Documentation Technique de Référence

Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux performances du RPT

Article 4.2.1 – Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive

Document valide pour la période du XX à ce jour - Version 4

22 pages

SOMMAIRE

1. RAPPEL DES EXIGENCES LEGALES ET REGLEMENTAIRES 3

2. ENJEUX POUR LE SYSTEME ET LES UTILISATEURS 3

3. PRINCIPES DU REGLAGE DE LA TENSION 4

3.1 Capacités constructives en puissance réactive - diagramme [u, q] 5

3.2 Le réglage primaire de tension 7

3.3 Le réglage secondaire de tension 8
3.3.1 Le RST 8
3.3.2 Le RSCT 9

4. MISE EN ŒUVRE DES EXIGENCES PAR LES UTILISATEURS 11

4.1 Capacités constructives 11

4.2 Participation aux services système tension 11

5. REFERENCES AUTRES QUE REGLEMENTAIRES 11

ANNEXE 1 : SPECIFICATIONS FONCTIONNELLES DU RST EN U_{REF} 12

ANNEXE 2 : SPECIFICATIONS FONCTIONNELLES DU RST EN NIVEAU DE REACTIF 16

ANNEXE 3 : SPECIFICATIONS FONCTIONNELLES DU MODULE D'INTERFACE RSCT 18

1. Fonctionnalités : 18

2. Elaboration des téléinformations 18
2.1. TM de groupe 18
2.2. TS de groupe 18

3. Réception des commandes 19
3.1. Commande ΔUc 19
3.2. Suivi de l'application de la commande ΔUc 19

4. Synchronisation 19

5. Dispositif « Correction Uc » 20

6. IHM d'exploitation 20

7. Traitements 20
7.1. Traitement de la commande ΔUc 20
7.2. Atteinte des limites de fonctionnement du groupe de production : 21
7.3. Disponibilité 22
7.4 Contraintes 22

1. RAPPEL DES EXIGENCES LEGALES ET REGLEMENTAIRES

- Article L. 321-11 du Code de l'énergie
- Articles 5 et 9 du décret 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement au réseau public de transport d'électricité [1].
- Articles 3, 11, 12, 13 et 32 de l'arrêté du 23 avril 2008 -> de l'arrêté du XXX relatif aux exigences techniques applicables aux raccordements aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité [2].
- Arrêté du 6 juillet 2010 précisant les modalités du contrôle des performances des installations de production raccordées aux réseaux publics d'électricité en moyenne tension (HTA) et en haute tension (HTB)

2. ENJEUX POUR LE SYSTEME ET LES UTILISATEURS

Au même titre que la fréquence, la tension est une caractéristique fondamentale des réseaux électriques.

De nombreux facteurs font fluctuer la tension : les variations lentes généralisées sont liées aux cycles d'évolution saisonnière, hebdomadaire et quotidienne de la consommation alors que les variations plus rapides et locales sont liées aux fluctuations aléatoires des consommations, aux changements de topologie du réseau, aux déclenchements d'ouvrages de transport ou d'installations de production. Sans action de la part de RTE, la tension serait plutôt basse aux heures de pointe et haute aux heures creuses.

La tenue de la tension est aussi une composante essentielle de la sûreté de fonctionnement du système électrique. Les tensions basses peuvent mettre des lignes en surcharge. Elles peuvent provoquer le déclenchement des installations de production et être à l'origine d'un effondrement généralisé tels que ceux qu'ont connu la Belgique en 1982 et l'Ouest de la France et le Japon en 1987. Par ailleurs, les tensions hautes causent le vieillissement prématuré de certains équipements de réseau tels que les transformateurs et peuvent conduire à leur destruction.

Le maintien de la tension dans des plages prédéfinies est aussi essentiel pour le bon fonctionnement des récepteurs et des générateurs des utilisateurs du RPT qui, pour la plupart, ne peuvent accepter de façon durable une tension de livraison s'écartant notablement de leur tension assignée (la tolérance est usuellement de l'ordre de ±10 %). C'est pourquoi, en situation normale d'exploitation, la tension sur le RPT doit être tenue dans les plages de tensions dites «normales », indiquées à l'article 3.1 de la DTR. Le non-respect de ces plages peut conduire au déclenchement des protections dans les installations des utilisateurs ou, le cas échéant, y provoquer des dysfonctionnements et des détériorations.

3. PRINCIPES DU REGLAGE DE LA TENSION [1]

Pour faire face aux enjeux précédents, RTE applique pour la gestion de la tension sur le RPT une stratégie qui s'articule autour de deux axes principaux :

- Rechercher une exploitation à tension haute au niveau des installations de production localisées sur le réseau amont, notamment en 400 kV, en préservant leur capacité de fourniture de puissance réactive pour les besoins du réglage dynamique de la tension et surtout pour la réponse aux aléas de conduite et aux incidents,
- Limiter autant que possible les chutes de tension sur le réseau aval en minimisant les flux de puissance réactive circulant sur le RPT grâce à des moyens de compensation statique répartis sur le réseau et au plus près des charges.

