Réseau de transport d'électricité

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 des installations de production

Version Projet du 23 juin 2010

Document mis en consultation sur le Site Internet CURTE de RTE
sur la période
du mercredi 23 juin au vendredi 16 juillet 2010

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

Réseau de transport d'électricité

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 des installations de production

Document valide pour la période du XXX 2010 à ce jour

28 pages

Projet

Utilisateurs concernés : producteur.

1. RAPPEL DES EXIGENCES REGLEMENTAIRES 4

2. ENJEUX POUR LE SYSTEME ET LES UTILISATEURS 4

3. PRINCIPES DU REGLAGE DE LA TENSION 5

4. CONTRIBUTION DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION AU REGLAGE DE TENSION 6

4.1 Capacités constructives en puissance réactive - diagramme [U, Q] 6

4.2 Le réglage primaire de tension 9

4.3 Le réglage secondaire de tension 10
4.3.1 Le RST 11
4.3.2 Le RSCT 11

5. MISE EN ŒUVRE DES EXIGENCES PAR LES PRODUCTEURS 12

5.1 Installations nouvelles – capacités constructives de référence 12
5.1.1 Choix de la tension de dimensionnement U_{dim} 12
5.1.2 Transformateur de groupe 13
5.1.3 Diagramme [U, Q] de l'installation 13
5.1.4 Choix du type de réglage primaire de tension 15
5.1.5 Capacités constructives à participer au réglage secondaire de la tension (RST ou RSCT) 15

5.2 Installations existantes 16

5.3 Participation au service système U/Q (Réglages de la tension) 17

6. REFERENCES AUTRES QUE REGLEMENTAIRES 18

ANNEXE 1 : SPECIFICATIONS FONCTIONNELLES DE L'APR 19

Performances de l'Asservissement de Puissance Réactive du RST (APR) 19
Mise en service de l'APR 19
Découplage programmé du groupe en RST 20
Atteinte des limites du domaine normal de fonctionnement du groupe 20
Anomalie de fonctionnement et disponibilité de l'APR 20

ANNEXE 2 : SPECIFICATIONS FONCTIONNELLES DU MODULE D'INTERFACE RSCT 23

1. Fonctionnalités : 23

2. Elaboration des téléinformations 23
2.1. TM de groupe 23
2.2.TS de groupe 24

3. Réception des commandes 24
3.1. Commande ΔU_c 24
3.2. Suivi de l'application de la commande ΔU_c 25

4. Synchronisation 25

5. Dispositif « Correction U_c » 26

6. IHM d'exploitation 26

7. Traitements 26
7.1. Traitement de la commande ΔU_c 26
7.2. Atteinte des limites de fonctionnement du groupe de production : 27
7.3. Disponibilité 28
7.4 Contraintes 28

1. RAPPEL DES EXIGENCES REGLEMENTAIRES

- 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 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'une installation de production d'énergie électrique [2].

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 de groupes 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 productions 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 localisée 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.

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

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.

4. CONTRIBUTION DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION AU REGLAGE DE TENSION

4.1 CAPACITES CONSTRUCTIVES EN PUISSANCE REACTIVE - DIAGRAMME [U, Q]

Le réglage de la tension ne peut être réalisé que dans les limites constructives des unités de production. Dans le cas des alternateurs synchrones qui équipent la majorité des unités de production raccordées en HTB, ces limites correspondent à diverses contraintes physiques, dont notamment :

- l'intensité maximale stator (LIS : Limite d'Intensité Stator),
- l'intensité maximale rotor (LIR : Limite d'Intensité Rotor),
- la limite de surexcitation (OEL : Over Excitation Limit)
- l'angle interne maximal (LAI : Limite d'Angle Interne),
- la limite de sous-excitation (UEL : Under Excitation Limit)
- les tensions stator minimale et maximale admissibles en régime permanent,
- l'impédance interne du transformateur de groupe.

