Gestionnaire
du Réseau de Transport d'Electricité

Documentation Technique de Référence

Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux performances du RPT

Article 4.2.2 – Réactif à l'interface entre RTE et les gestionnaires de réseaux publics d'électricité

Version en projet du 13 novembre 2009

Cet article a vocation à se substituer, pour les distributeurs, à l'Article 4.2 de la DTR.

Document mis en consultation sur le Site Internet CURTE de RTE
sur la période du Vendredi 13 novembre au Lundi 30 novembre 2009

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

Gestionnaire
du Réseau de Transport d'Electricité

Documentation Technique de Référence
Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux performances du RPT
Article 4.2.2 – Réactif à l'interface entre RTE et les gestionnaires de réseaux publics d'électricité

11 pages

.

1. RAPPEL DES EXIGENCES REGLEMENTAIRES 4

2. ENJEUX POUR LE SYSTEME ET LES UTILISATEURS 4

3. PRINCIPES DU REGLAGE DE LA TENSION 5

3.1 Stratégie d'exploitation 5

3.2 Contribution des installations des distributeurs au réglage de la tension 6

4. EXPRESSION DE BESOIN DU RPT 6

4.1 Etude de tenue de tension en HTB au niveau des postes sources 6

4.2 Rappel sur la situation existante : 8

5. MISE EN ŒUVRE DES EXIGENCES 8

5.1 MISE EN ŒUVRE par les Distributeurs 8

5.2 Suivi de la performance : 9
5.2.1 Suivi technique de la compensation 9

5.3 Capacité « constructive « des postes existants 9

5.4 Cas de la création d'un nouveau poste source 10

6. DISPOSITIONS CONTRACTUELLES 10

6.1 Calcul de l'énergie réactive 10
6.1.1 Calcul par poste 10

7. REFERENCES AUTRES QUE REGLEMENTAIRES 11

1. RAPPEL DES EXIGENCES REGLEMENTAIRES

- Articles 3 et 9 de l'arrêté 6 octobre 2006 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'un réseau public de distribution.

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. Elle subirait localement des fluctuations rapides et importantes lors des enclenchements de charges, des manœuvres ou suite aux incidents d'exploitation.

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 $\pm$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 au chapitre 3.1 de la DTR. Le non-respect de ces plages peut conduire, au blocage des régleurs en charges des transformateurs, 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]

3.1 STRATEGIE D'EXPLOITATION

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,
- Limiter autant que possible les chutes de tensions sur le réseau aval en minimisant les flux de puissance réactive circulant sur le RPT grâce à des moyens de compensation statique répartis au plus près des charges.

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 que dans un réseau dimensionné pour alimenter les charges avec de faibles pertes, les chutes de tension occasionnées par le transit de la puissance réactive deviennent rapidement prépondérantes à celles dont l'origine est liée au transit de la puissance active. Une exploitation efficace du réseau implique nécessairement de minimiser les transits de puissance réactive et de compenser les charges au plus près de leur localisation, ce qui a pour effet de minimiser les pertes et de maximiser la capacité de transit de puissance active.

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

1. La maîtrise des tensions des sources en imposant aux installations de production de mettre à sa disposition leurs capacités de réglage de la tension. Ces capacités sont utilisées principalement pour assurer le réglage dynamique fin et rapide de la tension et, dans la mesure du possible, pour compenser la puissance réactive appelée par le réseau et par les charges.

2. La détermination des schémas d'exploitation les plus pertinents pour assurer les transits de puissance à tension tenue en schéma normal et en cas de certains aléas (N-1, N-k) qui doivent être respectés conformément aux règles d'exploitation du RPT.

3. L'installation sur le RPT de dispositifs de compensation de la puissance réactive et de régleurs en charge sur les transformateurs, destinés à assurer, en tant que possible, le découplage des tensions entre les différents niveaux (HTB1, HTB2 et HTB3).

4. L'incitation des consommateurs et des distributeurs à installer, au plus près de leurs charges, des moyens de compensation passifs de la puissance réactive (banc de condensateurs le plus souvent et bobines d'inductance dans certains cas) et à exploiter efficacement les capacités en puissance réactive des installations à leur disposition dans l'intérêt commun des gestionnaires de réseaux.

