupe *[…]* est au moins égale à 4,5 % de sa $P_{max\ groupe}$, soit *[…]* MW.

[ou bien]

- *[A répéter pour chaque groupe concerné :]* La demi-bande de réglage secondaire du groupe *[…]* est au moins égale à *[…]* MW, dont en propre au moins 4,5 % de sa $P_{max\ groupe}$, soit *[…]* MW et *[…]* MW mutualisé du groupe *[…]*.

[Si l'installation ne comporte qu'un groupe, ne plus écrire dans ce qui suit, « chaque groupe », mais « le groupe »]

Chaque groupe de production *[à supprimer dans le cas où il y a un seul groupe]* disposant d'une capacité constructive de réglage secondaire doit posséder un équipement permettant de recevoir de la part du centre national de conduite de RTE le niveau N_{RSFP}, et de modifier la puissance de consigne à la fréquence de référence P_c du groupe, de la façon suivante :

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

avec,

P_{c0} [MW] = puissance de consigne à f_0 avec $N_{RSFP} = 0$ de chaque groupe (généralement la puissance de consigne affichée sur le régulateur de vitesse et commandable manuellement par l'exploitant de l'installation de production),

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

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

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

$$P = P_{c0} + N_{RSFP} \cdot pr - K \cdot (f - f_0)$$

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

2.2.2.1 Performances de la fonction RSFP

Le fonctionnement en RSFP doit être possible à partir de tout point de fonctionnement compris entre P_{min} (minimum technique de l'installation) et P_{max} y compris lors des pentes de variation.

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

- si la pente de variation est inférieure ou égale à 2 pr en 133 secondes le niveau reçu est appliqué tel quel,
- si la pente de variation est supérieure à 2 pr en 133 secondes : le niveau appliqué est bloqué tant que la pente du niveau reçu ne revient pas à une valeur inférieure.

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

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

[Si l'installation est un CCG :]

Si le producteur choisit d'établir la conformité par la réalisation de la version b. de l'essai 5 de la fiche 15 :

- la dynamique décrite ci-dessus n'est à respecter que sur au moins la valeur Xrs% de (N_{RSFP_final} – $N_{RSFP_initial}$).pr. ; la valeur Xrs% étant égale au rapport entre la puissance active produite par le générateur thermique le plus rapide sur la puissance active totale de l'installation, et Xrs% étant supérieur à 60%.
- toutefois, lors de certaines situations exceptionnelles d'exploitation tendues (représentant au maximum 15 occurrences par an et une durée de 25h par an), RTE, après en avoir informé le producteur avec un délai de prévenance d'au moins 4 heures, pourra exiger que lors d'une variation du niveau N_{RSFP} en rampe de pente inférieure ou égale à 2/133 s^{-1}, la différence entre la puissance produite P et la puissance de consigne P_c soit inférieure ou égale à $dN_{RSFP}/dt.pr.T_{eq}$, avec T_{eq} = 20 s, sur la totalité de (N_{RSFP_final} – $N_{RSFP_initial}$).pr.

Quelle que soit la version de l'essai de la fiche 15 choisie par le producteur, la dynamique de fourniture de la réserve secondaire décrite ci-dessus doit être garantie en exploitation dans des conditions de fonctionnement conformes aux résultats des essais, quel que soit le programme de marche choisi par le producteur. En exploitation, RTE procédera au contrôle du respect des obligations définies en matière de fourniture de dynamique selon les modalités définies dans la convention de raccordement,, en distinguant, le cas échéant les situations usuelles des situations exceptionnelles d'exploitation et en traitant tout écart au titre des non-conformités.

2.2.2.2 Anomalie de fonctionnement et disponibilité de la fonction RSFP

En cas de perte du signal de niveau N_{RSFP}, le groupe 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'installation.

La disponibilité de la fonction RSFP doit être transmise à RTE par l'émission d'une télésignalisation « RSFP ES » / « RSFP HS ». Lorsqu'un groupe n'est pas en état de contribuer au réglage secondaire fréquence-puissance (groupe non couplé, groupe îloté, téléréglage RSFP hors service, défaut de transmission du niveau N_{RSFP}, défaut affectant la turbine ou le régulateur de vitesse, défaut affectant l'équipement RSFP, fonctionnement en mode manuel), l'application du niveau N_{RSFP} est bloquée et le groupe est sorti du RSFP. La télésignalisation « RSFP » doit alors être positionnée à l'état « RSFP HS » (cf. §2.10). La remise en service de la fonction RSFP se fait exclusivement par action manuelle d'un opérateur de l'installation et est accompagnée de l'émission de la télésignalisation « RSFP ES ».

Le MTBF[3] global des dispositifs permettant de réaliser l'asservissement fréquence – puissance de chaque groupe ainsi que la moyenne des temps de réparation (MTTR[4]) suite à une indisponibilité doivent être compatible avec le contrat de fourniture des services Système.

Références :

- décret [1], art. 5.
- arrêté [2], art. 14.
- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.1 « Réglage Fréquence Puissance ».

2.3 Comportement de l'installation pour la résolution des contraintes de transit

*[**Champ d'application** : les installations auxquelles RTE a indiqué des limitations dans la PTF.]*

[Rédaction du paragraphe à reprendre pour intégrer les chiffres de la PTF.]

L'étude de raccordement montre que l'installation génère, dans certaines situations d'exploitation des contraintes de transit sur le réseau existant de la zone de raccordement.

Les surcharges générées par l'installation doivent être éliminées en moins de *[20 ou 10]* minutes, ce qui nécessite, en cas d'occurrence, la baisse des groupes voire leur séparation du réseau.

Des baisses de la puissance active de l'installation depuis la puissance active maximale au point de livraison en fonctionnement normal et sans limitation de durée, Π_{max} jusqu'à la puissance active minimale *[ou bien]* *[…]* MW ou la séparation du réseau, en moins de *[20 – 5 ou 10 –5]* minutes après demande du centre de conduite régional, devront pouvoir être mises en œuvre. Cette demande se fait par téléphone ou par le système de transmission d'ordres à exécution rapide (cf. §2.10.1). A défaut, l'injection de l'installation sera effacée par fonctionnement d'un automatisme. Dans ce cas, le *[ou bien]* chaque groupe de production de l'installation devra pouvoir se séparer du réseau *[ou bien]* l'injection de l'installation devra pouvoir être arrêtée instantanément 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.

Dans le cas contraire, les durées et les fréquences d'arrêt de l'installation seront augmentées.

2.4 Comportement de l'installation lors des régimes exceptionnels

2.4.1 Conditions de découplage de l'installation lors des régimes exceptionnels

*[**Champ d'application** : toutes les installations.]*

Conformément à l'article 26 de l'arrêté [2], le producteur doit convenir avec RTE de la nature et du réglage des protections de découplage qui figurent dans la fiche 1 du dossier technique de l'installation.

2.4.1.1 Régimes exceptionnels en tension

Conformément à l'article 15 de l'arrêté [2], l'installation doit fonctionner pour des durées limitées dans les plages exceptionnelles de tension, dans les conditions définies ci-après :

- Plage exceptionnelle de tension haute, [*[…]* kV ; *[…]* kV] :

  Pendant au moins 5 min lorsque U est égale à la limite supérieure de la plage exceptionnelle haute, soit *[…]* kV. La puissance peut alors être réduite jusqu' à 0,95 P_{max}, soit *[…]* MW. La puissance réactive doit être modulable dans les limites du diagramme [U, Q].

  [Rappel sur les plages exceptionnelles de tension haute :

  63 kV : [72 kV ; 74 kV]

  90 kV : [100 kV ; 102 kV]

  225 kV : [245 kV ; 250 kV]

  400 kV : [420 kV ; 440 kV]]

- Plage exceptionnelle de tension basse, [*[…]* kV ; *[…]* kV] :

  Pendant au moins 90 min lorsque U est égale à 0,85 U_n, soit *[…]* kV. L'installation doit alors pouvoir fournir une puissance réactive jusqu'à 0,3 P_{max} *[ou le cas échéant d + 0,3 P_{max}]*, soit *[…]* Mvar, quelle que soit la puissance active fournie.

  Rester connectée au réseau le plus longtemps possible compte tenu de ses capacités constructives, quitte à réduire sa puissance active, et ne pas déclencher sur critère de tension, lorsque U est comprise entre 0,85 U_n, soit *[…]* kV, et 0,8 U_n, soit *[…]* kV.

  [Rappel sur les plages exceptionnelles de tension basse :

  63 kV : [50 kV ; 55 kV]

  90 kV : [72 kV ; 78 kV]

  225 kV : [180 kV ; 200 kV]

  400 kV : [320 kV ; 380 kV]]

2.4.1.2 Régimes exceptionnels en fréquence

[Dans le cas général, c'est à dire hors installation éolienne ou « ressortissant » des TAC :]

Conformément à l'article 18 de l'arrêté [2], l'installation doit fonctionner dans les plages exceptionnelles de fréquence, dans les conditions de durée et de perte maximale de puissance définies ci-après :

Plage	Durée minimale de fonctionnement	Perte maximale de puissance
]49,5 Hz ; 49 Hz]	5 h	*[si P_{max} > 40 MW]* 2 % *[si P_{max} ≤ 40 MW]* 10 %
]49 Hz ; 47,5 Hz]	3 min	10 %
]47,5 Hz ; 47 Hz]	1 min	10 %
]50,5 Hz ; 51 Hz]	1 h	Voir ci-dessous
]51 Hz ; 52 Hz]	15 min	Voir ci-dessous

[Dans le cas d'une installation éolienne ou « ressortissant » des TAC, hors mesure provisoire décrite juste après :]

Conformément à l'article 19 de l'arrêté [2], l'installation doit fonctionner dans les plages exceptionnelles de fréquence, dans les conditions de durée et de perte maximale de puissance définies ci-après :

Plage	Durée minimale de fonctionnement	Perte maximale de puissance
]49,5 Hz ; 49 Hz]	5 h	10 %
]49 Hz ; 48 Hz]	3 min	10 %
]48 Hz ; 47,5 Hz]	3 min	15 %
]47,5 Hz ; 47 Hz]	20 s	20 %
]50,5 Hz ; 51 Hz]	1 h	10 %
]51 Hz ; 51,5 Hz]	15 min	Voir ci-dessous
]51,5 Hz ; 52 Hz]	20 s	Voir ci-dessous

[Dans le cas d'une installation éolienne ou « ressortissant » des TAC, pour laquelle la PTF a été transmise au plus tard le 30/09/09 :]

Conformément à l'article 33 III. de l'arrêté [2], l'installation doit fonctionner dans les plages exceptionnelles de fréquence, dans les conditions de durée et de perte maximale de puissance définies ci-après :

Plage	Durée minimale de fonctionnement	Perte maximale de puissance
]49,5 Hz ; 49 Hz]	5 h	10 %
]49 Hz ; 48,5 Hz]	3 min	10 %
]48,5 Hz ; 48 Hz]	3 min	15 %
]48 Hz ; 47,5 Hz]	3 min	20 %
]50,5 Hz ; 51 Hz]	1 h	50 %
]51 Hz ; 51,5 Hz]	15 min	Voir ci-dessous

Il est de plus demandé de n'avoir aucun déclenchement automatique sur critère de fréquence dans la plage]47,5 Hz ; 51,5 Hz[.

[Si l'installation dispose de capacités constructives de réglage primaire de la fréquence :]

Lorsque l'installation participe à la constitution des réserves de réglage primaire de fréquence, et si la fréquence est entre 50 Hz et 52 Hz, l'installation doit réduire sa puissance selon la loi de réglage primaire définie au §2.2.1, dans la limite de sa puissance P_{min}. La dynamique de réglage doit être telle que pour tout échelon positif de fréquence $\Delta f = f - f_0$ supérieur à +200 mHz à partir de 50 Hz, l'installation doit être capable de réduire sa puissance de la valeur de -K.Δf dans la limite de P_{min}. La réduction de puissance de la valeur de $-R_p$ doit être effectuée en moins de 30 s, et la réduction de puissance de la moitié de la valeur de $-R_p$ en moins de 15 s, puis la réduction de puissance jusqu'à la valeur de -K.Δf doit être effectuée en un temps $\leq \frac{-(K.\Delta f - R_P)}{\text{pente de baisse en MW/min}}.60$ s, où la pente de baisse est la pente la plus rapide déclarée dans les performances de fonctionnement de la fiche 1.

Lorsque l'installation ne participe pas à la constitution des réserves de réglage primaire de fréquence, un système de contrôle commande doit néanmoins permettre de réduire la puissance lorsque la fréquence dépasse un seuil réglable entre 50,5 Hz et 51 Hz. Ce seuil est réglé par défaut à 50,5 Hz, et le contrôle commande doit demander aux groupes de diminuer la puissance de 25 % de P_{max} dès ce seuil franchi, puis linéairement avec une pente équivalente à une énergie réglante, K, de 50 % de P_{max}/Hz. La dynamique de réponse doit être identique à celle définie ci-dessus.

[Si l'installation ne dispose pas de capacités constructives de réglage primaire de la fréquence. Proposer ce qui suit, mais cela peut-être modifié selon les possibilités de l'installation, tout en visant une consigne de 0 MW à 52 Hz.]

Bien que ne disposant pas de capacités constructives de réglage primaire de la fréquence, l'installation doit toutefois disposer d'un contrôle commande qui permette de réduire la puissance lorsque la fréquence dépasse un seuil réglable entre 50,5 Hz et 51 Hz. Ce seuil est réglé par défaut à 50,5 Hz, et le contrôle commande doit demander aux groupes de diminuer la puissance de 25 % de Pmax par 500 mHz d'écart de fréquence à partir de ce seuil jusqu'à une consigne de production de 0 MW lorsque la fréquence atteint 52 Hz. La dynamique de réponse doit être telle que pour tout échelon positif de fréquence $\Delta f = f - f_0$ supérieur au seuil d'activation , l'installation doit être capable de réduire sa puissance de la valeur de -K.Δf (avec K = 50 % de P_{max}/Hz), dans la limite de P_{min}. La réduction de puissance jusqu'à la valeur de -K.Δf doit être effectuée en un temps $\leq \frac{-K.\Delta f}{\text{pente de baisse en MW/min}}.60$ s , où la pente de baisse est la pente la plus rapide déclarée dans les performances de fonctionnement de la fiche 1.

Références :

- décret [1], art. 5.
- arrêté [2], art. 15, 18, 19, 26 et 33 III.

2.4.2 Couplage rapide après découplage fortuit sur aléa réseau

*[**Champ d'application** : toutes les installations.]*

[L'article 23 II. prévoit que toute installation de puissance supérieure ou égale à 40 MW doit être capable de se reconnecter sans délai au RPT à la demande du GRT, mais qu'à titre dérogatoire, en cas d'impossibilité technique avérée, un délai au plus égal à 10 min est admissible. En d'autres termes, si l'installation a une capacité d'îlotage (repli en état de disponibilité), reconnexion sans délai, sinon l'installation doit avoir une capacité de redémarrage rapide en moins de 10 min.]

[Si P_{max} de l'installation ≥ 40 MW, et pour l'installation disposant de capacité de repli dans une situation de disponibilité :]

Suite à l'apparition d'un phénomène affectant le RPT, l'installation peut se déconnecter fortuitement. Dans ce cas, l'installation doit disposer de capacités constructives à se replier dans une situation de disponibilité lui permettant de se reconnecter sans délai à la demande de RTE. L'îlotage sur les auxiliaires constitue une situation de disponibilité permettant le couplage sans délai.

RTE requiert le repli en situation de disponibilité dans les cas suivants de découplage de l'installation :

- Tension basse,
- Fréquence haute (autre que sur-vitesse),
- Fréquence basse,
- Rupture de synchronisme (nombre d'inversions de puissance), ,
- Protection homopolaire du transformateur de groupe (ou Maximum de courant dans le neutre)
- Protection de déséquilibre (Alternateur ou auxiliaire)

Les critères de repli en situation de disponibilité doivent être cohérents :

- avec les plages de fonctionnement exceptionnel et les durées minimales de fonctionnement définies dans le §2.4.1, pour les cas de fonctionnement des protections de tension basse, fréquence haute, fréquence basse,
- avec les critères de découplage définis dans le §2.7.4 pour le cas de fonctionnement des protection contre les ruptures de synchronisme,
- avec les critères de découplage définis dans le cahier des charges du système de protection contre les défauts d'isolement remis pas RTE pour le cas de fonctionnement de la protection homopolaire du transformateur de groupe et de la protection de déséquilibre.

Les critères conduisant au déclenchement de l'installation dans ces mêmes cas de découplage de l'installation doivent être sélectifs par rapport aux critères de repli en situation de disponibilité. Dans tous les cas, sur fonctionnement des protections d'exploitation, la fonction de repli en situation de disponibilité doit être privilégiée (tenue du groupe et de ses auxiliaires) sur le déclenchement de l'installation.

RTE demande que l'installation puisse tenir en situation de repli en état de disponibilité pendant au moins *[…]* heures.

[Si P_{max} de l'installation ≥ 40 MW et pour l'installation ne disposant pas de capacité de repli en état de disponibilité, mais disposant de capacité de redémarrage rapide :]

Suite à l'apparition d'un phénomène affectant le RPT, l'installation peut se déconnecter fortuitement. Dans ce cas, l'installation doit disposer de capacités constructives à se replier dans un état de disponibilité lui permettant de se reconnecter sans délai à la demande de RTE. L'installation n'ayant pas cette capacité, il est accepté, conformément à l'arrêté [2], qu'elle se reconnecte à la demande de

RTE avec un délai maximal de 10 min. Le délai maximal de reconnexion de l'installation est de *[...]* min.

[Si P_{max} de l'installation < 40 MW, l'article 23 I. prévoit que l'installation doit être capable de se reconnecter rapidement au RPT à la demande du GRT. Le délai nécessaire à la reconnexion doit être consigné dans la convention de raccordement.]

Suite à l'apparition d'un phénomène affectant le RPT, l'installation peut se déconnecter fortuitement. Dans ce cas, l'installation doit pouvoir se reconnecter rapidement à la demande de RTE. Le délai maximal de reconnexion de l'installation est de *[...]* min.

[Le cas échéant]

L'installation 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 *[…]* minutes. *[par exemple 3 minutes]*

Références :

- décret [1], art. 5.
- arrêté [2], art. 23 I. et II.
- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.5 « Reconstitution du Réseau – Renvoi de tension ».

2.5 Participation au renvoi de tension et à la reconstitution du réseau

*[**Champ d'application** : l'article 25 de l'arrêté prévoit que les installations de P_{max} ≥ 120 MW ainsi que les installations de P_{max} ≥ 40 MW, lorsqu'elles peuvent fonctionner sans alimentation électrique extérieure, doivent, si RTE le demande (cf. article 4 de l'arrêté), disposer de capacités constructives à participer à la reconstitution du réseau. Bien entendu, seules les installations ayant des capacités de réglage de la fréquence peuvent être éligibles à la participation à la reconstitution du réseau. Les capacités constructives pour le renvoi de tension ne sont requises que lorsqu'il existe un accord entre le producteur et un autre utilisateur pour la réalisation d'un renvoi de tension sur l'installation de ce dernier.]*

2.5.1 Reconstitution du réseau

[Dans le cas d'installation raccordée avec une liaison à un disjoncteur, raccordement en piquage … et suivant le plan des automates à manque de tension décidé par RTE]

L'installation ne doit pas perturber la reprise de service suite à un manque de tension généralisé sur le RPT. Dans ces conditions, le producteur doit installer sur le départ de l'installation un automate à manque de tension (AMU) qui, sur un manque de tension (U_{PDL} < 20 % Un) à partir d'un délai programmable, et réglé par défaut à *[…]* secondes, fasse ouvrir le disjoncteur HTB de l'installation. Un dispositif lié 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 suivant des modalités définies dans la convention d'exploitation.

[Si l'installation ne comporte qu'un groupe, ne plus écrire dans ce qui suit, « chaque groupe », mais « le groupe »]

En plus des dispositions de l'article 25 de l'arrêté [2], l'installation doit disposer des capacités constructives suivantes pour participer à la reconstitution de réseau après incident. Les capacités constructives requises pour chaque groupe sont les suivantes :

[Si l'installation est raccordée en HTB3 ou en HTB2 :]

- émettre une information synthétique, sous forme de télésignalisation (« TS1 : disponible pour les besoins du réseau »), envoyée à RTE pour l'avertir qu'il est dans des conditions techniques lui permettant de participer à la reconstitution du réseau (typiquement en situation d'îlotage réussi et stabilisé) ;

- mettre à disposition de RTE des télémesures de fréquence, ou a minima doit être en mesure de communiquer, suite à toute demande de RTE, la fréquence à ses bornes ou sa vitesse de rotation ;
- être en mesure, à la demande de RTE, d'assurer le rôle de "pilote de la fréquence" (assurant par modifications successives de sa consigne de puissance le maintien de la fréquence du réseau séparé au voisinage de la valeur objectif de 50 Hz) tant que l'installation dispose de la réserve de puissance suffisante ;
- disposer d'un régulateur de vitesse réglé pour la tenue d'un réseau séparé de façon à assurer un fonctionnement stable sur un réseau de caractéristiques notablement éloignées de celles du RPT, en termes d'inertie de réseau, de puissance de court-circuit, de stabilité en tension et en fréquence ;
- disposer d'un régulateur de tension réglant la tension statorique de la machine selon une consigne modifiable sur ordre de RTE ou en autonome. *[Si ce régulateur comporte des boucles stabilisatrices utilisant par exemple la puissance ou la fréquence,]* Les boucles stabilisatrices doivent pouvoir, si besoin, être mises hors service ;
- supporter sans déclenchement les transitoires éventuels générés par le recouplage du réseau séparé au réseau général ;
-

2.5.2 Renvoi de tension

[A traiter au cas par cas.]

Références :

- arrêté [2], art. 4 et 25.
- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.5 « Reconstitution du Réseau – Renvoi de tension ».

2.6 Contribution au maintien à l'équilibre d'un réseau séparé

*[**Champ d'application** : non requis par l'arrêté, mais systématiquement demandé pour toute installation ayant des capacités de réglage de la fréquence. Ce paragraphe ne concerne que les réseaux séparés fortuits utilisant des ouvrages du RPT dont le maintien sous tension relève de la seule responsabilité de RTE. Le réseau séparé constitué par le producteur et ses consommations propres, déconnecté du réseau, est une affaire privée. Les réseaux séparés de petite taille réalisés à la demande de producteurs et de consommateurs ne sont possibles qu'avec l'accord de RTE et nécessitent des capacités constructives particulières décrites dans le Documentation Technique de Référence.]*

[Si l'installation ne comporte qu'un groupe, ne plus écrire dans ce qui suit, « chaque groupe », mais « le groupe »]

L'installation doit pouvoir participer au maintien à l'équilibre de réseaux séparés de grande taille (plusieurs consommateurs et d'autres producteurs) suite à incident. Les capacités constructives requises pour chaque groupe sont les suivantes :

- pouvoir dégager une puissance d'au moins 5 à 10 % de la puissance continue nette sur une sollicitation en échelon ;
- pouvoir fonctionner sur une large plage de puissance, en particulier à des niveaux de puissance peu élevés pouvant aller jusqu'à 0,15.P_{max} et s'y maintenir pendant au moins 2 heures ;
- être en mesure, à la demande de RTE, d'assurer le rôle de "pilote de la fréquence" (assurant par modifications successives de sa consigne de puissance le maintien de la fréquence du réseau

séparé au voisinage de la valeur objectif de 50 Hz) tant que l'installation dispose de la réserve de puissance suffisante ;

- le régulateur de vitesse doit être réglé pour la tenue d'un réseau séparé de façon à assurer un fonctionnement stable sur un réseau de caractéristiques notablement éloignées de celles du RPT, en termes d'inertie de réseau, de puissance de court-circuit, de stabilité en tension et en fréquence. Dans le cas où les performances attendues nécessitent, pour le réseau séparé, un jeu de paramètres spécifiques, celui-ci peut, sur demande explicite de RTE, être présent en permanence ou être activé automatiquement sur des critères de présomption d'un réseau séparé à définir par RTE ;
- le régulateur de tension doit régler la tension statorique de la machine selon une consigne modifiable sur demande de RTE ou en autonome. *[Si ce régulateur comporte des boucles stabilisatrices utilisant par exemple la puissance ou la fréquence,]* Les boucles stabilisatrices doivent pouvoir, si besoin, être mises hors service ;
- supporter sans déclenchement les transitoires éventuels générés par le recouplage du réseau séparé au réseau général.

Références :

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

2.7 Stabilité

Conformément à l'article 3 de l'arrêté [2], le producteur doit communiquer à RTE les résultats d'études concernant la stabilité de son installation.

Ces études sont des études génériques effectuées pour chaque groupe de production de l'installation à l'aide de schémas de réseau simplifiés standards où le groupe de production est mis 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 :

- « a » = 0,05 p.u. base U_{dim}, S_{na}
- « b » = *[...]* p.u. base U_{dim}, S_{na}

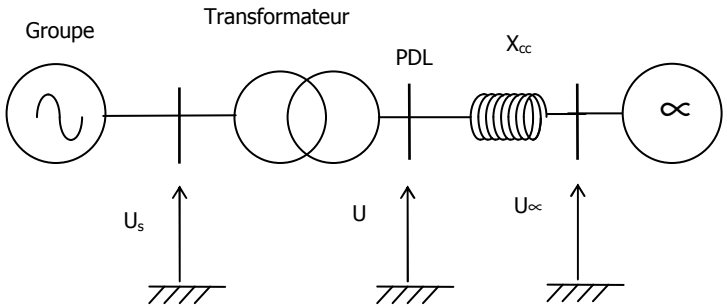
[si $P_{max} \geq 800$ MW : b = 0,6 p.u ; si 800 MW > $P_{max} \geq 250$ MW : b = 0,54 p.u ; si $P_{max} < 250$ MW : b = 0,3 p.u]

N.B : dans les paragraphes §2.7.X suivants, la puissance active, P, est la puissance brute du groupe au 2.7.1 et la puissance maximale au point de livraison Π_{max} dans les autres paragraphes, $P_{max\ groupe}$ est la puissance du groupe lorsque l'installation est à P_{max}, $\Pi_{max\ groupe}$ est la puissance du groupe lorsque l'installation est à Π_{max} ,la puissance réactive, Q, est la puissance réactive nette du groupe au point de livraison (PDL), et la tension, U, est la tension au point de livraison.

2.7.1 Stabilité en petits mouvements

*[**Champ d'application** : toutes les installations]*

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



2.7.1.1 Evaluation de la robustesse

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 $P = P_{max\ groupe}$, $Q = 0$ et $U = U_{dim}$ ainsi que pour les trois points de fonctionnement suivants :

A : $P = P_{max\ groupe}$, $Q = 0{,}32P_{max\ groupe}$ et $U = U_{dim}$

B : $P = P_{max\ groupe}$, $Q = 0{,}3P_{max\ groupe}$ et $U = 0{,}9U_{dim}$

C : $P = P_{max\ groupe}$, $Q = -0{,}35P_{max\ groupe}$ 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 du groupe peut être modifiée pour respecter cette contrainte.

La régulation d'excitation du groupe de production doit présenter pour l'ensemble des points de fonctionnement demandés *[Dans le cas où le régulateur de tension est de type 2 :]*, et pour une valeur de λ égale à *[…]*%.:

- 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.

[Si l'installation dispose d'un asservissement de puissance réactive (APR) :]

L'évaluation de la robustesse est réalisée en supposant l'APR hors service.

2.7.1.2 Echelon de consigne du réglage primaire de tension

Echelon de +2 % sur la consigne du réglage primaire de tension du groupe initialement à $P = \pi_{max\ groupe}$, $Q = 0$ et $U = U_{dim}$. La consigne initiale du réglage de tension est déterminée par ce point de fonctionnement.

[Si l'installation dispose d'un asservissement de puissance réactive (APR) :]

Cet échelon est réalisé en supposant successivement l'APR hors service et en service (avec niveau RST constant).

Le groupe de production doit rester stable (pas de perte de synchronisme et/ou pas de déclenchement sur une protection de l'installation).

Le temps d''établissement de la puissance active au point de livraison à ±1 % de sa valeur finale doit être inférieur à 10 secondes *[Dans le cas d'un régulateur de tension de type 2]*, pour une valeur de λ égale à *[…]*%.

[Si l'installation dispose d'un asservissement de puissance réactive (APR) :]

2.7.1.3 Echelon de niveau du réglage secondaire de tension

Echelon de +4 % sur le niveau RST du groupe initialement à $P = \pi_{max\ groupe}$, $Q = 0$ et $U = U_{dim}$. L'APR est supposé en service. Le niveau RST est déterminé par le point de fonctionnement du groupe défini précédemment.

Le groupe de production doit rester stable (pas de perte de synchronisme et pas de déclenchement sur une protection de l'installation).

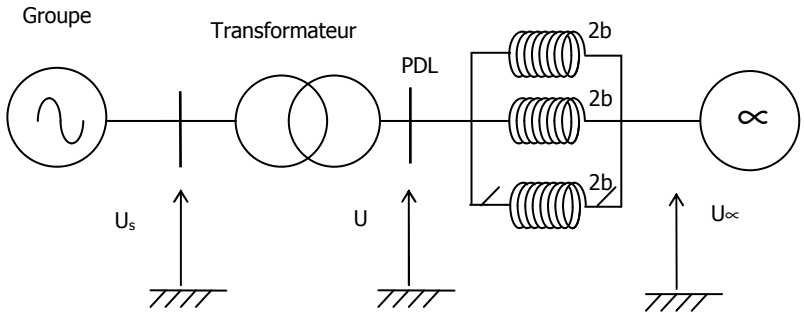
Références :

- arrêté [2], art. 3.
- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.3 « Stabilité ».

2.7.2 Stabilité sur report de charge

*[**Champ d'application** : toutes les installations, hors éolien et photovoltaïque]*

L'étude de stabilité sur report de charge est réalisée à l'aide d'un schéma simplifié du réseau où le groupe de production est mis en antenne sur un réseau « infini » au travers de 3 lignes de réactance « 2b » en parallèle.



Ouverture d'une ligne avec le groupe de production initialement à $P = P_{max\ groupe}$, $Q = 0$ et $U = U_{dim}$. La consigne initiale du réglage de tension est déterminée par ce point de fonctionnement.

[Si l'installation dispose d'un asservissement de puissance réactive (APR) :]

Cette étude est réalisée en supposant successivement l'APR hors service et en service (avec niveau RST constant).

Le groupe de production doit rester stable (pas de perte de synchronisme et/ou pas de déclenchement sur une protection de l'installation).

Le temps d''établissement de la puissance électrique au point de livraison à ±5 % de sa valeur finale doit être inférieur à 10 secondes *[Pour un régulateur de tension de type 2]*, pour une valeur de λ égale à *[…]*%.

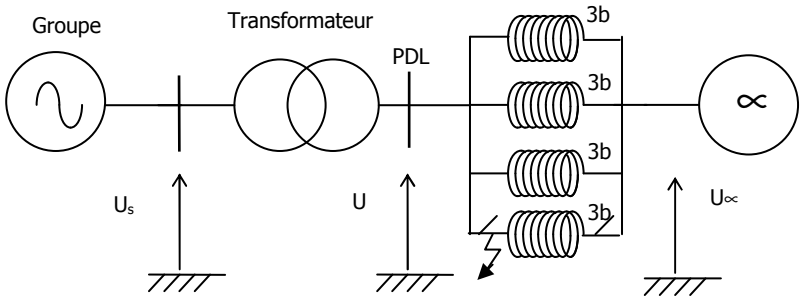
Références :

- arrêté [2], art. 3.
- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.3 « Stabilité ».

2.7.3 Stabilité sur court-circuit

*[**Champ d'application** : toutes les installations, hors éolien et photovoltaïque]*

L'étude de stabilité sur court-circuit est réalisée à l'aide d'un schéma de réseau simplifié où le groupe de production est mis en antenne sur un réseau « infini » au travers de 4 lignes de réactance 3b en parallèle.



Défaut triphasé situé sur une des lignes de liaison à une distance du PDL égale à 1 % de la longueur totale de la ligne, éliminé en un temps T par l'ouverture des disjoncteurs, avec le groupe de production initialement à P = $P_{max\ groupe}$, Q = 0 et U = U_{dim}. La consigne initiale du réglage de tension est déterminée par ce point de fonctionnement.

Le temps d'application du défaut T simulé = *[…]* ms

[en HTB 3 : T = 85 ms ; en HTB2 : T = 85 ms ; en HTB1 : T = 150 ms]

[Si l'installation dispose d'un asservissement de puissance réactive (APR) :]

Cette étude est réalisée en supposant l'APR hors service.

Pour un régulateur de tension de type 2], Cette étude est réalisée pour une valeur de λ égale à *[…]*%.

Le producteur calcule le temps limite d'élimination des défauts à partir duquel le court-circuit n'entraîne pas la perte de stabilité (précision de 5 ms).

Le groupe de production doit rester stable (pas de perte de synchronisme et/ou pas de déclenchement sur une protection de l'installation).

Le temps d'établissement de la puissance électrique au point de livraison à ±5 % de sa valeur finale doit être inférieur à 10 secondes.

Références :

- arrêté [2], art. 3 et 17.
- Documentation Technique Référence [3], art. 4.3 « Stabilité ».

2.7.4 Comportement en cas de rupture de synchronisme

*[**Champ d'application** : installations avec des machines synchrones]*

[Si l'installation est d'une puissance inférieure ou égale à 120 MW :]

[Le critère de détection de la rupture de synchronisme dépendra de la protection installée par le producteur. A adapter en conséquence.]