Elles induisent des limitations de fourniture et d'absorption de puissance réactive qui délimitent le diagramme [U, Q] de l'installation. Ce diagramme décrit donc le domaine dans lequel l'installation de production peut participer au réglage de la tension. Les points de fonctionnement situés à l'intérieur de ce diagramme sont autorisés sans limitation de durée. Les points situés en dehors de ce diagramme sont qualifiés de fonctionnement exceptionnel

dans lesquels l'alternateur 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 le plus fréquent, celui de l'alternateur synchrone, le diagramme [U, Q] est, comme explicité dans le paragraphe suivant assimilable 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 $Q_{g(+)}$.

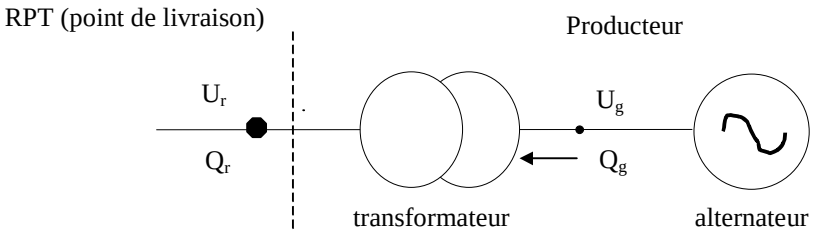


Figure 1-a

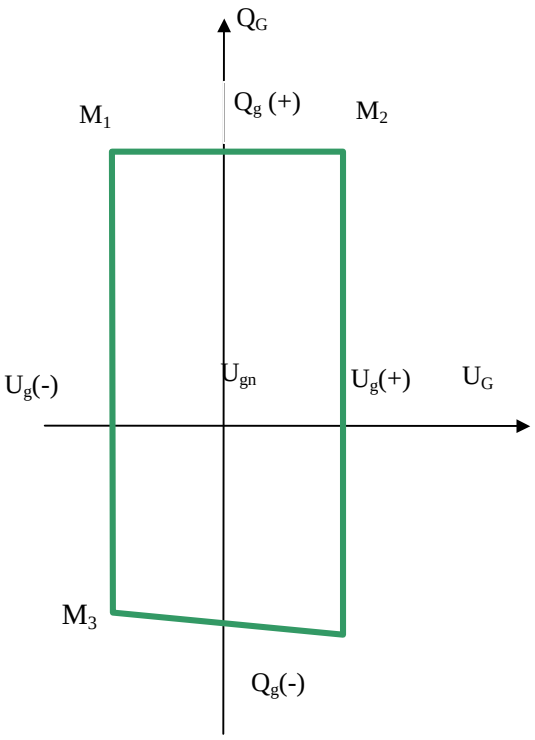


Figure 1-b

Sous l'effet de la chute de tension induite dans le transformateur du groupe, le diagramme [U, Q] transposé au point de livraison 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.

