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 ~~22 avril 2011~~ à ce jour 28 pages

Projet d'avril 2013

Utilisateurs concernés : producteur.

1. RAPPEL DES EXIGENCES REGLEMENTAIRES 3

2. ENJEUX POUR LE SYSTEME ET LES UTILISATEURS 3

3. PRINCIPES DU RÉGLAGE DE LA TENSION 4

4. CONTRIBUTION DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION AU RÉGLAGE DE TENSION 5

4.1 Capacités constructives en puissance réactive - diagramme [U, Q] 5

4.2 Le réglage primaire de tension 9

4.3 Le réglage secondaire de tension 9
4.3.1 Le RST 10
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 12
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 15

5.2 Installations existantes 16

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

6. REFERENCES AUTRES QUE RÉGLEMENTAIRES 18

ANNEXE 1 : SPÉCIFICATIONS FONCTIONNELLES DU RST EN ~~$U_{CONSIGNE}$~~UC 19

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 RÉGLAGE 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.

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.

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

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 RÉGLAGE DE TENSION

4.1 CAPACITÉS CONSTRUCTIVES EN PUISSANCE RÉACTIVE - 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 et dépendent des caractéristiques du transformateur de groupe. Ces contraintes physiques sont 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,
- la limite d'induction U/f,
- …

Elles 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 de production 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'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

[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.

U_g donné). Dans le cas le plus fréquent, celui de l'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.

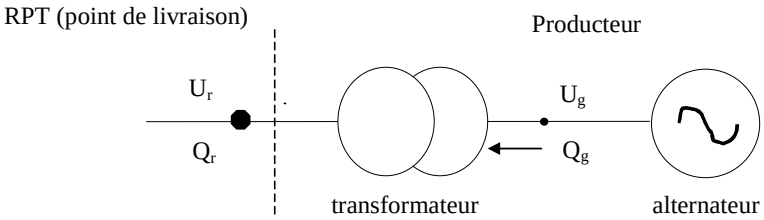


Figure 1-a

Documentation Technique de Référence

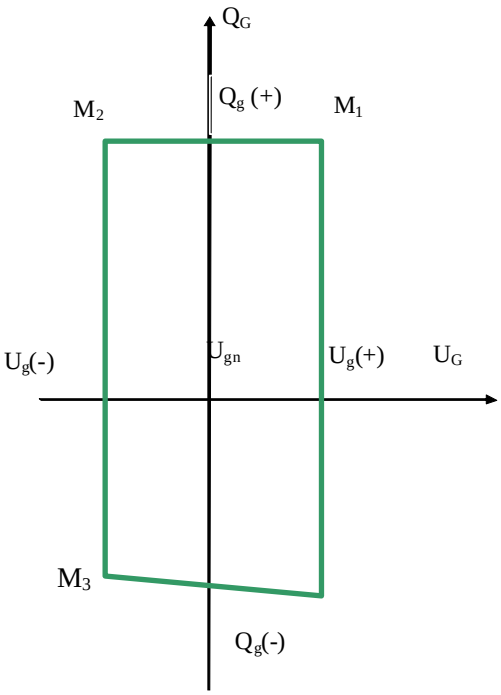


Figure 1-b

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 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.