L'application de cette stratégie nécessite d'effectuer au préalable des études de tension pour déterminer, compte tenu de la topologie du réseau et de la localisation des sources, « la tension cible » à chaque nœud du réseau. Or, la répartition de la tension dans un réseau maillé ne peut s'appréhender que par des études complexes mettant en œuvre la modélisation de parties étendues de ce réseau. Ces modélisations permettent de déterminer un plan de tension cible qui se traduit, en chaque nœud, par des plages de tension que RTE cherchera à réaliser en schéma normal d'exploitation et lors de certains schémas dégradés.

Dans la pratique, si la tension des sources est tenue dans une plage étroite, ce qui est généralement le cas hors situation d'écroulement, le respect du plan de tension résulte de la maîtrise des flux de la puissance réactive sur le réseau aval. En effet, on démontre aisément[1] que dans un réseau dimensionné pour alimenter les charges avec de faibles pertes, les chutes de tension occasionnées par le transit de la puissance réactive deviennent rapidement prépondérantes à celles dont l'origine est liée au transit de la puissance active. Une exploitation efficace du réseau implique nécessairement de minimiser les transits de puissance réactive et de compenser les charges au plus près de leur localisation, ce qui a pour effet de minimiser les pertes et de maximiser la capacité de transit de puissance active.

Compte tenu de ces considérations, RTE articule la maîtrise de la tension sur le RPT autour de quatre types d'actions complémentaires :

1. La maîtrise des tensions des sources en imposant aux installations de production de mettre à sa disposition leurs capacités de réglage de la tension. Ces capacités sont utilisées principalement pour assurer le réglage dynamique fin et rapide de la tension et, dans la mesure du possible, pour compenser la puissance réactive appelée par le réseau et par les charges.
2. La détermination des schémas d'exploitation les plus pertinents pour assurer les transits de puissance à tension tenue en schéma normal et en cas de certains aléas (N-1, N-k) qui doivent être respectés conformément aux règles d'exploitation du RPT.
3. L'installation sur le RPT de dispositifs de compensation de la puissance réactive et de régleurs en charge sur les transformateurs, destinés à assurer, en tant que possible, le découplage des tensions entre les différents niveaux (HTB1, HTB2 et HTB3).
4. L'incitation des consommateurs et des distributeurs à installer, au plus près de leurs charges, des moyens de compensation passifs de la puissance réactive (condensateurs le plus souvent et bobines d'inductance dans certains cas) et à exploiter efficacement les capacités en puissance réactive des installations de production à leur disposition.

[1] Pour plus de détails se référer au A.1.3 du « Mémento de la sûreté du système électrique » [i] édité par RTE

3.1 Capacités constructives en puissance réactive - diagramme [u, q]

Le réglage de la tension ne peut être réalisé que dans les limites dites constructives.

Par exemple, pour les unités de production :

Dans le cas d'un alternateur synchrone, ces limites correspondent à diverses contraintes physiques et dépendent également des caractéristiques du transformateur de groupe. Ces contraintes physiques sont notamment :

- l'intensité maximale stator (LIS : Limite d'Intensité Stator),
- la limite de surexcitation (OEL : Over Excitation Limit)
- la limite de sous-excitation (UEL : Under Excitation Limit)
- les tensions stator minimale et maximale admissibles en régime permanent,
- la limite d'induction U/f,
- …

Dans le cas d'une unité de production comportant de l'électronique de puissance (parcs éoliens, photovoltaïques) ces limites correspondent le plus souvent aux caractéristiques de l'électronique de puissance (onduleurs,…).

Dans tous les cas, ces contraintes induisent des limitations de fourniture et d'absorption de puissance réactive qui délimitent les différents diagrammes $[U, Q]=f(P)$[2] de l'installation. Ces diagrammes décrivent donc le domaine dans lequel l'installation peut participer au réglage de la tension. Les points de fonctionnement situés à l'intérieur de ces diagrammes sont autorisés sans limitation de durée. Les points situés en dehors de ces diagrammes sont qualifiés de fonctionnement exceptionnel dans lesquels l'installation ne peut rester que pour des durées limitées, au risque de détériorations matérielles possibles.

La forme de ce domaine et ses dimensions dépendent de la structure de l'installation et des caractéristiques des générateurs qui la composent (représentées par leur diagramme $[P_g,Q_g]$ à U_g donné).

Dans le cas d'un alternateur synchrone, les diagrammes [U, Q] sont, comme explicité dans le paragraphe suivant, assimilables à un trapèze. D'autres formes de domaine peuvent toutefois se rencontrer avec d'autres types de générateurs ou lorsque l'installation regroupe plusieurs alternateurs de caractéristiques différentes.

De façon constructive, un alternateur synchrone dont la tension nominale est U_{gn} peut, selon la figure 1-b, couvrir un domaine de fonctionnement qui s'étend entre une tension haute $U_{g(+)}$ et une tension basse $U_{g(-)}$ en variant sa puissance réactive entre une valeur maximale d'absorption $Q_{g(-)}$ et une valeur maximale de fourniture $Q_{g(+)}$, ceci à une puissance active donnée.