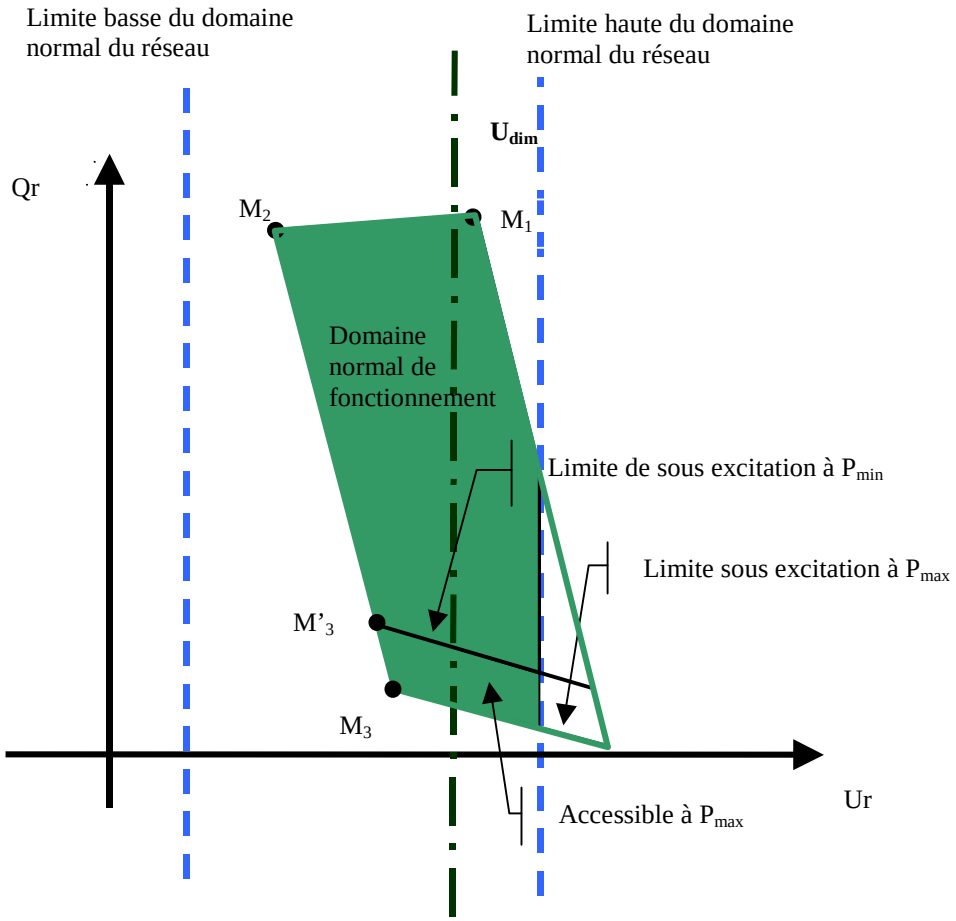


Figure 1-c

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 livraison. 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 P_1 soit accessible pour une valeur donnée U_{dim} de la tension au point de livraison. 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 livraison, donc une surtension sur le secondaire du transformateur.

4.2 LE REGLAGE PRIMAIRE DE TENSION

Les installations de production qui contribuent au réglage primaire de la tension doivent, d'une part, disposer de la capacité constructive de fourniture et d'absorption de puissance

réactive nécessaire, et d'autre part, être 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.

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 livraison.

  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 livraison au RPT. Le plus souvent, RTE se contente d'un réglage à réactif constant (ou à tangente φ constante) au niveau du point de connexion du groupe plutôt qu'au point de livraison 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 livraison U_{PDL} à une valeur $U_{PDLcons}$ variant linéairement en fonction de la puissance réactive Q avec une pente ajustable λ définie par la relation :

  $(U_{PDL}/U_n) + \lambda*Q/\Delta Q_{max} = \text{consigne} = (U_{PDLcons}/U_n) + \lambda*Q_{cons}/\Delta Q_{max})$

  où ΔQ_{max} désigne la plage de réglage de puissance réactive, entre absorption et fourniture.

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

- **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**.**

  Ce réglage est particulièrement préconisé pour les installations de production qui sont asservies au réglage secondaire de tension (RST ou RSCT).

4.3 LE REGLAGE SECONDAIRE DE TENSION

Afin d'accroître l'efficacité du réglage primaire et de coordonner l'action des alternateurs pour un réglage plus global de la tension, certains groupes, appelés « groupes réglants », peuvent participer au réglage secondaire de la tension qui agit de façon automatique et coordonnée sur la consigne du régulateur primaire de tension de ces groupes.

Il existe 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 :

Projet

- 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 groupes déjà raccordés et asservis au réglage secondaire du point pilote proche.

4.3.1 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.

Un dispositif centralisé situé au centre de conduite régional de RTE élabore pour chaque zone de réglage un signal de commande N_{RST}, appelé niveau. Pour chaque zone, le niveau N_{RST} correspondant est envoyé à l'ensemble des groupes réglants de la zone. Il est transformé localement en variations de tension de consigne, appliquées au régulateur primaire de tension. Ce niveau N_{RST} est déterminé par l'équation suivante :

$$N_{RST} = \alpha \cdot \int \frac{V_c - V_p}{V_n} \cdot dt + \beta \cdot \frac{V_c - V'_p}{V_n} \qquad \text{avec :}$$

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.