L'installation doit se découpler dès la détection d'une perte de synchronisme, c'est à dire dès lors qu'un tour électrique d'angle interne ou une inversion de puissance est atteint.

[Si l'installation est d'une puissance P_{max} supérieure à 120 MW :]

Conformément à l'article 23 III. de l'arrêté [2], en cas de rupture fortuite du synchronisme avec le RPT, l'installation doit disposer d'une capacité constructive à supporter sans dommage avant de se déconnecter :

- 4 tours d'angle interne ;
- 20 inversions de puissance.

La séparation du réseau intervenant dès que l'un ou l'autre des 2 critères est atteint.

Néanmoins, en cas de rupture de synchronisme suite à un défaut sur le système d'excitation, l'installation peut se déconnecter sans délai.

[Si l'installation est d'une puissance supérieure à 120 MW et comporte plusieurs groupes :]

Le réglage des protections contre les ruptures de synchronisme est différent sur chaque groupe de l'installation, tout en respectant les capacités constructives des groupes.

Références :

- arrêté [2], art. 23 III.
- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.3 « Stabilité ».

2.7.5 Découplage réglage fréquence/tension

*[**Champ d'application** : toutes les installations, hors éolien et photovoltaïque]*

Toute variation de fréquence inférieure à 250 mHz sur une dizaine de secondes ne doit pas conduire à une variation transitoire de la tension au point de livraison supérieure à 5 % de U_n.

2.8 Non déclenchement sur creux de tension

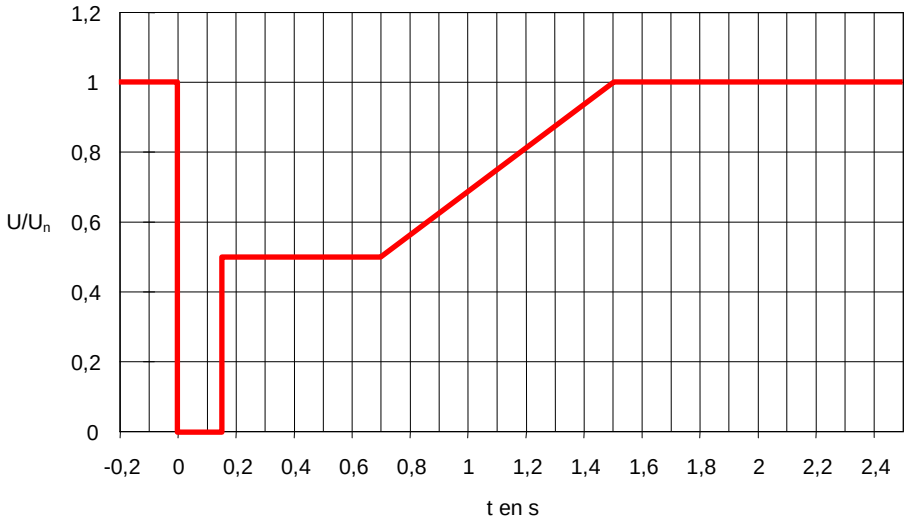
*[**Champ d'application** : toutes les installations]*

Pour tout creux de tension triphasé ou monophasé d'amplitude inférieure ou égale au gabarit ci-dessous *[dans le cas d'une installation avec machines synchrones]* n'entraînant pas la rupture de synchronisme de l'installation, mais pouvant affecter son fonctionnement, et notamment celui des auxiliaires, l'installation ne doit pas déclencher.

[La partie du réseau HTB2 équipée en « plan proche » – c'est à dire avec un plan de protection de performance équivalente à celui équipant le réseau HTB3 en raison de contraintes de stabilité – constitue le réseau « HTB2 maillé » (anciennement réseau d'interconnexion), le reste du réseau HTB2 constituant le réseau HTB2 non maillé (anciennement réseau de répartition).]

[Si l'installation est raccordée à un réseau HTB3 ou HTB2 maillé, et hors mesure provisoire décrite juste après :]

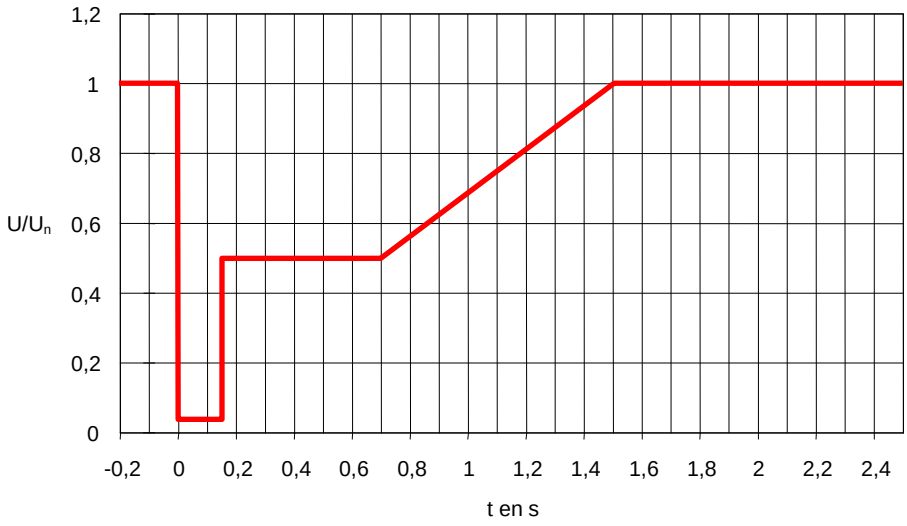
- creux de tension de 100 % pendant 150 ms,
- palier à 0,5 U_n pendant les 550 ms suivantes,
- retour linéaire à U_n pendant les 800 ms suivantes.



*[**Mesure provisoire lorsque la PTF a été transmise au plus tard le 30/09/09 :** si l'installation est une installation éolienne et si elle est raccordée à un réseau HTB3 ou HTB2 maillé :]*

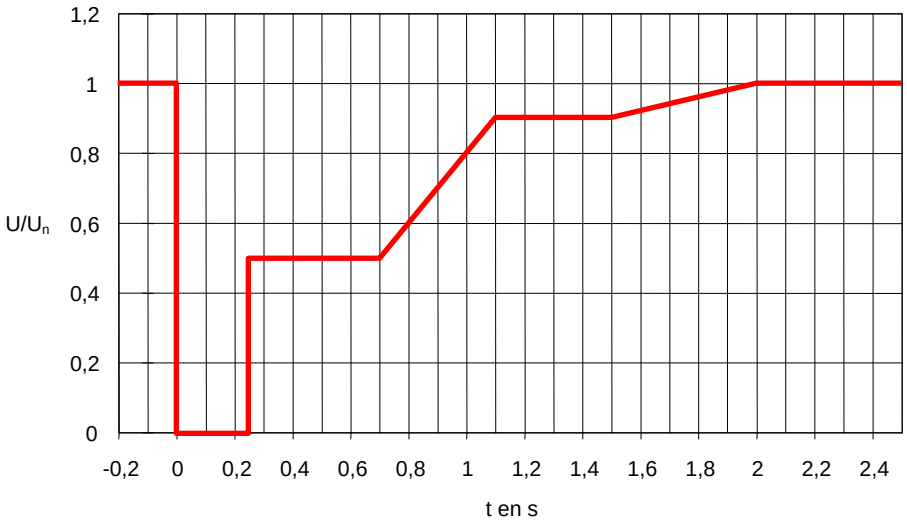
- creux de tension de 95 % pendant 150 ms,

- palier à 0,5 U_n pendant les 550 ms suivantes,
- retour linéaire à U_n pendant les 800 ms suivantes.



[Si l'installation n'est pas une installation éolienne et si elle est raccordée à un réseau HTB1 ou HTB2 non maillé :]

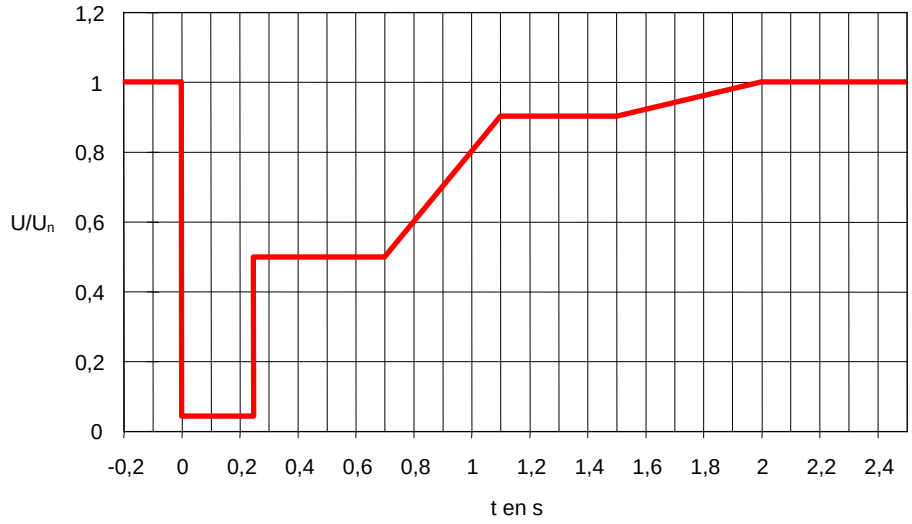
- creux de tension de 100 % pendant 250 ms,
- palier à 0,5 U_n pendant les 450 ms suivantes,
- retour linéaire à 0,9 U_n pendant les 400 ms suivantes,
- palier à 0,9 U_n pendant les 400 ms suivantes,
- retour linéaire à U_n pendant les 500 ms suivantes.



[Si l'installation est une installation éolienne et si elle est raccordée à un réseau HTB1 ou HTB2 non maillé, et hors mesure provisoire décrite juste après :]

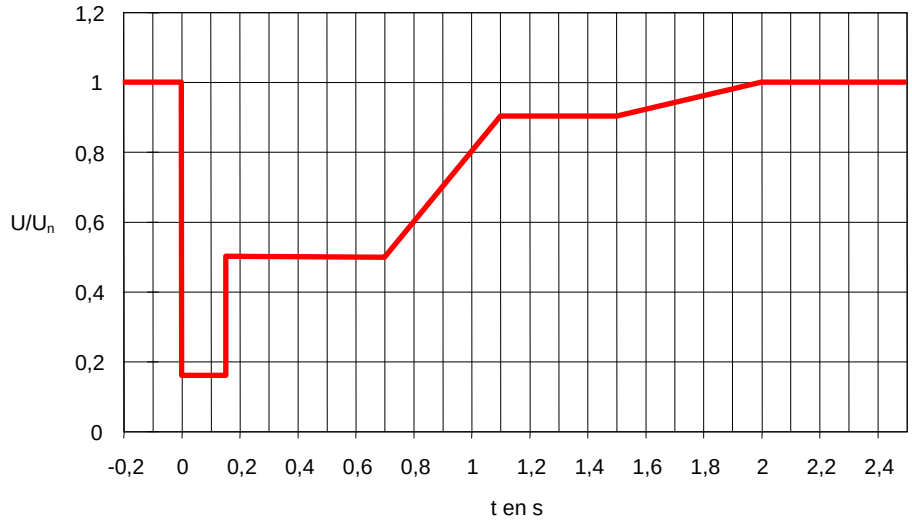
- creux de tension de 95 % pendant 250 ms,
- palier à 0,5 U_n pendant les 450 ms suivantes,
- retour linéaire à 0,9 U_n pendant les 400 ms suivantes,
- palier à 0,9 U_n pendant les 400 ms suivantes,

- retour linéaire à U_n pendant les 500 ms suivantes.



*[**Mesure provisoire lorsque la PTF a été transmise au plus tard le 30/09/09 :** si l'installation est une installation éolienne et si elle est raccordée à un réseau HTB1 ou HTB2 non maillé :]*

- creux de tension de 85 % pendant 150 ms,
- palier à 0,5 U_n pendant les 550 ms suivantes,
- retour linéaire à 0,9 U_n pendant les 400 ms suivantes,
- palier à 0,9 U_n pendant les 400 ms suivantes,
- retour linéaire à U_n pendant les 500 ms suivantes.



Références :

- arrêté [2], art. 16 et 33 II.
- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.3 « Stabilité ».

2.9 Perturbations

*[**Champ d'application :** toutes les installations.]*

[Conformément à l'article 21 de l'arrêté, si la puissance de court-circuit du RPT au point de livraison est inférieure à 400 MVA en HTB1, à 1500 MVA en HTB2 et à 7000 MVA en HTB3, les limites de

perturbations indiquées ci-dessous 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 PDL.]

Conformément à l'article 21 de l'arrêté [2], les perturbations produites par l'installation de production, mesurées au point de livraison, ne doivent pas excéder les valeurs limites autorisées ci-dessous :

[en HTB1 et HTB2 :]

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

  où 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 : $\tau_{g\ max}$ = 8 %

[en HTB3 :]

- 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 $I_{hn\ max} = k_n \frac{S}{\sqrt{3}U_C}$

  où 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 : $\tau_{g\ max}$ = 4,8 %

Références :

- arrêté [2], art. 21.

2.10 Echanges d'informations

2.10.1 Transmission d'ordres à exécution rapide

*[**Champ d'application :** les installations de plus de 40 MW.]*

Conformément à l'article 24 de l'arrêté [2], l'installation doit être équipée d'un équipement permettant aux centres de conduite de RTE de lui communiquer des instructions destinées à mettre en œuvre des modifications du régime de fonctionnement dans le but d'assurer la sécurité et la sûreté du RPT et la qualité de son fonctionnement.

A ce titre, l'installation acquiert les instructions émises par RTE lors de situations exceptionnelles (ordres de sauvegarde), via le Système d'Alerte et de Sauvegarde (SAS)[5] ou, en cas de défaillance du SAS, via le Système Téléphonique de Sécurité (STS)[6], ce qui implique de pouvoir joindre en permanence un opérateur habilité à intervenir sans délai sur le pilotage de l'installation de production après réception de ces ordres.

L'éventail des messages susceptibles d'être reçus par le producteur et la conduite à tenir à leur réception sont définis dans la convention d'exploitation.

Références :

- arrêté [2], art. 24 III., 24 IV. et 24 V.
- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.7 « Echange d'informations et système de téléconduite ».

2.10.2 Nature des informations échangées

*[**Champ d'application :** toutes les installations.]*

[Pour les installations qui ont des capacités constructives à participer aux réglages secondaires de fréquence et/ou de tension :]

Conformément à l'article 24 de l'arrêté [2], l'installation doit être dotée des équipements nécessaires pour pouvoir communiquer en permanence à RTE des informations relatives à l'exploitation de l'installation et de recevoir de la part de RTE des commandes d'exploitation devant être exécutées par l'installation.

A ce titre, les informations communiquées à RTE sont :

[Si l'installation ne comporte qu'un seul groupe, remplacer dans ce qui suit « chaque alternateur » ou « chaque groupe » par « l'alternateur » ou « le groupe »]

- *[si l'installation n'est pas une installation éolienneou photovoltaïque :]* les valeurs de puissance active et réactive au stator de chaque alternateur,
- *[si l'installation est une installation éolienne ou photovoltaïque :]* les valeurs de puissance active et réactive au PDL de l'installation,
- la tension composée au stator de chaque alternateur avec une résolution de 0,01 kV
- l'état du disjoncteur propriété du producteur et situé sur la liaison de raccordement,
- *[si l'installation est équipée d'un automate à manque de tension AMU :]* télésignalisation correspondant à l'ordre d'ouverture du disjoncteur sur la liaison de raccordement par l'automate à manque de tension (DT.AMU c.f § 2.5.1).
- *[si l'installation est raccordée par une liaison de raccordement propriété de RTE:]*
- télésignalisation correspondant à l'émission d'un ordre déclenchement du disjoncteur propriété du producteur et situé sur la liaison de raccordement suite à un défaut détecté en direction du réseau RTE (DT.AVAL)
- télésignalisation correspondant à l'émission d'un ordre déclenchement du disjoncteur propriété du producteur et situé sur la liaison de raccordement suite à un défaut détecté en direction de l'installation du producteur (DT.AMONT)

5 Le Système d'Alerte et de Sauvegarde (SAS) est une messagerie d'exploitation dédiée aux situations de crise, permettant de transmettre des ordres prédéfinis, à exécuter par les opérateurs des sites et centres de conduite de production, afin de garantir la tenue des paramètres essentiels du Système Electrique (fréquence, tension) dans les limites autorisées. Ces ordres sont acquittés par l'opérateur témoignant ainsi de leur prise en compte par ce dernier.

6 Le Système Téléphonique de Sécurité (STS) est constitué d'un réseau de transmission numérique partagé avec celui transmettant les informations de téléconduite, et de terminaux téléphoniques dédiés, installés dans les centres de conduite de RTE et dans les sites des utilisateurs du RPT (sites ou centres de conduite de la production). Ce réseau n'a pas de point commun avec le Réseau Téléphonique Commuté Public (RTCP) afin de s'affranchir du risque de congestion et répond ainsi aux exigences du législateur [loi du 15 janvier 1906 sur les distributions d'électricité [article 61 (télécommunications) et décret du 29 juillet 1927 modifié en 1935, 1950 et 1975]

- *[si l'installation est muni d'un transformateur avec régleur en charge :]* télémesure du numéro de la prise en cours du régleur en charge du transformateur principal,
- *[si l'installation n'est pas une installation éolienne ou photovoltaïque :]* l'état de l'organe de couplage, matérialisant le raccordement de chaque groupe au RPT,
- *[dans le cas d'une installation éolienne ou photovoltaïque :]* le nombre de générateurs couplés,
- l'état des télésignalisations matérialisant la participation effective de chaque groupe aux réglages secondaires de tension (*[si réglage secondaire de tension de type RST commandé en niveau ou en ΔU_c :]* groupe en/hors butée de UQ-, groupe en/hors butée de UQ+, *[si réglage secondaire de tension de type RST commandé en niveau :]* participation RST ES/HS, +, *[si réglage secondaire de tension de type RST commandé en ΔU_c :]* participation RSCT ES/HS ou de fréquence (groupe en/hors RSFP).
- *[si réglage secondaire de tension de type RST en niveau :]* le niveau du RST, K, reçu par l'installation.
- *[si réglage secondaire de tension de type RST commandé en ΔU_c* la commande $\Delta U_{consigne}$ reçue par chaque groupe.
- *si réglage secondaire de tension de type RST commandé en ΔU_c* la valeur de $U_{consigne}$ appliquée au régulateur primaire de tension de chaque groupe.
- le niveau du RSFP, N_{RSFP}, reçu par l'installation.
- *[Si le groupe a des capacités constructives pour participer à la reconstitution du réseau ou au renvoi de tension :]* la fréquence du groupe, pour les phases de reconstitution du réseau.
- *[Si le groupe a des capacités constructives pour participer à la reconstitution du réseau ou au renvoi de tension :]* quand cela est nécessaire et pour chaque groupe, la télésignalisation « : disponible pour les besoins du réseau », indiquant que le groupe est dans des conditions techniques lui permettant de participer à la reconstitution du réseau (typiquement en situation d'îlotage réussi et stabilisé)

Au titre de cet article 24, les commandes reçues de la part de RTE et devant être exécutées par l'installation sont :

- le niveau de téléréglage fréquence - puissance N_{RSFP}
- *[si réglage secondaire de tension de type RST commandé en niveau de réactif :]* le niveau de téléréglage de tension K
- *[si réglage secondaire de tension de type RST commandé en ΔU_c :]* la commande $\Delta U_{consigne}$.

[Pour les installations qui n'ont pas de capacités constructives à participer aux réglages secondaires de fréquence et/ou de tension :]

Conformément à l'article 24 de l'arrêté [2], l'installation doit être dotée des équipements nécessaires pour pouvoir communiquer en permanence à RTE des informations relatives à l'exploitation de l'installation.

A ce titre, les informations à communiquer sont :

[Si l'installation ne comporte qu'un seul groupe, remplacer dans ce qui suit « chaque groupe » par « le groupe »]

- les télémesures de puissance active et réactive au niveau du point de livraison.
- la tension composée au point de livraison de l'installation,
- la position du disjoncteur, propriété de l'utilisateur, situé sur la liaison de raccordement
- *[si l'installation est muni d'un transformateur avec régleur en charge :]* télémesure numéro de la prise en cours du régleur en charge du transformateur principal,
- *[si l'installation n'est pas une installation éolienne ou photovoltaïque :]* l'état de l'organe de couplage, matérialisant le raccordement de chaque groupe au RPT,

- *[dans le cas d'une installation éolienne ou photovoltaïque :]* le nombre de générateurs couplés,
- *[si l'installation est équipée d'un automate à manque de tension AMU :]* télésignalisation correspondant à l'ordre d'ouverture du disjoncteur sur la liaison de raccordement par l'automate à manque de tension (DT.AMU c.f. § 2.5.1).
- *[si l'installation est raccordée par une liaison de raccordement propriété de RTE:]*
- télésignalisation correspondant à l'émission d'un ordre déclenchement du disjoncteur propriété du producteur et situé sur la liaison de raccordement suite à un défaut détecté en direction du réseau RTE (DT.AVAL).
- télésignalisation correspondant à l'émission d'un ordre déclenchement du disjoncteur propriété du producteur et situé sur la liaison de raccordement suite à un défaut détecté en direction de l'installation du producteur (DT.AMONT)

[Si le groupe a des capacités constructives pour participer à la reconstitution du réseau ou au renvoi de tension]

- quand cela est nécessaire et pour chaque groupe, la télésignalisation « TS1 : disponible pour les besoins du réseau », indiquant que le groupe est dans des conditions techniques lui permettant de participer à la reconstitution du réseau (typiquement en situation d'îlotage réussi et stabilisé)

Références :

- arrêté [2], art. 24.
- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.7 « Echange d'informations et système de téléconduite ».

2.10.3 Performances attendues pour la mise à disposition des téléinformations et la prise en compte des ordres

*[**Champ d'application :** toutes les installations.]*

Les changements d'état [7] de toutes les télésignalisations mentionnées au §2.10.2, sont mis à disposition du réseau de transmission de responsabilité RTE en moins de 3 s. Les changements d'état des organes de coupure sont datés à 10 ms près, les autres télésignalisations le sont à 1 s près.

Les télémesures sont élaborées soit cycliquement avec une période maximale de 10 s soit sur changement de valeur avec seuil et mises à disposition du réseau de transmission de responsabilité RTE en moins de 10 s à compter de leur captation s'il s'agit d'un site isolé ou de moins de 15 s s'il s'agit d'un site piloté par un centre de conduite de la production.

Les dispositions de maintien en conditions opérationnelles des équipements installés sur le site de l'installation doivent permettre de garantir une disponibilité des informations au moins égale à 99,3 % (taux de disponibilité annuel).

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

[Pour les installations qui ont des capacités constructives à participer aux réglages secondaires de fréquence et/ou de tension :]

Les modifications des consignes de puissance ou de tension, dues à l'action des téléréglages de fréquence-puissance ou de tension sont appliquées aux groupes concernés dans un délai < 10 s à compter de la réception des niveaux par l'installation.

[Pour les installations de plus de 40 MW :]

La prise en compte (alarme de l'opérateur) des ordres de sauvegarde doit pouvoir être effective dans un délai inférieur à 10 s après sa réception par l'installation. L'effet sur l'injection ou le soutirage de puissance sur le réseau ne doit pas excéder une dizaine de minutes.

7 Dans tout ce qui suit, on appelle "changement d'état" l'acquisition par l'équipement de téléconduite local d'une boucle sèche matérialisant l'ouverture ou la fermeture d'un contact.

Références :

- arrêté [2], art. 24.
- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.7 « Echange d'informations et système de téléconduite ».

2.10.4 Modalités et protocoles d'échange

*[**Champ d'application :** toutes les installations.]*

Tous les messages échangés entre l'installation et le centre de conduite de RTE s'effectuent en utilisant les services du protocole IP (Internet Protocol). Ces messages sont structurés selon leur nature :

- les informations de téléconduite (télémesures, télésignalisations, ainsi que les niveaux de téléréglage) sont transmises par paquets structurés en respectant les formats de la norme internationale CEI 60870-5-104 ;
- les informations relatives aux programmes de fonctionnement des groupes sont échangées via les réseaux publics de communication (non dédiés à l'exploitation du Système Electrique et défini par ailleurs).

- *[Pour les installations de plus de 40 MW]*
- les échanges téléphoniques d'exploitation s'effectuent via des équipements du Système Téléphonique de Sécurité (STS) qui respectent le protocole H323 ; les flux sont numérisés et décompressés au standard international ITU-T G. 723.1. ;
- les ordres de sauvegarde sont spécifiés dans la note d'échange technique, annexée à la convention d'exploitation ;

Références :

- arrêté [2], art. 24.
- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.7 « Echange d'informations et système de téléconduite ».

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

Les contrôles avant la mise en service sont réalisés à l'aide des fiches présentes en annexe 2, 3 et 4 du présent cahier des charges (cf. article 2-3 de la convention engagement de performances).

Liste des fiches de contrôle

Etape 1 (annexe 2) : Contrôles à réaliser avant la première mise sous tension par le RPT de l'installation (dossier intermédiaire)

Fiches	Contrôle	Nature du contrôle	Installation concernée : oui / sans objet
1	Liste des données	Informations	Oui
2	Qualification des matériels électriques	Information	Oui
3	Conformité du système de protection	Informations	Oui
4	Conformité des systèmes dédiés aux échanges d'information	Informations	Oui

Etape 2 (annexe 3) : Contrôles à réaliser avant le premier couplage du groupe (dossier intermédiaire)

Fiches	Contrôle	Nature du contrôle	Installation concernée : oui / sans objet
5	Capacité constructive en réactif	Simulations	Oui
6	Comportement dynamique de la régulation de tension et stabilité en petits mouvements	Simulations	Oui
7	Stabilité sur report de charge	Simulations	Oui
8	Stabilité sur court-circuit	Simulations	Oui
9	Tenue de l'installation aux creux de tension	Simulations	Oui
10	Tenue de la tension sur variation de fréquence	Simulations	Oui

Etape 3 (annexe 4) : Contrôles à réaliser lors de la période d'essais (dossier final)

Fiches	Contrôle	Nature du contrôle	Installation concernée
11	Test des systèmes dédiés aux échanges d'information	Essai réel	Oui
12	Couplage au réseau	Essai réel	Oui
13	Qualité de fourniture	Essai réel	Oui
14	Réglage primaire de fréquence	Essai réel	Oui
15	Réglage secondaire de fréquence	Essai réel	Oui
16	Réglage secondaire de fréquence	Essai réel	Oui
17	Réglage primaire de tension et capacité en réactif	Essai réel	Oui
18	Réglage secondaire de tension	Essai réel	Oui
19	Réglage secondaire de tension	Essai réel	Oui
18	Réglage secondaire coordonné de tension	Essai réel	Oui
19	Réglage secondaire coordonné de tension	Essai réel	Oui
20	Dispositif de baisse de puissance sur augmentation de fréquence	*[Dans le cas d'une installation ne disposant pas de capacités constructives de réglage primaire de fréquence :]* Essai réel *[Dans le cas d'une installation disposant de capacités constructives de réglage primaire de fréquence :]* Attestation	Oui
21	Ilotage	Essai réel	Oui
22	Redémarrage rapide	Essai réel	Oui
23	Automate	Essai réel	Oui

Références :

- décret [1], art. 8.
- Documentation Technique de Référence [3], art. 1.1 « Processus de Raccordement » et Chapitre 5 « Vérification initiale de conformité des installations ».

4. REFERENCES

[1] Décret n°2008-386 du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement d'installations de production aux réseaux publics d'électricité.

[2] Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'électricité d'une installation de production d'énergie électrique.

[3] Documentation Technique de Référence en date du 28 janvier 2011.

5. LISTE DES ANNEXES

ANNEXE 1 : Spécifications du réglage secondaire en consigne de tension (RSCT et ΔU consigne)

ANNEXE 2 : Principes de calcul des marges de stabilité

ANNEXE 3 : Informations à fournir par le producteur (Etape 1)

ANNEXE 4 : Simulations à réaliser par le producteur (Etape 2)

ANNEXE 5 : Essais à réaliser par le producteur (Etape 3)

ANNEXE 6 : Critères de tracé des diagrammes U,Q et cahier des charges informatique

ANNEXE 1 : SPECIFICATIONS DU REGLAGE SECONDAIRE EN CONSIGNE DE TENSION (RSCT ET ΔU CONSIGNE)

ELABORATION DES TELEINFORMATIONS

1. TM de groupe

Les TM sont mesurées simultanément toutes les 10s[8]. La synchronisation des mesures est réalisée par un top synchro « mesures » calé à la seconde près par rapport à l'horloge du centre de conduite régional de RTE.

Les TM sont datées au top synchro « mesures ».

Il s'agit des valeurs P_{stator}, Q_{stator}, U_{stator}, U_c. Chacune de ces valeurs est constituée, pour :

- la TM P_{stator}, de la mesure de la puissance active statorique, associée à sa validité,
- la TM Q_{stator}, de la mesure de la puissance réactive statorique, associée à sa validité,
- la TM U_{stator}, de la mesure de la tension composée statorique, associée à sa validité,
- la TM U_c, de la mesure de la consigne de tension appliquée au régulateur primaire, associée à sa validité.

La précision de la chaîne complète de mesure demandée est de 0,5 % sortie ETL *(pleine échelle).* Cette chaîne doit être réalisée dans les règles de l'art (filtre anti-repliement,….) avec une résolution de 0,2 %.

Ces informations sont échangées avec les résolutions suivantes :

- 0,1 MW pour la puissance active stator (P_{stator}),
- 0,1 Mvar pour la puissance réactive stator (Q_{stator}),
- 0,01 kV pour la tension stator composée (U_{stator}).

La TM U_c doit avoir une précision de 0,5 % sortie ETL sur la plage de réglage 0,9 à 1,1 U_n avec une résolution de 0,2 %. Cette information est échangée avec la même unité que la tension stator (0,01 kV).

2. TS de groupe

Pour chaque groupe, il s'agit des TS :

1. « couplage », qui permet de savoir si le groupe est couplé sur le réseau,
2. « RSCT » en ou hors service,
3. « groupe en butée UQ+ » qui signale que le régulateur primaire de tension n'applique pas les commandes à la hausse pour respecter le domaine normal/exceptionnel de fonctionnement (limitation de courant rotor, Us_{max}, $Uaux_{max}$, limite de surexcitation (OEL),…
4. « groupe en butée UQ- » qui signale que le régulateur primaire de tension n'applique pas les commandes à la baisse pour respecter le domaine normal/exceptionnel de fonctionnement (limitation d'angle interne, Us_{min}, $Uaux_{min}$, limite de sous-excitation (UEL) ….

Chacune de ces TS est constituée de sa valeur, associée à sa validité. Elles sont émises sur changement d'état ou de validité et datée avec la date correspondante à cet événement.

[8] Il ne s'agit en aucun cas d'une mesure quasi instantanée réalisée toutes les 10s.

RECEPTION DES COMMANDES

1. Commande ΔUc

Les commandes ΔU_c (une par groupe) sont appliquées simultanément toutes les 10 s. La synchronisation de ces commandes est réalisée par un top synchro « commandes » calé à la seconde près par rapport à l'horloge du centre de conduite régional de RTE.

La commande ΔU_c, reçue par chaque groupe, est constituée des informations suivantes :

- la valeur de la commande ΔU_c exprimée en V, (qui viendra s'ajouter à la valeur courante de U_c en entrée du régulateur primaire)
- l'horodate d'émission depuis le centre de conduite de RTE (exprimée en secondes) de la commande ΔU_c, et sa validité.

Les traitements de cette commande sont décrits au paragraphe 6.1.1

2. Suivi de l'application de la commande ΔUc

Juste après réception par l'ETL de la commande ΔU_c, un compte rendu applicatif sera retourné sous forme de TM datée. Sa date est celle de réception par l'ETL de la commande ΔU_c[9]. Et la valeur du compte rendu indique si l'ETL peut appliquer ou non la commande :

- 0 = « La commande de groupe est applicable » : avec un groupe asservi au RSCT ou au RST- ΔU_c (TS « RSCT » positionnée à l'état « VRAI »),
- 1 = « La commande ΔU_c est applicable mais écrêtée »,
- 2 = « La commande ΔU_c est périmée », voir paragraphe **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**.
- 3 = « La syntaxe du message de commande est incorrecte » : contenu du message erroné au sens du protocole utilisé entre l'ETL du Producteur et le RSCT ou RST- ΔU_c du centre de conduite régional RTE,
- 4 = « Le groupe destinataire est inconnu » : commande ΔU_c adressée à un ETL d'un site de production qui ne connaît pas le groupe concerné,
- 5 = « Le groupe est non asservi » : groupe non asservi au RSCT ou au RST- ΔU_c (TS « RSCT » positionnée à l'état « FAUX »),
- 6 = « Un défaut équipement(s) est détecté coté Producteur » : commande ΔU_c non applicable,
- 7 = « L'ETL est en cours de démarrage » : signale au RSCT ou au RST- ΔU_c du centre de conduite régional RTE que l'ETL du site de production est en cours de démarrage (certaines mesures ne sont pas encore disponibles : cf. § « Elaboration des téléinformations)).