[2] En effet, les diagrammes [U, Q] d'une installation dépendent de la puissance active fournie. Par exemple, pour un alternateur synchrone, en général, la puissance réactive fournie maximale est d'autant plus importante que la puissance active est d'autant moins importante. Au contraire, dans le cas de générateurs éoliens et sans options particulières, la fourniture maximale de puissance réactive diminue avec la puissance active.

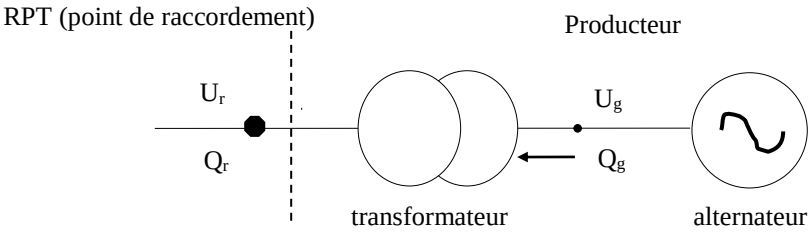


Figure 1-a

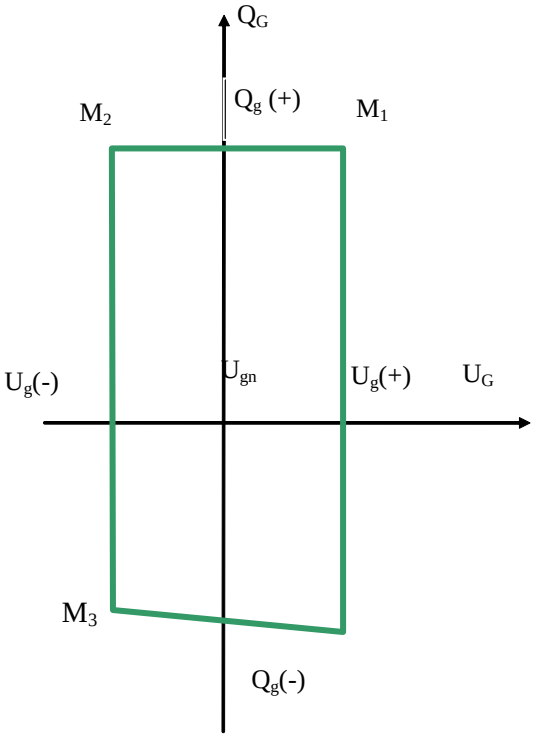


Figure 1-b

Sous l'effet de la chute de tension induite dans le transformateur du groupe, le diagramme [U, Q] à P donnée transposé au point de raccordement s'incline avec une pente approximativement proportionnelle à l'impédance de court-circuit du transformateur, et conduit in fine à un diagramme en forme de trapèze selon la figure 1-c ci-dessous.