RTE envisage de remplacer le RST actuel par un réglage secondaire de tension qui enverrait directement aux groupes une télécommande individualisée en $\Delta U_{consigne}$.

4.3.2 Le RSCT

Comme l'évolution du système électrique a accentué les interactions entre zones RST, ceci a conduit à développer un nouveau 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.

Projet

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

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 groupes et les références de puissance réactive de ces groupes,
- les écarts entre les tensions stator et leurs références,

tout en respectant :

- les limites des diagrammes de fonctionnements des groupes 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 groupes.

5. MISE EN ŒUVRE DES EXIGENCES PAR LES PRODUCTEURS

La participation d'un producteur 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 et d'exploitation.

5.1 INSTALLATIONS NOUVELLES – CAPACITES CONSTRUCTIVES DE REFERENCE

La capacité constructive de participation est demandée à toute nouvelle installation de production qui sollicite un raccordement en HTB est définie à l'article 11 de l'arrêté du 23 avril 2008. Conformément à l'article 32 de cet arrêté, les conditions de mobilisation et de restitution de la réserve de puissance constituant cette capacité doivent être précisées dans le contrat de services système du producteur.

5.1.1 Choix de la tension de dimensionnement U_{dim}

RTE définit en concertation avec le producteur une tension théorique, U_{dim}, destinée à positionner le domaine de fonctionnement de l'installation dans le plan [U, Q] de façon à répondre aux besoins locaux du RPT en réglage de la tension. De ce positionnement du domaine de fonctionnement, le producteur déduit la valeur de la prise nominale du transformateur de son installation. Les autres prises sont définies en accord avec RTE relativement à la prise nominale.

Conformément à l'article 5 de l'arrêté du 23 avril 2008, la valeur de U_{dim} doit appartenir à la plage normale du domaine de tension de raccordement de l'installation de production. En règle générale, U_{dim} sera choisie égale à 405 kV pour les installations raccordées en HTB3, à 235 kV pour celles raccordés en HTB2 et à la tension moyenne du point de livraison pour

celles raccordées en HTB1. Des valeurs différentes sont retenues dans les cas où RTE souhaite modifier le plan de tension de la zone et que l'installation est suffisamment puissante pour impacter significativement la situation préexistante.

5.1.2 Transformateur de groupe

Pour satisfaire les évolutions des besoins du réseau, le transformateur de groupe doit comporter, au minimum, trois prises à vide si l'installation est raccordée en HTB2 ou HTB3 et cinq prises si elle est raccordée en HTB1. Les valeurs de ces prises (rapports de transformation correspondants) sont définies par rapport à celle de la prise nominale déduite, elle, de la tension de dimensionnement U_{dim}.

Si un producteur souhaite utiliser un transformateur avec changeur de prise en charge, RTE et le producteur doivent convenir de la plage de variation du rapport de transformation ainsi que des critères d'entrée en action du changeur de prises.

5.1.3 Diagramme [U, Q] de l'installation

L'installation doit respecter les prescriptions de l'article 11 de l'arrêté du 23 avril 2008. A ce titre, son diagramme [U, Q], défini conformément au §4.1, doit couvrir, *a minima*, la surface grisée de la figure 2, désignée « Domaine minimal de fonctionnement » et obtenue graphiquement par l'intersection du trapèze A,B,C,D avec les limites haute et basse du domaine normal de la tension au point de livraison.

Les coordonnées des points A,B,C,D sont définis ainsi :

	U	Q/ P_{max}	
		à P_{max}	à P_{min}
A, A'	U_{dim}	0,32	0,3
B	0,9 U_{dim}	0,3	0,3
C, C'	U_{dim}	-0,35	-0,28
D, D'	1,1 U_{dim}	< -0,35	< -0,28

Dans le cas d'un transformateur sans changeur de prise en charge, les points précédents doivent être atteints avec une seule et même prise du transformateur (prise nominale *a priori*).