SYNCHRONISATION

Les mesures et les applications de commande doivent être synchrones sur l'ensemble de la région couverte par le centre de conduite régional de RTE. RTE fixera :

- la référence horaire commune aux différents sites de production, postes RTE et centre de conduite régional de RTE.
- le calage de **l'acquisition des mesures** (top synchro « mesures ») dans chaque cycle de 10 s (numéro de la seconde dans le cycle, valeur entière entre 0 et 9)
- le calage de **l'application des commandes** (top synchro « commandes ») dans chaque cycle de 10 s (numéro de la seconde dans le cycle, valeur entière entre 0 et 9)

DISPOSITIF « CORRECTION Uc »

Le dispositif « correction U_c » permet d'ajuster la tension de consigne du régulateur primaire du groupe, en fonction de la commande ΔU_c reçue.

[9] Eventuellement date d'envoi du compte rendu sous réserve que l'écart de temps entre les dates d'envoi et réception reste inférieur à 0,1s.

Le Producteur a la possibilité d'introduire des limitations pour protéger ses installations (voir paragraphe traitements, 2.)

SELECTION DU MODE DE COMMANDE LOCALE/RSCT

, Pour chaque groupe du site de production, l'opérateur doit disposer d'un moyen permettant de :

- sélectionner l'un des 2 modes de régulation : RSCTou RST- ΔU_c ou alors commande locale,
- visualiser l'état du mode de régulation sélectionné.

La mise en service du RSCT ou du RST- ΔU_c au niveau du groupe ne doit être effectuée que par une action manuelle de l'opérateur de la centrale uniquement sur demande du centre de conduite régional de RTE. Cette opération, qui couple dispositif « Correction U_c », et régulateur primaire de tension du groupe, doit être signalée au centre de conduite régional RTE par la TS « RSCT » positionnée à l'état « VRAI ».

Toute modification manuelle de la tension de consigne du régulateur primaire du groupe doit faire sortir le groupe du RSCT et positionner la télésignalisation « RSCT » à l'état « RSCT HS ».

TRAITEMENTS

1. Traitement de la commande ΔUc

1.1 Péremption de la commande ΔU_c

L'ETL doit vérifier que le message de commande ΔU_c n'est pas périmé. La différence entre la date d'émission du centre de conduite régional de RTE et la date de sa réception par l'ETL doit être comprise dans un intervalle de temps configurable de 0 à 10 s.

1.2 Application de la commande de groupe

Si la commande de groupe n'est pas périmée, la consigne du régulateur primaire de tension est ajustée en fonction de la commande ΔU_c, au top synchro « commandes ».

Si plusieurs commandes ΔU_c sont reçues dans le même cycle 10 s, seule la plus récente doit être prise en compte.

1.3 Commande ΔU_c non reçue ou invalide

En cas de non réception de la commande ΔU_c ou en cas de réception d'une commande ΔU_c invalide (signal hors plage[10] de validité ou invalidité du message reçu au sens du protocole utilisé), par l'ETL, le groupe de production continue à participer au réglage de la tension en utilisant la dernière valeur de consigne du régulateur primaire de tension (équivalent à une commande $\Delta U_c = 0$).

Dans ce cas, la TS « RSCT » reste positionnée à l'état « VRAI ».

La commande ΔU_c est appliquée dès son retour à l'état « valide ».

1.4 Dysfonctionnement d'un sous-ensemble fonctionnel

En cas de défaut ou anomalie de fonctionnement de l'ETL ou du dispositif « Correction U_c », le groupe de production ne doit plus participer au réglage RSCT ou du RST- ΔU_c mais doit continuer à participer au réglage primaire tension, en utilisant la dernière valeur de consigne du régulateur primaire de tension.

Dans ce cas, la TS « RSCT » ne doit plus être positionnée à l'état « VRAI » mais positionnée à l'état « FAUX », ou à l'état « INVALIDE ».

Lorsque le défaut ou l'anomalie de fonctionnement de l'ETL ou du dispositif « Correction U_c » disparaît, la participation au RSCT ou du RST- ΔU_c du groupe concerné est à nouveau possible. La remise en service du RSCT ou du RST- ΔU_c ne peut se faire alors que sur ordre du centre de conduite RTE, aucun dispositif de mise automatique en RSCT ou du RST- ΔU_c ne doit être activé.

2 Atteinte des limites de fonctionnement du groupe de production :

Les limites de fonctionnement du groupe doivent faire l'objet d'un envoi d'informations vers le centre de conduite régional RTE.

[10] La plage de validité de la commande ΔU_c est définie au § **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**.

Les TS « groupe en butée UQ- » et « groupe en butée UQ+ » (2 TS par groupe de site de production) à destination du centre de conduite régional RTE, sont positionnées à l'état « VRAI » tant que la limitation correspondante (décrite au §2.3) est franchie et positionnées à l'état « FAUX » dans le cas contraire.

Domaine de marche en régime exceptionnel :

L'atteinte ou la sortie d'une limite de fonctionnement du groupe ne doit pas conduire à une variation immédiate de la consigne du régulateur primaire de tension (discontinuité ou brusque variation).

Le Producteur doit appliquer les commandes ΔU_c qui respectent les contraintes du matériel.

2.1 Information sur les dispositifs de limitation

Le Producteur informe RTE des dispositifs de limitation mis en œuvre pour protéger son matériel et susceptibles d'altérer la réponse en tension attendue par RTE, tels que limitation de vitesse de variation de la consigne du régulateur primaire de tension, limitation courant rotor, angle interne.

2.2 Plage et vitesse de variation de la consigne du régulateur primaire de tension

Afin de limiter les contraintes matérielles inhérentes à toute modification trop rapide de la participation d'un groupe pour des écarts importants constatés, le Producteur peut installer dans le dispositif « Correction U_c », une fonction limitant la vitesse de variation de la consigne du régulateur primaire de tension qui sera écrêtée à une pente de variation maximale (typique) de 1 % de $U_{c\ nominal}$ (maximum de 3 % de $U_{c\ nominal}$ du régulateur primaire de tension) pour chaque commande ΔU_c reçue, toutes les 10 s.

La plage de validité de la commande ΔU_c est définie entre les bornes suivantes :

- $U_{c\ min}$ vaut typiquement 0,95 $U_{c\ nominal}$ et peut varier de 0,9 $U_{c\ nominal}$ à $U_{c\ nominal}$,
- $U_{c\ max}$ vaut typiquement 1,05 $U_{c\ nominal}$ et peut varier de $U_{c\ nominal}$ à 1,1 $U_{c\ nominal}$.

Ces paramètres, $U_{c\ nominal}$, $U_{c\ min}$, $U_{c\ max}$ et $\Delta U_{c\ max}$ doivent être précisés à RTE dans la convention d'exploitation et de conduite. Des valeurs initiales de ces paramètres sont indiquées dans les fiches d'essai 18 et 19 pour la phase d'essais.

2.3 Limitations physiques de l'alternateur

Pour éviter un fonctionnement du groupe au-delà de ses possibilités physiques, le Producteur peut équiper ses groupes de dispositifs appropriés (limiteurs de courant rotor, d'angle interne, etc.).

Des dispositifs de limitations peuvent être intégrés dans le contrôle commande du groupe[11] pour arrêter l'action du RSCT ou du RST- ΔU_c lorsque l'alternateur atteint les limites de son domaine exceptionnel de fonctionnement ; ces dispositifs concernent :

- le courant maximal dans le rotor, tension stator maximale, tension auxiliaire maximale, limite de surexcitation (OEL),..
- l'angle interne maximal (ou réactif absorbé pour certains groupes thermiques classiques ou hydrauliques), tension stator minimale, tension auxiliaire minimale, limite de sous-excitation (UEL), ……

3 Disponibilité

L'ensemble des dispositifs acheminant et traitant les commandes ΔU_c vers le régulateur depuis l'ETL devra posséder un autocontrôle. Toute anomalie détectable se traduira par le mécanisme décrit au 1.4 du paragraphe Traitements.:

La chaîne de mesure devra faire l'objet d'un autocontrôle. En cas de dysfonctionnement les télémesures ne seront plus transmises ou transmises « invalide ».

4 Contraintes

L'envoi des mesures vers le centre de conduite régional de RTE doit s'effectuer au plus tard 1 seconde après le top synchro « mesures ».

[11] L'introduction des limitations dans le dispositif « Correction U_c » est laissée au choix du Producteur. Lorsque les limitations « angle interne » et « courant rotor » sont intégrées dans le régulateur primaire de tension du groupe, elles ne sont pas recalculées par le dispositif « Correction U_c » ou par l'ETL.

ANNEXE 2 : 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) :

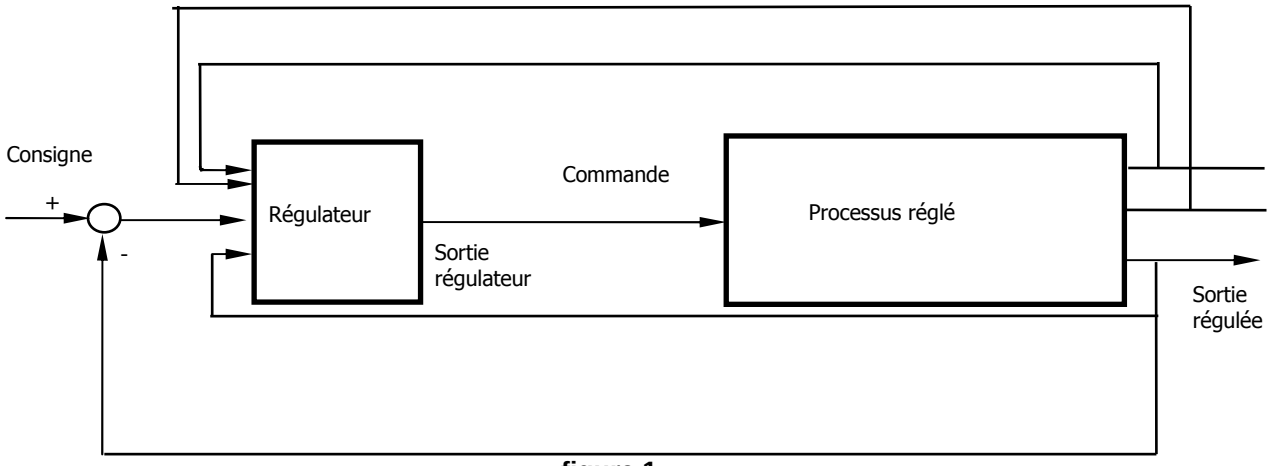


figure 1

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 ϕ tel que Arg[H(jω0)]=π+ϕ avec ω_0 pulsation au gain unité.**
- **La marge de retard Mr est égale la marge de phase divisée par ω_0. Mr=Mp/ω_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)**

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

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).

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

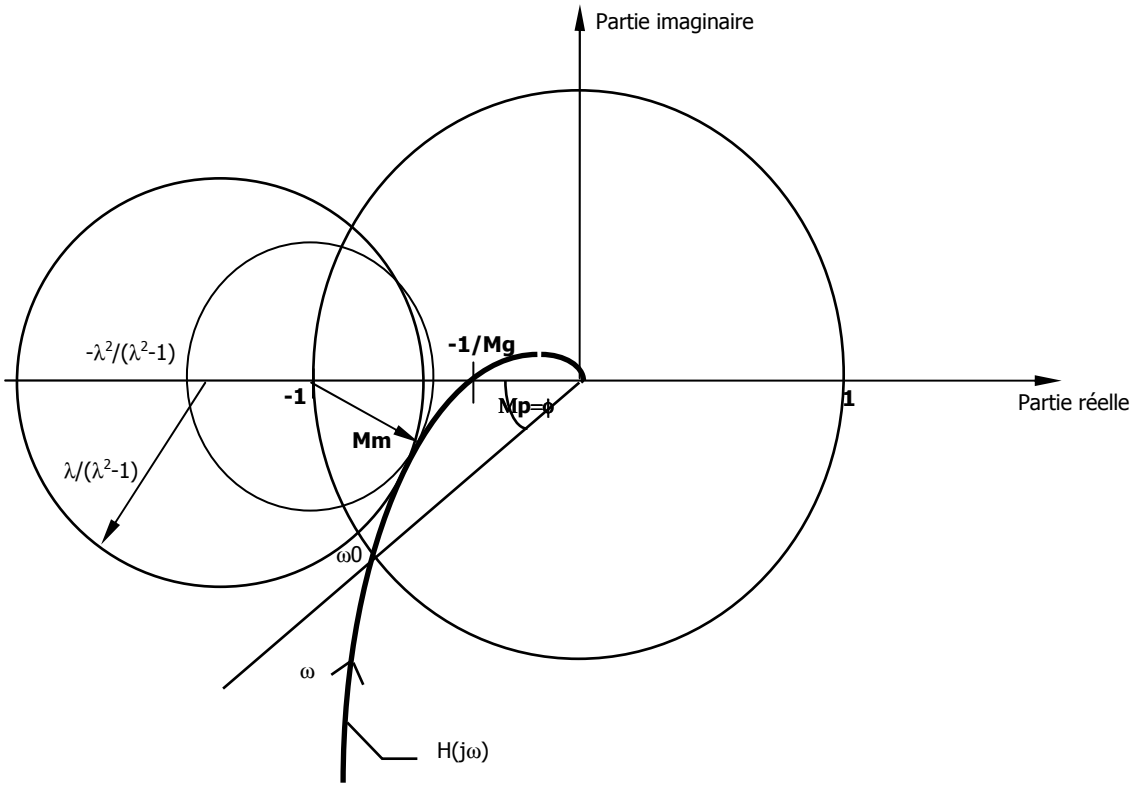
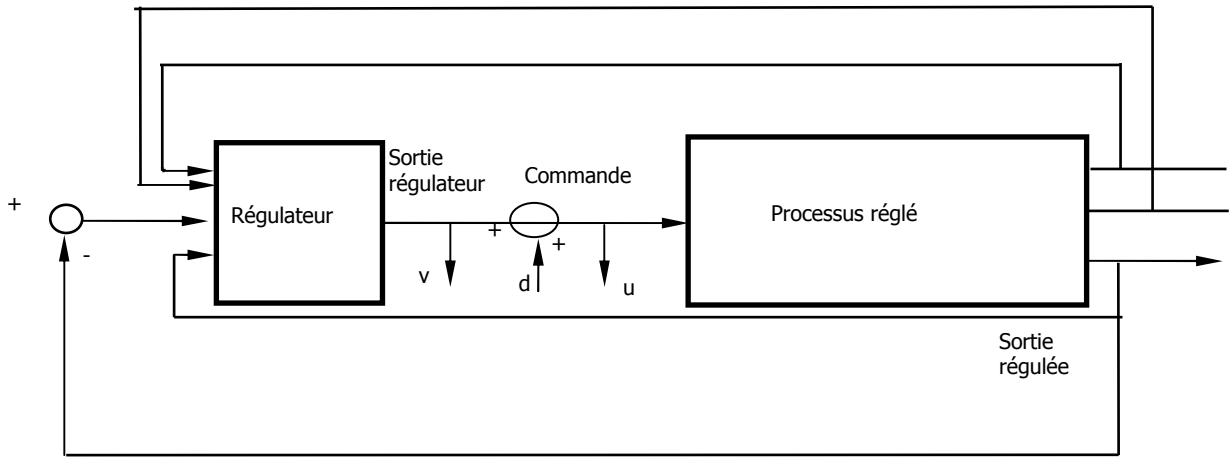


Figure 2

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 3 : INFORMATIONS A FOURNIR PAR LE PRODUCTEUR (ETAPE 1)

*[**Champ d'application :** toutes les installations]*

FICHE N°1 : LISTE DES DONNEES

Informations
Dossier intermédiaire

Objectifs
Le producteur doit fournir des données techniques afin de permettre à RTE d'évaluer l'impact de l'installation de production sur le RPT.

Description

Conditions particulières
[La liste des données définie ci-dessous en cohérence avec celle figurant dans la Documentation Technique de Référence constitue l'enveloppe maximale que RTE peut être amené à demander pour un raccordement. Cette liste doit être adaptée et réduite selon les caractéristiques de l'installation de production.]
Le producteur garantit, avec la précision appropriée, l'exactitude des données fournies à RTE. En cas de modification d'une ou plusieurs des données, pouvant survenir au cours de la durée de vie de l'installation de production, il appartient au producteur de transmettre à RTE les nouvelles valeurs des données et de démontrer à RTE que les caractéristiques de son installation de production restent conformes aux prescriptions réglementaires et contractuelles.
Si l'installation comporte plusieurs groupes, les données seront détaillées dans la mesure du possible par groupe de production.

Données d'entrée (RTE → Producteur)
La liste des données définie dans la présente fiche

Résultats (Producteur → RTE)
La liste des données complétée (valeurs et précisions).
Le producteur doit renseigner :
- Avant la première mise sous tension de chaque élément à partir du RPT: les données de ces éléments avec un statut « révisable »,
- Avant l'accès définitif au réseau : l'ensemble des données avec un statut « ferme ».

Le statut « révisable » d'une donnée indique que la donnée peut être modifiée par le producteur.
Le statut « ferme » d'une donnée indique que la donnée a valeur d'engagement du producteur et ne peut être modifiée, sans remettre en cause la demande de raccordement correspondante.

Critères de conformité
- Exhaustivité des données fournies par le producteur
- Valeur des données conforme à l'unité ou au format demandé
- Précision renseignée pour chaque donnée numérique

	Unité	***Valeur***	***Précision***
Données générales de l'installation :			
Type d'énergie primaire ou de combustible et localisation du poste électrique de l'installation de production	Schéma, Texte Plans cadastraux		
Schéma électrique de l'installation (schéma unifilaire de principe), vue du point de connexion au RPT, avec localisation des appareils essentiels : alternateur(s), auxiliaires, transformateur(s), organes de coupure, charges et moteurs (en distinguant les différents types de moteurs)	Schéma		
Plan de masse de l'installation	Plan		
Schéma mettant en évidence les couplages mécaniques ou fonctionnels des groupes de production	Schéma		
Puissance active de production installée (P_{max}) et si l'installation comporte plusieurs groupes, détail par groupe ($P_{max\ groupe}$) :	MW		

Puissance active maximale de l'installation de production au PdL Π_{max} . Valeur contractuelle définissant la puissance active maximale que fournira l'installation de production au point de livraison en fonctionnement normal et sans limitation de durée *[à modifier selon les capacités de l'installation]* , les réserves de réglage primaire et secondaire fréquence/puissance étant utilisées à leurs limites constructives. *[pour un site éolien :]* puissance maximale autorisée en régime permanent (Pmc au sens de la norme CEI 61400-21) *[pour une cogénération, une TAC ou un CCG :]* puissance maximale produite à température minimale de fonctionnement. *+ détail par groupe*	MW		
[pour un CCG] : Dans le cas d'une installation comportant des groupes formés de deux générateurs thermiques, dépendant l'un de l'autre et dont la dynamique de réponse aux réglages de fréquence du second est notablement plus lente que celle du premier, tels que les CCG : Pour chaque groupe concerné, valeur X% égale au rapport entre la puissance active produite par le générateur thermique le plus rapide sur la puissance active totale du groupe, à la température correspondant à $P_{max.}$	%		
Puissance minimale jusqu'à laquelle l'installation de production peut fonctionner en régime permanent P_{min},			
Puissance active maximale de soutirage (au niveau du point de livraison de l'installation de production)	kW *[ou bien]* MW		
Puissances active et réactive consommées (valeurs maximales, nominales et minimales agrégées) par les auxiliaires de l'installation qui fonctionne alors à sa Π_{max} *[le cas échéant]* et à d'autres puissances (en particulier à P_{min}, à P_n , à l'arrêt et en phase de démarrage de de l'ensemble des groupes). Préciser le type d'auxiliaire (moteurs synchrones, asynchrones ou à courant continu)	kW, kvar, texte		
Apport maximum de l'installation en courant de court-circuit au PdL (valeur maximale d'engagement pour l'utilisateur et exigée par RTE correspondant au courant de court-circuit symétrique Ib, calculé conformément à la norme CEI 60-909).	kA		
Courbe d'évolution de la puissance active maximale produite par l'installation (aux bornes de la machine et aux bornes HT du transformateur de groupe, consommation des auxiliaires déduite) en fonction des conditions externes.	Courbe		
Diagrammes [U, Q]	Diagrammes	Voir fiche 5 « Capacité constructive en réactif ».	
[Le cas échéant] **Perturbation de l'onde de tension**			
Besoin de Pcc minimale afin d'obtenir : • un niveau de sévérité de courte durée du flicker (Pst) dans la plage 0 à *[en HTB1 et HTB2 :]* 1 *[en HTB3 :]* 0,6. • un taux de déséquilibre moyen de tension dans la plage 0 à *[en HTB1 et HTB2 :]* 1% *[en HTB3 :]* 0,6% (moyenne quadratique sur une période de 10 minutes).	MVA		
Niveau maximal des courants harmoniques fournis par l'installation	A	Voir fiche 13 « Qualité de fourniture »	
[Le cas échéant et pour chaque liaison de raccordement de longueur significative :] **Liaison**			
Impédance directe calculée conformément à la norme CEI 60-909	(a+jb) en Ω		
Demi suseptance latérale	S		

[Pour chaque transformateur de l'installation : Transformateur principal, transformateur de soutirage, transformateur auxiliaire, transformateur de groupe, …] **Transformateur :**			
Nom du transformateur, constructeur, modèle	*[TP, TS, TA, TG, …]* Texte		
Procès verbal de réception et plaque du transformateur principal	Documents		
Nombre d'enroulements	Texte		
[Pour chaque enroulement secondaire :] Puissance apparente : S_{nt}	MVA		
[Pour chaque enroulement secondaire :] Tensions nominales	kV/kV		
[Pour chaque enroulement secondaire :] Impédances directes à la prise nominale	(a+jb) % en base S_{nt}		
[Pour chaque enroulement secondaire :] Impédances inverses à la prise nominale	(a+jb) % en base S_{nt}		
[Pour chaque enroulement secondaire :] Impédances homopolaires à la prise nominale	(a+jb) % en base S_{nt}		
[Pour chaque enroulement secondaire :] Couplage des enroulements, type de circuit magnétique et indice horaire	Texte		
Mise à la terre du neutre HTB (type, valeur d'impédance …)	Texte		
[Le cas échéant :] **Régleurs à vide:**			
Type de régleur à vide : Préciser s'il faut mettre le transfo hors tension, le consigner pour changer de prise à vide.	Sous tension / Hors tension / Consigné hors tension		
Nombre de prises du régleur à vide			
Pour chaque prise : tensions nominales primaire et secondaire (et tertiaire le cas échéant)	kV/kV		
Pour chaque prise : impédance directe	(a+jb) % en base S_{nt}		
[Le cas échéant :] **Régleurs en charge :**			
Type de régleur en charge (automatique ou non)	Non automatique / Automatique		
Nombre de prises du régleur en charge			
[Pour chaque prise :] tensions nominales primaire et secondaire (et tertiaire le cas échéant)	kV/kV		
[Pour chaque prise :] impédance directe	(a+jb) % en base S_{nt}		
Temporisation de changement de prise du régleur en charge	s		
Loi de réglage du régleur en charge			
[Pour chaque générateur :] **Alternateur :**			
Type de machine électrique (synchrone excitée ou à aimant permanent, asynchrone classique ou à électronique de puissance avec le type de convertisseur, ou synchrone avec interface toute électronique, ou …) Constructeur, modèle ,options installées.	Texte		
Puissance active nominale : P_n	MW		
Puissance apparente nominale : S_{na}	MVA		

$P_{max\ turbine}$: puissance maximale de la turbine. Puissance mécanique maximale que restitue la turbine lorsque le groupe de production est à sa puissance active maximale Π_{max}.	MW		
Puissance minimale délivrée (Minimum technique) lorsque l'installation est à P_{min}	MW		
Tension stator nominale U_{sn}	kV		
Plages de tension stator (normale et exceptionnelle) avec leurs durées	kV		
Nombre de paires de pôles de l'alternateur			
Courant stator nominal	A		
Plage de courant stator (normale et exceptionnelle) avec leurs durées	A		
Constante d'inertie de la ligne d'arbre complète (alternateur + turbine + réducteur) ramenée au rotor de l'alternateur.	MW.s / MVA		
Fréquences propres (mode subsynchrone) ou de résonance de la ligne d'arbre complète	Hz		
Vitesse de rotation de la machine électrique	tr/min		
Plage admissible de vitesse de rotation de l'alternateur (régimes permanent et exceptionnel)	tr/min		
Plage admissible de vitesse de rotation de la turbine (régime permanent et exceptionnel)	tr/min		
Réglage des paramètres de synchronisation : couplage et/ou lors de la resynchronisation après un îlotage … %Un ou kV, °, Hz			
[Le cas échéant et pour chaque générateur :] **Alternateur synchrone excité :**			
Courant rotor nominal (à P_n, S_{na}, U_{sn})	A		
Plage de courant rotor (normale et exceptionnelle) avec leurs durées	A		
Résistance stator : R_s	% en base (S_{na}, U_{sn})		
Résistance inverse : Ri	% en base (S_{na}, U_{sn})		
Réactance synchrone non saturée d'axe direct : X_d	% en base (S_{na}, U_{sn})		
Réactance synchrone non saturée d'axe en quadrature : X_q	% en base (S_{na}, U_{sn})		
Réactance transitoire non saturée d'axe direct : X'_d (si non fournie en données D2)	% en base (S_{na}, U_{sn})		
Réactance sub-transitoire non saturée d'axe direct : X''_d	% en base (S_{na}, U_{sn})		
Réactance transitoire non saturée d'axe en quadrature : X'_q	% en base (S_{na}, U_{sn})		
Réactance sub-transitoire non saturée d'axe en quadrature : X''_q	% en base (S_{na}, U_{sn})		
Réactance de fuite non saturée du stator : X_s	% en base (S_{na}, U_{sn})		
Réactance inverse : X_i	% en base (S_{na}, U_{sn})		
Courbes de saturation axe d, axe q	Courbes		
Constante transitoire non saturée d'axe direct à circuit ouvert : T'_{d0}	s		
Constante subtransitoire non saturée d'axe direct à circuit ouvert : T''_{d0}	s		
Constante subtransitoire non saturée d'axe en quadrature à circuit ouvert : T''_{q0}	s		
Type d'excitation (statique, alternateur inversé, ...) + caractéristiques	Texte, diagramme		
Tension d'excitation nominale (à puissance, facteur de puissance, tension stator et vitesse nominaux)	V		
Tension d'excitation maximale en régime permanent	V		

Tension d'excitation minimale en régime permanent	V		
Plafond de surexcitation	%		
Réglage du limiteur de sous-excitation	Texte, diagramme		
Réglage du limiteur de sur-excitation	Texte, diagramme		
Temps maximal de sur-excitation	s		
[Le cas échéant et pour chaque générateur :] **Alternateur synchrone à aimant permanent :**			
Réactance synchrone d'axe direct : X_d	% en base (S_{na}, U_{sn})		
Force électromotrice à vide	V		
[Le cas échéant et pour chaque générateur :] **Alternateur asynchrone :**			
Puissance réactive consommée à vide	Mvar		
Puissance réactive consommée à pleine charge	Mvar		
Courant à rotor bloqué	A		
Glissement nominal	%		
Plage admissible du glissement (régimes normal et exceptionnel)	%		
Résistance stator : R_s	% en base (S_{na}, U_{sn})		
Résistance des enroulements rotor : R_r	% en base (S_{na}, U_{sn})		
Résistance mutuelle stator-rotor : R_m	% en base (S_{na}, U_{sn})		
Résistance inverse : R_i	% en base (S_{na}, U_{sn})		
Réactance de fuites stator : X_s	% en base (S_{na}, U_{sn})		
Réactance de fuite des enroulements rotor : X_r	% en base (S_{na}, U_{sn})		
Réactance mutuelle stator-rotor : X_m	% en base (S_{na}, U_{sn})		
Réactance inverse : X_i	% en base (S_{na}, U_{sn})		
[Pour chaque alternateur :] **Régulation de tension *suivant le type* de l'alternateur / du générateur :**			
Diagramme détaillé, sous la forme de schémas blocs usuellement utilisés en automatique, de la boucle de réglage, des boucles de limitation associées et des voies stabilisatrices comprenant uniquement les constantes de temps de plus de 10 ms et les valeurs des différents paramètres de ce schéma.	Diagrammes et valeurs numériques		
[Pour chaque générateur :] **Turbine *[le cas échéant]*, amont-turbine et régulation de vitesse :**			
Type de turbine (vitesse de rotation des pales …), constructeur, modèle	Texte		
Diagramme détaillé, sous la forme de schémas blocs usuellement utilisés en automatique (fonctions de transfert et non-linéarités), de la turbine *[le cas échéant]* et de l'amont-turbine, incluant les baisses de puissance et les différents modes de fonctionnement (îlotage, réseau séparé,…) comprenant uniquement les constantes de temps de plus de 10 ms et les valeurs des différents paramètres de ce schéma.	Diagrammes et valeurs numériques		
Schéma de la régulation de vitesse sous la forme de schémas blocs usuellement utilisés en automatique et les valeurs des différents paramètres du réglage f/P.	Diagrammes et valeurs numériques		

[Le cas échéant et pour chaque générateur :] **Convertisseur :**			
Type de convertisseur, rôle et caractéristiques, constructeur, modèle options installées	Texte		
Diagramme détaillé du contrôle commande du convertisseur sous forme de schémas blocs usuellement utilisés en automatique et avec les valeurs des différents paramètres.	Schémas		
[Le cas échéant :] Crowbar : description de son fonctionnement avec notamment, valeur de la résistance, seuil de déclenchement			
[Le cas échéant :] Chopper : description de son fonctionnement avec notamment, valeur de la résistance, seuil de déclenchement			
[Pour chaque protection installée :] **Protections de l'installation de production et de la ligne d'évacuation contre les courts-circuits :**	tableau rempli ci-dessous		
[Pour chaque matériel concerné (alternateur, turbine, onduleurs, auxiliaire, banc de condensateurs et la turbine pour la partie vitesse … :] **Système de protection de l'installation de production contre les situations perturbées du réseau**	Note de réglage et tableau remplie ci-dessous		

Equipement concerné alternateur, TR, turbine…	Protection contre		Type de protection (avec Code ANSI)	Paramètres de réglage		Réducteur de mesure		Actions engagées			
	Perturbation réseau	Court Circuit		Seuils de réglage *[vus du secondaire du réducteur de mesure]*	Temporisation	Identifiant *[d'après schéma de protection]*	Caractéristiques	*[Nom et identifiant de l'appareil actionné]*	*[Nom et identifiant de l'appareil actionné]*	*[Nom et identifiant de l'appareil actionné]*	*[Nom et identifiant de l'appareil actionné]*

[Le cas échéant :] **Moyens de compensation :**			
[Le cas échéant :] Batteries de condensateurs (puissance, nombre de gradins, critères et loi d'enclenchement et de mise hors tension)	Mvar, texte		
[Le cas échéant :] Filtres antiharmoniques (fréquence d'accord, type)	Hz, texte		
[Le cas échéant :] Compensateurs statiques (caractéristiques, puissance, type)	MVA, texte		
[Le cas échéant :] Diagramme détaillé du contrôle commande du compensateur statique sous forme de schémas blocs usuellement utilisés en automatique et avec les valeurs des différents paramètres.	Schémas		

Performances de fonctionnement			
[Le cas échéant :] Contraintes particulières de fonctionnement de l'installation	Texte		
[Le cas échéant :] Pente de montée en charge en régime normal	MW/min		
[Le cas échéant :] Pente de baisse de charge en régime normal	MW/min		
[Le cas échéant :] Pente de montée en charge rapide	MW/min		
[Le cas échéant :] Pente de baisse de charge rapide	MW/min		
[Le cas échéant :] Pente de montée en charge d'urgence	MW/min		
[Le cas échéant :] Pente de baisse de charge d'urgence	MW/min		
[Le cas échéant :] Temps de démarrage de l'installation à chaud	min ou h		
[Le cas échéant :] Temps de démarrage de l'installation à froid	min ou h		
[Le cas échéant :] Temps minimum entre deux séquences de fonctionnement	min ou h		
[Le cas échéant :] Nombre maximum d'arrêts par jour			
[Le cas échéant :] Nombre maximum de suivi de charge (par jour / par an)			
[Le cas échéant :] Puissance au moment du déclenchement des groupes lors d'un découplage programmé			
[Le cas échéant :] Délai minimum de recouplage après un déclenchement fortuit avec les conditions éventuelles			
[Le cas échéant :] Délai minimum avant recouplage et de prise de charge après un îlotage			
[Le cas échéant :] Durée maximum d'îlotage (avec conditions éventuelles)			
Le cas échéant Pour une installation Eolienne ou Photovoltaïque] :			
[Pour chaque générateur] Code INSEE, Commune, Coordonnées GPS,	Texte		
[Le cas échéant pour une installation Eolienne:] hauteur des moyeux	Texte		
Le cas échéant pour une installation Photovoltaïque:] Type de cellules (technologie), constructeur, modèle, type de raccordement des panneaux à l'onduleur	Texte		
Le cas échéant pour une installation Photovoltaïque:] [Pour chaque parc :] Type de parc, rôle et caractéristiques, constructeur, modèle Préciser si plan fixe, ou plan avec tracker ou à concentration	Texte		
Le cas échéant pour une installation Photovoltaïque:] [Pour chaque parc :] Inclinaison et orientation moyennes des panneaux	Texte		
[*Le cas échéant pour une installation Photovoltaïque:]* [Pour chaque parc :] Surface des panneaux	m^2		
Le cas échéant pour une installation Photovoltaïque:] [Pour chaque parc :] Puissance crête	MW		
Régulation de tension de l'installation :			
Diagramme détaillé, sous la forme de schémas blocs usuellement utilisés en automatique, de la boucle de réglage, des boucles de limitation associées, des interactions éventuelles avec le régleur en charge comprenant uniquement les constantes de temps de plus de 10 ms et les valeurs des différents paramètres de ce schéma.	Diagrammes et valeurs numériques		

*[**Champ d'application :** toutes les installations]*

FICHE N°2 : QUALIFICATION DES MATERIELS ELECTRIQUES
Informations ***Dossier intermédiaire***
Objectifs Les installations raccordées au RPT doivent être conçues pour supporter les contraintes liées à l'exploitation de l'installation sur le RPT en régime normal et en régime exceptionnel.
Description Vérification de la conformité des matériels électriques de l'installation de production aux normes en vigueur sur les matériels (en particulier les règles de compatibilité électromagnétique, de coordination d'isolement et de tenue aux courts-circuits). Cette vérification doit être réalisée pour tous les matériels électriques à l'interface entre l'installation de production et le RPT.
Conditions particulières
Données d'entrée (RTE → Producteur)
Résultats (Producteur → RTE) Le producteur doit fournir à RTE la liste des matériels HT à la tension de raccordement de l'installation de production, la liste de matériels BT du poste électrique en interface avec le RPT, ainsi qu'une attestation de conformité des matériels électriques aux normes réglementaires en vigueur sur les matériels. (Les normes sont celles mentionnées dans les Cahiers des Charges Généraux de RTE, disponibles dans la médiathèque de l'Espace Client http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_producteurs/mediatheque_client/pop/cdc.jsp).
Critères de conformité Une attestation de conformité des matériels électriques aux normes réglementaires en vigueur doit être fournie par le producteur.