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

3.2 CONTRIBUTION DES INSTALLATIONS DES DISTRIBUTEURS AU REGLAGE DE LA TENSION

Les capacités de production de puissance réactive que RTE mobilise auprès des producteurs ne permettent pas de couvrir les besoins des réseaux de distribution dans tous les schémas d'exploitations probables. De longue date, le système électrique français a été dimensionné et développé en s'appuyant sur la présence de batteries de condensateurs HTA dans les postes sources, parfois complétées de batteries HTB lorsque la structure du RPT l'exige. Le rôle de ces batteries est essentiel pour la tenue de la tension HTB, notamment au niveau des postes sources, et pour la réduction des pertes que généreraient sur le RPT des transits importants de puissance réactive. La participation d'un distributeur au réglage de la tension correspond à deux types d'actions complémentaires, soit des actions de compensation locale dans les postes qui présentent un risque pour la sureté du réseau lors d'aléas probables, soit des actions de compensation globale sur l'ensemble des postes destinée à limiter les transit de puissance réactive.

C'est à ce titre que l'article 9 de l'arrêté du 6 octobre 2006 stipule que « La tenue de la tension et la compensation locale de l'énergie réactive constituent un objectif essentiel pour la sûreté du système électrique auquel le gestionnaire du réseau public de transport et les gestionnaires des réseaux publics de distribution doivent contribuer conjointement ».

La répartition des responsabilités entre gestionnaires de réseaux pour atteindre cet objectif résulte de la recherche d'un optimum collectif satisfaisant pour les utilisateurs finaux des réseaux de transport et de distribution. Elle tient forcément compte de la situation historique existante et conduit, in fine, à la définition d'une valeur limite de consommation de puissance réactive admissible dans chaque poste source.

Remarque : en l'état, la DTR ne traite que des problèmes de tension basses hiver.. RTE analyse le problème émergent des tensions hautes de l'été et étudiera en concertation avec les distributeurs les solutions à y apporter.

4. EXPRESSION DE BESOIN DU RPT

4.1 ETUDE DE TENUE DE TENSION EN HTB AU NIVEAU DES POSTES SOURCES

Les distributeurs sont responsables de la compensation de la puissance réactive appelée par leurs réseaux. Le seuil de compensation à chaque poste source est convenu avec RTE et résulte de l'étude suivante :

RTE détermine les besoins en compensation locale nécessaires à la tenue de tension dans les règles de sureté du réseau. Ces études sont traitées sur un plan régional dans les conditions de modélisation ci-dessous :

- Horizon d'étude : Le réseau HTB et les charges de Puissance active et réactive sont représentés en tenant compte des évolutions prévues sur un horizon de 5 ans. A la demande de RTE, les Distributeurs fournissent les informations utiles à la réactualisation de l'étude, (évolution réseau, évolution du paysage des production HTA, état des condensateurs...)
- Schéma d'exploitation : Le schéma d'exploitation et les charges retenues correspondent à une heure où les contraintes en puissance réactive sont fortes (généralement une pointe hiver). Le schéma d'exploitation tient compte de l'arrivée des nouveaux ouvrages à l'horizon de l'étude.
- Puissance réactive : La tg φ naturelle de la charge est calculée par une analyse statistique, basée sur des données de comptage historiques, pour chaque point de livraison du Distributeur. Ces tangentes phi sont supposées être conservées à l'horizon de l'étude. La tangente phi des postes pour lesquels aucune donnée réactive n'est disponible est choisie à dire d'expert. Pour les consommations industrielles, une tg φ = 0.4 a été retenue par défaut.
- Condensateurs HTA : Le volume et la répartition des condensateurs HTA sont issus de l'enquête condensateur la plus récente disponible, réalisée auprès des distributeurs; les condensateurs, annoncés en avarie ou en entretien par le distributeur, ne sont pas pris en compte.
- Condensateurs HTB : Les condensateurs et compensateurs HTB installés ou prévus à l'horizon de l'étude sont pris en compte.
- Production HTB : Le parc de production HTB existant est pris en compte, ainsi que les projets de nouveaux groupes présentant une forte probabilité de réalisation à la date d'horizon de l'étude.
- Production HTA : Les productions HTA sont considérées comme disponibles et pouvant fournir ou absorber du réactif équivalent à un tiers de leur puissance maximale, sauf pour l'éolien où on se situe sur un scénario de vent nul.
- A l'aide de ce modèle, RTE vérifie qu'en tout point du réseau HTB et notamment aux points de raccordement des postes sources la tension reste contenue dans les limites de la plage normale (plage normale = +/-8 % de la tension contractuelle pour le niveau HTB1) dans les situations suivantes :Sur perte de groupes de production, en sélectionnant parmi les cas probables, les plus contraignants,
- Sur perte fortuite d'ouvrages de réseau (défaut ligne, défaut transformateur, …)