On note qu'en régime normal de fonctionnement :

- Les points (A et C) doivent être accessibles à P_{max}
- Les points (A' et C') doivent être accessibles pour toute valeur de $P > P_{min}$.
- Les points (B et D) sont accessibles à P_{max} lorsqu'ils sont localisés à l'intérieur de la plage normale de la tension.
- Les points (B et D') sont accessibles à P_{min} lorsqu'ils sont localisés à l'intérieur de la plage normale de la tension.

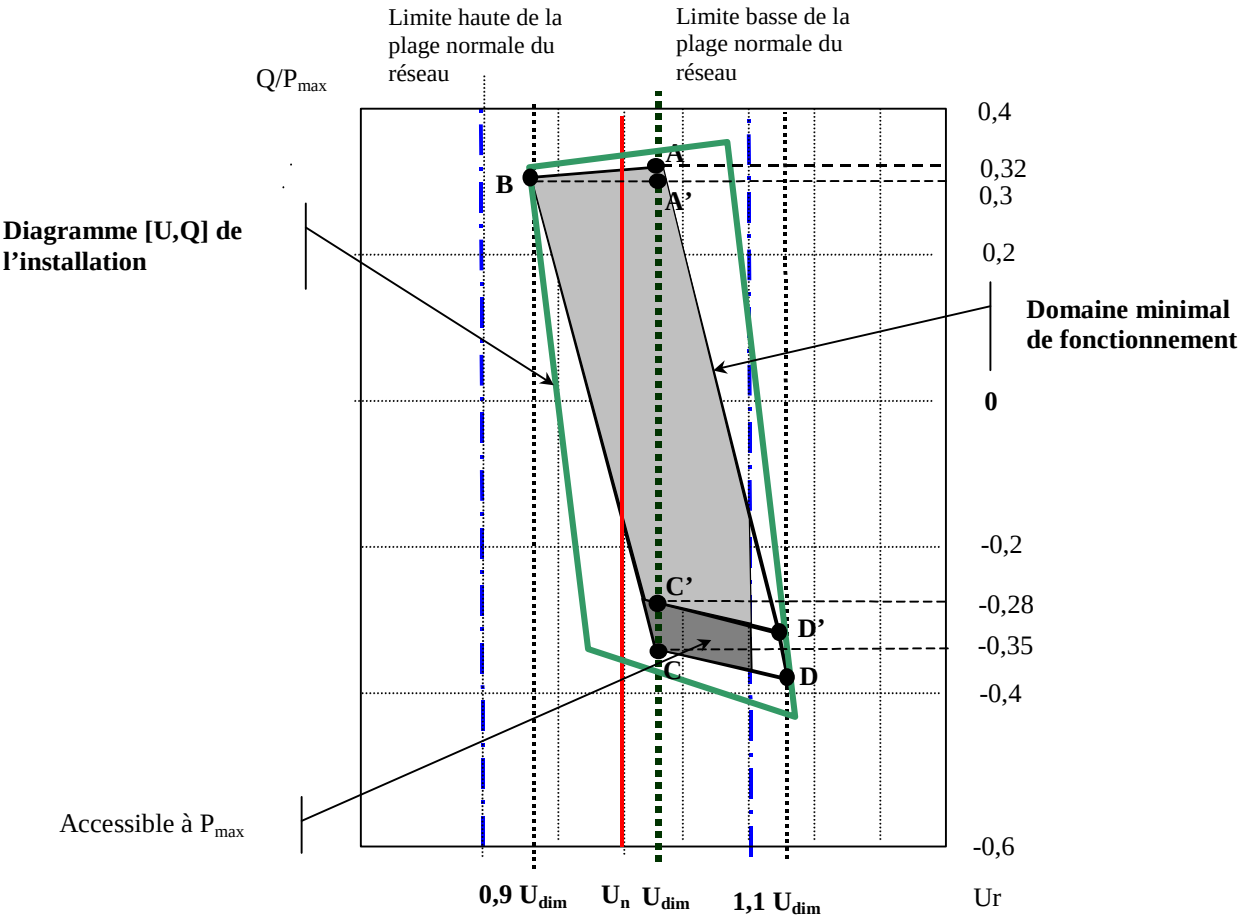


Figure 2

La figure 2 schématise un cas où le diagramme [U, Q] de l'installation permet d'inscrire le domaine de fonctionnement minimale et respecte par conséquent la prescription ci-dessus.