*[**Champ d'application :** toutes les installations]*

FICHE N° 3 : CONFORMITE DU SYSTEME DE PROTECTION

Informations
Dossier intermédiaire

Objectifs
Le producteur doit équiper son installation de production d'un système de protection. Ce système de protection de l'installation doit être compatible et cohérent avec les systèmes de protection mis en œuvre par RTE.

Description
Vérification de la conformité du dispositif de mise à la terre du neutre et du système de protection de l'installation avec les performances spécifiées par RTE dans le cahier des charges du système de protection annexé à la convention de raccordement. Ces performances concernent en particulier :

- le régime de neutre,
- la rapidité et la sélectivité d'élimination des défauts d'isolement,
- la sécurité des personnes et des biens,
- la sûreté de fonctionnement,
- la coordination avec le système de protection du RPT,
- les exigences de qualité garantissant le fonctionnement correct dans le temps du dispositif de mise à la terre du neutre et du système de protection de l'installation.

Conditions particulières

Données d'entrée (RTE → Producteur)
Le cahier des charges du système de protection annexé à la convention de raccordement

Résultats (Producteur → RTE)
Le producteur doit fournir à RTE :

- une étude de protégeabilité précisant les dispositions retenues pour la conception et la réalisation de son système de protection,
- un plan qualité précisant les dispositions retenues pour l'exploitation et la maintenance des dispositifs associés à la mise à la terre du neutre et au système de protection de l'installation ainsi que le traitement des dysfonctionnements,
- une attestation de réalisation de l'installation de production en conformité avec le cahier des charges du système de protection, annexée au plan qualité. Cette attestation est à fournir en deux étapes :
  - A la première mise sous tension du poste d'évacuation : pour les installations de soutirage uniquement
  - A la première synchronisation : pour les protections du ou des groupes.

Critères de conformité

- La fourniture des documents décrits au paragraphe « Résultats ».
- L'étude de protégeabilité et le plan qualité doivent montrer que les dispositions prises par le producteur sont conformes au cahier des charges spécifié par RTE.

*[**Champ d'application :** toutes les installations]*

FICHE N° 4 : CONFORMITE DES SYSTEMES DEDIES AUX ECHANGES D'INFORMATION

Informations
Dossier intermédiaire

Objectifs
Les échanges d'informations sont nécessaires pour une bonne intégration de l'installation de production dans le système électrique, et ceci aux différentes échéances de temps. Les informations échangées, qui dépendent de l'importance de l'installation de production et de sa participation aux services auxiliaires, doivent être compatibles et cohérentes avec les systèmes de téléconduite et de communication qu'utilise RTE avec les différents acteurs.

Description
Vérification de la conformité des systèmes dédiés aux échanges d'information avec les performances spécifiées par RTE dans les cahiers de charges système d'information annexés à la convention de raccordement. Ces systèmes dédiés aux échanges d'information concernent en particulier :

- le téléphone, le fax,
- le système de téléconduite, (TS, TM, *[Pour les installations ayant des capacités constructives de participer aux réglages secondaires de fréquence et/ou de tension :]* signaux de téléréglages)
- le système de comptage,

[Pour les installations de plus de 40 MW :]

- le système d'alerte et de sauvegarde (SAS),
- le système de téléphonie de sécurité (STS)

- le système d'échange des programmes journaliers et de redéclarations,
- les autres systèmes d'information définis dans le cahier des charges,

Conditions particulières

Données d'entrée (RTE → Producteur)
Les cahiers de charges système d'information annexés à la convention de raccordement

Résultats (Producteur → RTE)
Le producteur doit fournir à RTE :

- un plan qualité des équipements, associés aux systèmes dédiés aux échanges d'information, précisant les dispositions retenues pour l'exploitation, la maintenance ainsi que le traitement des dysfonctionnements de ces équipements.
- une attestation de réalisation des systèmes dédiés aux échanges d'information en conformité avec les cahiers des charges. Cette attestation est à fournir en plusieurs étapes :
  - A la première mise sous tension du poste d'évacuation : pour les installations de soutirage uniquement
  - A la première synchronisation : pour les téléinformations du ou des groupes.
  - *[le cas échéant :]* Pour l'accès définitif au réseau : ajout du SAS et du STS

Critères de conformité
La fourniture des documents décrits au paragraphe « Résultats »

ANNEXE 4 : SIMULATIONS A REALISER PAR LE PRODUCTEUR (ETAPE 2)

Erreur ! Source du renvoi introuvable.

*[**Champ d'application :** toutes les installations]*

FICHE N° 5 : CAPACITE CONSTRUCTIVE EN REACTIF

Simulations
Dossier intermédiaire

Objectifs

Toute installation de production raccordée au RPT doit avoir la capacité constructive de contribuer au réglage de la tension en produisant ou en consommant de la puissance réactive.

L'objectif est de vérifier la capacité constructive de l'installation en réactif au point de livraison.

Description

Le domaine de fonctionnement [U ; Q] de l'installation de production *[à adapter le cas échéant :]* au point de livraison doit être déterminé pour quatre niveaux de puissance active correspondant à des fonctionnements à *[par exemple pour une installation de production thermique, à adapter :]* $P_{maxgroupe}$, $\Pi_{maxgroupe}$ *[si différent de $P_{maxgroupe}$]*, P_{comax} (Пmax -RP-RS) , une puissance intermédiaire et P_{cmin} (Pmin +RP) *[par exemple pour un CCG :]* $P_{maxgroupe}$, $\Pi_{maxgroupe}$ *[si différent de $P_{maxgroupe}$]*, , $P_{max\ ISO}$, $P_{max\ minimum}$ et P_{min} *[par exemple pour une installation de production éolienne ou photovoltaïque :]* 100 %, 66 %, 33 % et 5% de P_{max}, et *[Dans le cas d'un transformateur avec prise à vide]* pour les prises max, min et nominale du transformateur principal. *[Dans le cas d'un transformateur avec régleur en charge]* en considérant le fonctionnement automatique du changeur de prise du transformateur principal .

Conditions particulières

- L'installation de production doit être modélisée conformément aux informations fournies dans la fiche relative aux données (en particulier la capacité constructive des groupes de production et les caractéristiques des transformateurs).
- *[Dans le cas d'une installation constituée de plusieurs groupes :]* Un domaine de fonctionnement [U ;Q] est à fournir pour chaque groupe en supposant les autres groupes non démarrés.
- *[Dans le cas d'un transformateur partagé par plusieurs groupes :]* Un domaine de fonctionnement [U ;Q] est à fournir au stator de chacun des groupes ainsi qu'*[à adapter le cas échéant :]* au point de livraison en considérant tous les groupes démarrés.
- *[Dans le cas d'un une installation de production éolienne ou photovoltaïque :]* Un domaine de fonctionnement [P ;Q] aux bornes du générateur est à fournir pour chaque type de générateur, ainsi qu'un domaine de fonctionnement [U ; Q] au PDL avec tous les générateurs démarrés au même niveau de puissance active.
- Le domaine de fonctionnement sera défini aux conditions nominales de refroidissement du générateur et à la fréquence de 50 Hz.

Données d'entrée (RTE → Producteur)

Format du fichier informatique associé aux diagrammes conforme aux spécificités définies dans le document RTE *« Format des fichiers informatiques de description des diagrammes U/Q des groupes de production, réf : NT-EASE-SE-DMA-EOF-06-026-1_1 » voir annexe 6.*

Résultats (Producteur → RTE)

Pour chacun des niveaux de puissance active et chacune des prises du transformateur principal spécifiées plus haut :

- les diagrammes définissant le domaine de fonctionnement [U, Q] de l'installation de production seront fournis (tracés des diagrammes sous format papier et sous format informatique selon les spécifications décrites dans l'annexe 8 du contrat de participation aux services système, voir annexe 5),
- les limites, avec ou sans dispositif automatique de limitation notamment implanté dans le régulateur de tension, associés aux diagrammes seront précisés.
- les hypothèses et le modèle utilisé pour déterminer les diagrammes seront précisés et justifiés.

Les diagrammes comprendront les zones suivantes :

- une Zone de Fonctionnement Normale, dite ZFN. Cette zone correspond au domaine de fonctionnement normal de l'installation de production et de la tension réseau. Le fonctionnement dans cette zone est autorisé sans limite de durée.
- une Zone de Fonctionnement Exceptionnelle, dite ZFE. Cette zone, à l'extérieur de la ZFN, correspond aux domaines de fonctionnement exceptionnel de l'installation de production et de la tension réseau. A la différence de la ZFN, le fonctionnement dans cette zone est à durée limitée. Les durées de fonctionnement et les contraintes associées pour l'installation de production seront indiquées.
- *[Pour les installations qui vont souscrire un contrat de participation aux services système avec RTE]* : Une

Une Zone d'Engagement Contractualisée dite ZEC. Cette zone correspond au domaine de fonctionnement normal des installations du producteur et de la tension réseau. Le fonctionnement dans cette zone est autorisé sans limite de durée. Comme il s'agit d'un engagement contractualisé, le Producteur ne peut s'engager que sur une zone pour laquelle ont été prises en compte les incertitudes liées au réglage définissant les limites de ce domaine de fonctionnement ainsi que les incertitudes liées aux modèles de calcul utilisés pour les tracés.

Les limites prises en compte dans les diagrammes incluront notamment et le cas échéant :
- la limite de courant rotor (LIR),
- la limite d'échauffement des parties frontales ou limite de stabilité (LAI),
- la limite de courant stator en fourniture et en absorption (LIS),
- la limite d'induction (LIN),
- la limite de sous-excitation (UEL).
- la limite de surexcitation (OEL)
- les limites de tension stator haute et basse,
- les limites de tension réseau haute et basse,
- les limites de tension auxiliaire haute et basse
-

Les tracés des diagrammes seront réalisés avec :
- en abscisse la tension réseau au point de livraison exprimée en kV
- en ordonnée la puissance réactive au point de livraison exprimée en Mvar

Les caractéristiques et données suivantes seront mentionnées en légende pour chaque tracé :
- le nom de la centrale et le n° du groupe,
- la valeur de puissance du groupe ainsi que celles des auxiliaires,
- les conditions de refroidissement retenues,
- les caractéristiques des transformateurs (*[lister les transformateurs impactant le résultat : transformateur principal, éventuel transformateur de soutirage, éventuel transformateur de groupe, …]*) : n° de la prise et rapport U_{HTA}/U_{HTB} en vigueur,
- *[le cas échéant :]* les caractéristiques électriques des liaisons internes de l'installation,
- les domaines de fonctionnement en tension alternateur et auxiliaires.

Critères de conformité
- Pour le diagramme à P_{max} et à la prise nominale, le domaine de fonctionnement [U ; Q] de l'installation de production doit *a minima* englober les points de fonctionnement A, B et C définis aux points 1. et 2. du §2.1.3.
- Pour les diagrammes aux autres puissances et à la prise nominale, le domaine de fonctionnement [U ; Q] de l'installation de production doit *a minima* englober les points de fonctionnement A' et C' définis aux points 3. et 4. du §2.1.3.

*[**Champ d'application :** toutes les installations]*

FICHE N° 6 : COMPORTEMENT DYNAMIQUE DE LA REGULATION DE TENSION ET STABILITE EN PETITS MOUVEMENTS

Simulations
Dossier intermédiaire

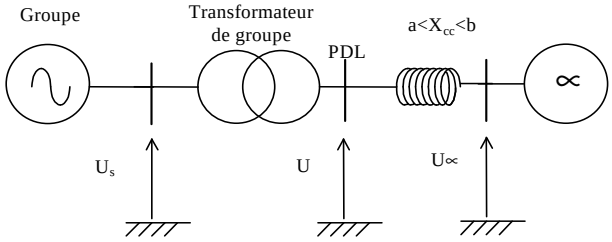
Objectifs

Pour toutes les configurations d'exploitation du réseau (réactance de liaison X_{cc} comprise entre a et b), chaque groupe de production doit rester stable quel que soit son régime de fonctionnement, dans les plages normales et exceptionnelles de tension et de fréquence, et quels que soient les niveaux de puissance active et réactive qu'elle produit.

Description

Modèle utilisé :

L'étude du comportement dynamique de la régulation de tension de chaque groupe et de la stabilité en petits mouvements est réalisée à l'aide d'un schéma de réseau simplifié où chaque groupe de production est mis en antenne sur un réseau de tension et de fréquence constante (réseau "infini") au travers d'une réactance de liaison X_{cc} comprise entre a et b.



1. Evaluation de la robustesse :

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 $P=P_{max\ groupe}Q=0$ et $U=U_{dim}$ au PDL ainsi que pour les trois points de fonctionnement suivants :

A : $P=P_{maxgroupe}Q=0{,}32P_{maxgroupe}$ et $U=U_{dim}$

B : $P=P_{maxgroupe}$ $Q=0{,}3P_{maxgroupe}$ et $U=0{,}9U_{dim}$

C : $P=P_{maxgroupe}$, $Q=-0{,}35P_{maxgroupe}$ et $U=U_{dim}$

A noter que, la puissance active, P, est la puissance brute du groupe, la puissance réactive, Q, est la puissance réactive nette du groupe au point de livraison (PDL), et la tension, U, est la tension au point de livraison.

La valeur de la tension du réseau infini U_{∞} doit rester dans les limites du régime exceptionnel. Au besoin, la puissance réactive du groupe peut être modifiée pour respecter cette contrainte.

[Si l'installation dispose d'un asservissement de puissance réactive (APR) :] L'évaluation de la robustesse est réalisée en supposant l'APR hors service.

2. Echelon de consigne du réglage primaire de tension :

Point de fonctionnement

Groupe de production initialement à $P=n_{max\ groupe}$, $Q=0$ et $U=U_{dim}$ La puissance active, P, est la puissance brute du groupe, la puissance réactive, Q, est la puissance réactive nette du groupe au point de livraison (PDL), et la tension, U, est la tension au point de livraison.

La consigne initiale du réglage de tension est déterminée par ce point de fonctionnement.

Evénement simulé :

[Si l'installation ne dispose pas d'un asservissement de puissance réactive (APR).]

- Echelon de +2 % de la consigne du réglage primaire de tension.

[Si l'installation dispose d'un asservissement de puissance réactive (APR) :]

- 2.1 Echelon de +2 % de la consigne du réglage primaire de tension avec APR hors service (niveau RST constant).
- 2.2 Echelon de +2 % de la consigne du réglage primaire de tension avec APR en service (niveau RST constant).

3. Echelon de niveau du réglage secondaire de tension :
Point de fonctionnement
Groupe de production initialement à P=P_{max}, Q=0 et U=U_{dim} La puissance active, P, est la puissance brute du groupe, la puissance réactive, Q, est la puissance réactive nette du groupe au point de livraison (PDL), et la tension, U, est la tension au point de livraison .L'APR est supposé en service. Le niveau RST, K, est déterminé par le point de fonctionnement du groupe défini précédemment.
Evénement simulé :
- Echelon de +4 % du niveau K.

Conditions particulières
- Le test est réalisé pour les deux valeurs extrêmes de réactance de liaison (X_{cc} = a et X_{cc} = b).

[Si le régulateur de tension est de type 2 :]
- Le test est réalisé pour λ = *[…]*%,

- Chaque groupe de production doit être modélisé conformément aux informations fournies dans la fiche relative aux données (en particulier les protections de groupe, le modèle du régulateur de tension, le modèle du système d'excitation et les limitations associées le modèle de régulation de vitesse et le modèle de la turbine).
-

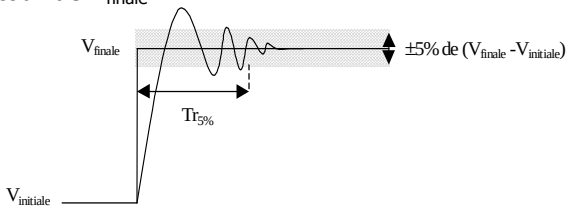
Données d'entrée (RTE → Producteur)
Rappel (cf. §2.6) :
- la réactance de liaison minimale a = *[…]* p.u.,
- la réactance de liaison maximale b = *[…]* p.u.

Résultats (Producteur → RTE)
1. Eléments à fournir
Les hypothèses et le modèle adopté seront précisés et justifiés.
Les tracés des courbes temporelles des grandeurs listées ci-après seront fournis (les données doivent être identifiées, les échelles doivent être adaptées et les unités précisées) :
- Tension au point de livraison,
- Puissance active fournie par l'installation de production au point de livraison,
- Puissance réactive fournie par l'installation de production au point de livraison,
- Vitesse rotor,
- Consigne du réglage primaire de tension,
- Grandeur asservie par le réglage primaire de tension.
- Tension d'excitation
- Couple mécanique par turbine
- *[Le cas échéant]* Sorties des boucles additionnelles des régulations de vitesse/turbine et de tension, OEL et UEL (limite excitation), limite courant stator, boucle stabilisatrice (PSS)
-

Les résultats des calculs des marges de stabilité et le modèle utilisé seront présentés.

[Si l'installation ne dispose pas d'un asservissement de puissance réactive (APR).]

2. Analyse à effectuer pour l'échelon de consigne du régulateur primaire
Les caractéristiques suivantes doivent être déterminées :
- Temps de réponse d'établissement à ±5 % (noté $Tr_{5\%}$) au bout duquel pour un échelon de consigne donné la grandeur asservie par le réglage primaire de tension - notée V et, suivant le type de régulateur de tension, égale à Q, ou (U_{PDL}/U_n) + (λ/0,67)·($Q/P_{max\ (groupe)}$), ou U_{stator} –, entre dans le gabarit ±5 % de (V_{finale}-$V_{initiale}$) centré autour de V_{finale} :



- Temps d''établissement de la puissance active au point de livraison à ±1 % de sa valeur finale.
- Ecart statique (noté $\varepsilon_{\%}$) entre la grandeur asservie injectée dans le régulateur primaire de tension et la consigne du réglage de tension :

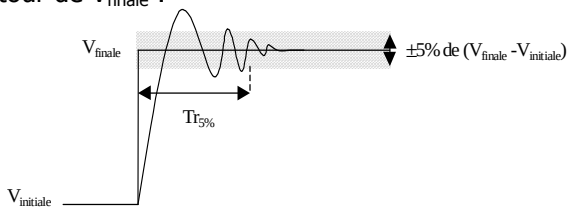
$$\varepsilon_{\%} = 100 \frac{V_{finale} - V_{consigne}}{V_{consigne}}$$

[Si l'installation dispose d'un asservissement de puissance réactive (APR).]

2.1 Analyse à effectuer pour l'échelon de consigne du régulateur primaire avec APR hors service

Les caractéristiques suivantes doivent être déterminées :

- Temps d'établissement à ±5 % (noté $Tr_{5\%}$) au bout duquel pour un échelon de consigne donné la grandeur asservie par le réglage primaire de tension - notée V et, suivant le type de régulateur de tension, égale à Q, ou $(U_{PDL}/U_n) + (\lambda/0,67)\cdot(Q/P_{max\ (groupe)})$, ou U_{stator} –, entre dans le gabarit ±5 % de $(V_{finale}-V_{initiale})$ centré autour de V_{finale} :



- Temps d'établissement de la puissance active au point de livraison à ±1 % de sa valeur finale.
- Ecart statique (noté $\varepsilon_{\%}$) entre la grandeur asservie injectée dans le régulateur primaire de tension et la consigne du réglage de tension :

$$\varepsilon_{\%} = 100 \frac{V_{finale} - V_{consigne}}{V_{consigne}}$$

2.2 Analyse à effectuer pour l'échelon de consigne du régulateur primaire avec APR en service

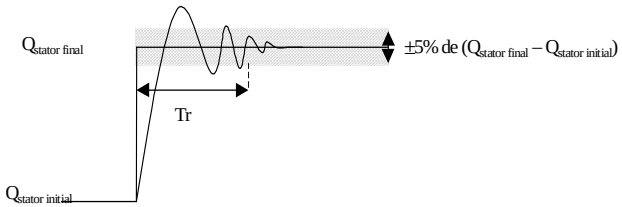
Les caractéristiques suivantes doivent être déterminées :

- Temps d'établissement à ±5 % au bout duquel pour un échelon de consigne de la grandeur asservie par le réglage primaire de tension, la puissance réactive asservie par l'APR revient dans le gabarit ±5 % de $Q_{stator\ initial}$.
- Temps d'établissement de la puissance active au point de livraison à ±1 % de sa valeur finale.

3. Analyse à effectuer pour l'échelon du niveau K du réglage secondaire de tension

Les caractéristiques suivantes doivent être déterminées :

- Temps d'établissement à ±5 % au bout duquel pour un échelon de niveau K donné, la puissance réactive asservie par l'APR entre dans le gabarit ±5 % de $(Q_{stator\ final}-Q_{stator\ initial})$ centré autour de $Q_{stator\ final}$:



- Temps d'établissement de la puissance active au point de livraison à ±1 % de sa valeur finale.
- Ecart statique entre la grandeur asservie, Q_{stator}, et la consigne en puissance réactive de l'APR, $K.Q_r$.

Critères de conformité

Pour garantir une bonne robustesse, la régulation primaire de tension 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 à0,33 ;
- Une marge de retard supérieure à 34 ms.

[Si l'installation ne dispose pas d'un asservissement de puissance réactive (APR) :]

Sur échelon de consigne de la régulation primaire de tension :

- Chaque groupe de production doit rester stable sur échelon de consigne (pas de perte de synchronisme et/ou pas de déclenchement sur une protection de groupe).
- $Tr_{5\%}$ doit être inférieur à 10 secondes.
- Le temps d'établissement de la puissance active au point de livraison à ±1 % de sa valeur finale doit

être inférieur à 10 secondes.
- $\varepsilon_{\%}$ doit être inférieur à 0,2 %.

[Si l'installation dispose d'un asservissement de puissance réactive (APR) :]

Sur échelon de consigne de la régulation primaire de tension avec APR hors service :
- Chaque groupe de production doit rester stable sur échelon de consigne (pas de perte de synchronisme et/ou pas de déclenchement sur une protection de l'installation).
- $Tr_{5\%}$ doit être inférieur à 10 secondes.
- Le temps d''établissement de la puissance active au point de livraison à ±1 % de sa valeur finale doit être inférieur à 10 secondes.
- $\varepsilon_{\%}$ doit être inférieur à 0,2 %.

Sur échelon de consigne de la régulation primaire de tension avec APR en service :
- Chaque groupe de production doit rester stable (pas de perte de synchronisme et/ou pas de déclenchement sur une protection de l'installation).
- Temps de réponse à ±5 % de l'APR doit être supérieur à 45 secondes.
- Le temps d'établissement de la puissance active au point de livraison à ±1 % de sa valeur finale doit être inférieur à 10 secondes.

Sur échelon du niveau K :
- Chaque groupe de production doit rester stable (pas de perte de synchronisme et/ou pas de déclenchement sur une protection de l'installation).
- Temps d' établissement à ±5 % de l'APR doit être inférieur à 180 secondes.
- Le temps d'établissement de la puissance active au point de livraison à ±1 % de sa valeur finale doit être inférieur à 10 secondes.
- L'imprécision sur la valeur de l'écart de consigne ($K.Q_r$-Q_{stator}) ne doit pas être supérieure à 2 % de S_{na}.

*[**Champ d'application :** toutes les installations hors éolien et photovoltaïque]*

FICHE N° 7 : STABILITE SUR REPORT DE CHARGE

Simulations
Dossier intermédiaire

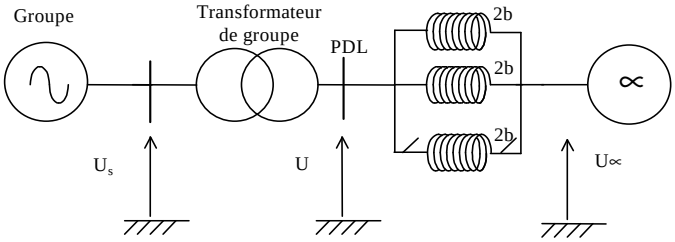
Objectifs

L'objectif est de vérifier que chaque groupe de production reste stable lors d'un report de charge de référence. Ce report de charge correspond à une variation de configuration du réseau.

Description

Modèle utilisé :

L'étude de stabilité sur report de charge est réalisée à l'aide d'un schéma simplifié du réseau où chaque groupe de production est mis en antenne sur un réseau de tension et de fréquence constante (réseau "infini") au travers de 3 lignes de réactance 2b en parallèle (voir figure suivante).



Point de fonctionnement :

Groupe de production initialement à $P=P_{max\ groupe}$, Q=0 et $U=U_{dim}$ La puissance active, P, est la puissance brute du groupe, la puissance réactive, Q, est la puissance réactive nette du groupe au point de livraison (PDL), et la tension, U, est la tension au point de livraison. La consigne initiale du réglage de tension est déterminée par ce point de fonctionnement.

Evènement simulé :

Ouverture d'une ligne.

Conditions particulières

- L'installation de production doit être modélisée conformément aux informations fournies dans la fiche sur les données (en particulier les protections de groupe, le modèle du régulateur de tension, le modèle du système d'excitation et les limitations associées le modèle de régulation de vitesse et le modèle de la turbine).

[Si le régulateur de tension est de type 2 :]

- Le test est réalisé pour λ=*[…]*%.

[Si l'installation dispose d'un asservissement de puissance réactive (APR) :]

- Cette simulation doit être réalisée avec et sans la boucle APR en service.

Données d'entrée (RTE → Producteur)

Rappel (cf. §2.6) :

- la réactance de liaison maximale b = *[…]* p.u.

Résultats (Producteur → RTE)

1. Eléments à fournir

Les hypothèses et le modèle adopté seront précisés et justifiés.

Les tracés des courbes temporelles des grandeurs listées ci-après seront fournis (les données doivent être identifiées, les échelles doivent être adaptées et les unités précisées).

- Tension au point de livraison,
- Puissance active fournie par l'installation de production au point de livraison,
- Puissance réactive fournie par l'installation de production au point de livraison,
- Vitesse rotor,
- Consigne du réglage primaire de tension,
- Grandeur asservie par le réglage primaire de tension.

2. Analyse à effectuer

La donnée suivante doit être déterminée :

- Temps d"établissement de la puissance électrique à ±5 % de sa valeur finale.

Critères de conformité

- Chaque groupe de production doit rester stable sur report de charge (pas de perte de synchronisme et/ou pas de déclenchement sur une protection de l'installation).
- Le temps d'établissement de la puissance électrique au point de livraison à ±5 % de sa valeur finale doit être inférieur à 10 secondes.

*[**Champ d'application :** toutes les installations hors éolien et photovoltaïque]*

FICHE N° 8 : STABILITE SUR COURT-CIRCUIT

Simulations
Dossier intermédiaire

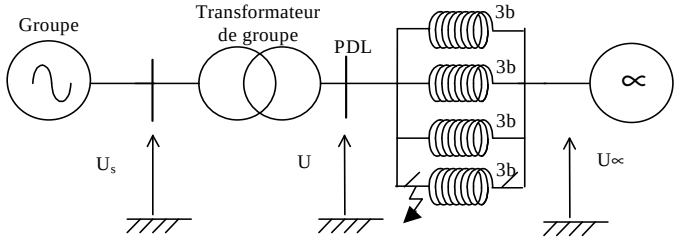
Objectifs

Il s'agit d'évaluer les risques de perte de stabilité et de découplage de chaque groupe de production suite à un défaut triphasé sur le réseau normalement éliminé.

Description

Modèle utilisé :

L'étude de stabilité sur court-circuit est réalisée à l'aide d'un schéma de réseau simplifié où chaque groupe de production est mis en antenne sur un réseau de tension et de fréquence constante (réseau "infini") au travers de 4 lignes de réactance 3b en parallèle (voir figure suivante).



Point de fonctionnement :

Groupe de production initialement à $P=n_{max\ groupe}$, Q=0 et $U=U_{dim}$ La puissance active, P, est la puissance brute du groupe, la puissance réactive, Q, est la puissance réactive nette du groupe au point de livraison (PDL), et la tension, U, est la tension au point de livraison. La consigne initiale du réglage de tension est déterminée par ce point de fonctionnement.

Evènements simulés :

Défaut triphasé situé sur une des lignes de liaison à une distance du PDL égale à 1% de la longueur totale de la ligne. Ce court-circuit est éliminé en un temps T par l'ouverture des protections.

Conditions particulières

- Chaque groupe de production doit être modélisée conformément aux informations fournies dans la fiche sur les données (en particulier les auxiliaires, les protections de groupe, le modèle du régulateur de tension, le modèle du système d'excitation et les limitations associées le modèle de régulation de vitesse et le modèle de la turbine).).

[Si le régulateur de tension est de type 2 :]

- Le test est réalisé pour λ=*[…]*%.,

[Si l'installation dispose d'un asservissement de puissance réactive (APR).]

- L'APR est hors service.

Données d'entrée (RTE → Producteur)

Rappel (cf. §2.6) :

- la réactance de liaison maximale b = *[...]* p.u.
- T = *[...]* ms

Résultats (Producteur → RTE)

1. Eléments à fournir pour chacun des essais

Les hypothèses et le modèle adopté seront précisés et justifiés.

Les tracés des courbes temporelles des grandeurs listées ci-après seront fournis (les données doivent être identifiées, les échelles doivent être adaptées et les unités précisées) :

- Tension au point de livraison,
- Puissance active fournie par groupe de production au point de livraison,
- Puissance réactive fournie par groupe de production au point de livraison,
- Vitesse rotor,
- Consigne du réglage primaire de tension,
- Grandeur asservie par le réglage primaire de tension.

2. Analyse à effectuer pour chacun des essais

▫ Temps d'amortissement de la puissance électrique à ±5 % de sa valeur finale. ▫ Calcul du temps limite d'élimination des défauts à partir duquel le court-circuit n'entraîne pas la perte de stabilité (précision de 5 ms).
Critères de conformité ▫ Chaque groupe de production doit rester stable (pas de perte de synchronisme et/ou pas de déclenchement sur une protection de lgroupe). ▫ Le temps d'établissement de la puissance électrique au point de livraison à ±5 % de sa valeur finale doit être inférieur à 10 secondes.

*[**Champ d'application :** toutes les installations]*

FICHE N° 9 : TENUE DE L'INSTALLATION AUX CREUX DE TENSION

Simulations
Dossier intermédiaire

Objectifs

Il s'agit d'évaluer les risques de découplage de l'installation de production sur creux de tension *[dans le cas d'une installation avec machines synchrones]* n'entraînant pas de rupture de synchronisme. Les creux de tension, observés sur le réseau et auxquels peut être soumise l'installation de production, peuvent en effet affecter le fonctionnement de ses auxiliaires, mais ne doivent pas provoquer le déclenchement de l'ensemble de l'installation.

Description

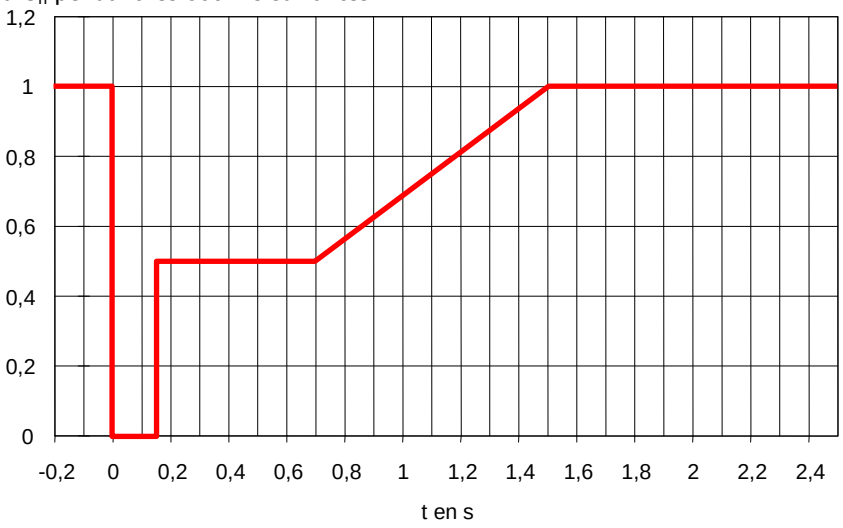
1.Gabarit de creux de tension

Pour tout creux de tension monophasé ou triphasé respectant le gabarit suivant *[dans le cas d'une installation avec machines synchrones]* et n'entraînant pas la rupture de synchronisme de l'installation, aucun déclenchement de l'installation de production n'est admis.