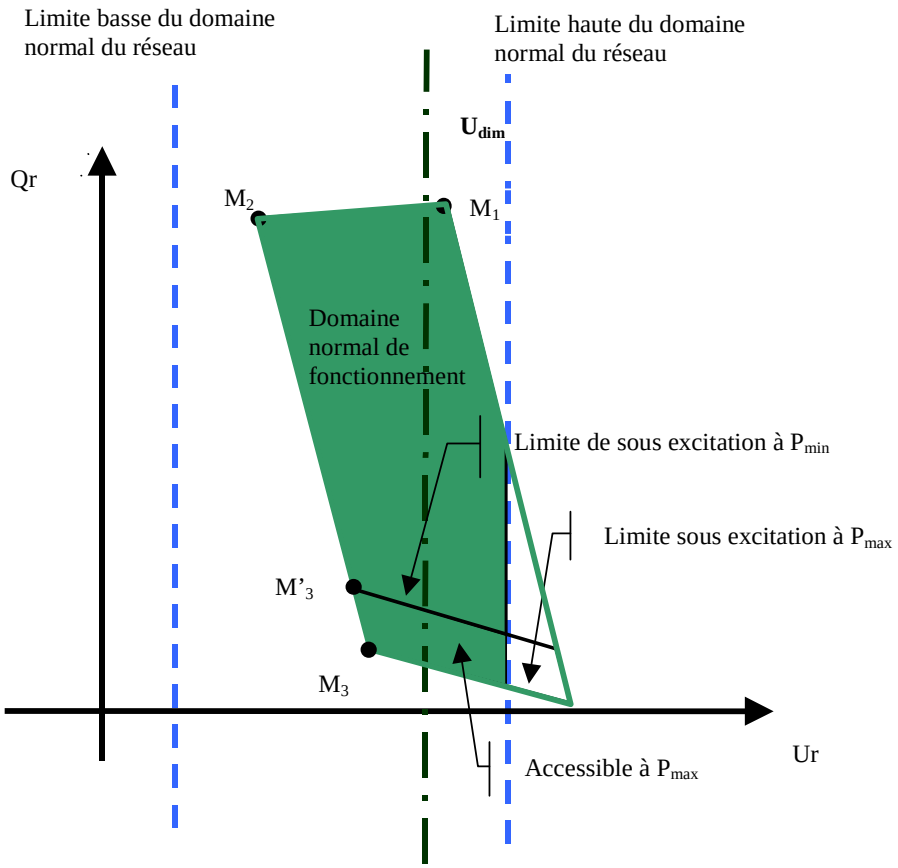


Figure 1-c

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 M_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 RÉGLAGE 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~~connexion 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~~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 ~~livraison~~connexion 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 :

  $U_{PDL} + \lambda * Q = U_{PDLcons}$

  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~~connexion 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 RÉGLAGE SECONDAIRE DE TENSION

Afin d'accroître l'efficacité du réglage primaire et de coordonner l'action des alternateurs et des installations de production raccordées au réseau via de l'électronique de puissance, pour un réglage plus global de la tension, certains groupes ou installations de production, 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 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 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 K, appelé niveau. Pour chaque zone, le niveau K 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 K est déterminé par l'équation suivante :

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

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.

A compter de juin 2012, pour tous les groupes qui font l'objet d'une demande de raccordement, RTE envisage de remplacer le RST actuel par un réglage secondaire de tension, dit RST Uc, qui enverra directement aux groupes ou installations raccordées via de l'électronique de puissance une télécommande individualisée en A $U_{consigne}$ Uc, directement applicable au régulateur primaire de tension.

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 pour chaque installation de production ou chaque groupe une consigne de tension

individualisée, qui prend en compte : ~~le besoin de régulation de chaque zone de réglage, mais aussi les capacités individuelles de chaque installation,~~

- la tension du point pilote de la zone
- la tension du régulateur primaire de tension
- la puissance réactive Q de l'installation de production
- la valeur de la vitesse maximale de variation de la tension de consigne de l'installation (dUc/dt)max (basée sur la donnée producteur (dQ/dt)max de l'installation)

En maîtrisant les flux de réactif entre les groupes proches.

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.

Le RSCT calcule directement et individuellement les variations de tension de consigne, Δ ~~U~~$_{consigne}$Uc, 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 – CAPACITÉS CONSTRUCTIVES DE RÉFÉRENCE

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 puissance réactive 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~~connexion 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~~connexion.

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.