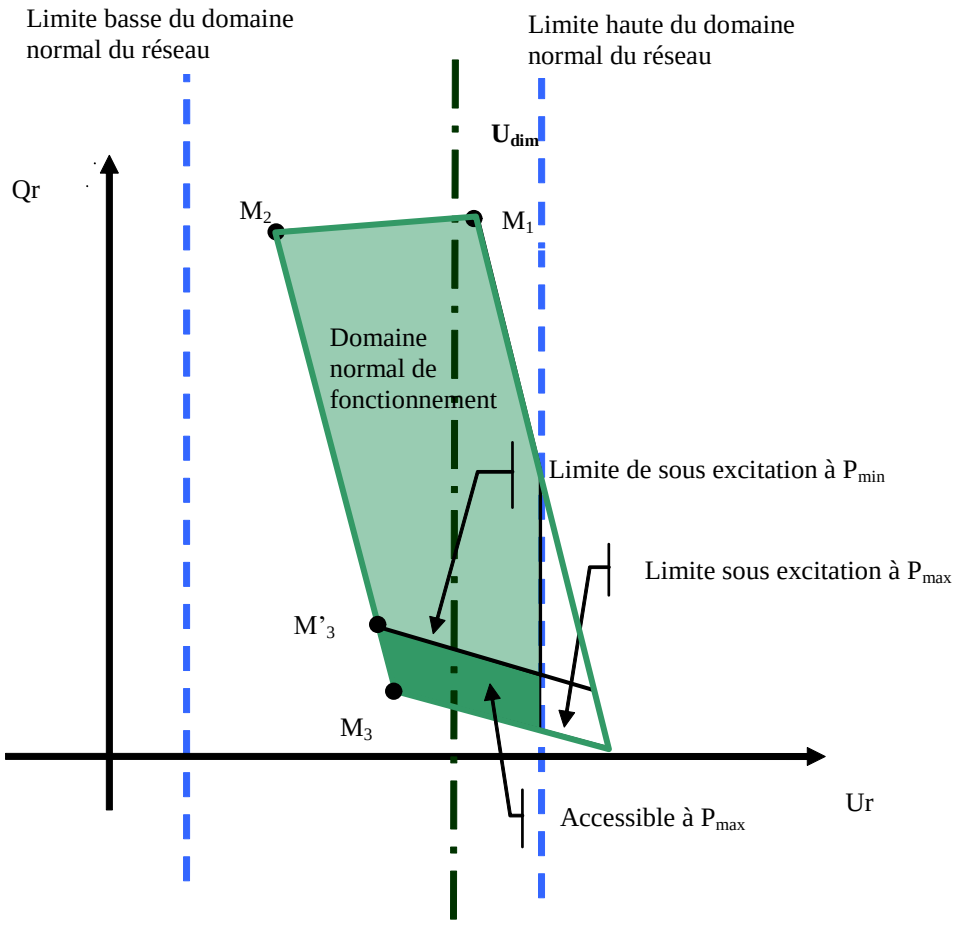


Figure 1-c

La capacité de réglage effectif de l'alternateur dépend aussi du positionnement de son diagramme [U, Q] dans le plan de tension du réseau au point de raccordement. Ce positionnement s'obtient par la fixation du rapport de transformation du transformateur de groupe. Le nombre de spires doit être déterminé de façon à ce que le point de fourniture maximale à tension haute M_1 soit accessible pour une valeur donnée U_{dim} de la tension au point de raccordement. Cette valeur est normalement fournie par RTE dans le but d'optimiser la capacité de réglage de la tension compte tenu de l'impact souhaité du groupe sur le plan de tension local.

La figure 1-c montre un exemple de positionnement du diagramme [U, Q]. On peut noter, comme dans cet exemple, qu'une partie du diagramme peut se retrouver au-delà de la limite haute du domaine normal du réseau. Cette zone accessible à l'alternateur sera toutefois exclue de son domaine de fonctionnement normal du fait qu'elle correspond à un niveau de tension exceptionnel au point de raccordement, donc une surtension sur le secondaire du transformateur.

L'article 4.2.3 de la DTR décrit plus précisément les critères et modalités de construction des diagrammes U/Q que le producteur doit fournir à RTE dans le cadre de la procédure de raccordement ou de l'accord de participation aux règles services système ainsi que leur format de tracé informatique.

3.2 Le réglage primaire de tension

Il s'agit d'un réglage assuré par les entités disposant de la capacité constructive de fourniture et d'absorption de puissance réactive nécessaire, et d'autre part, étant équipées d'un régulateur primaire de tension qui asservit automatiquement des grandeurs locales (tension et/ou puissance réactive) à des valeurs de consigne par action sur la tension

d'excitation de l'alternateur ou sur le réactif des installations raccordées au réseau via de l'électronique de puissance.

Le réglage primaire de la tension peut être de l'un des trois types suivants :

- **Type 1** - réglage à puissance réactive constante au point de connexion.

  On réserve généralement 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 connexion au RPT. Le plus souvent, RTE se contente d'un réglage à réactif constant (ou à tangente ☐☐constante) au niveau du point de connexion au réseau d'usine du groupe plutôt qu'au point de connexion de l'installation.

  La consigne de ce réglage est fixée par RTE en concertation avec le producteur compte tenu des contraintes internes du producteur et du réseau local.

- **Type 2** - réglage de la tension au point de raccordement U_{PDC} à une valeur U_{cons} variant linéairement en fonction de la puissance réactive Q avec une pente ajustable λ définie par la relation :

  $$U_{PDC} + \square * Q = U_{cons}$$

  Ce type de réglage est utilisé pour certaines installations directement raccordées au RPT, notamment les parcs éoliens et photovoltaïques, et pour certaines installations raccordées dans des réseaux d'usine à proximité électrique du point de raccordement et au même niveau de tension, notamment les cogénérations.

  La valeur de ☐☐est fixée par RTE en concertation avec le producteur, de manière à optimiser la contribution de l'installation de production au réglage de la tension. Elle tient compte des capacités constructives de l'installation et des conditions de réseau locales.

  La consigne U_{cons} peut être asservie aux ordres provenant du réglage secondaire de la tension émis par RTE, dans le cas des installations participant à ce service.

- **Type 3** - réglage de la tension aux bornes du stator du groupe selon une consigne. Cette consigne peut être asservie aux ordres provenant du réglage secondaire de la tension émis par RTE, dans le cas des installations participant à ce service**.**

3.3 Le réglage secondaire de tension

Afin d'accroître l'efficacité du réglage primaire et de coordonner l'action des entités de réglage de la tension, certaines entités de réglage peuvent participer au réglage secondaire de la tension qui agit de façon automatique et coordonnée sur la consigne de leur régulateur primaire de tension.

Il existe aujourd'hui deux types de réglage secondaire de la tension : le RST (Réglage Secondaire de Tension) et le RSCT (Réglage Secondaire Coordonné de Tension). En exploitation, la participation au réglage secondaire est déterminée par RTE en fonction des critères suivants :

- Proximité électrique de l'installation par rapport à un point pilote déjà existant,
- Intérêt de créer un nouveau point pilote en cas de point pilote non proche,
- Capacités réactives de l'installation pour modifier la tension du point pilote proche,
- Capacités réactives des installations de production déjà raccordées et asservies au réglage secondaire du point pilote proche.

3.3.1 Le RST

Son principe consiste à organiser le réseau en « zones » de réglage, et à réguler la tension d'un point particulier de chaque zone, appelé « point pilote ». Celui-ci est choisi de façon à ce que sa tension soit représentative de celle de l'ensemble de la zone.