RTE examine tout d'abord si, avec l'ensemble du parc de moyens de compensation disponible, des contraintes apparaissent à l'horizon d'étude. Ce processus est répété pour différents niveaux de disponibilité du parc de condensateurs HTA, le parc HTB étant supposé entièrement disponible ;

Ces études permettent d'obtenir une valeur individuelle de tgphi cible par zone correspondant au besoin technique de RTE. Sur la base de ces études et dans un but de simplification, , RTE définit deux types de zones, des « vertes » et des « rouges » représentatives du niveau de contrainte du RPT.

- Les zones vertes sont suffisamment équipées en moyens de compensation qui permettent le maintien de la tension dans les plages normales.
- Les zones rouges, correspondent à des zones pour lesquelles toute baisse de la disponibilité du parc de condensateurs HTA existant conduit au non respect des plages de tension normales. Ces zones rouges doivent être considérées comme des zones à contraintes avérées pour lesquelles le respect absolu d'une valeur de tangente propice à la tenue de tension est nécessaire.

Ces zones sont électriquement cohérentes et leur périmètre respecte le territoire des Chargés de conduite des distributeurs.

La traduction de cette étude conduit RTE à fixer des valeurs cibles dans ces zones.

- Pour la zone verte, la valeur de tangente cible est fixée à une valeur égale à 0,2 en HTB1, et égale 0,3 en HTB 2.
- Pour les zones rouges, la valeur de tangente est fixée à une valeur cible comprise entre 0,1 et 0.2 en HTB1 et comprise entre 0.2 et 0.3 en HTB2.

Les valeurs cibles sont fixées par zone électrique.

RTE renouvelle périodiquement, a minima tous les deux ans, les études de tension en réactualisant les données en fonction de l'évolution des charges et du réseau. Il alerte le distributeur s'il identifie des situations nouvelles pour lesquelles les critères ne sont plus respectés et convient avec lui des mesures à prendre pour remédier à cette situation.

4.2 RAPPEL SUR LA SITUATION EXISTANTE :

Les dispositions précédentes sont aujourd'hui satisfaites dans la majorité des cas car elles sont cohérentes avec les méthodes qui ont été historiquement mises en œuvre pour le dimensionnement et le développement du réseau français.

Les résultats de la modélisation dans les conditions décrites en **(4.1)** constituent de fait une base pour valider des niveaux de compensation HTA qui satisfont les critères précédents.

La contractualisation du seuil de tangente est faite par poste.

5. MISE EN ŒUVRE DES EXIGENCES

5.1 MISE EN ŒUVRE PAR LES DISTRIBUTEURS

Pour répondre au mieux aux exigences formulés par RTE dans le précédent chapitre, le niveau de compensation est contractualisé pour chaque poste source dans les documents suivants :

- La convention de raccordement qui précise les moyens de compensations disponibles, la tg φ cible de la zone. Celle-ci est reprise dans les annexes du CART.

- La convention d'Exploitation/Conduite qui précise les dispositions de gestion des moyens de compensation, ces dispositions pouvant varier de façon saisonnière et/ou en fonction de la variation de la charge au quotidien.
- Le Contrat d'Accès au Réseau de Transport qui précise les conditions de facturation des dépassements de la tg φ contractuelle.

5.2 SUIVI DE LA PERFORMANCE :

5.2.1 Suivi technique de la compensation

Le calcul de la tangente est fixé à un intervalle de temps de 10 minutes. Ce pas de mesure incite à dynamiser la gestion des flux de réactif en adaptant la compensation au besoin technique.

Il n'y a pas de valeur minimale de seuil de tangente sur la période hiver.