Dans certaines situations, notamment lorsque l'installation est raccordée sur une antenne longue, RTE peut demander que la position dans le plan [U, Q] de l'ensemble des points A, B, C, D précédents soit translatée horizontalement dans le sens de la fourniture (vers la droite selon la figure 2). En tout état de cause le décalage demandé selon l'axe Q/P_{max} doit rester inférieur à 0,13.

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

Le producteur doit communiquer à RTE les diagrammes [U, Q] de son installation à P_{max} et P_{min} et pour toutes autres situations particulières de fonctionnement prévues. En particulier, si l'installation est sensible à la température d'une source de refroidissement les diagrammes seront déclinés pour les valeurs extrêmes, min et max, prévisibles du vecteur de refroidissement.

De même, si l'installation est constituée de plusieurs unités de production et que son diagramme [U, Q] est susceptible de changer en fonction des unités en fonctionnement, le producteur doit communiquer à RTE les diagrammes correspondant aux configurations de fonctionnement prévisibles, ou à défaut celui de chaque unité indépendamment l'une de l'autre.

Lorsque plusieurs alternateurs sont raccordés au RPT à travers un transformateur unique, le producteur doit, à la demande de RTE, communiquer également le diagramme [U, Q] aux bornes de chaque alternateur (cf. figure 1-b).

Les diagrammes [U, Q] de l'installation déterminent sa capacité constructive à contribuer au réglage de la tension du RPT. Ils sont inclus dans sa convention d'engagement de performances. RTE peut solliciter de l'installation de fonctionner en tout point de ces diagrammes dans les conditions prévues dans les contrats.

5.1.4 Choix du type de réglage primaire de tension

Conformément à l'article 13 I. de l'arrêté 23 avril 2008, le producteur doit équiper son installation d'un régulateur primaire de tension capable d'exécuter le type de réglage spécifié par RTE, parmi les trois types décrits au §4.2.

RTE informe le producteur du type de régulation demandée et lui définit les paramètres de réglage associés.

Quel que soit le type de régulation demandée, elle doit avoir les performances suivantes :

- 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.
- Les paramètres du régulateur doivent être modifiables à la demande de RTE en fonction des besoins de l'exploitation selon les modalités prévues dans la convention d'exploitation conduite, et dans la limite des spécifications contenues dans la convention engagement de performances.
- La dynamique du réglage doit être telle que, en réponse à un échelon de la grandeur d'entrée du régulateur, la grandeur de sortie atteint en moins de 10 secondes sa valeur de consigne avec une précision inférieure à ±5 % de l'étendue de la variation induite. Cette dynamique doit être vérifiable par un test dans les conditions prescrites par le contrôle des performances.
- En régime établi, la précision du réglage doit être inférieure à 0,2 % de la consigne programmée du régulateur.

5.1.5 Capacités constructives à participer au réglage secondaire de la tension (RST ou RSCT)

Conformément à l'article 13 II. de l'arrêté du 23 avril 2008, toute installation de production raccordée aux réseaux de tension nominale HTB2 et HTB3 doit être capable de participer au

réglage secondaire de tension (RST ou RSCT) (cf. §4.3.). A ce titre, elle doit être capable d'ajuster de façon automatique la consigne de sa régulation primaire de tension en fonction des ordres de conduite envoyés par RTE. Toute installation participant au réglage secondaire de la tension doit donc disposer d'une liaison au système de télé-conduite du RPT et être équipée d'un dispositif d'échange d'informations et de traitement des ordres.