- **Le RST commandé en niveau de réactif**

Un dispositif centralisé situé au centre de conduite régional de RTE élabore pour chaque zone de réglage un signal de commande K, appelé niveau. Pour chaque zone, le niveau K correspondant est envoyé à l'ensemble entités qui contribuent au réglage secondaire de tension dans la zone. Il est transformé localement en variations de tension de consigne, appliquées au régulateur primaire de tension. Ce niveau K est déterminé par l'équation suivante :

$$K = \alpha \cdot \int \frac{V_c - V_p}{V_n} \cdot dt + \beta \cdot \frac{V_c - V'_p}{V_n}$$

avec :

V_c [kV] = tension de consigne de la zone,

V_p [kV] = tension mesurée du point pilote (échantillonnage toutes les 10 s),

V'_p [kV] = tension mesurée du point pilote après filtrage sur trois échantillons de mesure successifs,

V_n [kV] = tension nominale du point pilote,

α, β = gains, respectivement intégral et proportionnel du régulateur.

Les spécifications fonctionnelles sont rappelées en annexe 2.

- **Le RST commandé en consigne de tension**

RTE a décidé de remplacer la commande RST en niveau de réactif par une commande en tension, dite RST U_{ref}, qui envoie directement aux entités de réglage une consigne individualisée U_{ref}, permettant d'élaborer la consigne applicable au régulateur primaire de tension U_{cons}.

Ce système est basé sur le même principe de « zones » et de « points pilotes » que le RST en niveau de réactif. Le dispositif centralisé situé au centre de conduite régional de RTE élabore toutes les 10s, pour chaque entité de réglage, une consigne de tension individualisée qui prend en compte :

- Des données RTE : la tension du point pilote de la zone,
- Des données de l'entité de réglage :
  - ✓ Des mesures en temps réel (ex : consigne de tension du régulateur primaire de tension),
  - ✓ des données constructives (ex : diagramme PQ,..),
  - ✓ des données paramétrables (ex valeur de la vitesse maximale de variation de la tension de consigne de l'installation)

Cette consigne est élaborée de manière à maîtriser les flux de réactif entre les entités de réglage proches.

Les spécifications fonctionnelles sont rappelées en annexe 1.

3.3.2 Le RSCT

Comme l'évolution du système électrique a accentué les interactions entre zones RST, ceci avait également conduit à développer un autre système, le RSCT, capable de tenir compte de ces interactions et basé sur un fonctionnement différent de celui du RST. Le RSCT est installé actuellement uniquement dans la région Ouest, particulièrement sensible aux problèmes de tension.

Le RSCT permet d'ajuster le plan de tension globalement sur toute une région en asservissant les tensions d'un ensemble de points pilotes (et non localement sur un seul point pilote comme dans le cas du RST) à des valeurs de consigne.

Le RSCT calcule directement et individuellement les variations de tension de consigne, $\Delta U_{consigne}$, à appliquer à chaque régulateur primaire de tension, en prenant en compte (et en réactualisant) les contraintes du réseau et des entités de réglage.

L'algorithme utilisé dans le RSCT est un algorithme de minimisation d'une fonction quadratique faisant intervenir notamment :

- les écarts entre les tensions aux points pilotes et les références de tension de ces points,
- les écarts entre la puissance réactive produite ou absorbée par les entités de réglage et les références de puissance réactive de celles-ci,
- les écarts entre les tensions stator et leurs références,
- tout en respectant :
- les limites des diagrammes de fonctionnements des entités de réglage en régime normal,
- les limites en tension sur un ensemble de points de la région,
- et les possibilités de variations des consignes des régulateurs primaires des entités de réglage.

Les spécifications fonctionnelles sont rappelées en annexe 3.

4. MISE EN ŒUVRE DES EXIGENCES PAR LES UTILISATEURS

La participation d'un utilisateur au réglage de la tension correspond à une action locale de chacune de ses installations. Chaque installation doit avoir une capacité de réglage individuelle qu'elle met en œuvre dans les conditions prévues par ses conventions de raccordement ou d'engagement de performances et d'exploitation.

4.1 Capacités constructives

En application de la réglementation en vigueur, les exigences en matière de capacités constructives sont décrites ci-après :

- Pour une unité de production :

Les exigences applicables aux unités de production nouvelles ou modifiées de façon substantielle sont précisées dans la DTR à l'article 5.1.1 - Exigences de conception et de fonctionnement pour le raccordement au RPT d'une unité de production, au paragraphe 3.4 - Capacités en réactif et réglage de la tension.

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

- Pour une installation de consommation :

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

- Pour un système HVDC :

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

4.2 Participation aux services système tension

Pour assurer la disponibilité du réglage de tension nécessaire à l'exploitation du système électrique français, RTE met à contribution toutes les entités de réglage disponibles. La contribution de chaque installation dépend des conditions locales du RPT. Elle est limitée pour chaque installation à sa capacité constructive déclarée dans sa convention de raccordement.

- La gestion des conditions de contribution se fait par le biais de la convention d'exploitation de l'installation conformément aux règles énoncées dans le présent chapitre de la DTR. En complément, les Règles Services Système Tension déclinent les conditions de participation au service de réglage de la tension rémunéré par RTE.