[Choisir un des cas suivants]

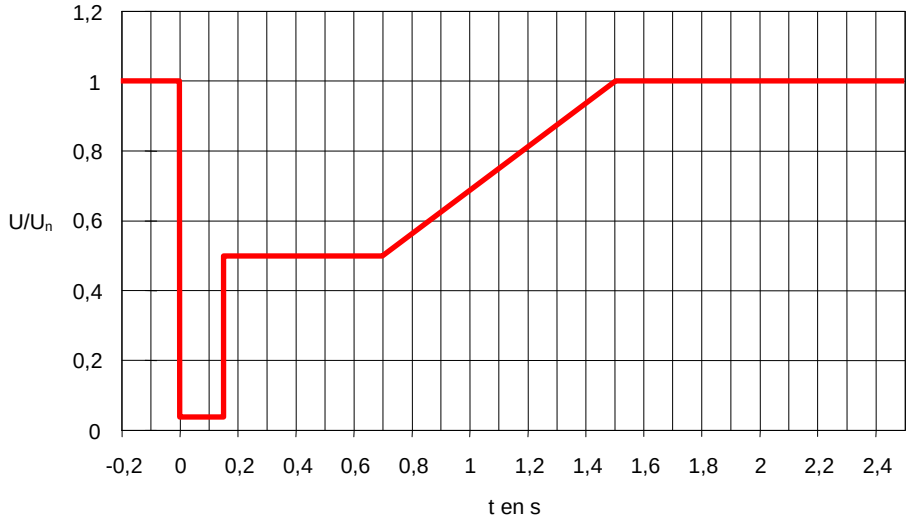
[Si l'installation est raccordée à un réseau HTB3 ou HTB2 maillé, et hors mesure provisoire décrite juste après :]

- creux de tension de 100 % pendant 150 ms,
- palier à 0,5 U_n pendant les 550 ms suivantes,
- retour linéaire à U_n pendant les 800 ms suivantes.



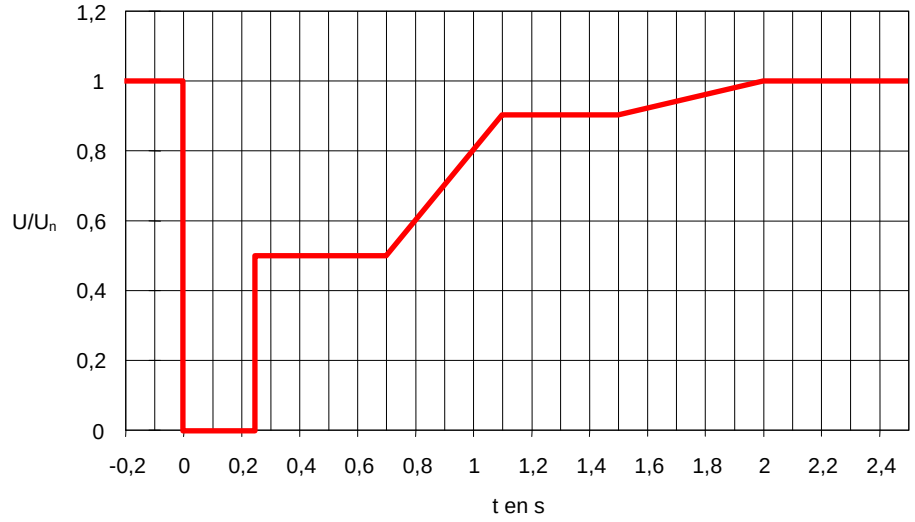
*[**Mesure provisoire lorsque la PTF a été transmise au plus tard le 30/09/09 :** si l'installation est une installation éolienne et si elle est raccordée à un réseau HTB3 ou HTB2 maillé :]*

- creux de tension de 95 % pendant 150 ms,
- palier à 0,5 U_n pendant les 550 ms suivantes,
- retour linéaire à U_n pendant les 800 ms suivantes.



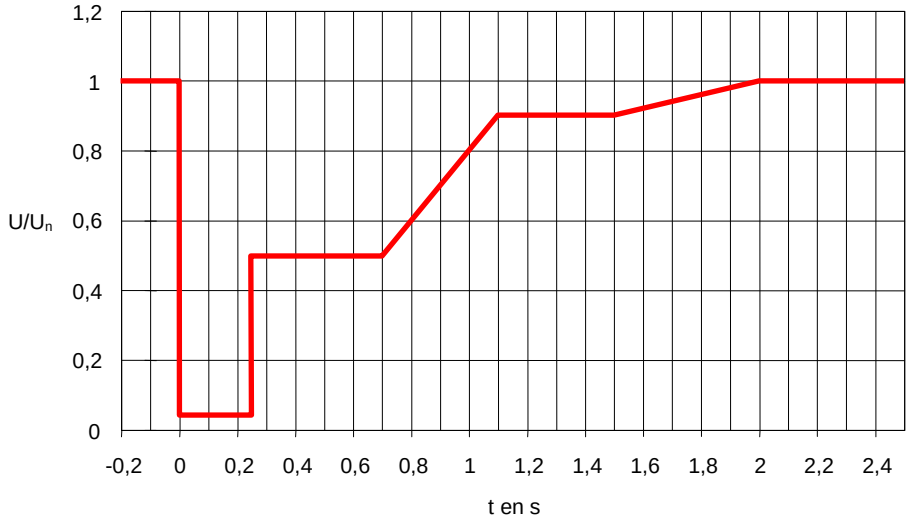
[Si l'installation n'est pas une installation éolienne et si elle est raccordée à un réseau HTB1 ou HTB2 non maillé :]

- creux de tension de 100 % pendant 250 ms,
- palier à 0,5 U_n pendant les 450 ms suivantes,
- retour linéaire à 0,9 U_n pendant les 400 ms suivantes,
- palier à 0,9 U_n pendant les 400 ms suivantes,
- retour linéaire à U_n pendant les 500 ms suivantes.



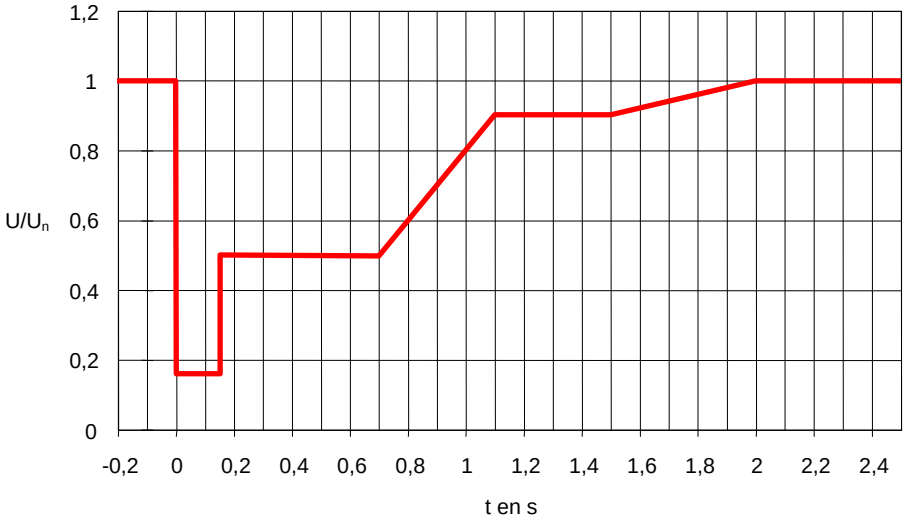
[Si l'installation est une installation éolienne et si elle est raccordée à un réseau HTB1 ou HTB2 non maillé, et hors mesure provisoire décrite juste après :]

- creux de tension de 95 % pendant 250 ms,
- palier à 0,5 U_n pendant les 450 ms suivantes,
- retour linéaire à 0,9 U_n pendant les 400 ms suivantes,
- palier à 0,9 U_n pendant les 400 ms suivantes,
- retour linéaire à U_n pendant les 500 ms suivantes.



*[**Mesure provisoire lorsque la PTF a été transmise au plus tard le 30/09/09 :** si l'installation est une installation éolienne et si elle est raccordée à un réseau HTB1 ou HTB2 non maillé :]*

- creux de tension de 85 % pendant 150 ms,
- palier à 0,5 U_n pendant les 550 ms suivantes,
- retour linéaire à 0,9 U_n pendant les 400 ms suivantes,
- palier à 0,9 U_n pendant les 400 ms suivantes,
- retour linéaire à U_n pendant les 500 ms suivantes.



Conditions particulières

Données d'entrée (RTE → Producteur)

Résultats (Producteur → RTE)

Tenue de l'installation au gabarit de creux de tension

- Résultat de l'étude permettant de garantir que l'installation supporte le gabarit de creux de tension,
- En cas de non respect du gabarit ci-dessus, présentation du gabarit de creux de tension que peut supporter l'installation (durée limite du pallier à 0,5U_{dim}) et description du réglage des protections le limitant.

Critères de conformité

- Respect du gabarit de creux de tension (attestation de tenue de l'installation à ce gabarit).
- L'installation de production ne doit pas déclencher.

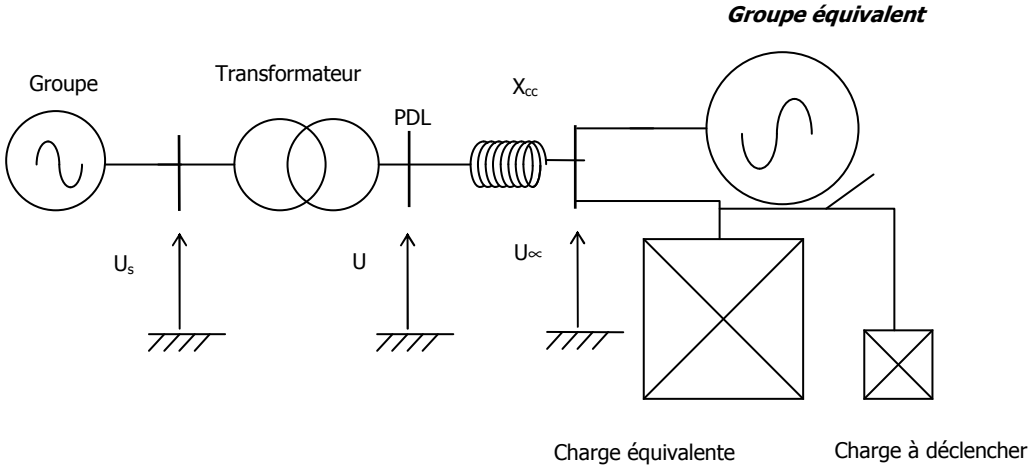
*[**Champ d'application :** toutes les installations hors éolien et photovoltaïque]*

FICHE N°10 : TENUE DE LA TENSION SUR VARIATION DE FREQUENCE

Simulations
Dossier intermédiaire

Objectifs
L'objectif est de vérifier que la tension aux bornes de chaque groupe reste bien réglée lors d'une variation importante de fréquence.

Description
Modèle utilisé :
L'étude de tenue de la tension sur variation de fréquence est réalisée à l'aide d'un schéma de réseau simplifié où chaque groupe de production est mis en antenne sur un réseau très puissant de fréquence et de tension variable au travers d'une réactance de liaison X_{cc} = a.



- La charge équivalente est de 300 000 MW et est indépendante de la tension et de la fréquence
- La charge à déclencher est de 7 000 MW
- **Alternateur :**
  S_n = 340000 MVA
  P_n = 320000 MW
  $U_{\infty n}$ = *[….]* kV
  R_s = 0.003 p.u.
  X_s = 0,18 p.u.
  X_d = 1,09 p.u.
  X'_d = 0,28 p.u.
  X''_d = 0,185 p.u.
  T'_d = 11,1 s
  T''_d = 0,073 s
  X_q = 0,65 p.u.
  X''_q = 0,25 p.u.
  T''_q = 0,11 s
  Aucune saturation ne sera prise en compte pour la modélisation du groupe équivalent.
  H = 8 MW.s/MVA
- Régulation de tension : $E_f/E_{fn} = (U_c-U_s)/U_{sn} * 15/(1+0,3p)$

- **Turbine :**
  P_n = 340000 MW
  régulation de turbine : $P/P_n = (P_o/P_n+1/0,2*Deta.f/f_n) /(1+2,5p)$

Point de fonctionnement :
Chaque groupe de production est initialement à $P=n_{maxgroupe}$, Q=0 et $U=U_{dim}$. La puissance active, P, est la puissance brute du groupe, la puissance réactive, Q, est la puissance réactive nette du groupe au point de livraison (PDL), et la tension, U, est la tension au point de livraison. La valeur de la tension du réseau infini U_∞ doit rester dans les limites du régime exceptionnel. Au besoin, la puissance réactive du groupe peut être modifiée pour respecter cette contrainte.

Evénement simulé :
Déclenchement de la charge à déclencher conduisant à une hausse maximale de fréquence transitoire d'environ 250 mHz et à une hausse de fréquence en régime permanent d'environ 200 mHz

Conditions particulières

- Chaque groupe de production est modélisé conformément aux informations fournies dans la fiche sur les données (en particulier les auxiliaires, les protections de groupe, le modèle de régulation de tension, le modèle du système d'excitation, les limitations associées, le modèle de régulation de vitesse et le modèle de la turbine)
- [Dans le cas d'une installation de production disposant d'un asservissement de puissance réactive (APR) :] La simulation est réalisée en supposant l'APR hors service.

Données d'entrée (RTE → Producteur)

Résultats (Producteur → RTE)

Les hypothèses et le modèle adopté seront précisés et justifiés.
Les tracés des courbes temporelles des grandeurs listées ci-après seront fournis (les données doivent être identifiées, les échelles doivent être adaptées et les unités précisées).

- Tension au point de livraison,
- Puissance active fournie par groupe de production au point de livraison,
- Puissance réactive fournie par groupe de production au point de livraison,
- Vitesse rotor,
- Consigne du réglage primaire de tension,
- Grandeur asservie par le réglage primaire de tension.

Critères de conformité

- Sur le transitoire, la grandeur régulée par le régulateur primaire de tension est maintenue à moins de 5 % de sa valeur de consigne.
- Chaque groupe garde le synchronisme.

ANNEXE 5 : ESSAIS A REALISER PAR LE PRODUCTEUR (ETAPE 3)

*[**Champ d'application :** toutes les installations]*

FICHE N° 11 : TEST DES SYSTEMES DEDIES AUX ECHANGES D'INFORMATION
Essais réels ***Dossier intermédiaire***
Objectifs L'essai vise à vérifier le bon fonctionnement de l'ensemble des équipements associés aux systèmes dédiés aux échanges d'information.
Description Chaque équipement sera testé en liaison avec RTE et dans le respect des protocoles d'échanges.
Conditions particulières Tous les tests doivent être programmés et réalisés en liaison avec RTE.
Données d'entrée (RTE → Producteur)
Résultats (Producteur → RTE) Procès verbal des tests des équipements.
Critères de conformité Chaque équipement doit fonctionner correctement dans le respect des protocoles d'échanges.

*[**Champ d'application :** toutes les installations]*

FICHE N° 12 : COUPLAGE AU RESEAU

Essais réels
Dossier final

Objectifs

Le couplage au RPT doit être assuré par un organe de coupure appartenant au producteur. Le couplage doit être possible dans la plage de fréquence 49 Hz – 51 Hz, et dans une plage de tension d'amplitude ± 12 % autour de la tension de la prise en service du transformateur, limitée au domaine normal de fonctionnement du réseau.

Dans le cas d'un couplage synchrone, chaque groupe de production ne doit être couplé au RPT que lorsque les conditions suivantes sont respectées :
- écart de fréquence inférieur à 0,1 Hz,
- écart de tension inférieur à 10 %,
- écart de phase inférieur à 10°.

Description

- **Essai 1 :** enclenchement du transformateur principal.
- **Essai 2 :** couplage du *[ou s'il y a plusieurs groupes :]* d'un groupe au réseau.

[Le cas échéant :]
- **Essai 3 :** montée en puissance de $P_{min\ groupe}$ à sa P_{max} en fonction des conditions extérieures et maintien à cette P_{max} pendant 15 minutes.
- **Essai 4** : baisse de puissance de P_{max} en fonction des conditions extérieures à $P_{min\ groupe}$ et maintien à $P_{min\ groupe}$ pendant 15 minutes.

Les essais 3 et 4 seront réalisés pour les trois configurations possibles de fonctionnement : en pente normale, en pente rapide et en pente d'urgence.
[Si l'installation comporte plusieurs groupes :] Les essais 2, 3 et 4 sont à réaliser pour chaque groupe.

[Le cas échéant et notamment pour l'éolien ou photovoltaïque:]
- **Essai 3 :** montée en puissance de l'installation
- **Essai 4 :** arrêt rapide de l'installation

[Si l'installation comporte plusieurs groupes :] Les essais 2 sont à réaliser pour chaque groupe.

Conditions particulières

- L'essai doit être programmé et réalisé en liaison avec RTE.
- *[Le cas échéant, et à modifier selon les réglages auxquels participe effectivement l'installation]* Le groupe ne participe ni aux réglages primaire et secondaire de la fréquence, ni au réglage secondaire de la tension au moment des essais.

Données d'entrée (RTE → Producteur)

Résultats (Producteur → RTE)

- Procédure d'essai décrivant les étapes réalisées, les conditions d'essai et les points de mesures.
- Enregistrements des signaux temporels suivants pour chacun des essais :
  - Tension efficace au point de livraison.
  - Puissance active fournie par le groupe de production au point de livraison.
  - Puissance réactive fournie par le groupe de production au point de livraison.
  - Vitesse

Ces enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédent et suivant chaque événement (au minimum 10 secondes avant et 60 secondes après). Ils doivent se présenter sous la forme suivante :
- Format papier et informatique des enregistrements (fichier Excel par exemple).
- Graphes avec légende (grandeur mesurée et unités).
- Echelles des courbes sur format papier adaptées aux amplitudes mesurées.

Critères de conformité

Pour les essais 1, 2 et 3 :
- Pas de déclenchement lors des mises sous tension.
- à-coup de tension au point de livraison inférieur à *[en HTB1 et HTB2 :]* 5 % *[en HTB3 :]* 3 % (cf. §2.9 « Perturbations »).

Pour l'essai 3 :
- le groupe réussit à monter en puissance sans perturbation de la tension (les enregistrements doivent corroborer cela).

[le cas échéant :]
Pour les essais 3 et 4 :

- la pente de montée ou de baisse de charge mesurée lors de l'essai est cohérente avec celle renseignée par le producteur pour chacune des configurations possibles dans la liste des données.

*[**Champ d'application :** toutes les installations]*

FICHE N° 13 : QUALITE DE FOURNITURE

Essais réels
Dossier final

Objectifs
Les perturbations produites par l'installation de production, mesurées au point de livraison, ne doivent pas excéder les valeurs limites autorisées.

Description
Les perturbations qui seront étudiées au point de livraison de l'installation sont :

- Fluctuations rapides de la tension (flicker)
  - Valeur du Pst (tel que défini dans la publication CEI 61000-4-15)
- Déséquilibre
  - Taux de déséquilibre de la tension en %
- Harmoniques
  - Valeur des injections harmoniques (rangs 2 à 40) I_{hn} en A
  - Taux global d'harmonique = $\tau_g = \sqrt{\sum_{n=2}^{40} I_{hn}^{\ 2}} \cdot \frac{\sqrt{3} U_c}{S}$

    où U_c est la valeur de la tension nominale au point de livraison
    S est la puissance apparente maximale de l'installation tant que celle-ci reste inférieure à 5% de S_{cc}. Sinon elle est considérée égale à 5% de S_{cc}.

Conditions particulières
Les essais doivent être réalisés en coordination avec RTE, sur plusieurs jours afin de se placer dans différentes configurations d'exploitation du réseau et de l'installation, si possible les plus contraignantes d'un point de vue qualité de la tension (couplage, enclenchements, variation de charge, …).
Par exemple : 2 jours à minima afin d'avoir des mesures lorsque l'installation est démarrée et fournissant plus de 50 % de sa puissance nominale.

Données d'entrée (RTE → Producteur)

Résultats (Producteur → RTE)
- Procédure d'essai décrivant les étapes réalisées, les conditions d'essai et les points de mesures.
- Enregistrements au point de livraison de l'installation des grandeurs décrites ci-dessus moyennées sur 10 minutes.

Ces enregistrements doivent être réalisés sur plusieurs jours et être représentatifs d'un fonctionnement normal du site. Ils doivent se présenter sous la forme suivante :
- Format papier et informatique des enregistrements (fichier Excel par exemple).
- Tableaux ou graphes avec légende (grandeur mesurée et unités).
- Echelles des courbes sur format papier adaptées aux amplitudes mesurées.

Critères de conformité

[en HTB1 et HTB2 :]

- Papillotement : Pst_{max} = 1
- Déséquilibre : taux de déséquilibre max = 1 %
- Harmoniques : courants harmoniques maximaux $I_{hn\ max} = k_n \frac{S}{\sqrt{3}U_C}$

où 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 : $\tau_{g\ max}$ = 8 %

[en HTB3 :]

- Papillotement : Pst_{max} = 0,6
- Déséquilibre : taux de déséquilibre max = 0,6 %
- Harmoniques : courants harmoniques maximaux $I_{hn\ max} = k_n \frac{S}{\sqrt{3}U_C}$

où 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 : $\tau_{g\ max}$ = 4,8 %

*[**Champ d'application :** toute installation de plus de 40 MW, sauf si énergie fatale ou si CCG. Cf. §2.2.1]*

FICHE N° 14 : REGLAGE PRIMAIRE DE FREQUENCE

Essais réels
Dossier final

Objectifs

En cas de déséquilibre entre puissance produite et consommée sur le réseau (aléas, montée de charge,…), toute installation de production participant au réglage fréquence-puissance doit adapter la puissance produite par l'installation dans un laps de temps suffisamment court et dans les proportions voulues.

Description

Le groupe étant couplé au réseau, les essais suivants seront réalisés :

- **Essai 1 :** Groupe à sa puissance maximale P_{max} (en fonction des conditions extérieures) à laquelle on soustrait la réserve primaire Rp (cf. §2.2.1 « Réglage primaire de fréquence ») : Injection artificielle d'un échelon de fréquence Δf = - 200 mHz pendant 15 minutes au niveau du régulateur de vitesse.

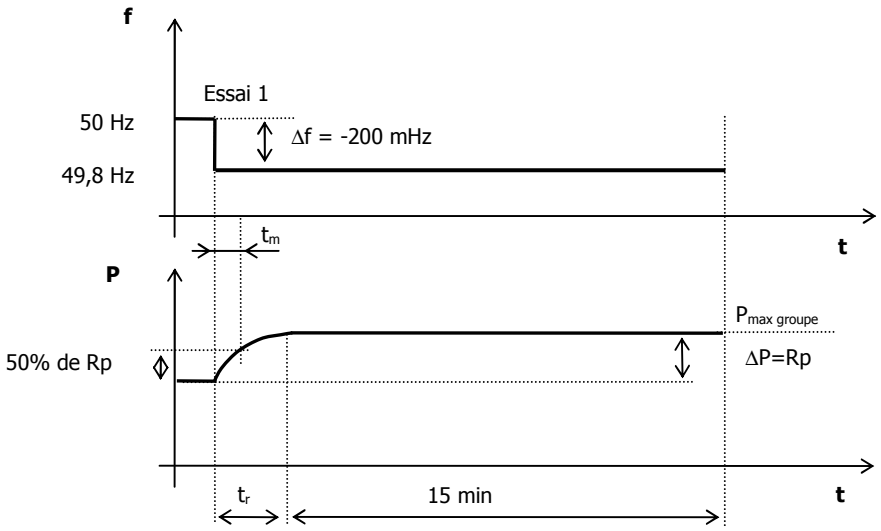


Figure 1

t_m : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 50 % de la réserve primaire Rp.
t_r : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 95 % de la réserve primaire Rp.

- **Essai 2 :** Groupe à sa puissance maximale P_{max} (en fonction des conditions extérieures): Injection artificielle d'un échelon de fréquence Δf = + 200 mHz au niveau du régulateur de vitesse.

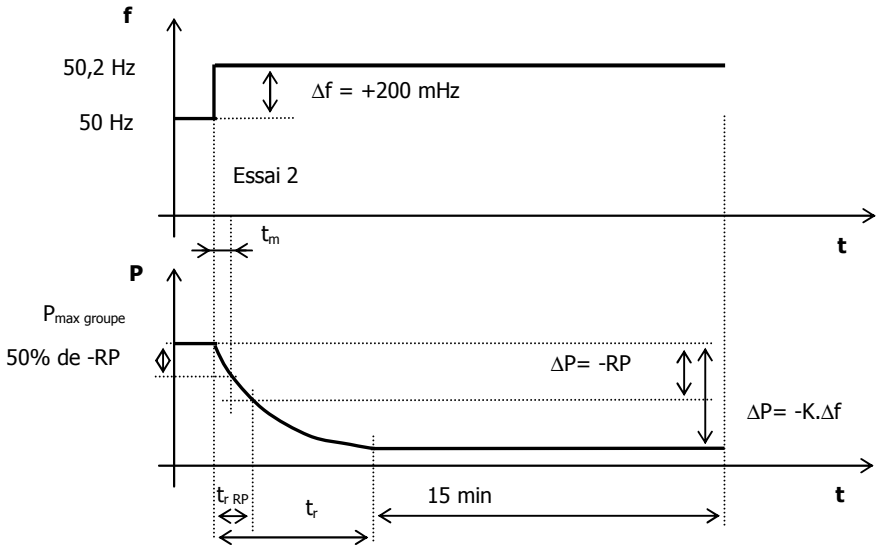


Figure 2

t_m : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 50% de -RP.
$t_{r\,RP}$: temps au bout duquel la réponse en puissance atteint -RP.
t_r : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 95% de -K.Δf.

- **Essai 3 :** Groupe à sa puissance maximale P_{max} (en fonction des conditions extérieures): à laquelle on soustrait la réserve primaire Rp : Injection artificielle d'un échelon de fréquence Δf = - 50 mHz au niveau du régulateur de

vitesse.

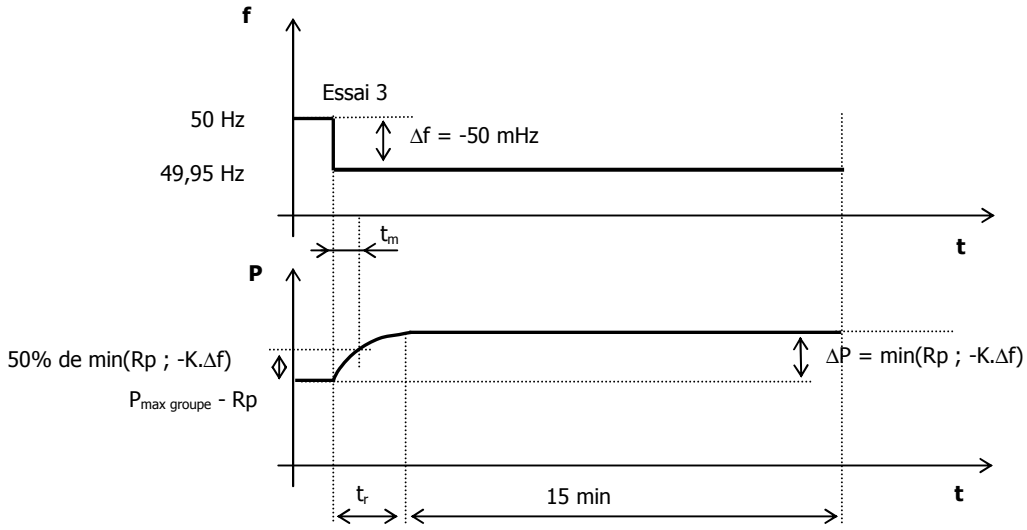


Figure 3

t_m : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 50 % de min(Rp ; -K.Δf).
t_r : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 95 % de min(Rp ; -K.Δf).

- **Essai 4 :** idem essai 3 avec un échelon Δf = - 15 mHz
- **Essai 5 :** Groupe à sa puissance maximale P_{max} (en fonction des conditions extérieures): Injection artificielle d'un échelon de fréquence Δf = + 50 mHz au niveau du régulateur de vitesse.

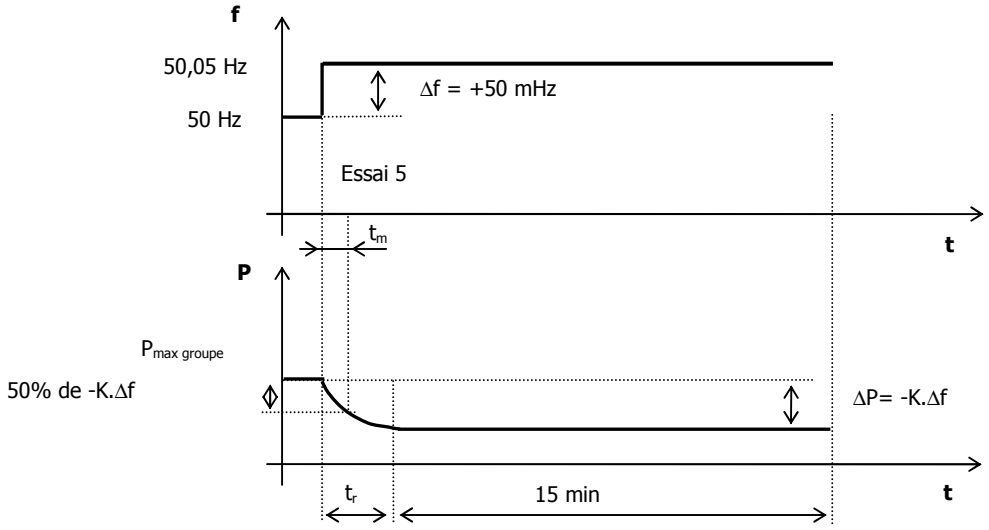


Figure 4

t_m : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 50% de -K.Δf.
t_r : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 95% de -K.Δf.

- **Essai 6 :** idem essai 5 avec un échelon Δf = + 15 mHz
- **Essai 7 :** Groupe à sa puissance minimale $P_{min\ groupe}$: Injection artificielle d'un échelon de fréquence de Δf = - 50mHz pendant 15 minutes au niveau du régulateur de vitesse.

Conditions particulières

- *[Si l'installation comporte plusieurs groupes]* Les tests sont à réaliser pour chaque groupe participant au réglage primaire de fréquence.
- Les tests doivent être programmés et réalisés en liaison avec RTE.
- L'installation ne participe pas aux réglages primaire et secondaire de fréquence au moment des essais.
- S'il existe une bande morte volontaire dans la régulation de fréquence, elle ne doit pas être active pendant les essais..

Données d'entrée (RTE → Producteur)
Energie réglante K = *[…]* MW/Hz.
Rappel : Rp ≥ *[…]* MW (cf. §2.2.1) *[sera transmis par le producteur lors de la réalisation de l'essai].*

Résultats (Producteur → RTE)
Pour chacun des essais, enregistrements des signaux temporels de la figure 1 :
- Consigne injectée artificiellement dans le régulateur de vitesse
- Puissance active fournie par le groupe au point de livraison

et indication sur les enregistrements, des valeurs suivantes :
- t_m,
- t_r (et $t_{r\,RP}$ pour l'essai 2),
- ΔP

Ces enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédent et suivant l'événement (au minimum 10 secondes avant et 60 secondes après). Ils doivent se présenter sous la forme suivante :
- Format papier et informatique des enregistrements (fichiers Excel par exemple).
- Graphes avec légende (grandeur mesurée et unités).
- Echelles des courbes sur format papier adaptées aux amplitudes mesurées.

De plus on calculera pour chacun des essais l'énergie réglante et le statisme ∂ du régulateur à partir de la valeur de ΔP mesurée dans l'essai 2 et des formules suivantes :

$$K = \frac{P - P_{c0}}{f_0 - f}$$

$$\partial = \frac{P_{\max\ groupe}}{f_0} \cdot \frac{f_0 - f}{P - P_{c0}}$$

Critères de conformité
Pour chacun des essais, les enregistrements doivent prouver visuellement le respect des points suivants :
- Forme d'onde non oscillante.
- Temps t_r inférieur à 30 s pour tous les essais sauf pour l'essai 2.

[Si l'installation comporte une pente rapide :]
- Temps t_r inférieur à $30 + \frac{-(K.\Delta f - R_P)}{\text{pente de baisse rapide en MW/min}}.60$ = *[…]* s pour l'essai 2.

[Si l'installation ne comporte pas de pente rapide :]
- Temps t_r inférieur à 30 + 20 = 50 s pour l'essai 2.

- Temps t_m inférieur à 15 s.

Pour l'essai 1 :
- Variation ΔP = Rp maintenue 15 min (après t_r).

Pour les essais 2 et 5:
- Variation ΔP = -K.Δf maintenue 15 min (après t_r).

Pour les essais 3 et 7
- Variation ΔP = min(Rp ; -K.Δf) maintenue 15 min (après t_r).

Pour les essais 4 et 6
- Variation ΔP ≥ 0,005.K MW maintenue 15 min (après tr)
-

Pour les essais 2, 3 et 5, les enregistrements doivent montrer que :
- Energie réglante K mesurée = énergie réglante préréglée à ±5 % près.