Notamment, pour les installations asservies au RST, chaque groupe doit posséder un équipement, qui transforme le niveau N_{RST} reçu du centre régional de conduite de RTE en modification de la consigne du régulateur primaire de tension $U_{consigne}$. Ce niveau est traité par le dispositif d'Asservissement de la Puissance Réactive (APR) qui réalise la fonction suivante :

$Q_{stator} = N_{RST}.Q_r$ [2]

avec,

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

Q_r [Mvar] = facteur de participation propre à chaque groupe, réglable à partir de 0,5 fois Q_n jusqu'à $Q_{stator\ max}$ (*a priori* atteint à P_{min}).

Contrairement au RST, le RSCT peut fonctionner sans qu'existe au niveau de chaque groupe une fonction APR, puisque chaque groupe reçoit de la part de RTE un $\Delta U_{consigne}$ individualisé.

Les spécifications fonctionnelles détaillées de l'APR ainsi que celles du module d'interface du RSCT sont présentées en annexe de ce chapitre.

5.2 INSTALLATIONS EXISTANTES

Les installations déjà raccordées conformément aux arrêtés du 30 décembre 1999 ou du 4 juillet 2003 doivent avoir les capacités constructives prévues par ces textes et qui sont comparables à celles de l'arrêté du 23 avril 2008. Sauf précision différente dans la convention de raccordement, ces installations doivent disposer des capacités constructives de réglage prévues au §5.1 ci-dessus.

Les installations de production raccordées antérieurement à la date d'application de l'arrêté du 30 décembre 1999, ou de l'arrêté du 4 juillet 2003 si leur puissance est supérieure à 120 MW, doivent avoir les capacités constructives déclarées par les producteurs dans leur convention de raccordement et/ou dans leur contrat de participation aux services système. A défaut, à la demande de RTE, elles font l'objet d'une déclaration destinée à l'établissement d'une telle convention sur la base de leurs performances existantes. Les diagrammes [U, Q] de l'installation déterminent sa capacité constructive à contribuer au réglage de la tension du RPT. Ils sont inclus dans sa convention de raccordement. RTE peut solliciter de l'installation de fonctionner en tout point de ces diagrammes dans les conditions prévues dans les contrats.

---

[2] Dans certains cas, pour tenir compte de l'éloignement du groupe par rapport au point pilote, on pourra ajouter un terme Q_0, soit $Q_{stator} = N_{RST}.Q_r + Q_0$

Les installations qui doivent être modifiées doivent respecter les exigences suivantes :

- Si la puissance augmente de plus de 10 % de P_{max} et de moins de 50 % de P_{max}, seule la partie nouvelle ou modifiée doit être conforme aux dispositions du §5.1,
- Si la puissance augmente de plus que 50 % de P_{max}, la totalité de l'installation doit être conforme aux dispositions du §5.1,
- Si des groupes de production sont remplacés, les nouveaux groupes doivent être conformes aux dispositions du §5.1.
- Dans tous les autres cas de figures les groupes non-modifiés doivent préserver leurs performances antérieures déclarées.

La mise en œuvre du réglage primaire et secondaire de la tension doit se faire dans les conditions de performances décrites dans le §5.1. Tout écart résultant d'une limitation technique dont l'origine est la capacité constructive initiale, est précisé dans la convention de raccordement de l'installation.

5.3 PARTICIPATION AU SERVICE SYSTEME U/Q (REGLAGES DE LA TENSION)

Pour assurer la disponibilité du réglage de tension nécessaire à l'exploitation du système électrique français, RTE met à contribution toutes les installations de production démarrées. 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 contributions se fait par le biais du contrat de participation aux services système. A ce titre, les installations de production font l'objet d'un contrat de participation au service système qui décline les conditions de participation au réglage de la tension conformément aux règles énoncées dans le présent chapitre de la DTR. Ce contrat précise en particulier :

- les conditions d'aptitude demandées aux groupes de production contribuant aux réglages,
- les modalités de rémunération du service de réglage[3]. Elles reposent sur la notion de tarifs, avec :
    - une part fixe destinée à couvrir les coûts fixes du Responsable de Programmation (surdimensionnement de l'alternateur et du transformateur principal), pour les groupes situés en zone sensible[4],

[3] Seules les installations équipées de régulateur primaire de tension de type 2 et 3 sont rémunérées

4 Le territoire français métropolitain est divisé en deux types de zones : zones " sensibles vis-à-vis du réactif " et zones " normales " Ces zones sont déterminées par RTE.