5. REFERENCES AUTRES QUE REGLEMENTAIRES

[i] « Mémento de la sûreté du système électrique », document consultable et téléchargeable sur le site web de RTE : www.rte-france.com ➞ A propos de RTE ➞ Réseau ➞ Sûreté du système

ANNEXE 1 : SPECIFICATIONS FONCTIONNELLES DU RST EN U_{REF}

Les présentes spécifications s'appliquent à toute nouvelle installation de production devant contribuer au réglage secondaire de tension. Pour les installations situées dans l'Ouest de la France, l'algorithme d'élaboration de la consigne U_{ref} sera différent, prenant en compte les spécificités du réglage secondaire coordonné de tension.

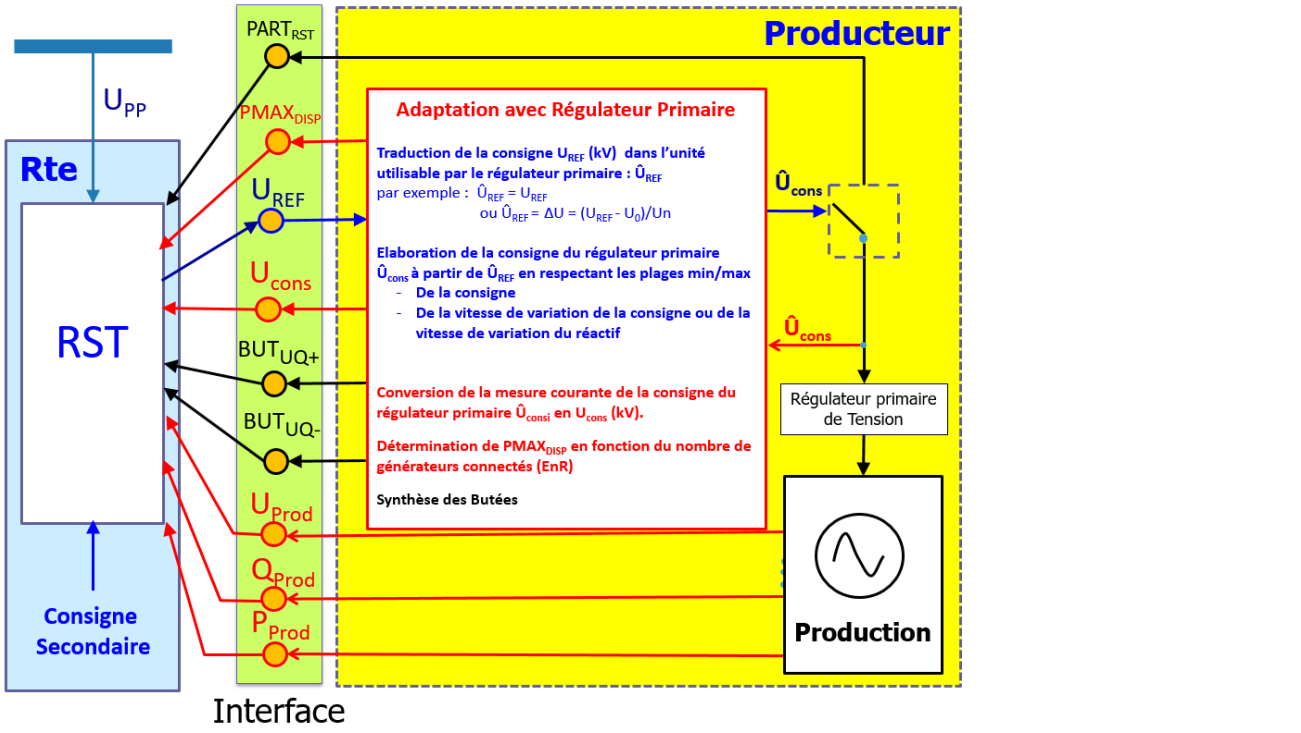
L'installation doit avoir des capacités constructives de participation au réglage secondaire de tension. Pour cela, l'installation doit avoir des capacités constructives lui permettant de recevoir une consigne U_{ref}, émise par le centre de conduite de RTE et d'élaborer à partir de U_{ref} la consigne à appliquer au régulateur primaire de tension U_{cons} (consigne du régulateur de type 2 ou de type 3).

Afin de pouvoir assurer ce réglage, le dispositif mis en place sur l'installation de production, doit permettre, pour chaque régulateur primaire de tension (régulateur de type 2 de l'installation ou régulateur de type 3 de chaque groupe):

- de fixer la tension de consigne U_{cons} du régulateur primaire
- de sélectionner l'un des 2 modes de régulation : RST ou hors RST
- via un Equipement de Téléconduite Locale (ETL)
  - d'appliquer la commande U_{ref} du centre de conduite régional RTE dans un délai ≤ 1s (délai maximal entre le moment où l'information arrive sur l'interface avec le producteur et le moment où elle est prise en compte par le régulateur primaire de tension du producteur).
  - d'acquérir simultanément les télémesures (TM) du groupe ou de l'installation réglant la tension au PDC (tension, puissance active et réactive, consigne appliquée au régulateur primaire, Puissance maximale disponible pour les installations éoliennes et photovoltaïques), les TM étant obtenues à partir de mesures préalablement filtrées de façon à rejeter les fréquences supérieures à 0,05Hz
  - d'acquérir les télésignalisations (TS) du groupe ou de l'installation réglant la tension au PDC et du mode de régulation (RST/hors RST), ainsi que les limitations du régulateur primaire de tension à la hausse ou à la baisse
  - de transmettre ces téléinformations vers le centre de conduite RTE.