*[**Champ d'application** : CCG. Cf. §2.2.1]*

FICHE N° 14 : REGLAGE PRIMAIRE DE FREQUENCE

Essais réels
Dossier final

Objectifs

En cas de déséquilibre entre puissance produite et consommée sur le réseau (aléas, montée de charge,…), toute installation de production participant au réglage fréquence-puissance doit adapter la puissance produite par l'installation dans un laps de temps suffisamment court et dans les proportions voulues.

Description

Le groupe étant couplé au réseau, les essais suivants seront réalisés :

- **Essai 1 :**
  - **Version a :** Groupe à sa puissance maximale P_{max} (en fonction des conditions extérieures) à laquelle on soustrait la réserve primaire Rp (cf. §2.2.1 « Réglage primaire de fréquence ») : Injection artificielle d'un échelon de fréquence Δf = - 200 mHz pendant 15 minutes au niveau du régulateur de vitesse.

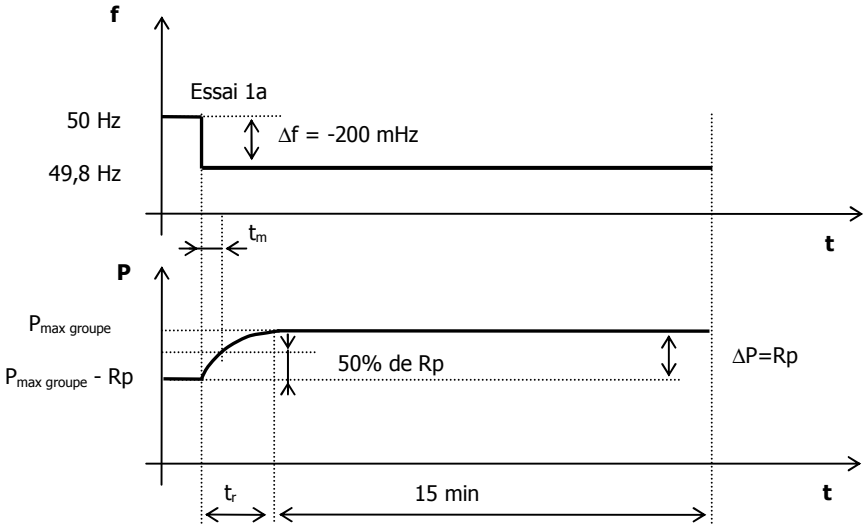


Figure 1a

t_m : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 50 % de la réserve primaire Rp.
t_r : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 95 % de la réserve primaire Rp.

  - **Version b :** Groupe à sa puissance maximale P_{max} (en fonction des conditions extérieures) à laquelle on soustrait au plus Rp/X_{rp}% : Injection artificielle d'un échelon de fréquence Δf = - 200 mHz pendant 15 minutes au niveau du régulateur de vitesse.

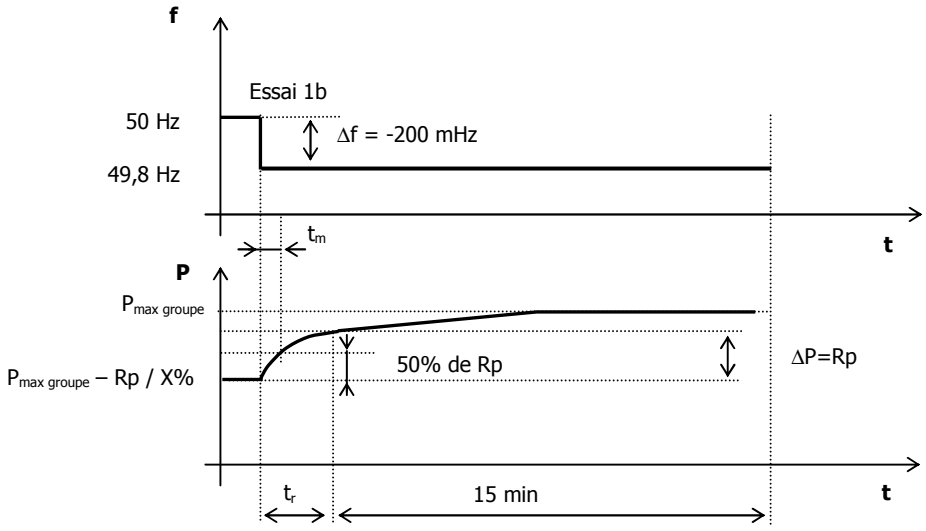


Figure 1b

t_m : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 50 % de la réserve primaire Rp.
t_r : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 95 % de la réserve primaire Rp.

- **Essai 2 :** Groupe à sa puissance maximale P_{max}(en fonction des conditions extérieures): Injection artificielle d'un échelon de fréquence Δf = + 200 mHz au niveau du régulateur de vitesse.

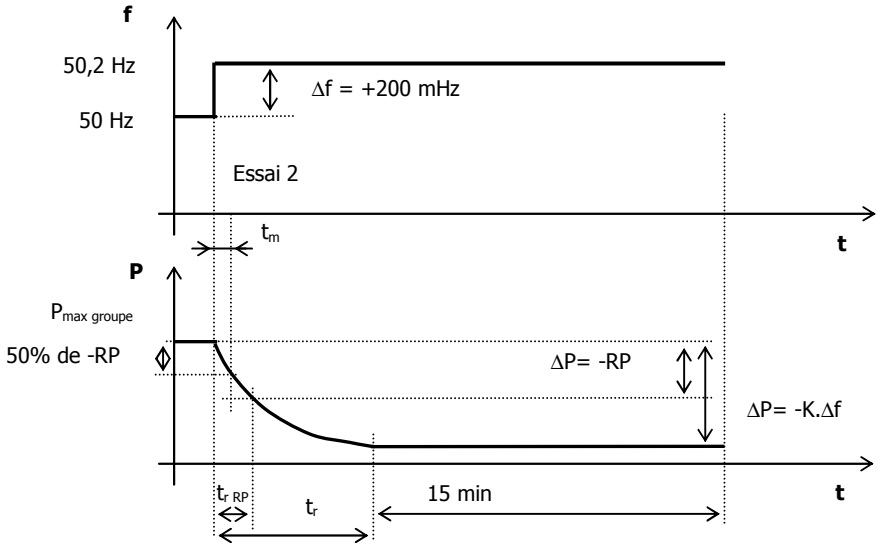


Figure 2

t_m : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 50% de -RP
$t_{r\ RP}$: temps au bout duquel la réponse en puissance atteint -RP.
t_r : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 95% de -K.Δf.

- **Essai 3 :**
  - **Version a** : Groupe à sa puissance maximale P_{max} (en fonction des conditions extérieures): à laquelle on soustrait la réserve primaire Rp : Injection artificielle d'un échelon de fréquence Δf = - 50 mHz au niveau du régulateur de vitesse.

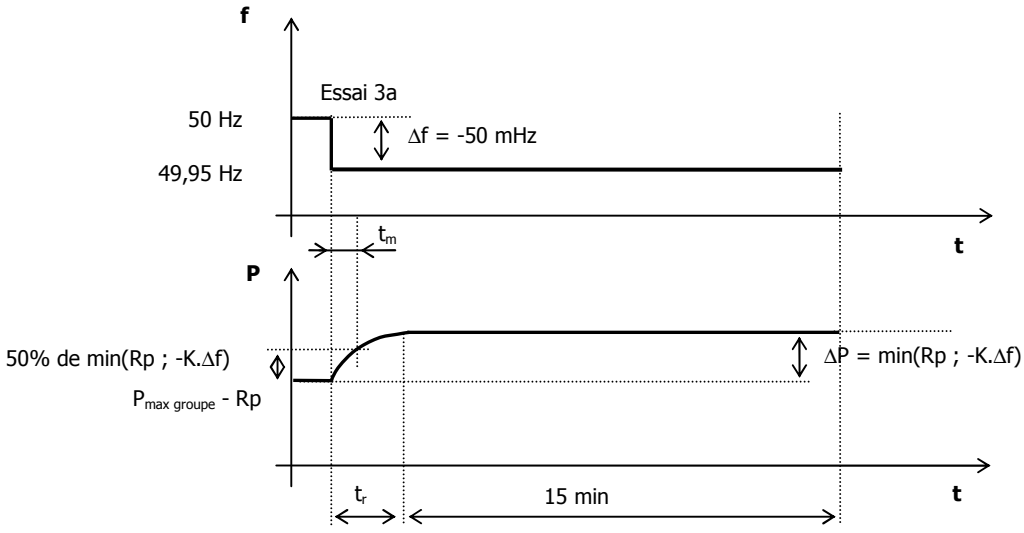


Figure 3a

t_m : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 50 % de min(Rp ; -K.Δf).
t_r : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 95 % de min(Rp ; -K.Δf).

  - **Version b :** Groupe à sa puissance maximale P_{max} (en fonction des conditions extérieures) à laquelle on soustrait au plus Rp/X_{rp}% : Injection artificielle d'un échelon de fréquence Δf = - 50 mHz au niveau du régulateur de vitesse.

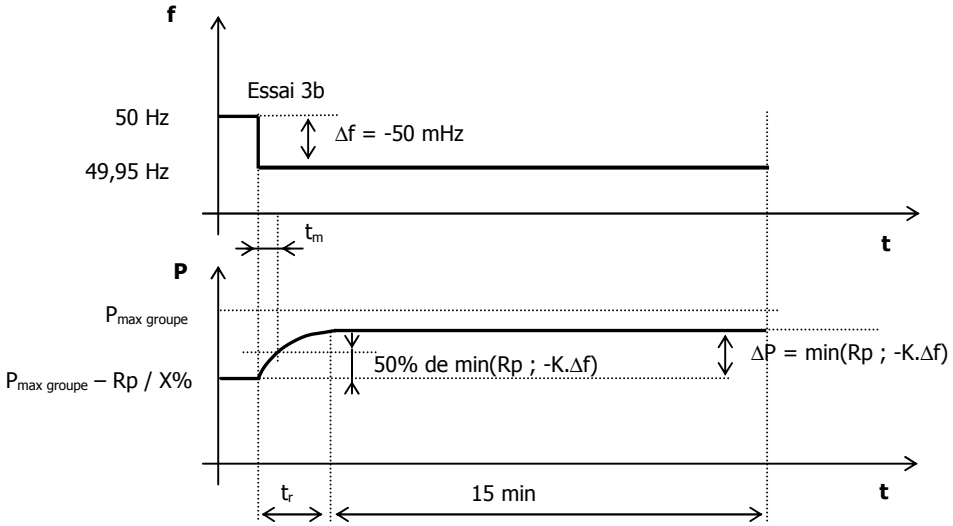


Figure 3b

t_m : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 50 % de min(Rp ; -K.Δf).
t_r : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 95 % de min(Rp ; -K.Δf).

- **Essai 4 :** idem essai 3 version a, avec un échelon Δf = - 15 mHz
- **Essai 5 :** Groupe à sa puissance maximale P_{max} (en fonction des conditions extérieures): Injection artificielle d'un échelon de fréquence Δf = + 50 mHz au niveau du régulateur de vitesse.

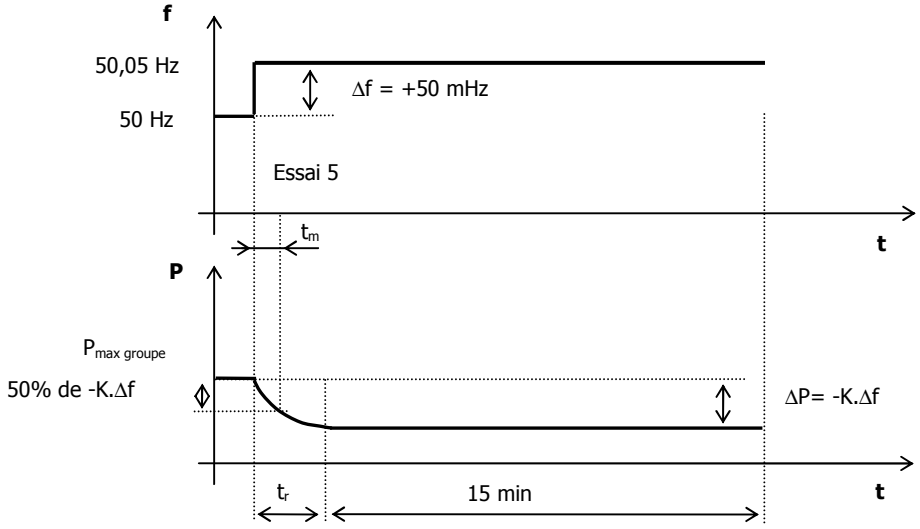


Figure 4

t_m : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 50% de -K.Δf.
t_r : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 95% de -K.Δf.

- **Essai 6 :** idem essai 5 avec un échelon Δf = + 15 mHz
- **Essai 7 :** Groupe à sa puissance minimale $P_{min\ groupe}$: Injection artificielle d'un échelon de fréquence de Δf = - 50mHz pendant 15 minutes au niveau du régulateur de vitesse.

Conditions particulières

- Le groupe de production étant formé de deux générateurs thermiques, dépendant l'un de l'autre et dont la dynamique de réponse aux réglages de fréquence du second est notablement plus lente que celle du premier, tels que les CCG, le producteur choisit de réaliser pour les essais 1 et 3, soit la version a, soit la version b.
- Les tests doivent être programmés et réalisés en liaison avec RTE.
- Le groupe ne participe pas aux réglages primaire et secondaire de fréquence au moment des essais.
- S'il existe une bande morte volontaire dans la régulation de fréquence, elle ne doit pas être active pendant les essais.

Données d'entrée (RTE → Producteur)
Statisme du groupe : ∂ = 4 %, soit une énergie réglante K = *[…]* MW/Hz.
Rappel : Rp ≥ *[…]* MW (cf. §2.2.1) sera transmis par le producteur lors de la réalisation de l'essai.
Rappel : X_{rp}% = *[…]%* sera transmis par le producteur lors de la réalisation de l'essai.

Résultats (Producteur → RTE)

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

- Consigne injectée artificiellement dans le régulateur de vitesse
- Puissance active fournie par le groupe au point de livraison

et indication sur les enregistrements, des valeurs suivantes :

- t_m,
- t_r (et $t_{r\,RP}$ pour l'essai 2),
- ΔP

Ces enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédent et suivant l'événement (au minimum 10 secondes avant et 60 secondes après). Ils doivent se présenter sous la forme suivante :

- Format papier et informatique des enregistrements (fichiers Excel par exemple).
- Graphes avec légende (grandeur mesurée et unités).
- Echelles des courbes sur format papier adaptées aux amplitudes mesurées.

De plus on calculera pour chacun des essais l'énergie réglante et le statisme ∂ du régulateur à partir de la valeur de ΔP mesurée dans l'essai 2 et des formules suivantes :

$$K = \frac{P - P_{c0}}{f_0 - f}$$

$$\partial = \frac{P_{\max\ groupe}}{f_0} \cdot \frac{f_0 - f}{P - P_{c0}}$$

Critères de conformité

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

- Forme d'onde non oscillante.
- Temps t_r inférieur à 30 s pout tous les essais sauf pour l'essai 2

[Si l'installation comporte une pente rapide :]

- Temps t_r inférieur à $30 + \frac{-(K.\Delta f - R_P)}{\text{pente de baisse rapide en MW/min}}.60$ = *[…]* s pour l'essai 2.

[Si l'installation ne comporte pas de pente rapide :]

- Temps t_r inférieur à 30 + 20 = 50 s pour l'essai 2.

- Temps $t_{r\,RP}$ inférieur à 30 s pour l'essai 2.
- Temps t_m inférieur à 15 s.

Pour l'essai 1 :

- Variation ΔP ≥ Rp maintenue 15 min (après t_r)

Pour les essais 2 et 5:

- Variation ΔP = -K.Δf maintenue 15 min (après tr).

Pour les essais 3et 7 :

- Variation ΔP ≥ min(Rp ; -K.Δf) maintenue 15 min (après tr)

Pour les essais 4 et 6

- Variation ΔP ≥ 0,005.K MW maintenue 15 min (après tr)

Pour les essais 2, 3 et 5, les enregistrements doivent montrer que :

- Energie réglante K mesurée = énergie réglante préréglée à ±5 % près.

*[**Champ d'application :** installation de plus de 120 MW, sauf si énergie fatale ou si CCG. Cf. §2.2.2]*

FICHE N° 15 : REGLAGE SECONDAIRE DE FREQUENCE

Essais réels
Dossier final

Objectifs

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

Description

Le groupe étant couplé au réseau, les essais suivants seront réalisés :

- **Essai 1 :** Groupe à sa puissance maximale P_{max} (en fonction des conditions extérieures) à laquelle on soustrait la bande de réserve secondaire 2·pr : Injection artificielle d'une rampe de -1 à +1 du niveau N (voir figure 1) en 800 secondes au niveau de la platine de téléréglage et maintien à +1 pendant 15 minutes.
- **Essai 2 :** Groupe à sa puissance maximale P_{max} (en fonction des conditions extérieures): Injection artificielle d'une rampe de +1 à -1 du niveau N (voir figure 1) en 800 secondes et maintien à -1 pendant 15 minutes.
- **Essai 3 :** Groupe à sa puissance minimale $P_{min\ groupe}$: Injection artificielle d'une rampe de -1 à +1 du niveau N (voir figure 1) en 800 secondes et maintien à +1 pendant 15 minutes.
- **Essai 4 :** Groupe à sa puissance minimale $P_{min\ groupe}$ à laquelle on ajoute la bande de réserve secondaire 2·pr : Injection artificielle d'une rampe de +1 à -1 du niveau N (voir figure 1) en 800 secondes et maintien à -1 pendant 15 minutes.
- **Essai 5 :** identique à l'essai 1 mais avec une variation de niveau en 133 s au lieu de 800 s.
- **Essai 6 :** identique à l'essai 2 mais avec une variation de niveau en 133 s au lieu de 800 s.
- **Essai 7 :** identique à l'essai 3 mais avec une variation de niveau en 133 s au lieu de 800 s.
- **Essai 8 :** identique à l'essai 4 mais avec une variation de niveau en 133 s au lieu de 800 s.

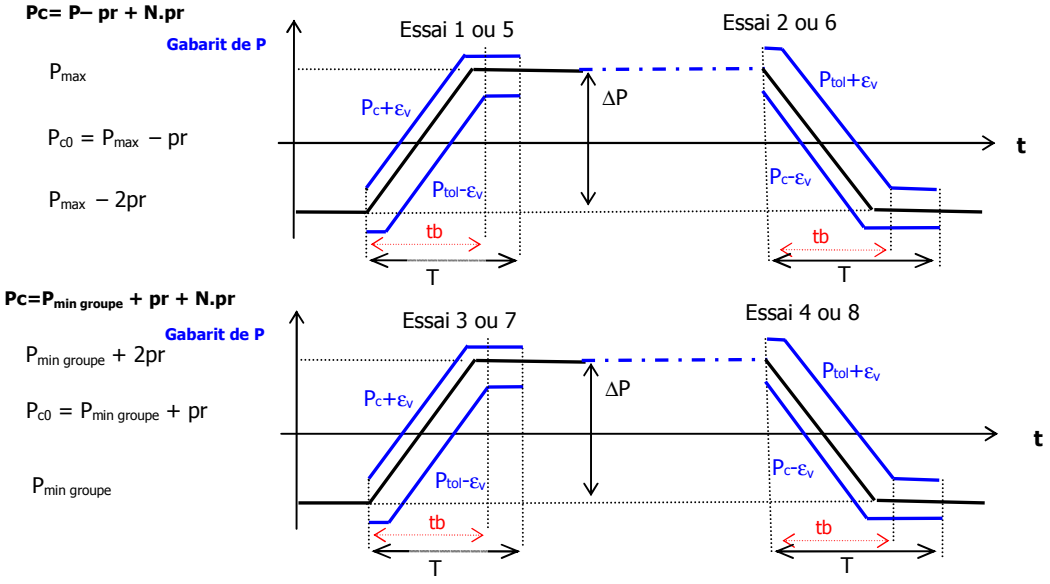


Figure 1

tb : temps de réponse au bout duquel la bande de réserve secondaire est libérée.
ε_V : incertitude sur la mesure de puissance active
P_{tol} : P_c /(1+ T_{max} .p) (filtrage de la consigne par une constante de temps)
T : durée de la rampe augmentée de 100s

Conditions particulières

- *[Si l'installation comporte plusieurs groupes]* Les tests sont à réaliser pour chaque groupe participant au réglage secondaire de fréquence.
- Les tests doivent être programmés et réalisés en liaison avec RTE.
- Le groupe ne participe pas aux réglages primaire et secondaire de fréquence au moment des essais (régulation primaire en service mais transparente pour les petits mouvements).

Données d'entrée (RTE → Producteur)
Rappel : demi-bande de réserve secondaire pr ≥ */…/* MW (cf. §2.2.2) sera transmis par le producteur lors de la réalisation de l'essai.

Résultats (Producteur → RTE)
Pour chacun des essais, enregistrements des signaux temporels de la figure 1 :
- Signal de niveau injecté artificiellement dans le régulateur de vitesse
- Puissance active au point de livraison fournie par le groupe

et indication sur les enregistrements, des valeurs suivantes :
- T
- tb
- ΔP
- $Pc \pm \varepsilon_v$, $Ptol \pm \varepsilon_v$

Ces enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédent et suivant l'événement (au minimum 10 secondes avant et 60 secondes après). Ils doivent se présenter sous la forme suivante :
- Format papier et informatique des enregistrements (fichier Excel par exemple).
- Graphes avec légende (grandeur mesurée et unités).
- Echelles des courbes sur format papier adaptées aux amplitudes mesurées.

Critères de conformité
Pour chacun des essais, les enregistrements doivent prouver visuellement le respect des points suivants :
- Forme d'onde non oscillante analogue à la figure 1.
- Variation ΔP = 2.pr.

Pour les essais 1,3,5,et 7 (rampes positives) :
- La puissance mesurée doit se situer pendant 95% du temps T à l'intérieur du gabarit formé par les courbes $Pc + \varepsilon_V$ et $Ptol - \varepsilon_V$ avec $Pc = P_0 + N.Pr$ et $Ptol = Pc/(1+Tmax.p)$

Pour les essais 2,4,6,et 8 (rampes négatives) :
- La puissance mesurée doit se situer pendant 95% du temps T à l'intérieur du gabarit formé par les courbes $Pc - \varepsilon_V$ et $Ptol + \varepsilon_V$ avec $Pc = P_0 + N.Pr$ et $Ptol = Pc/(1+Tmax.p)$

Le temps T est égal à la durée de la rampe augmentée de 100s.
La constante de temps Tmax est égale à 20s.
La valeur de ε_V est prise égale à $\varepsilon_V = \min(1MW, 5\%Pr)$.

- Réserve libérée maintenue pendant 15 minutes.

***[Champ d'application :** CCG]*

FICHE N° 15 : REGLAGE SECONDAIRE DE FREQUENCE

Essais réels
Dossier final

Objectifs

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

Description

Le groupe étant couplé au réseau, les essais suivants seront réalisés :

- **Essai 1 :** Groupe à sa puissance maximale P_{max} (en fonction des conditions extérieures) à laquelle on soustrait la bande de réserve secondaire 2·pr : Injection artificielle d'une rampe de -1 à +1 du niveau N (voir figure 1) en 800 secondes au niveau de la platine de téléréglage et maintien à +1 pendant 15 minutes.
- **Essai 2 :** Groupe à sa puissance maximale P_{max} (en fonction des conditions extérieures): Injection artificielle d'une rampe de +1 à -1 du niveau N (voir figure 1) en 800 secondes et maintien à -1 pendant 15 minutes.
- **Essai 3 :** Groupe à sa puissance minimale $P_{min\ groupe}$: Injection artificielle d'une rampe de -1 à +1 du niveau N (voir figure 1) en 800 secondes et maintien à +1 pendant 15 minutes.
- **Essai 4 :** Groupe à sa puissance minimale $P_{min\ groupe}$ à laquelle on ajoute la bande de réserve secondaire 2·pr : Injection artificielle d'une rampe de +1 à -1 du niveau N (voir figure 1) en 800 secondes et maintien à -1 pendant 15 minutes.

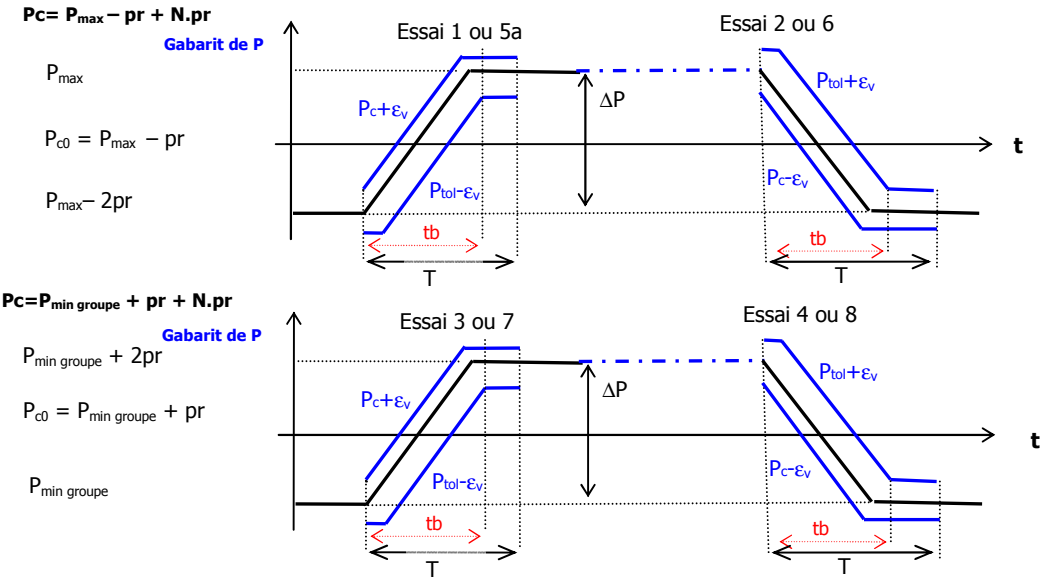


Figure 1

- **Essai 5 :**
  - **Version a :** identique à l'essai 1 mais avec une variation de niveau en 133 s au lieu de 800 s.
  - **Version b :** Groupe à sa puissance maximale P_{max} (en fonction des conditions extérieures) à laquelle on soustrait au plus $2.pr/X_{rs}\%$: Injection artificielle d'une rampe de -1 à +1 du niveau N (voir figure 1b) en 133 secondes au niveau de la platine de téléréglage et maintien à +1 pendant 15 minutes.

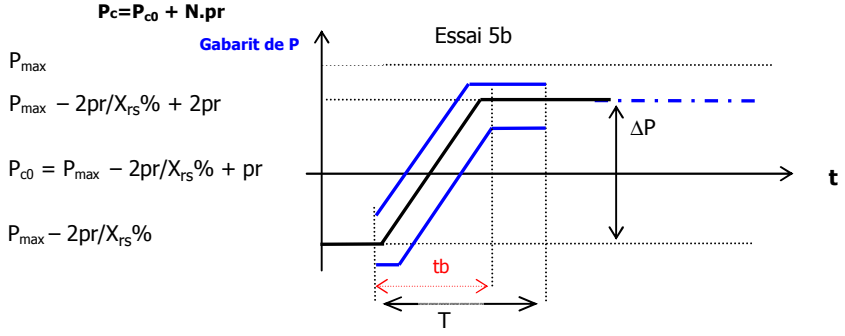


Figure 1b

- **Essai 6 :** identique à l'essai 2 mais avec une variation de niveau en 133 s au lieu de 800 s.
- **Essai 7 :** identique à l'essai 3 mais avec une variation de niveau en 133 s au lieu de 800 s.

- **Essai 8 :** identique à l'essai 4 mais avec une variation de niveau en 133 s au lieu de 800 s.

tb : temps de réponse au bout duquel la bande de réserve secondaire est libérée.
ε_V : incertitude sur la mesure de puissance active
P_{tol} : P_c /(1+ T_{max} .p) (filtrage de la consigne par une constante de temps)
T : durée de la rampe augmentée de 100s

Conditions particulières

- Le groupe de production étant formé de deux générateurs thermiques, dépendant l'un de l'autre et dont la dynamique de réponse aux réglages de fréquence du second est notablement plus lente que celle du premier, tels que les CCG, le producteur choisit de réaliser pour l'essai 5, soit la version a, soit la version b.
- Les tests doivent être programmés et réalisés en liaison avec RTE.
- Le groupe ne participe pas aux réglages primaire et secondaire de fréquence au moment des essais (régulation primaire en service mais transparente pour les petits mouvements).

Données d'entrée (RTE → Producteur)

Rappel : demi-bande de réserve secondaire pr ≥ *[…]* MW (cf. §2.2.2). sera transmis par le producteur lors de la réalisation de l'essai.
Rappel : X_{rs}% ≥ 60 % sera transmis par le producteur lors de la réalisation de l'essai.

Résultats (Producteur → RTE)

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

- Signal de niveau injecté artificiellement dans le régulateur de vitesse
- Puissance active au point de livraison fournie par le groupe

et indication sur les enregistrements, des valeurs suivantes :

- tb
- ΔP
- T
- $Pc \pm \varepsilon_V$, $P_{tol} \pm \varepsilon_V$

Ces enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédent et suivant l'événement (au minimum 10 secondes avant et 60 secondes après). Ils doivent se présenter sous la forme suivante :

- Format papier et informatique des enregistrements (fichier Excel par exemple).
- Graphes avec légende (grandeur mesurée et unités).
- Echelles des courbes sur format papier adaptées aux amplitudes mesurées.

Critères de conformité

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

- Forme d'onde non oscillante analogue à la figure 1.
- Variation ΔP = 2.pr.

Pour les essais 1,3,5,et 7 (rampes positives) :

- La puissance mesurée doit se situer pendant 95% du temps T à l'intérieur du gabarit formé par les courbes Pc + ε_V et Ptol - ε_V avec Pc= P_0 + N.Pr et Ptol =Pc/(1+Tmax.p)

Pour les essais 2,4,6,et 8 (rampes négatives) :

- La puissance mesurée doit se situer pendant 95% du temps T à l'intérieur du gabarit formé par les courbes Pc - ε_V et Ptol + ε_V avec Pc= P_0 + N.Pr et Ptol =Pc/(1+Tmax.p)
-

Le temps T est égal à la durée de la rampe augmentée de 100s. La constante de temps Tmax est égale à 20s.
La valeur de ε_V est prise égale à ε_V = min(1MW, 5%Pr).

- Réserve libérée maintenue pendant 15 minutes.

*[**Champ d'application :** installation de plus de 40 MW, sauf si énergie fatale. Cf. §2.2.1 et §2.2.2]*

FICHE N° 16 : REGLAGE DE FREQUENCE

Essais réels
Dossier final

Objectifs

Observation du réglage de fréquence lorsque l'installation est en réglage primaire *[si P> 120 MW]* et secondaire de fréquence.

Description

L'installation couplée pendant huit heures.
Le fonctionnement global de l'installation de production au réglage de fréquence est contrôlé.
Par ailleurs, pendant cette durée les essais suivants seront réalisés :

[si P> 120 MW]
Essai 1 : Passage des groupes de hors RSFP à en RSFP (et réciproquement).
Essai 2 : Perte (ou invalidité) du signal N et retour du niveau.

Essai 1 [ou] 3 : Test de fiabilité

Conditions particulières

- L'essai doit être programmé et réalisé en liaison avec RTE.
- *[Si l'installation comporte plusieurs groupes :]* L'essai est réalisé pour l'ensemble de l'installation.
- L'installation participe aux réglages primaire et secondaire de fréquence.
- Le programme de fonctionnement doit être représentatif du fonctionnement en exploitation définitive de l'installation *[par exemple pour une installation en fonctionnement de base] :* fonctionnement à Pmax, à Pinter et Minimum technique *[ou par exemple pour une installation en fonctionnement de pointe ou semi-base]* : couplage ; fonctionnement à Pmax, puis minimum technique et découplage
- Les conditions de participation au réglage primaire doivent être conformes à celle choisis dans la fiche 14.
- *[Si l'installation participe au RST ou RSCT :]* La fiche 19 devra être réalisée sur la même période de fonctionnement.
-

Données d'entrée (RTE → Producteur)

Energie réglante K = *[…]* MW/Hz.

[si P> 120 MW]: demi-bande de réserve secondaire pr ≥ *[…]* MW (cf. §2.2.2).

Résultats (Producteur → RTE)

Grâce aux télémesures disponibles au centre de conduite régional de RTE, examen par RTE de la réponse de l'installation lors de l'évolution de la fréquence *[si P> 120 MW]* et du niveau de téléréglage N.

Critères de conformité

Les enregistrements au centre de conduite régional de RTE doivent être conformes à l'attendu.
Le comportement de l'installation doit être conforme aux exigences décrites dans le § 2.2

[si P> 120 MW]
- TS conforme à l'état de l'installation de production (essais 1 et 2).
- Absence de variation de puissance lors de la perte du signal (essai 2)

*[**Champ d'application :** toutes les installations]*

FICHE N° 17 : REGLAGE PRIMAIRE DE TENSION ET CAPACITE EN REACTIF

Essais réels
Dossier final

Objectifs

La participation d'une installation au réglage primaire de la tension implique :

1. D'un point de vue dynamique, la capacité d'assurer au moins la stabilité en petits mouvements de l'alternateur ;
2. La capacité de fourniture ou d'absorption de puissance réactive au point de livraison dans l'intervalle [Q_{min} ; Q_{max}] ;
3. Le respect de la caractéristique statique de la loi de réglage U(Q) au point de livraison contractualisée avec RTE.