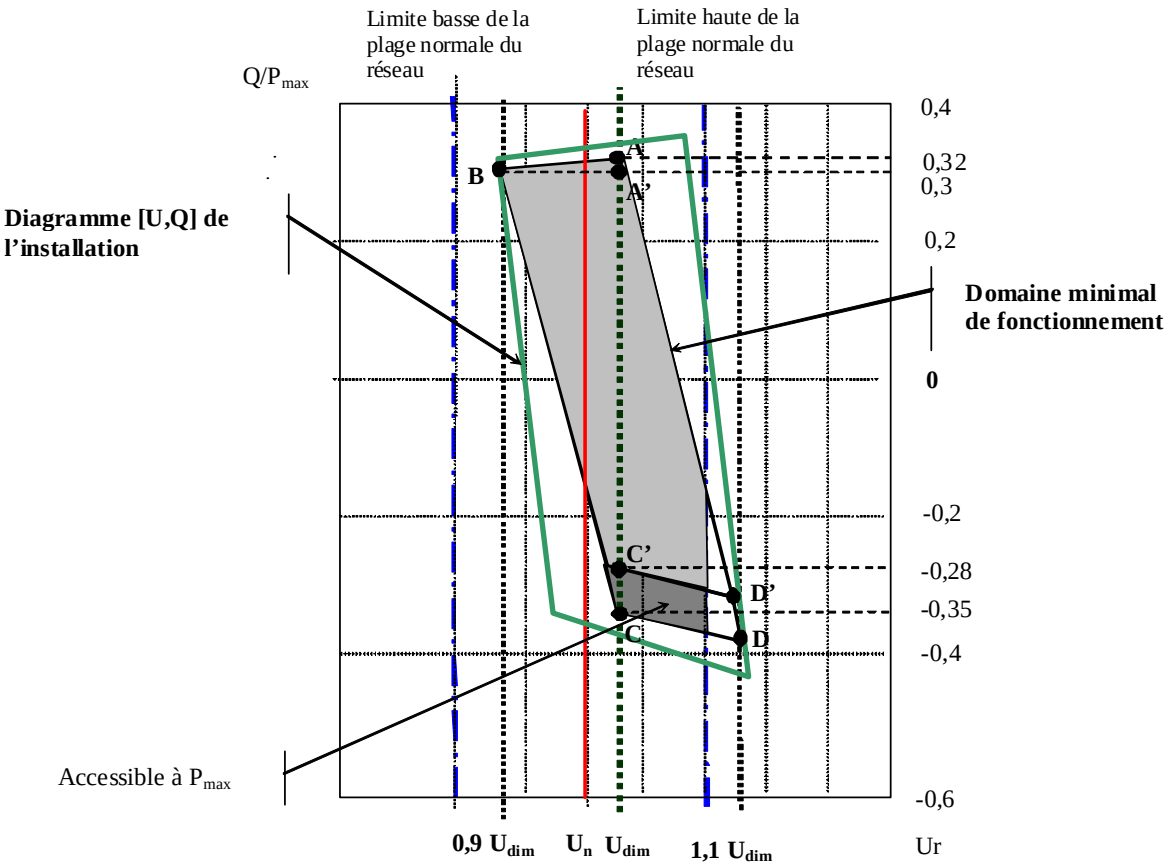


Figure 2

La figure 2 schématise un cas où le diagramme [U, Q] de l'installation permet d'inscrire le domaine de fonctionnement minimal 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 verticalement dans le sens de la fourniture (vers le haut 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 précisées par RTE. 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 performances à avoir.

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~~connexion, 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 à ±5 % près 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 Uc)~~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.

Pour les alternateurs, la commande Uc est appliquée au stator de la machine. Pour les installations équipées d'une régulation primaire de type 2 (cf. 4.2), qui règle la tension au point de connexion avec le RPT, la consigne Uc reçue du système centralisé de RTE doit être appliquée au régulateur primaire de manière que la consigne de l'équation

$U_{PDL} + \lambda * Q =$ **consigne** soit égale à Uc.

Ce deuxième cas correspond en particulier aux installations EnR, comportant plusieurs générateurs raccordés au même point de connexion.

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

~~$Q_{stator} = K.Q_r$~~ [3]

~~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 d~~u RST~~ Uc ~~e 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.

~~[3] Dans certains cas, pour tenir compte de l'éloignement du groupe par rapport au point pilote, on pourra ajouter un terme Q_0, soit $Q_{stator} = KQ_r + Q_0$~~

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.

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. Les installations existantes qui contribuent au réglage secondaire de tension restent asservies au RST ou au RSCT. 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 SYSTÈME U/Q (RÉGLAGES 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[4]. 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[5],
    - 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 RÉGLEMENTAIRES

[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

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

5 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.

Réseau de transport d'électricité

ANNEXE 12 : SPÉCIFICATIONS FONCTIONNELLES DU RST EN $U_{CONSIGNE}$

L'installation doit avoir des capacités constructives lui permettant de recevoir une consigne U_C, émise par le centre de conduite de RTE, à appliquer à la consigne du régulateur primaire de tension (consigne du régulateur de type 2 ou de type 3).