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

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



Uref: consigne RST (kV) envoyée par RTE
$\hat{U}_{REF}$: Uref traduit dans l'unité du régulateur de tension (kV, %)
$\hat{U}_{cons}$: consigne élaborée à partir de $\hat{U}_{REF}$, appliquée au régulateur primaire (kV, %)
$\hat{U}_{consi}$: mesure de la consigne appliquée au régulateur primaire (kV, %)
U_{cons}: $\hat{U}_{consi}$ exprimé en kV
BUT UQ+: TS d'atteinte de limitation à la hausse (En/Hors)
BUT UQ-: TS d'atteinte de limitation à la baisse (En/Hors)
$Pmax_{DISP}$: puissance maximale disponible, fonction du nombre de générateurs couplés (pour PV et éolien uniquement)
$PART_{RST}$: TS de participation au RST (En/Hors)
U_{PROD}: mesure de la tension stator pour un alternateur, tension au PDC si régulateur primaire de type 2
P_{PROD} : mesure de la puissance active au stator pour un alternateur, puissance active au PDC si régulateur primaire de type 2
Q_{PROD} : mesure de la puissance réactive au stator pour un alternateur, puissance réactive au PDC si régulateur primaire de type 2

Figure 3

Le réglage primaire de tension est toujours actif, que le groupe ou que l'installation (cas du régulateur de type 2) soit ou non en RST, et la télémesure U_{cons} est toujours envoyée au système centralisé de RTE.

Toute intervention du producteur sur la tension de consigne du régulateur primaire du groupe ou de l'installation doit faire sortir le groupe ou l'installation (cas du régulateur de type 2) du RST et positionner la télésignalisation « PART.RST » à l'état « hors ». Au démarrage, le dispositif doit être en position hors RST.

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

1) Limitation de la vitesse de variation de la consigne RST Uref

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

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

La valeur de la vitesse de variation maximale de la consigne U_{cons} est déterminée de manière à pouvoir assurer une variation en réactif minimum de 12%Qn/min.

Lors d'une variation de la consigne U_{ref} en rampe se traduisant par une variation de réactif de vitesse demandée supérieure ou égale à 12 % de Qn /min, la vitesse de variation du réactif effective doit être au moins égale à 12 % de Qn /min, conformément au paragraphe précédent.

2) Atteinte des limites du domaine normal de fonctionnement du groupe ou de l'installation (cas du réglage primaire de type 2)

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

L'atteinte d'une limite du domaine normal de fonctionnement (tension maximale stator, tension minimale stator, courant maximal rotor, courant maximal stator, limite de sous-excitation, tension maximum des auxiliaires, $U_{consmin}$, $U_{consmax}$ …)[3] doit bloquer toute évolution de la valeur de tension de consigne du régulateur primaire de tension U_{cons} qui tend à dépasser la limitation. La télésignalisation limitation correspondante, « butée UQ+ » en cas de blocage à la hausse et « butée UQ- » en cas de blocage à la baisse, est alors positionnée à l'état « En » (cf. §3.10).

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

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

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

3) Cas particulier où l'installation doit rester asservie au RST : perte de transmission de la consigne:

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

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

4) Cas où l'installation doit sortir du RST : anomalies de fonctionnement de l'asservissement au RST

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

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

La remise en service du RST après la disparition du défaut se fait en concertation entre RTE et le producteur. Dès que l'installation est remise en RST, la télésignalisation « PART.RST » passe donc à l'état « En ».

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

5) Disponibilité

Le MTBF[4] global du dispositif d'asservissement au RST ainsi que le délai moyen de remise en état (MTTR [5]) suite à une indisponibilité doivent garantir une performance équivalente à celle décrite dans les Règles services système.

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

ANNEXE 2 : SPECIFICATIONS FONCTIONNELLES DU RST EN NIVEAU DE REACTIF

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

L'écart de réactif entre le réactif fourni par le stator (Qstator) et la consigne en provenance du dispatching (K.Qr) conduit à l'émission, à destination du régulateur primaire, de modifications de la consigne du régulateur primaire de tension de chaque groupe de production. Afin d'éviter des sollicitations continuelles de la régulation primaire, une bande d'insensibilité de la mesure de puissance réactive au stator Qstator du groupe de production est tolérée. Quoiqu'il en soit, la précision globale de réglage de l'APR doit être inférieure ou égale à 2 % de $S_{na.}$

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

Afin de limiter les contraintes inhérentes à toute modification trop rapide du point de fonctionnement, le producteur peut installer un dispositif limitant la vitesse de variation de la consigne de production d'énergie réactive de l'APR à 12% de Q_n / minute sauf accord dérogatoire entre RTE et le Producteur, pour tenir compte des contraintes technologiques sur l'alternateur ou de réseau.