5.3 CAPACITE « CONSTRUCTIVE « DES POSTES EXISTANTS

La consommation de puissance réactive au niveau du point de livraison des postes sources ne devra pas excéder la valeur maximale admissible, définie pour celui ci et calculée pour respecter la tg $\varphi \leq$ cible de la zone fixée en accord avec RTE. Cette limitation peut varier selon la position du poste par rapport aux installations de production du RPT et par rapport aux batteries de condensateurs installées.

La capacité constructive de contribution d'un poste source au réglage de la tension se définit par rapport au volume des batteries de condensateurs installées en HTA.

RTE procède à des études de tension dans les conditions décrites en **(4.1)** pour identifier la capacité constructive minimale dans chaque poste source.

Pour chaque poste, qu'il soit en zone rouge où en zone verte, le distributeur a la liberté de choisir une valeur de tangente différente (limitée à tg $\varphi \leq 0.4$), pour tenir compte de la répartition du parc de compensation dans ses postes. Cette possibilité est conditionnée au respect de la valeur cible de la zone.

Pour les zones dont la valeur historique est supérieure à la valeur cible, et sous réserve de l'absence avérée de moyens de compensation suffisant, notamment dans les autres postes de la zone, la valeur de tangente historique pourra être retenue. Dans ce cas, les valeurs historiques des postes seront retenues sans toutefois excédée la valeur de tg $\varphi \leq 0.4$.

La valeur historique correspond au quantile 90% des tg φ, point dix minutes, observées l'hiver 2008/2009 (lundi au samedi de 6 à 22 heures).

5.4 CAS DE LA CREATION D'UN NOUVEAU POSTE SOURCE

Lorsqu'un distributeur demande à RTE d'étudier un nouveau[2] raccordement au RPT, RTE l'informe de la zone de rattachement (verte ou rouge) du nouveau poste et du seuil de tangente cible de celle ci. En retour, le distributeur communique la valeur de tangente qu'il envisage pour ce poste. RTE vérifie que cette valeur permet de respecter la valeur de tangente cible de la zone.

6. DISPOSITIONS CONTRACTUELLES

Conformément à la décision du 5 juin 2009 relative aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de Transport et de Distribution, les gestionnaires s'engagent contractuellement sur la quantité d'énergie réactive qu'ils échangent. Le non-respect des limites de compensation de puissance réactive dans les postes sources donne lieu au paiement d'une composante de dépassement de la puissance réactive.

Les modalités techniques et financières de la compensation en HTA sont intégrées dans le Contrat d'Accès au Réseau de Transport. Elles définissent a minima :

- Pour chaque poste l'affectation à une zone rouge ou verte
- La valeur tangente φ max par poste
- Les plages temporelles de surveillance de ces valeurs et les principes de calcul des pénalités
- Les dispositifs de suivi (comptage, …)

6.1 CALCUL DE L'ENERGIE REACTIVE

6.1.1 Calcul par poste

Le calcul est fait par poste à partir des données issues des tableaux de comptage avec :

T1 = puissance active soutirée
T2 = puissance réactive soutirée
T3 = puissance réactive injectée
T4 = puissance active injectée
C1 = coefficient de correction des pertes actives soutirée
C4 = coefficient de correction des pertes actives injectée
CR = Coefficient de correction d'énergie réactive

[2] Le terme « nouveau raccordement » s'entend ici au sens de l'article 3 de l'arrêté relatif au raccordement d'un réseau public de distribution au RPT. Il englobe les cas de modifications substantielles énumérées dans cet article.

Le suivi est le pas **dix minutes.**

Calcul de la tangente au pas 10 minutes :

Le calcul est effectué avec les données non corrigées (dites brutes)

Tg φ = (T2-T3) / (T1-T4) + CR

En considérant le résultat suivant :

(T1-T4) > 0 poste en soutirage d'énergie active

Si (T1-T4)<0 poste en injection d'énergie active, le réactif absorbé (T2-T3>0) n'est pas considéré.

Calcul des dépassements d'énergie réactive par points dix minutes :

Erdép = (tg φ – tg seuil)* (T1C1-T4C4)*1/6

NB : le facteur 1/6 traduit le passage des comptages en puissance sur un point 10 min à une énergie en kvarh sur cette durée.

7. 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