Afin de pouvoir assurer ce réglage, le dispositif mis en place sur chaque groupe ou ensemble de générateurs raccordés au même point de connexion doit permettre :

- de fixer la tension de consigne du régulateur primaire
- de sélectionner l'un des 2 modes de régulation : RST ou commande locale
- via un Equipement de Téléconduite Locale (ETL)
  - d'appliquer dès réception (délai ≤ 1 s) la commande Uc du centre de conduite régional RTE
  - d'acquérir simultanément et de manière périodique avec une récurrence de 5 secondes les télémesures (TM) du groupe ou de l'ensemble de générateurs raccordés au même point de connexion, les TM étant obtenues à partir de mesures préalablement filtrées de façon à rejeter les fréquences supérieures à 0,05Hz,
  - d'acquérir sans délai les télésignalisations (TS) du groupe ou de l'ensemble de générateurs raccordés au même point de connexion et du mode de régulation (RST/local), ainsi que les limitations du régulateur primaire de tension à la hausse ou à la baisse
  - de transmettre dès réception ces téléinformations vers le centre de conduite RTE.

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

Toute modification manuelle de la tension de consigne du régulateur primaire du groupe doit faire sortir le groupe ou l'ensemble de générateurs raccordés au même point de connexion du RST et positionner la télésignalisation « PART.RST » à l'état « hors ».

Performances de l'Asservissement au RST :

En cas d'invalidité de la consigne RST U_C, le point de fonctionnement ne doit pas changer, le régulateur primaire de tension doit donc conserver la dernière valeur de consigne valide.

Limitation de la vitesse de variation de la consigne RST Uc : en cas d'écart important entre la consigne du régulateur primaire de tension et celle émise par le RST, 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 (typiquement 2,5%), tout en limitant U_c à la plage normale de fonctionnement.

La valeur de la vitesse de variation maximale de la consigne RST U_c est déterminée de manière à pouvoir assurer une variation en réactif de 12%Qn/min.

Lors d'une variation de la consigne U_c en rampe se traduisant par une variation de réactif de vitesse supérieure ou égale à 12 % de Qn /min, la vitesse de variation du réactif doit être au moins égale à 12 % de Qn /min.

Atteinte des limites du domaine normal de fonctionnement du groupe ou ensemble de générateurs raccordés au même point de connexion

L'atteinte des limites du domaine normal de fonctionnement du groupe ou ensemble de générateurs raccordés au même point de connexion 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, courant maximal rotor, angle interne maximal, …) doit bloquer toute évolution de la valeur de tension de consigne du régulateur primaire de tension Uc qui tend à dépasser la limitation. La télésignalisation limitation correspondante, « Groupe en butée UQ+ » en cas de blocage à la hausse et « Groupe en butée UQ- » en cas de blocage à la baisse, est alors positionnée à l'état « En ».

Dès que le réglage primaire de tension est en mesure de respecter la consigne RST U_c 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».

L'atteinte d'une limite de fonctionnement du groupe ou de l'ensemble de générateurs raccordés au même point de connexion ne doit pas entraîner la sortie du réglage secondaire de tension.

L'atteinte d'une limitation U_{cmin} ou U_{cmax} doit aussi être signalée à l'aide de ces TS (mais pas la limitation de vitesse de variation en U_c).

Anomalie de fonctionnement de l'asservissement au RST et disponibilité

En cas de réception d'une valeur de consigne RST U_c 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 réglage primaire de tension doit bloquer toute évolution de la valeur de sa tension de consigne RST. La télésignalisation « PART.RST » doit alors être positionnée à l'état « Hors ».

Dès la disparition du défaut ou de l'anomalie, le régulateur primaire de tension peut de nouveau appliquer la consigne RST Uc dès qu'elle devient valide. Dès qu'il applique cette consigne, il le fait dans le respect de la vitesse maximum de variation de Uc et en positionnant la télésignalisation « PART.RST » à l'état « En ».

Le MTBF[6] global du dispositif d'asservissement au RST ainsi que le délai moyen de remise en état (MTTR [7]) suite à une indisponibilité doivent être compatibles avec le contrat de fourniture des 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

Réseau de transport d'électricité