L'objectif est de vérifier les trois points précédents.

Description

[dans le cas général :]

- **Essai 1 :** Groupe à puissance maximale P_{max} (en fonction des conditions extérieures) et Q = 0 au point de livraison dans la mesure du possible compte tenu de la configuration du réseau (la tension doit rester dans la plage normale) : échelon de +2 % sur la consigne du réglage primaire de tension.
- **Essai 2 :** Groupe à puissance maximale P_{max} (en fonction des conditions extérieures) et Q = 0 au point de livraison dans la mesure du possible compte tenu de la configuration du réseau (la tension doit rester dans la plage normale) : échelon de -2 % sur la consigne du réglage primaire de tension.
- **Essai 3 :** Groupe à puissance maximale $P_{max\ groupe}$ et maintien à $Q = Q_{min}$ au point de livraison pendant 30 minutes. $Q = Q_{min}$ sera recherché en modifiant la consigne du réglage primaire de tension pour atteindre la limitation d'absorption de réactif dans la limite de la plage normale de tension au point de livraison.
- **Essai 4 :** Groupe à puissance maximale $P_{max\ groupe}$ et maintien à $Q = Q_{max}$ au point de livraison pendant 30 minutes. $Q = Q_{max}$ sera recherché en modifiant la consigne du réglage primaire de tension pour atteindre la limitation de fourniture de réactif dans la limite de la plage normale de tension au point de livraison.
- **Essai 5 :** Groupe à puissance minimale $P_{min\ groupe}$ et maintien à $Q = Q_{min}$ au point de livraison pendant 10 minutes. $Q = Q_{min}$ sera recherché en modifiant la consigne du réglage primaire de tension pour atteindre la limitation d'absorption de réactif dans la limite de la plage normale de tension au point de livraison.
- **Essai 6 :** Groupe à puissance minimale $P_{min\ groupe}$ et maintien à $Q = Q_{max}$ au point de livraison pendant 10 minutes. $Q = Q_{max}$ sera recherché en modifiant la consigne du réglage primaire de tension pour atteindre la limitation de fourniture de réactif dans la limite de la plage normale de tension au point de livraison.
-

[dans le cas d'une installation de production à base d'énergie fatale, comme par exemple une installation éolienne :]

- **Essai 1 :** Groupe à puissance P > 75 % de $P_{max\ groupe}$ (en fonction des conditions extérieures) *[ou pour une installation photovoltaïque]* Groupe à puissance P > 50% de $P_{max\ groupe}$ (en fonction des conditions extérieures) et *[dans le cas général]* Q = 0 *[dans le cas exceptionnel d'une installation ne disposant pas d'un réglage de type 2 ou 3, comme par exemple les toutes premières installations éoliennes ayant fait leur demande de raccordement]* tan φ = 0 et *[…]* gradins de condensateurs enclenchés au point de livraison dans la mesure du possible compte tenu de la configuration du réseau (la tension doit rester dans la plage normale) : échelon de +2 % sur la consigne du réglage primaire de tension.
- **Essai 2 :** Groupe à puissance P > 75 % de $P_{max\ groupe}$ (en fonction des conditions extérieures) et *[dans le cas général]* Q = 0 *[dans le cas exceptionnel d'une installation ne disposant pas d'un réglage de type 2 ou 3, comme par exemple les toutes premières installations éoliennes ayant fait leur demande de raccordement]* tan φ = 0 et *[…]* gradins de condensateurs enclenchés au point de livraison dans la mesure du possible compte tenu de la configuration du réseau (la tension doit rester dans la plage normale) : échelon de -2 % sur la consigne du réglage primaire de tension.
- **Essai 3 :** Groupe à puissance P > 75 % de $P_{max\ groupe}$ (en fonction des conditions extérieures) et variation de la consigne du réglage primaire de tension de *[dans le cas général]* Q = 0 à $Q = Q_{min}$ *[dans le cas exceptionnel d'une installation ne disposant pas d'un réglage de type 2 ou 3, comme par exemple les toutes premières installations éoliennes ayant fait leur demande de raccordement]* tan φ = 0 et *[…]* gradins de condensateurs enclenchés à tan φ = tan φ_{min} et 0 gradins de condensateurs enclenchés par pas de *[…]* Mvar.
- **Essai 4 :** Groupe à puissance P > 75 % de $P_{max\ groupe}$ (en fonction des conditions extérieures) et maintien à *[dans le cas général]* $Q = Q_{min}$ *[dans le cas exceptionnel d'une installation ne disposant pas d'un réglage de type 2 ou 3, comme par exemple les toutes premières installations éoliennes ayant fait leur demande de raccordement]* tan φ = tan φ_{min} et 0 gradins de condensateurs enclenchés au point de livraison pendant 30 minutes. *[dans le cas général]* $Q = Q_{min}$ *[dans le cas exceptionnel d'une installation ne disposant pas d'un réglage de type 2 ou 3, comme par exemple les toutes premières installations éoliennes ayant fait leur demande de raccordement]* tan φ = tan φ_{min} sera recherché *[dans le cas général]* en modifiant la consigne du réglage primaire de tension pour atteindre la limitation d'absorption de réactif dans la limite de la plage normale de

tension au point de livraison.

- **Essai 5 :** Groupe à puissance P > 75 % de $P_{max\ groupe}$ (en fonction des conditions extérieures) et variation de la consigne du réglage primaire de tension de *[dans le cas général]* Q = 0 à Q = Q_{max} *[dans le cas exceptionnel d'une installation ne disposant pas d'un réglage de type 2 ou 3, comme par exemple les toutes premières installations éoliennes ayant fait leur demande de raccordement]* tan φ = 0 et *[…]* gradins de condensateurs enclenchés à tan φ = tan φ_{max}et tous les gradins de condensateurs enclenchés, par pas de *[…]* Mvar.
- **Essai 6 :** Groupe à puissance P > 75 % de $P_{max\ groupe}$ (en fonction des conditions extérieures) et maintien à *[dans le cas général]* Q = Q_{max} *[dans le cas exceptionnel d'une installation ne disposant pas d'un réglage de type 2 ou 3, comme par exemple les toutes premières installations éoliennes ayant fait leur demande de raccordement]* tan φ = tan φ_{max}et tous les gradins de condensateurs enclenchés au point de livraison pendant 30 minutes. *[dans le cas général]* Q = Q_{max} *[dans le cas exceptionnel d'une installation ne disposant pas d'un réglage de type 2 ou 3, comme par exemple les toutes premières installations éoliennes ayant fait leur demande de raccordement]* tan φ = tan φ_{max} sera recherché *[dans le cas général]* en modifiant la consigne du réglage primaire de tension pour atteindre la limitation de fourniture de réactif dans la limite de la plage normale de tension au point de livraison.
- **Essai 7 :** Groupe à puissance P <10 % de $P_{max\ groupe}$ (en fonction des conditions extérieures) avec tous les générateurs démarrés à la même puissance et maintien à *[dans le cas général]* Q = Q_{min}*[dans le cas exceptionnel d'une installation ne disposant pas d'un réglage de type 2 ou 3, comme par exemple les toutes premières installations éoliennes ayant fait leur demande de raccordement]* tan φ = tan φ_{min}et 0 gradins de condensateurs enclenchés au point de livraison pendant 10 minutes. *[dans le cas général]* Q = Q_{min} *[dans le cas exceptionnel d'une installation ne disposant pas d'un réglage de type 2 ou 3, comme par exemple les toutes premières installations éoliennes ayant fait leur demande de raccordement]* tan φ = tan φ_{min} sera recherché *[dans le cas général]* en modifiant la consigne du réglage primaire de tension pour atteindre la limitation d'absorption de réactif dans la limite de la plage normale de tension au point de livraison.
- **Essai 8 :** Groupe à puissance P <10% de $P_{max\ groupe}$ (en fonction des conditions extérieures) avec tous les générateurs démarrés à la même puissance et maintien à *[dans le cas général]* Q = Q_{max} *[dans le cas exceptionnel d'une installation ne disposant pas d'un réglage de type 2 ou 3, comme par exemple les toutes premières installations éoliennes ayant fait leur demande de raccordement]* tan φ = tan φ_{max}et tous les gradins de condensateurs enclenchés au point de livraison pendant 10 minutes. *[dans le cas général]* Q = Q_{max} *[dans le cas exceptionnel d'une installation ne disposant pas d'un réglage de type 2 ou 3, comme par exemple les toutes premières installations éoliennes ayant fait leur demande de raccordement]* tan φ = tan φ_{max} sera recherché *[dans le cas général]* en modifiant la consigne du réglage primaire de tension pour atteindre la limitation de fourniture de réactif dans la limite de la plage normale de tension au point de livraison.
-

Remarque pour les essais 1 et 2 :
Les échelons de consigne ne doivent pas entraîner un dépassement de la tension au point de livraison au delà de la plage normale.

Conditions particulières

- Les essais doivent être programmés et réalisés en liaison avec RTE, notamment pour le maintien du groupe en fourniture et en absorption maximales de puissance réactive.
- *[A adapter, voire supprimer, selon les capacités constructives de l'installation :]* Le groupe ne participe pas aux réglages primaire et secondaire de fréquence (régulation primaire en service mais transparente pour les petits mouvements, par exemple fonctionnement sur limiteur), ni au réglage secondaire de la tension.

[A adapter suivant le cas]

- Le transformateur de groupe principal est sur sa prise nominale ou le régleur en charge du transformateur de groupe principal agit suivant la loi de réglage convenue avec RTE

Données d'entrée (RTE → Producteur)

- Loi de réglage U(Q) (cf. §2.1.4) : *[rappeler la loi de réglage figurant au §2.1.4, et dans le cas d'un réglage primaire de tension de type 2, préciser la valeur du paramètre λ choisi pour les essais]* .

  [Si le régulateur de tension est de type 2 :]
  avec λ = *[…]*.

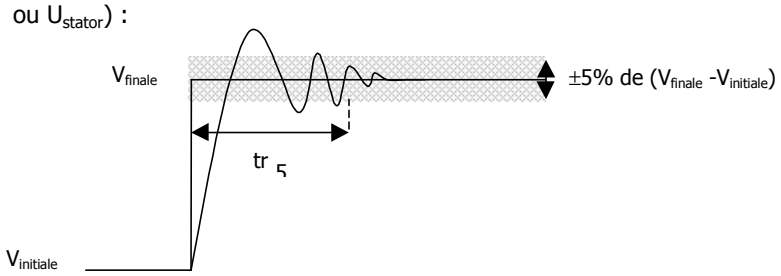
Résultats (Producteur → RTE)

- Pour chacun des essais, enregistrement des signaux temporels suivants :
  - Tension efficace au nœud régulé.
  - Puissance réactive au nœud régulé.
  - Puissance active au point de livraison.
  - Consigne du réglage primaire de tension injectée.

Ces enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédent et suivant l'événement (au minimum 10 secondes avant et 60 secondes après). Ils doivent se présenter sous la forme suivante :

- Format papier et informatique des enregistrements (fichier Excel par exemple).
- Graphes avec légende (grandeur mesurée et unités).
- Echelles des courbes sur format papier adaptées aux amplitudes mesurées.

- Pour les essais 1 et 2, calcul des données suivantes :
  - Temps d'établissement tr à 5 % (V correspondant à la grandeur asservie par le réglage primaire de tension et, suivant le type de régulateur de tension, égale à Q, ou $(U_{PDL}/U_n) + (\lambda/0{,}67)\cdot(Q/P_{max})$, ou U_{stator}) :



  - Temps d'établissement de la puissance active au point de livraison à ±1 % de sa valeur finale.
  - Ecart statique (noté $\varepsilon'_{\%}$) entre la grandeur asservie injectée dans le régulateur de tension et la consigne du régulateur de tension : $\varepsilon'_{\%} = 100\dfrac{V_{finale} - V_{consigne}}{V_{consigne}}$

- Pour les essais 3 à 6 *[ou]* 3 à 8, fournir la nature et la valeur des limitations atteintes à Q_{min} et Q_{max}.

Critères de conformité

- Pour les essais 1 et 2 (échelons de consigne de tension) :
  - L'unité de production ne doit pas perdre la stabilité pour les essais d'échelon de consigne ;
  - Le temps de réponse tr doit être inférieur à 10 s ;
  - L'amortissement du régime oscillatoire de la puissance électrique doit être inférieur à 10 s ;
  - L'écart statique $\varepsilon'_{\%}$ doit être inférieur à 0,2 %.
  - La loi de réglage doit être vérifiée en régime établi (avant et après les échelons de consigne).

[dans le cas général :]

- Pour les essais 3 à 6(fourniture et absorption maximales de puissance réactive) :
  Le groupe peut fonctionner à Q_{min} et Q_{max} pendant 30 minutes à Pmax et 10 minutes à Pmin.
  Les valeurs de Q_{min} et Q_{max} doivent être conformes aux diagrammes [U, Q] fournis en réponse à la fiche 5, et les limitations atteintes au cours des essais doivent être cohérentes avec celles indiquées sur ces mêmes diagrammes [U, Q].

[dans le cas d'une installation de production à base d'énergie fatale, comme par exemple une installation éolienne :]

- Pour les essais 4, 6,7 et 8 (fourniture et absorption maximales de puissance réactive) :
  Le groupe peut fonctionner à *[le cas échéant :]* Q_{min} *[le cas échéant :]* $\tan\varphi_{min}$ et *[le cas échéant :]* Q_{max} *[le cas échéant :]* $\tan\varphi_{max}$ à Pmax et 10 minutes à Pmin.

- Pour les essais 3 et 5 (variation de puissance réactive) :
  La loi de réglage est bien vérifiée avec la dynamique attendue

*[**Champ d'application :** les installations raccordées en HTB2 et HTB3 hors SEO]*

FICHE N° 18 : REGLAGE SECONDAIRE DE TENSION COMMANDE EN NIVEAU DE REACTIF

Essais réels
Dossier final

Objectifs

L'objectif est de vérifier que la réponse de l'installation à une modification du niveau K est conforme aux prescriptions du présent cahier des charges, en termes de quantité et de rapidité de la variation de puissance réactive.

Description

Les essais sont réalisés avec le groupe à puissance *[dans le cas général]* maximale $P_{max\ groupe}$ *[dans le cas d'une installation de production à base d'énergie fatale, comme par exemple une installation éolienne]* $P > 75\%$ de $P_{max\ groupe}$ (en fonction des conditions extérieures).

- **Essai 1** : Groupe initialement à puissance réactive nulle, injection artificielle au niveau de l'équipement APR du groupe d'un échelon positif du niveau K de 0 à 0,04.
- **Essai 2** : (*a minima* 5 minutes après l'essai précédent), injection artificielle au niveau de l'équipement APR du groupe d'un échelon positif du niveau K de à 0,04 à 0,14.**Essai 3** (*a minima* 5 minutes après l'essai précédent) : Injection artificielle au niveau de l'équipement APR du groupe d'une rampe positive du niveau K correspondant à la pente de 12 % de $Q_{n\ stator}$ par minute (soit une variation de niveau K de $0{,}12.Q_{n\ stator} / Q_r$ par minute) jusqu'à atteinte d'une limite du diagramme de fonctionnement normal (U, Q) au point de livraison. Le niveau atteint est noté K_{max}.
- **Essai 4** (*a minima* 5 minutes après la fin de l'essai précédent) : Mise hors service de l'APR puis 2 minutes plus tard, remise en service de l'APR (avec le niveau égal à sa valeur K_{max} avant passage hors service). Dans l'intervalle, le groupe reste en réglage primaire de tension.
- **Essai 5** (*a minima* 15 minutes après l'essai précédent) : Groupe initialement à puissance réactive nulle, injection artificielle au niveau de l'équipement APR du groupe d'une rampe négative de niveau K correspondant à la pente de –12 % de $Q_{n\ stator}$ par minute (soit une variation de niveau K de $-0{,}12.Q_{n\ stator} / Q_r$ par minute) jusqu'à atteinte d'une limite du diagramme de fonctionnement normal (U, Q) au point de livraison. Le niveau atteint est noté K_{min}.
- **Essai 6** (*a minima* 5 minutes après la fin de l'essai précédent) : Mise hors service de l'APR puis 2 minutes plus tard, remise en service de l'APR (avec le niveau égal à sa valeur K_{min} avant passage hors service). Dans l'intervalle, le groupe reste en réglage primaire de tension.

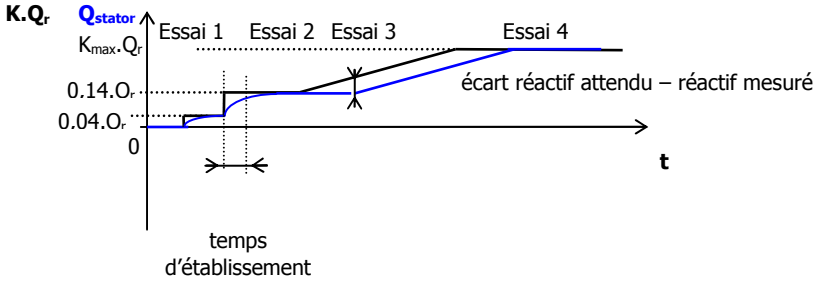


Figure 1

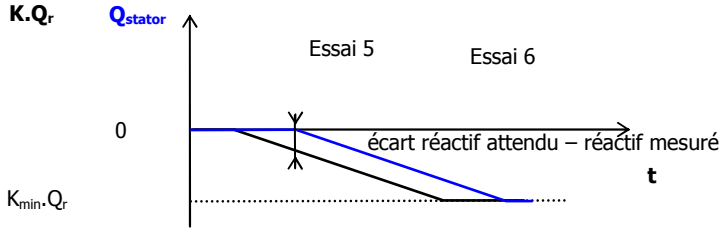


Figure 2

Conditions particulières

- *[Dans le cas d'un transformateur partagé par plusieurs groupes :]* Les essais sont réalisés pour chacun des groupes les autres groupes étant à l'arrêt ainsi que pour tous les groupes démarrés.
- *[Si l'installation comporte plusieurs groupes]* Les tests sont à réaliser pour chaque groupe participant au réglage secondaire de tension.
- Les essais doivent être programmés et réalisés en liaison avec RTE (la puissance de court-circuit apportée par le réseau au moment des essais sera déterminée).
- Les variations de niveau K et par conséquent de réactif ne devront pas entraîner un dépassement de la tension au point de livraison au delà de la plage normale. Les conditions d'exploitation devront permettre des variations

suffisantes du niveau K de sorte que la valeur K_{max} (respectivement K_{min}) du niveau corresponde dans la mesure du possible à $Q_{max\ stator}$ (respectivement $Q_{min\ stator}$). Les essais 5 et 6 pourront être réalisés séparément des essais 1, 2 , 3 et 4 afin de permettre une plus grande variation de niveau K.

- *[A adapter, voire supprimer, selon les capacités constructives de l'installation :]* Le groupe ne participe pas aux réglages primaire et secondaire de fréquence (régulation primaire en service mais transparente pour les petits mouvements, par exemple fonctionnement sur limiteur).
-

[A adapter suivant le cas]

- Le transformateur de groupe principal est sur sa prise nominale ou le régleur en charge du transformateur de groupe principal agit suivant la loi de réglage convenue avec RTE

Données d'entrée (RTE → Producteur)

Rappel : Q_r = *[…]* Mvar(cf. §2.1.5).

Résultats (Producteur → RTE)

Enregistrements temporels des signaux suivants :

- Consigne K de niveau injectée.
- Tension efficace au point de livraison.
- Puissances active et réactive au point de livraison.
- Puissances active et réactive au stator du groupe.
- Tension stator efficace du groupe.
- Variation de la consigne du régulateur primaire de tension.
- et des télésignalisations suivantes :
- TS « En / Hors Service » du RST.
- TS « groupe en/hors butée UQ- », TS « groupe en/hors butée UQ+ »
-

Pour les essais 3 et5, fourniture de la nature et de la valeur des limitations atteintes.

Ces enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédent et suivant l'événement (au minimum 10 secondes avant et 60 secondes après). Ils doivent se présenter sous la forme suivante :

- Format papier et informatique des enregistrements (fichier Excel par exemple).
- Graphes avec légende (grandeur mesurée et unités).
- Echelles des courbes sur format papier adaptées aux amplitudes mesurées.

Critères de conformité

- Absence de variation de la tension lors de la mise en ou hors service du RST (essais 4 et 6).
- La sortie des butées éventuellement atteintes doit être réalisée en moins de 10 s.
- Télésignalisations conformes à l'état de fonctionnement du groupe.
- Vérification de la valeur de Q_r à la fin de l'essai 2 à +/- 3 % Sn

Les signaux de puissance réactive devront respecter :

- Variation de plus de 0,01 Qr pour l'essai 1
- des pentes (mesurées en sortie alternateur) de variation de réactif de 12% de $Q_{n\ stator}$ par minute.
- le temps d'établissement à ±5 % (mesuré en sortie alternateur) inférieur à 180 secondes pour l'essai2.
- L'écart entre puissance réactive attendue et puissance réactive mesurée inférieur à $0,12.Q_{n\ stator}$ et supérieur à $0,03.Q_{n\ stator}$ pendant au moins 80 % de la durée de la rampe pour les essais 3 et 5

Pour les essais 3 et5, les valeurs de Q_{min} et Q_{max} doivent être conformes aux diagrammes [U, Q] fournis en réponse à la fiche 5, et les limitations atteintes au cours des essais doivent être cohérentes avec celles indiquées sur ces mêmes diagrammes [U, Q].

*[**Champ d'application :** les installations raccordées en HTB2 et HTB3 hors SEO]*

FICHE N° 19 : REGLAGE SECONDAIRE DE TENSION COMMANDE EN NIVEAU DE REACTIF

Essais réels
Dossier final

Objectifs
Observation du réglage secondaire de tension lorsque l'installation est en réglage secondaire de tension.

Description
L'installation couplée pendant huit heures.
Le fonctionnement global de l'installation de production au réglage secondaire de tension est contrôlé.
Par ailleurs, pendant cette durée les essais suivants seront réalisés :
Essai 1 : Passage des groupes de hors RST à en RST (et réciproquement).
Essai 2 : Perte (ou invalidité) du niveau K et retour du niveau K.
Essai 3 : Le groupe étant Hors RST, modification de la consigne de réactif
Essai 4 : test de fiabilité

Conditions particulières
- L'essai doit être programmé et réalisé en liaison avec RTE.
- L'essai est réalisé pour l'ensemble de l'installation.
- L'installation participe aux réglages primaire et secondaire de tension.
- Le programme de fonctionnement doit être représentatif du fonctionnement en exploitation définitive de l'installation *[par exemple pour une installation en fonctionnement de base] :* fonctionnement à Pmax, à Pinter et Minimum technique *[ou par exemple pour une installation en fonctionnement de pointe ou semi-base]* : couplage ; fonctionnement à Pmax, puis minimum technique et découplage
-

[A adapter suivant le cas]
- Le transformateur de groupe principal est sur sa prise nominale ou le régleur en charge du transformateur de groupe principal agit suivant la loi de réglage convenue avec RTE

- *Si l'installation participe au réglage de fréquence :]* La fiche 16 devra être réalisée sur la même période de fonctionnement.

Données d'entrée (RTE → Producteur)
Rappel : Q_r = *[…]* Mvar(cf. §2.1.5).

Résultats (Producteur → RTE)
Grâce aux télémesures disponibles au centre de conduite régional de RTE, examen par RTE de la réponse de l'installation lors de l'évolution du niveau K.

Critères de conformité
Les enregistrements au centre de conduite régional de RTE doivent être conformes à l'attendu :
- Le comportement de l'installation doit être conforme aux exigences décrites dans le § 2.1.5

- TS conforme à l'état de l'installation de production (essais 1 et 2).
- Absence de variation de tension lors de la perte de niveau (essai 2)

*[**Champ d'application :** les installations raccordées en HTB2 et HTB3 ayant un réglage en ΔU_c, dont les groupes de à SEO]*

FICHE N° 18 : REGLAGE SECONDAIRE DE TENSION COMMANDE EN ΔU_C

Essais réels
Dossier final

Objectifs

Vérifier et éventuellement calibrer la chaîne de commande RSCT-D ou RST- ΔU_c D / Alternateur afin de valider le fonctionnement dynamique en RSCT ou RST- ΔU_c du groupe.

Description

[Si l'installation ne comporte qu'un groupe, ne plus écrire dans ce qui suit, « chaque groupe », mais « le groupe »]

La série de tests consiste à réaliser des essais en boucle ouverte afin de vérifier la commandabilité de chaque groupe. , ainsi que la dynamique du réglage.

Vérifications préliminaires

Vérification de l'acquisition des informations provenant du groupe et du poste point pilote :

- Position des TS du groupe 1 (groupe couplé, RSCT « hors », LAI « hors », LIR « hors »)
- Présence des TM du groupe 1 (P_{stator}, Q_{stator}, U_{stator}, U_c CR CMD

Application des commandes sans asservissement

Relevé des valeurs initiales des informations provenant du groupe et du poste point pilote.
Pour limiter l'effet des imprécisions de mesure sur les résultats, l'excursion du point de fonctionnement U/Q devra être suffisamment importante.

Pour chaque séquence de de ΔU_c, on observe les paramètres, P_{stator}, Q_{stator}, U_c, U_{stator} et on mesure le gain U_{stator}/U_c

- **Essai 1** : mise en service du RSCT ou RST- ΔU_c, observation des données du groupe pendant 10 minutes.
- **Essai 2** : envoi d'une séquence de ΔU_c de 0V, observation des données du groupe pendant 2 minutes.
- **Essai 3** : envoi d'une séquence de ΔU_c avec un ΔU_c de *[…]* V, (50% de ΔU_{cmax}), des 0, puis 2mn plus tard de -*[…]* V (même ΔU_c de signe opposé) observation des données du groupe pendant 2 minutes.
- **Essai 4** : vérification de la linéarité du gain $\Delta U_{stator}/\Delta U_c$ et de l'écrêtement autour d'un point de fonctionnement : à raison d'une commande non nulle par mn, séquence de commandes ΔU_c puis $-\Delta U_c$, en augmentant progressivement ΔU_c par pas de *[…]* V *[multiple du pas quantification de la commande par le régulateur primaire de tension majoré d'un ¼ de pas pour s'affranchir des problèmes de précision]*. et en dépassant ΔU_{cmax} et $-\Delta U_{cmax}$.
- **Essai 5** : mesure du gain ΔQ/ΔUc . Envoi d'une séquence de commandes *[…]* V (50% de ΔU_cmax),. le nombre de commandes nécessaire pour une variation en réactif d'au moins 20% de Qnom. observation des données du groupe 1mn avant et 2mn après.
- **Essai 6** : essai 5 avec des ΔUc de signe opposé

- ***Essai 7*** : envoi de ΔU_c de *[…]* V, calculé à partir du gain ΔQ/ΔUc pour atteindre ΔQmax/mn) jusqu'à atteinte d'une limite du diagramme de fonctionnement normal (U, Q) au point de livraison, observation des données du groupe pendant 5 minutes avec le groupe en limitation.
- **Essai 8** : envoi de ΔU_c de -*[…]* V, (même valeur qu'à l'essai 8), jusqu'à atteinte d'une limite du diagramme de fonctionnement normal (U, Q) au point de livraison, observation des données du groupe pendant 5 minutes (groupe en limitation).
- **Essai 9** : exclusion entre commande locale et RSCT ou RST- ΔU_c: demander la modification locale (groupe) de la consigne du régulateur primaire de tension (attendu=commande locale inhibée ou provoquant la mise hors service met automatique du RSCT ou RST- ΔU_c)

Conditions particulières

- Les essais doivent être programmés et réalisés en liaison avec RTE (la puissance de court-circuit apportée par le réseau au moment des essais sera déterminée).
- les commandes ΔU_c sont envoyées par le centre de conduite vers le groupe.
- Les variations de ΔU_c et par conséquent de réactif ne devront pas entraîner un dépassement de la tension au point de livraison au delà de la plage normale.
- On évitera toute variation importante de tension dans la zone pendant l'essai.
- Quelque soit le nombre de groupes présents sur le réseau, les programmes en actifs ne sont pas modifiés.

[A adapter suivant le cas]

- Le transformateur de groupe principal est sur sa prise nominale ou le régleur en charge du transformateur de groupe principal agit suivant la loi de réglage convenue avec RTE

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

Pour chaque groupe

- $U_{c\ nominal}$ = *[…]* kV
- $U_{c\ min}$ = *[…]* $U_{c\ nominal}$
- $U_{c\ max}$ = *[…]* $U_{c\ nominal}$
- $\Delta U_{c\ max}$ = *[…]* % de $U_{c\ nominal}$
- quantification de Uc dans le contrôle commande (seuls les ΔU_c multiple de ce pas sont significatifs)
- Diagrammes (U,Q)

Rappel :

Fichiers des ΔU_c envoyés

Résultats (Producteur → RTE) et (RTE-> Producteur)

Enregistrements temporels des signaux suivants :

- Variation de consigne ΔU_c injectée.
- Tension efficace au point de livraison.
- Puissances active et réactive au point de livraison.
- Puissances active et réactive au stator du groupe.
- Tension stator efficace du groupe.
- Tension de consigne du groupe
- Variation de la consigne du régulateur primaire de tension.

et des télésignalisations suivantes :

- TS « En / Hors Service » du RSCT.
- TS « groupe en/hors butée UQ- », TS « groupe en/hors butée UQ+ »

Ces enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédent et suivant l'événement (au minimum 10 secondes avant et 60 secondes après). Ils doivent se présenter sous la forme suivante :

- Format papier et informatique des enregistrements (fichier Excel par exemple).
- Graphes avec légende (grandeur mesurée et unités).
- Echelles des courbes sur format papier adaptées aux amplitudes mesurées.

Critères de conformité

- Absence de variation de la tension lors de la mise en ou hors service du RSCT ou RST- ΔU_c
- La sortie des butées éventuellement atteintes doit s'effectuer en moins de 10s (à l'hystérésis près) ; les limitations atteintes au cours des essais doivent être cohérentes avec celles indiquées sur les diagrammes [U, Q]...
- Télésignalisations conformes à l'état de fonctionnement du groupe.
- Gain G = U_{stator}/U_c constant et proche de 1.
- Application des commandes correcte : à préciser
- Pente de variation du réactif conforme

*[**Champ d'application :** les installations raccordées en HTB2 et HTB3 ayant un réglage en ΔU_c, dont les groupes de SEO]*

FICHE N° 19 : REGLAGE SECONDAIRE DE TENSION COMMANDE EN ΔU_C

Essais réels
Dossier final

Objectifs
Observation du réglage secondaire de tension lorsque l'installation est en réglage secondaire de tension en ΔU_c.

Description
L'installation couplée pendant huit heures.
Le fonctionnement global de l'installation de production au réglage secondaire coordonné de tension est contrôlé.
Par ailleurs, pendant cette durée les essais suivants seront réalisés :
Essai 1 : Passage des groupes de hors RSCT ou RST- ΔU_cà en RSCT ou RST- ΔU_c (et réciproquement).
Essai 2 : Perte (ou invalidité) du ΔU_c et retour du ΔU_c.
Essai 3 : test de fiabilité

Conditions particulières
- L'essai doit être programmé et réalisé en liaison avec RTE.
- L'essai est réalisé pour l'ensemble de l'installation.
- L'installation participe aux réglages primaire et secondaire de tension.
- Le programme de fonctionnement doit être représentatif du fonctionnement en exploitation définitive de l'installation *[par exemple pour une installation en fonctionnement de base] :* fonctionnement à Pmax, à Pinter et Minimum technique *[ou par exemple pour une installation en fonctionnement de pointe ou semi-base]* : couplage ; fonctionnement à Pmax, puis minimum technique et découplage
-

[A adapter suivant le cas]
- Le transformateur de groupe principal est sur sa prise nominale ou le régleur en charge du transformateur de groupe principal agit suivant la loi de réglage convenue avec RTE

- *Si l'installation participe au réglage de fréquence :]* La fiche 16 devra être réalisée sur la même période de fonctionnement.

Données d'entrée (Producteur → RTE)
- $U_{c\ nominal}$ = *[…]* kV
- $U_{c\ min}$ = *[…]* $U_{c\ nominal}$
- $U_{c\ max}$ =*[…]* $U_{c\ nominal}$
- $\Delta U_{c\ max}$ = *[…]* % de $U_{c\ nominal}$

Résultats (Producteur → RTE)
Grâce aux télémesures disponibles au centre de conduite régional de RTE, examen par RTE de la réponse de l'installation lors de l'évolution de ΔU_c.

Critères de conformité
Les enregistrements au centre de conduite régional de RTE doivent être conformes à l'attendu :
Le comportement de l'installation doit être conforme aux exigences décrites dans le § 2.1.6
- TS conforme à l'état de l'installation de production (essais 1 et 2).
- Absence de variation de tension lors de la perte de niveau (essai 2)

*[**Champ d'application :** les installations ayant la capacité constructive de réglage primaire de fréquence.]*

FICHE N° 20 : DISPOSITIF DE BAISSE DE PUISSANCE SUR AUGMENTATION DE FREQUENCE

Attestation à fournir

*[**Champ d'application :** les installations n'ayant pas de capacité constructive de réglage primaire de fréquence.]*

FICHE N° 20 : DISPOSITIF DE BAISSE DE PUISSANCE SUR AUGMENTATION DE FREQUENCE

Essais réels
Dossier final

Objectifs du test

L'objectif de ce test est de vérifier que l'installation est bien conforme au présent cahier des charges concernant la baisse de puissance sur augmentation de fréquence.