Les modifications de la consigne du régulateur primaire de tension par l'APR doivent respecter un découplage temporel avec la régulation primaire de tension et doivent rester cohérentes avec la récurrence de réception du niveau K, fixée à 10s. Aussi, 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, la différence entre Q_{stator} et KQ_r doit être supérieure ou égale à $dK/dt.Q_r.T_{eq\ inf}$, avec $T_{eq\ inf}$ = 15 s. Par ailleurs, afin d'avoir un temps de réponse suffisant, 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, la différence entre Q_{stator} et $K.Q_r$ doit être 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 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) 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 $K.Q_r$. Dès que l'écart, en valeur absolue, entre Q_{stator} et $K.Q_r$ est inférieur au 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_r avec Q_{stator} égal à la puissance réactive mesuré 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 KQ_r, la télésignalisation « RST » est positionnée à l'état « RST ES ».

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 $K.Q_r$ 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 au 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 ».

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 de tension de consigne du régulateur primaire de tension $U_{consigne}$ par l'APR qui tend à dépasser la limitation. La télésignalisation « LIMITATION » est alors positionnée à l'état « Groupe en butée de réactif ». 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 » est alors positionnée à l'état « Groupe hors butée de réactif ».

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

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 s'appliquent aussi lors de la mise en service de l'APR, pendant la phase transitoire durant laquelle le groupe rejoint progressivement le K.Qr.

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 ».

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 au paragraphe « Mise en service de l'APR » de la présente annexe. La télésignalisation « RST » est alors positionnée à l'état « RST ES ».

Le MTBF[6] global du dispositif APR ainsi que le délai moyen de remise en état (MTTR[7]) suite à une indisponibilité doivent garantir une performance équivalente à celle décrite dans les règles services système.

6 Mean Time Between Failure ou Moyenne des Temps de Bon Fonctionnement

7 Mean Time To Repair ou Moyenne des Temps de Réparation

ANNEXE 3 : SPECIFICATIONS FONCTIONNELLES DU MODULE D'INTERFACE RSCT

1. FONCTIONNALITES :

Afin de pouvoir assurer ce réglage, le dispositif mis en place sur le 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 (via une IHM d'utilisation)
- via un Equipement de Téléconduite Locale (ETL)
  - de synchroniser les mesures et l'application de la commande avec la référence horaire du RSCT du centre de conduite régional RTE,
  - de recevoir la commande d'ajustement de la consigne ΔUc et de contrôler son application synchronisée,
  - d'acquérir les télémesures (TM) synchronisées du groupe,
  - d'acquérir les télésignalisations (TS) du groupe et de l'IHM,
  - de transmettre ces téléinformations vers le centre de conduite RTE.

2. ELABORATION DES TELEINFORMATIONS

2.1. 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). C*ette 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 unités 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 l'unité de mesure 0,01 kV.

2.2. TS de groupe

Pour chaque groupe, il s'agit des TS :

- « couplage », qui permet de savoir si le groupe est couplé sur le réseau,

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

- « RSCT » en ou hors service,
- « Limitation angle interne » (ou à défaut, limitation d'absorption de réactif),
- « Limitation courant rotor » (ou à défaut, limitation de fourniture de réactif),

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.

3. RECEPTION DES COMMANDES

3.1. 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 centième de kV, (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 dixième de secondes) de la commande ΔU_c, et sa validité.

Les traitements de cette commande sont décrits au paragraphe 7.1.

3.2. 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 (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 7.1.2.
- 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 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 (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 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. § 2.).

4. 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.

[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 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)

5. 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.

Le Producteur a la possibilité d'introduire des limitations pour protéger ses installations (voir paragraphe 7.2.)

6. IHM D'EXPLOITATION

L'IHM d'exploitation, permet à un opérateur, pour chaque groupe du site de production, de :

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

La mise en service du RSCT 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 ».

7. TRAITEMENTS

7.1. Traitement de la commande ΔUc

7.1.1. 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.

7.1.2. 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.

7.1.3. 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 ».

7.1.4. 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 mais doit continuer à

[10] La plage de validité de la commande ΔU_c est définie au § 7.2.2.

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 du groupe concerné est à nouveau possible. La remise en service du RSCT ne peut se faire alors que sur ordre du centre de conduite RTE, aucun dispositif de mise automatique en RSCT ne doit être activé.

7.2. 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.

Les TS « Limitation angle interne » et « Limitation courant rotor » (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 §7.2.3.) 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.

7.2.1. Information sur les dispositifs de limitation

Le Producteur informe RTE des dispositifs de limitation mis en oeuvre 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.

7.2.2. 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.

7.2.3. 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 à l'ETL[11] pour arrêter l'action du RSCT lorsque l'alternateur atteint les limites de son domaine exceptionnel de fonctionnement ; ces dispositifs concernent :

- le courant maximal dans le rotor,
- l'angle interne maximal (ou réactif absorbé pour certains groupes thermiques classiques ou hydrauliques).

7.3. 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 paragraphe 7.1.4. :

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

7.4 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.