- une part variable destinée à couvrir les coûts variables du Responsable de Programmation (pertes et surcoûts de maintenance) proportionnelle à la durée de couplage au réseau,

- les conditions dans lesquelles RTE peut faire appel à un fonctionnement des installations en compensateur synchrone,

- les mécanismes de pénalités associées à un non respect des performances correspondant aux critères d'aptitude,

- les critères de constructions des diagrammes [U, Q].

6. 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

Réseau de transport d'électricité

ANNEXE 1 : SPECIFICATIONS FONCTIONNELLES DE L'APR

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

L'écart de réactif entre le réactif fourni par le stator (Q_{stator}) et la consigne en provenance du dispatching ($N_{RST}.Q_r$) 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 Q_{stator} 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 $N_{RST,}$ fixée à 10s. Aussi, lors d'une variation du niveau K en rampe se traduisant par une rampe de $N_{RST}.Q_r$ de pente inférieure ou égale à 12 % de $Q_{n\ stator}$/min, la différence entre Q_{stator} et $N_{RST}.Q_r$ doit être supérieure ou égale à $dN_{RST}/dt.Q_r.T_{eq\ inf}$, 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 $N_{RST}.Q_r$ de pente inférieure ou égale à 12 % de $Q_{n\ stator}$/min, la différence entre Q_{stator} et $N_{RST}.Q_r$ doit être inférieure ou égale à $dN_{RST}/dt.Q_r.T_{eq\ sup}$, 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 $N_{RST}.Q_r$ 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.

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 $N_{RST}.Q_r$. Dès que l'écart, en valeur absolue,

entre Q_{stator} et $N_{RST}.Q_r$ 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 N_{RST} 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 $N_{RST}.Q_r$, la télésignalisation « RST » est positionnée à l'état « RST ES ».

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 $N_{RST}.Q_r$ 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 ».

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 » (cf. 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.

Anomalie de fonctionnement et disponibilité de l'APR

La non réception du niveau N_{RST} au delà de 10 s à l'interface entre RTE et le producteur, la réception d'un niveau N_{RST} 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 $N_{RST}.Q_r$, prévue au §2 de la présente annexe.

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 N_{RST} ou d'un niveau N_{RST} 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 de la présente annexe. La télésignalisation « RST » est alors positionnée à l'état « RST ES ».

Le MTBF[5] global du dispositif APR ainsi que le délai moyen de remise en état (MTTR[6]) suite à une indisponibilité doivent être compatibles avec le contrat de fourniture des services Système.

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

Réseau de transport d'électricité

ANNEXE 2 : SPECIFICATIONS FONCTIONNELLES DU RST EN $\Delta U_{CONSIGNE}$

En plus des capacités constructives de participation au RST avec APR, les installations doivent avoir des capacités constructives leur 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.

La commande $\Delta U_{consigne}$, reçue par chaque groupe, est constituée des informations suivantes :

- la valeur de la commande $\Delta U_{consigne}$ exprimée en centième de kV, (qui viendra s'ajouter à la valeur courante de $U_{consigne}$ en entrée du régulateur primaire)
- l'horodate d'émission depuis le centre de conduite de RTE (exprimée en dixième de secondes) de la commande $\Delta U_{consigne}$, et sa validité.

Chaque commande $\Delta U_{consigne}$ est transmise toutes les 10 s vers l'installation.

Des spécifications plus précises seront fournies ultérieurement par RTE et devront faire l'objet d'un accord avec les producteur avant leurs mises en œuvre.

Réseau de transport d'électricité

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 ΔU_c 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[7]. 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,

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

Projet

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

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 ΔU_c

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 ΔU_c

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[8]. 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.
- 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)

[8] 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.

5. DISPOSITIF « CORRECTION U_C »

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 ΔU_c

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[9] 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 $\Delta U_c = 0$).

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

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 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[10] 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 ».

[10] 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.