Description du test

L' installation étant couplée au réseau, les essais suivants sont réalisés :

- **Essai 1 :** Injection artificielle d'un échelon de fréquence de + 0,5Hz au niveau du contrôle-commande.

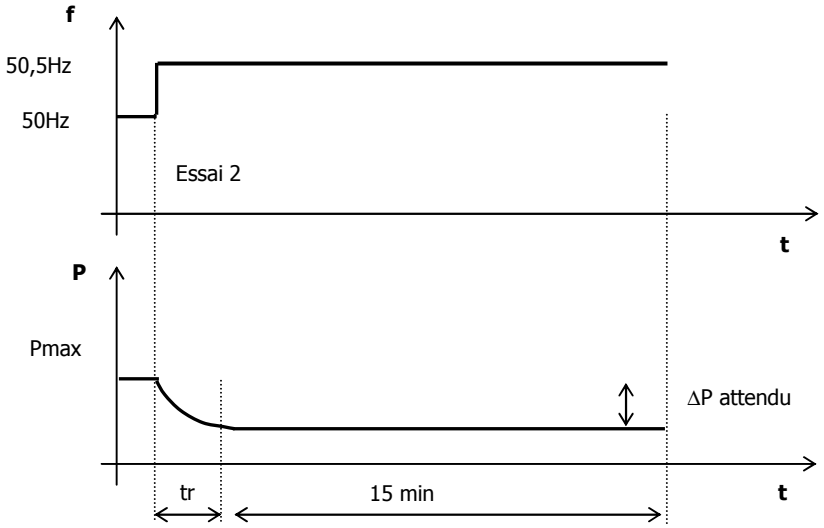


Figure 1

ΔP attendu = 25 % de P_{max}
t_m : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 50% de la baisse de puissance attendue.
t_r : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 95% de baisse de puissance attendue.

- **Essai 2 :** idem essai 1 avec un échelon de + 1Hz.
  ΔP attendu = 50 % de P_{max}
- **Essai 3 :** idem essai 1 avec un échelon de + 1,5Hz
  ΔP attendu = 75 % de P_{max}
- **Essai 4 :** idem essai 1 avec un échelon de + 2Hz
  ΔP attendu = 100 % de P_{max}

Conditions particulières

- Les tests doivent être programmés et réalisés en liaison avec RTE.
- L'essai pourra être réalisé sur un seul groupe.

Données d'entrée (RTE → Producteur)
Valeur du seuil réglable : 50,5 Hz

Résultats (Producteur → RTE)
Pour chacun des essais, enregistrements des signaux temporels de la figure 1 :
- Consigne injectée artificiellement dans le dispositif
- Puissance active fournie par l'installation

et indication sur les enregistrements, des valeurs suivantes :
- t_r,
- ΔP

Ces enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédent et suivant l'événement (au minimum 10 secondes avant et 60 secondes après). Ils doivent se présenter sous la forme suivante :
- Format papier et informatique des enregistrements (fichier Excel par exemple).
- Graphes avec légende (grandeur mesurée et unités).
- Echelles des courbes adaptées aux amplitudes mesurées.

Critères de conformité
Pour chacun des essais, les enregistrements doivent prouver visuellement le respect des points suivants :
- Temps t_r inférieur à $\frac{-K.\Delta f}{\text{pente de baisse en MW/min}}.60$ s. la pente de baisse est la pente la plus rapide déclarée dans les performances de fonctionnement de la fiche 1.
- Variation $\Delta P = \Delta P$ attendu ou pour les essais 3 et 4 P=0 MW si $\Delta P >$ Pinitiale

*[**Champ d'application :** groupes de puissance supérieure à 40 MW, sauf si redémarrage rapide. Cf. §2.4.2. Cette fiche est exclusive de la suivante..]*

FICHE N° 21 : ILOTAGE

Essais réels
Dossier final

Objectifs
L'objectif de cet essai est d'évaluer la capacité du groupe de production à réussir son îlotage et à se recoupler rapidement au RPT sur demande de RTE.

Description
Ilotage programmé à partir de P_{max} (si possible), puis recouplage après 30 minutes ou plus et montée au minimum technique de l'installation
Si le groupe a des capacités constructives pour participer à la reconstitution du réseau ou au renvoi de tension :] émission de la télésignalisation « : disponible pour les besoins du réseau » pendant l'essai.

Conditions particulières
- Le test doit être programmé et réalisé en liaison avec RTE.
- *[A adapter selon les capacités constructives de l'installation :]* Le test est réalisé avec le groupe participant aux réglages primaire et secondaire de fréquence et au réglage secondaire de tension.
- *[Si l'installation comporte plusieurs groupes]* Le test est à réaliser pour chaque groupe.

Données d'entrée (RTE → Producteur)
Règlement technique définissant les besoins de RTE.

Résultats (Producteur → RTE)
- Procédure d'essai décrivant les étapes réalisées, les conditions d'essai et les points de mesures.
- Enregistrements des signaux temporels suivants :
  - Puissance active stator
  - Puissance réactive stator
  - Tension stator
  - Vitesse

Ces enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédant et suivant l'îlotage (au minimum 10 secondes avant et 60 secondes après). Ils doivent se présenter sous la forme suivante :
- Format papier et informatique des enregistrements (fichier Excel par exemple).
- Graphes avec légende (grandeur mesurée et unités).
- Echelles des courbes adaptées aux amplitudes mesurées.

Critères de conformité
Les enregistrements doivent prouver que le groupe a été séparé du réseau et recouplé postérieurement avec atteinte du régime permanent.
Les télésignalisations doivent être conformes à l'état de fonctionnement du groupe.

*[**Champ d'application :** groupes de puissance supérieure à 40 MW, sauf si îlotage. Cf. §2.4.2. Cette fiche est exclusive de la précédente.]*

FICHE N° 22 : REDEMARRAGE RAPIDE
Essais réels ***Dossier final***
Objectifs L'objectif de cet essai est d'évaluer la capacité de l'installation à se recoupler rapidement au RPT sur demande de RTE.
Description Arrêt programmé à partir de P_{max} (si possible), puis recouplage après 10 minutes au plus.
Conditions particulières ▫ Le test doit être programmé et réalisé en liaison avec RTE.
Données d'entrée (RTE → Producteur)
Résultats (Producteur → RTE) ▫ Procédure d'essai décrivant les étapes réalisées, les conditions d'essai et les points de mesures. ▫ Enregistrements des signaux temporels suivants : o Puissance active o Puissance réactive o Tension stator Ces enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédant et suivant l'arrêt (au minimum 10 secondes avant et 60 secondes après). Ils doivent se présenter sous la forme suivante : ▫ Format papier et informatique des enregistrements (fichier Excel par exemple). ▫ Graphes avec légende (grandeur mesurée et unités). ▫ Echelles des courbes adaptées aux amplitudes mesurées.
Critères de conformité Les enregistrements doivent prouver que l'installation a été découplée puis recouplée en moins de dix minutes avec atteinte du régime permanent.

FICHE N° 23 : AUTOMATE
Essais réels ***Dossier final***
Objectifs L'objectif de cet essai est d'évaluer la capacité des groupes à se séparer du réseau ou arrêter son injection sur réception d'un ordre issu de l'automate RTE. Des spécifications plus précises seront transmises ultérieurement par RTE
Description
Conditions particulières ▫ Le test doit être programmé et réalisé en liaison avec RTE.
Données d'entrée (RTE → Producteur)
Résultats (Producteur → RTE) ▫ Procédure d'essai décrivant les étapes réalisées, les conditions d'essai et les points de mesures. ▫ Enregistrements des signaux temporels suivants : o Puissance active o Puissance réactive o Tension stator Ces enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédant et suivant l'arrêt (au minimum 10 secondes avant et 60 secondes après). Ils doivent se présenter sous la forme suivante : ▫ Format papier et informatique des enregistrements (fichier Excel par exemple). ▫ Graphes avec légende (grandeur mesurée et unités). ▫ Echelles des courbes adaptées aux amplitudes mesurées.
Critères de conformité Les enregistrements doivent prouver que les fonctionnalités attendues de l'automate sur l'installation ont bien été réalisées.

ANNEXE 6 : CRITERES DE TRACE DES DIAGRAMMES U,Q

- ANNEXE 8 DU CONTRAT DE PARTICIPATION AUX SERVICES SYSTEME

- CAHIER DES CHARGES INFORMATIQUE

ANNEXE 8 Diagrammes UQ

Les diagrammes sont envoyés à RTE sous forme papier et sous format informatique selon un cahier des charges défini par RTE.

1) CRITERES DE CONSTRUCTION DES DIAGRAMMES UQ THERMIQUES

Préambule

Ce document précise les hypothèses retenues pour le tracé des diagrammes UQ des tranches thermiques classiques à fournir à RTE dans le cadre du contrat de participation aux services système.

Les différentes zones de tracé

Le diagramme UQ prend en compte l'ensemble des matériels du Producteur (alternateur, transformateurs, auxiliaires) ainsi que l'engagement de RTE vis-à-vis de la tension réseau.

Le diagramme comprend donc :

Une zone d'engagement dite ZEC, Zone d'Engagement Contractualisée. Cette zone correspond au domaine de fonctionnement normal des installations du producteur et de la tension réseau. Le fonctionnement dans cette zone est autorisé sans limite de durée. Comme il s'agit d'un engagement contractualisé, le Producteur ne peut s'engager que sur une zone pour laquelle ont été prises en compte les incertitudes liées au réglage définissant les limites de ce domaine de fonctionnement ainsi que les incertitudes liés aux modèles de calcul utilisés pour les tracés. Le tracé de la ZEC correspond donc au tracé des domaines normaux avec les incertitudes « en moins ».

Une zone de fonctionnement dite ZFN, Zone de Fonctionnement Normal. Cette zone est le pendant de la ZEC au sens où elle correspond aux domaines de fonctionnement normaux mais sans tolérance liée aux réglages et aux modèles.

A l'extérieur des deux zones précédentes, le groupe est dans une zone de fonctionnement exceptionnel dite ZFE, Zone de Fonctionnement Exceptionnel. Cette zone est tracée sans tolérances et sans engagement du Producteur au titre du contrat de participation aux services système. Elle correspond aux domaines de fonctionnement exceptionnel des matériels du Producteur et de tension réseau. A la différence de la ZEC, le fonctionnement dans cette zone est à durée limitée sous conditions pour les cas de situations de réseau exceptionnelles. Ces conditions et les contraintes associées pour le Producteur dont notamment la durée de fonctionnement seront indiquées dans des documents qui restent à préciser (convention nationale ou locale d'engagement de performances, …).

Ces différentes zones de fonctionnement seront matérialisées par des couleurs différentes sur les documents fournis par le Producteur à RTE.

- Les différentes limites et incertitudes
- Les limites prises en compte

Les limites, avec ou sans dispositif automatique de limitation notamment implanté dans le régulateur de tension de l'alternateur, sont les suivantes :

- LIR, limite de courant rotor
- LAI, limite d'échauffement des parties frontales ou limite de stabilité
- LIS, limite de courant stator (en fourniture et en absorption)
- LIN, limite d'induction
- Limites de tension stator haute et basse
- Limites de tension réseau haute et basse
- Limites de tension auxiliaire haute et basse

Valeurs et incertitudes pour les tranches thermiques classiques

Les valeurs et incertitudes suivantes sont retenues :

LIR : 1.05 ien avec une bande d'incertitude de 0.03 ien

LAI (LPQ) : prise en compte de la spécificité du diagramme constructeur (bande d'incertitude équivalente à 2° d'angle interne)

LIS : pas de bande d'incertitude

LIN : pas de bande d'incertitude (seulement sur groupes 600 et 700)

Ustator :

Groupes 600/700 : entre 0.95 et 1.05 Usn avec bande d'incertitude de ± 0.005 Usn

Groupes 250 : entre 0.95 et 1.07 Usn avec une bande d'incertitude de ± 0.005 Usn

Uréseau :

en 400 kV, entre 380 kV et 420 kV (pas de bande d'incertitude)

en 225 kV, entre 215 (*) kV et 245 kV (*) (pas de bande d'incertitude)

Uauxiliaire : A priori non dimensionnant

(*)Ces valeurs dépendent de la prise transformateur retenue : 231 à 245 kV sur prise haute ; 222 à 245 kV sur prise moyenne ; 215 à 238 kV sur prise basse.

Remarques complémentaires sur les limites de tension auxiliaire :

Sur les tranches thermiques classiques, les limites tension auxiliaire n'apparaissent a priori pas dimensionnantes. Le Producteur, en accord avec RTE, se réserve le droit de prendre en compte les limites de tension auxiliaire si l'assertion précédente s'avère ne pas être vérifiée.

Marge d'erreur pour la détection d'écart

La marge d'erreur liée à la mesure du point de fonctionnement utilisée par RTE n'a pas été intégrée dans la bande d'incertitude servant à définir la ZEC. Ceci signifie que l'écart de performance sera comptabilisé par RTE uniquement s'il existe un écart entre la limite de la ZEC et la mesure du point de fonctionnement, mesure assortie d'une tolérance de mesure prenant en compte la méthode de mesure. Cette tolérance appelée marge d'erreur sera précisée par RTE, en accord avec le Producteur, dans l'Annexe 6.

Conditions du tracé :

1. Choix des axes du tracé

Les tracés seront réalisés en retenant :

Abscisse : tension réseau (point de livraison ou sortie TP) exprimée en kV

Ordonnée : puissance réactive réseau (point de livraison ou sortie TP) exprimée en Mvar

2. Choix des prises du transformateur principal et du transformateur des auxiliaires

   Les tracés des diagrammes sont réalisés pour les prises en vigueur du Transformateur Principal et du Transformateur de Soutirage.

   Les tracés pourront également être réalisés pour d'autres prises à la demande explicite de RTE, et sans caractère prioritaire. La liste des changements de prises potentiels sera fournie par RTE.

3. Choix des conditions de refroidissement et de fréquence

   Les tracés sont réalisés aux conditions nominales de refroidissement et à la fréquence 50 Hz.

   Puissance active de tracé

   Le tracés sont réalisés pour les puissances actives suivantes :

   Groupes thermiques : Pc0max, Pcmin, PMD.

   Groupes nucléaires : PMD, Pc0max, Pinter, Pcmin

   Puissance des auxiliaires

   Pour les groupes thermiques classiques, la puissance active et réactive des auxiliaires n'est pas constante sur la plage de puissance Pc-min/Pc0max de tracé.

   La valeur utilisée pour le tracé est portée sur le tracé.

4. Choix du « lieu électrique » de tracé

   Les tracés sont réalisés au point de livraison. De façon précise, cela signifie :

   - ligne courte : tracé au poste de raccordement
   - ligne longue : tracé en sortie du TP

   La caractéristique électrique (impédance) de la ligne de raccordement jusqu'au point de livraison sera précisée sur le tracé dès qu'elle est non nulle.

5. Légende du tracé

   Les caractéristiques et données suivantes sont mentionnées sur chaque tracé :

   - le nom de la centrale et le n° du groupe ,
   - la valeur de puissance du groupe ainsi que celles des auxiliaires pour le tracé ;
   - les conditions de refroidissement retenues pour le tracé,
   - caractéristiques transformateurs TP et TS : n° de la prise et rapport UHTA/UHTB en vigueur,
   - les caractéristiques électriques spécifiques éventuelles liées au schéma d'évacuation : impédances ligne de raccordement,
   - les domaines de fonctionnement en tension alternateur et auxiliaires.

2) HYPOTHESES DE TRACE DES DIAGRAMMES UQ DES GROUPES HYDROELECTRIQUES

Préambule

Ce document précise les hypothèses retenues pour le tracé des diagrammes UQ des groupes hydrauliques à fournir à RTE dans le cadre du contrat de participation aux services système.

Les différentes zones de tracé

Le diagramme UQ prend en compte une partie des matériels du Producteur (alternateur, transformateur, cf §4.8) ainsi que l'engagement de RTE vis-à-vis de la tension réseau.

Le diagramme comprend donc :

- Une zone d'engagement dite ZEC, Zone d'Engagement Contractualisée. Cette zone correspond au domaine de fonctionnement normal des installations du producteur et de la tension réseau. Le fonctionnement dans cette zone est autorisé sans limite de durée. Comme il s'agit d'un engagement contractualisé, le Producteur ne peut s'engager que sur une zone pour laquelle ont été prises en compte les incertitudes liées au réglage définissant les limites de ce domaine de fonctionnement ainsi que les incertitudes liés aux modèles de calcul utilisés pour les tracés. Le tracé de la ZEC correspond donc au tracé des domaines normaux avec application des incertitudes « en moins ».

  Pour les groupes participant au réglage secondaire de la tension (RST), une ZEC correspondant à ce mode de fonctionnement sera délimitée en complément de la ZEC valable en mode de réglage primaire de la tension (RPT) ; des incertitudes spécifiques sont appliquées sur les limites dues aux traitements de la fonction RST dans les automatismes.

- Une zone de fonctionnement dite ZFN, Zone de Fonctionnement Normal. Cette zone est le pendant de la ZEC au sens où elle correspond aux domaines de fonctionnement normaux sans la tolérance liée aux réglages et aux modèles.

- A l'extérieur des deux zones précédentes, le groupe est dans une zone de fonctionnement exceptionnel dite ZFE, Zone de Fonctionnement Exceptionnel. Cette zone est tracée à titre indicatif, sans tolérances et sans engagement du Producteur au titre du contrat de participation aux services Système (protocole 209). Elle correspond aux domaines de fonctionnement exceptionnel des matériels du Producteur et de tension réseau, et en particulier aux possibilités de fonctionnement, en mode manuel, jusqu'aux limites d'échauffement de la machine (au delà de la plage normale de variation de la tension stator définie au § 3.2 de la présente annexe). A la différence de la ZEC, le fonctionnement dans cette zone est à durée limitée sous conditions pour les cas de situations de réseau exceptionnelles. Ces conditions et les contraintes associées pour le Producteur dont notamment la durée de fonctionnement seront indiquées dans des documents qui restent à préciser (convention nationale ou locale d'engagement de performances, …).

Ces différentes zones de fonctionnement seront matérialisées par des couleurs différentes sur les documents fournis par le Producteur à RTE.

Par ailleurs, RTE exprime le besoin de disposer de diagrammes UQ supplémentaires pour la réalisation de ses études de réseau. Du fait du foisonnement des réglages dans la bande d'incertitude autour de leur valeur théorique (« en plus » ou « en moins »), ces tracés supplémentaires seront réalisés avec les valeurs théoriques des réglages, sans appliquer d'incertitude.

Les différentes limites et incertitudes

1 Les limites prises en compte

Les limites, avec ou sans dispositif automatique de limitation notamment implanté dans le régulateur de tension de l'alternateur, sont les suivantes :

- LimIf, limite de courant rotor ;
- LPQ limite de réactif absorbé (ou LAI limite d'angle interne, peu répandue) ;
- LimIs, limite de courant stator (en fourniture et en absorption) ;
- Limites de tension stator haute et basse ;
- Limites dues au trapèze de l'automatisme de 2ème rang pour les groupes participant au RST ;
- Limites de tension réseau haute et basse.

2 Valeurs et incertitudes

Il est à noter que compte tenu de la diversité des installations de production hydraulique et de leurs historiques propres, les valeurs de réglage sont adaptées à chaque installation, voire à chaque groupe d'une même installation.

Les bandes d'incertitudes suivantes sont retenues par rapport aux réglages en vigueur sur les groupes :

- LimIf : 0,05 If_N (à titre d'information sur un groupe de 230 MW, 0,05 If_N correspond à environ 13 Mvar en sortie transformateur) ;

  A noter que la bande d'incertitude de l'outil de tracé serait à évaluer pour le fonctionnement à faible puissance, Pmin ou 0 MW.

- LPQ limite de réactif absorbé: 5% sur les coefficients α et β de la droite de limitation d'équation $Q/S_N= \alpha P/S_N-\beta(Us/Us_N)^2$ ou $Q/S_N= (\alpha P-\beta)Us/Us_N$; la limitation d'angle interne peut être ramenée à une équation du premier type ;

- LimIs : 0,05 Is_N (à titre d'information sur un groupe de 230 MW, 0,05 Is_N correspond à environ 20 Mvar en sortie transformateur) ;

- Ustator : 0,005 Us_N ;

- Limites dues au trapèze de l'automatisme de 2ème rang pour les groupes participant au RST : 0,05 Qr+ et 0,05 Qr-, Qr+ et Qr- étant les valeurs de puissance réactive réglante respectivement en fourniture et en absorption correspondant à la valeur de la puissance active du tracé.

Les plages de variation des tensions stator et réseau retenues sont les suivantes :

- <u>Ustator :</u>

  a) La plage normale de variation de la tension stator est strictement incluse dans la plage ±10% autour de Us_N.

  b) Les régulateurs de tension primaire équipant les groupes hydroélectriques ne possèdent pas d'action intégrale, dans leur grande majorité. Une erreur statique existe donc sur la plage de tension stator réellement parcourue groupe couplé sur le réseau, réduisant la plage théorique de +-10% Us_N réglée groupe à vide. La valeur de l'erreur statique est variable suivant les groupes et dépend des conditions du réseau. A partir d'un bilan effectué sur un nombre significatif de groupes , on peut estimer à +-8% Us_N la plage de tension stator obtenue en moyenne ; cette valeur moyenne est retenue comme hypothèse de tracé.

c) Par ailleurs, la prise du transformateur de groupe peut, dans certaines installations du fait de leur historique propre, ne pas être adaptée à la tension moyenne d'exploitation du réseau. L'égalisation de la tension pour le couplage a donc lieu à une valeur de tension stator pouvant être significativement distincte de la tension stator nominale Us_N. Pour certains de ces groupes, équipés d'un type de régulateur de tension répandu sur le parc hydraulique, la consigne de tension appliquée après couplage est réglée à cette valeur moyenne d'égalisation, de façon à éviter un transitoire de réactif trop important, consécutif au couplage. Il en résulte que la variation de la tension de consigne, correspondant à +-8% Us_N , sera appliquée autour de cette valeur « d'exploitation » et non pas autour de la valeur de consigne correspondant à Us_N. On retiendra pour les tracés des diagrammes la plage de variation de la tension stator réellement parcourue compte tenu de ce décalage du point milieu.

- Uréseau :
  - en 400 kV, entre 380 kV et 420 kV (pas de bande d'incertitude) ;
  - en 225 kV, entre 200 (*) kV et 245 kV (pas de bande d'incertitude) ;
  - en 150 kV, la plage de variation est de +-10% autour d'une valeur de tension contractuelle, sans dépasser 170 kV (pas de bande d'incertitude) (*) ;
  - en 90 kV, la plage de variation est de +-8% autour d'une valeur de tension contractuelle, sans dépasser 100 kV (pas de bande d'incertitude) (*) ;
  - en 63 kV, la plage de variation est de +-8% autour d'une valeur de tension contractuelle (pas de bande d'incertitude) (*).

(*) Les valeurs indiquées sont issues du référentiel technique du RTE publié le 30/06/2005 et restent à préciser. La valeur en 225 kV peut dépendre de la prise transformateur retenue. Pour les réseaux de tension inférieure à 225 kV, la valeur de tension contractuelle, propre à chaque installation, sera précisée dans le contrat d'accès au réseau.

Marge d'erreur pour la détection d'écart

La marge d'erreur liée à la mesure du point de fonctionnement utilisée par RTE n'a pas été intégrée dans la bande d'incertitude servant à définir la ZEC. Ceci signifie que l'écart de performance sera comptabilisé par RTE uniquement s'il existe un écart entre la limite de la ZEC et la mesure du point de fonctionnement, mesure assortie d'une tolérance de mesure prenant en compte la méthode de mesure. Cette tolérance appelée marge d'erreur sera précisée par RTE, en accord avec le Producteur, dans le cadre de l'avenant au contrat services Système.

Conditions du tracé

1 Choix des axes du tracé

Les tracés seront réalisés en retenant :

- Abscisse : tension réseau (sortie TP), ou tension stator (cf les cas particuliers listés ci-après), exprimée en kV ;
- Ordonnée : puissance réactive réseau (sortie TP), ou stator (cf les cas particuliers listés ci-après), exprimée en Mvar.

2 Choix de la prise du transformateur d'évacuation

Les tracés des diagrammes sont réalisés pour la prise en vigueur du transformateur d'évacuation d'énergie.

Les tracés pourront également être réalisés pour d'autres prises à la demande explicite de RTE, et sans caractère prioritaire. La liste des changements de prises potentiels sera fournie par RTE.

3 Choix des conditions de refroidissement et de fréquence

Les deux tracés contractuels sont fournis à P = 0,8 Pmax, correspondant respectivement aux réglages des limitations If et Is avec les seuils valables sur la position « été » et sur la position « hiver » du régulateur de tension (lorsque la fonctionnalité existe et si les seuils sont différents).

Les tracés sont valables à la fréquence nominale 50 Hz.

4 le tracé est réalisé pour chaque groupe

Le tracé est réalisé pour chacun des groupes de la centrale.

5 le tracé représente le domaine en RPT et celui en RST

Pour les groupes participant au RST, le domaine de fonctionnement normal en RST est représenté également, en complément du domaine de fonctionnement normal en RPT.

6 Puissance active de tracé

Les tracés contractuels sont réalisés à la valeur de 0,8 Pmax pour le fonctionnement en mode turbine.

Les tracés supplémentaires correspondent à Pmin turbine ou à 0 MW pour les groupes fonctionnant en compensateur synchrone, et à la valeur de puissance fixe soutirée en mode pompe. Ces tracés ont pour but de permettre à RTE d'effectuer ses propres études, ils ne sont pas contractuels.

7 Puissance des auxiliaires

La puissance nécessaire au fonctionnement des auxiliaires des centrales hydrauliques est en général soutirée sur le réseau 20kV ; la puissance soutirée pour alimenter le système d'excitation du groupe est faible et a été négligée : les puissances active et réactive délivrées sur le réseau sont déduites des valeurs en sortie alternateur en tenant compte uniquement des puissances absorbées dans le transformateur d'évacuation et dans les câbles HTA éventuels.

8 Choix du « lieu électrique » de tracé

Dans le cas général des groupes blocs, les tracés sont réalisés aux bornes HTB du transformateur d'évacuation. Lorsque plusieurs groupes sont raccordés sur un même jeu de barres HTA, ou sur un transformateur à plusieurs enroulements HTA, les tracés UQ sont réalisés en sortie stator.

9 Informations fournies avec le tracé UQ

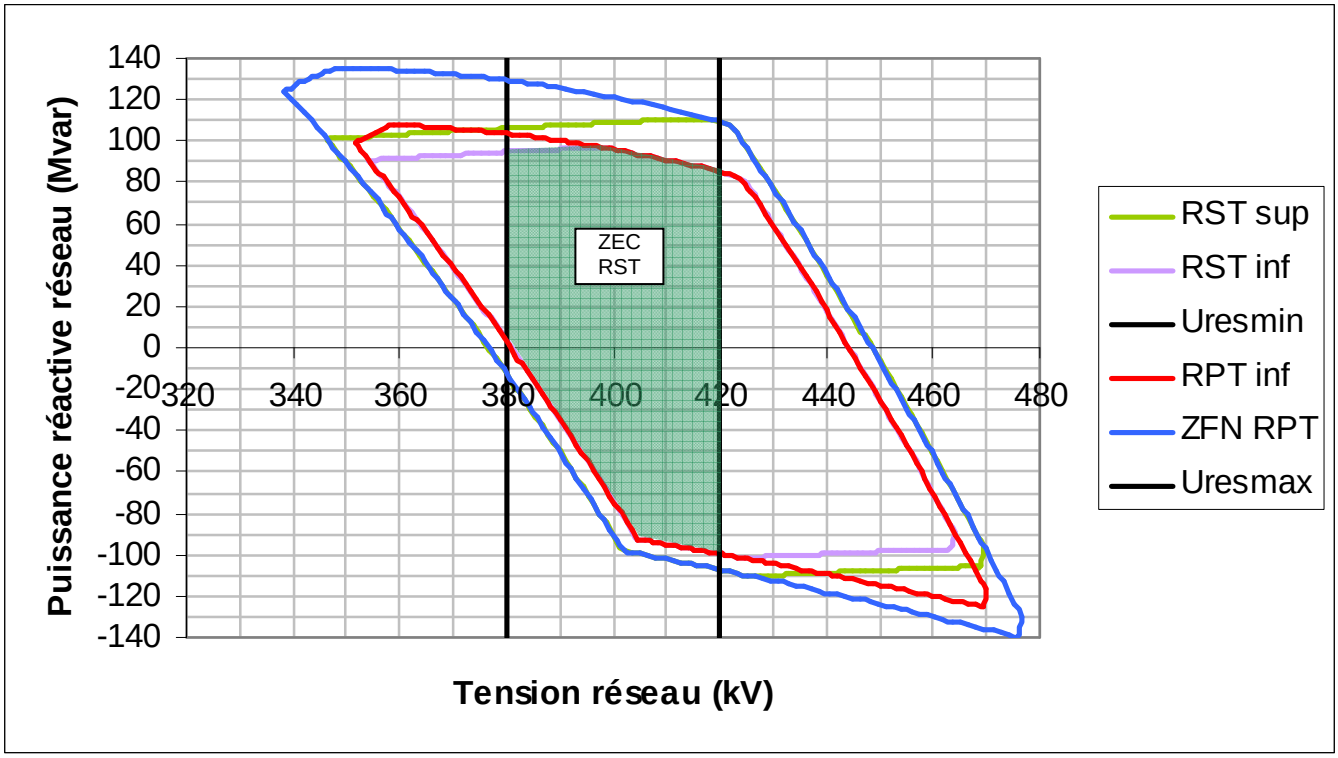
Les caractéristiques et données suivantes sont mentionnées dans un document accompagnant chaque tracé :

- le nom de la centrale et le n° du groupe ;
- la valeur de puissance active du tracé ;
- caractéristiques alternateur : S_N, Us_N ;
- caractéristiques transformateur : S_N, n° de la prise et rapport U_{HTA}/U_{HTB} en vigueur, réactance de court-circuit, nombre d'enroulements (si N>2 enroulements, les différentes réactances de court-circuit) ;
- la plage de tension stator utilisée pour le tracé ;
- les valeurs de Qr+ et Qr- correspondant à la puissance du tracé ;
- la mention de la position été ou hiver du seuil des limitations If et Is lorsque cette fonction équipe le régulateur de tension;
- les caractéristiques électriques spécifiques éventuelles liées au schéma d'évacuation, utilisées pour les tracés: câbles HTA,…

Exemple de tracé

Le tracé suivant est donné à titre indicatif pour illustrer les points précédents (groupe de
S_N = 250MVA débitant sur le réseau 400kV).

La zone grisée ci-dessous représente la ZEC pour le fonctionnement en RST (zone grisée à titre d'illustration), la ZEC du réglage primaire étant légèrement plus étendue dans ce cas particulier (délimitée par le contour rouge et les droites correspondant à la plage de tension réseau).



3) HYPOTHESES DE TRACE DES DIAGRAMMES UQ DES GROUPES DE PRODUCTION D'ORIGINE EOLIENNE OU PHOTOVOLTAIQUE

Préambule

Les Parties spécifient les hypothèses retenues pour définir les différentes zones de tracé des diagrammes UQ des groupes de production d'origine éolienne ou photovoltaïque à fournir à RTE dans le cadre du contrat de participation aux services système.

A défaut, la zone d'engagement (ZEC) est prise égale à zone de fonctionnement normal (ZFN) des installations du producteur des diagrammes UQ transmis à RTE dans le cadre de la Convention d'Engagement de performance (fiche 5 du cahier des charges des capacités constructives)

Les différentes zones de tracé

Le diagramme UQ prend en compte l'ensemble des matériels du Producteur (générateur, transformateurs, auxiliaires) ainsi que l'engagement de RTE vis-à-vis de la tension réseau.

Le diagramme comprend donc :

Une zone d'engagement dite ZEC, Zone d'Engagement Contractualisée. Cette zone correspond au domaine de fonctionnement normal des installations du producteur et de la tension réseau. Le fonctionnement dans cette zone est autorisé sans limite de durée. Comme il s'agit d'un engagement contractualisé, le Producteur ne peut s'engager que sur une zone pour laquelle ont été prises en compte les incertitudes liées au réglage définissant les limites de ce domaine de fonctionnement ainsi que les incertitudes liés aux modèles de calcul utilisés pour les tracés. Le tracé de la ZEC correspond donc au tracé des domaines normaux avec les incertitudes « en moins ».

Une zone de fonctionnement dite ZFN, Zone de Fonctionnement Normal. Cette zone est le pendant de la ZEC au sens où elle correspond aux domaines de fonctionnement normaux mais sans tolérance liée aux réglages et aux modèles.

A l'extérieur des deux zones précédentes, le groupe est dans une zone de fonctionnement exceptionnel dite ZFE, Zone de Fonctionnement Exceptionnel. Cette zone est tracée sans tolérances et sans engagement du Producteur au titre du contrat de participation aux services système. Elle correspond aux domaines de fonctionnement exceptionnel des matériels du Producteur et de tension réseau. A la différence de la ZEC, le fonctionnement dans cette zone est à durée limitée sous conditions pour les cas de situations de réseau exceptionnelles.

hypothèses retenues pour définir les différentes zone de tracé

(à préciser par accord entre les parties)

Cahier des charges informatique

TRANSMIS EN PIECE JOINTE POUR LA CONCERTATION.