Réseau de transport d'électricité

Evolutions des Règles Services Système sur le réglage de la tension

Rapport de concertation du GT SSY Tension

1er octobre 2015

Réseau de transport d'électricité

Sommaire

EVOLUTIONS DES REGLES SERVICES SYSTEME SUR LE REGLAGE DE LA TENSION 1

RAPPORT DE CONCERTATION DU GT SSY TENSION 1

1 CONTEXTE ET OBJET 4

2 OBJECTIFS 4

3 LES REGLES SSY ACTUELLES 5

3.1 Description du mécanisme 5
3.1.1 Participation aux Règles 5
3.1.2 Rémunération au titre des Règles 6
3.1.3 Système d'abattements et de pénalités 7
3.1.4 Compensation synchrone 9

3.2 Diagnostic : une révision nécessaire 16

4 BESOINS DE RTE EN CAPACITE DE REGLAGE 17

4.1 Etat des lieux des différents moyens de réglage de la tension 17
4.1.1 Description du réglage par les groupes de production 18
4.1.2 Description de la gestion du réactif à l'interface avec les distributeurs 19
4.1.3 Description du réglage par les moyens de compensation de RTE 20

4.2 Les exigences réglementaires 24
4.2.1 Le code de l'énergie 24
4.2.2 Le décret du 23 avril 2008 25
4.2.3 L'arrêté du 23 avril 2008 25
4.2.4 L'arrêté du 4 juillet 2003 26
4.2.5 L'Arrêté du 30 décembre 1999 26
4.2.6 Installations raccordées avant 1999 27
4.2.7 Le Code RfG 27

4.3 Projections et cartes de zones sensibles 29
4.3.1 Tensions basses 29
4.3.2 Tensions hautes 30

5 BENCHMARK 31

6 COUTS DU SERVICE POUR LES ACTEURS 32

6.1 Principe d'évaluation des coûts pour RTE 32
6.1.1 Coûts des moyens de compensation RTE 32
6.1.2 Méthodologie de chiffrage 32

6.2 Identification des coûts liés au réglage de la tension pour les producteurs 33
6.2.1 Coûts de surdimensionnement des équipements 33
6.2.2 Coûts des pertes supplémentaires 35
6.2.3 Coûts de maintenance 36
6.2.4 Gestion contractuelle 38

6.3 Méthodologie de chiffrage 38
6.3.1 Surcoûts d'investissement 39
6.3.2 Surcoûts de maintenance 41
6.3.3 Pertes liées au réglage de la tension 44
6.3.4 Contribution des acteurs 47

7 PRINCIPES POUR L'EVOLUTION DES REGLES DE PARTICIPATION ET DE REMUNERATION DU REGLAGE DE LA TENSION 48

7.1 Evolutions des règles de participation au réglage de la tension 48
7.1.1 Evolutions des modalités de participation aux Règles SSY 48
7.1.2 Les autres acteurs du réglage de la tension 49

7.2 Evolutions des règles de rémunération 49
7.2.1 Modèles de rémunération possibles 49
7.2.2 Révision du régime d'abattements et de pénalités 58

8 ANNEXE 1 : PROJET DE ZONES SENSIBLES EN TENSIONS BASSES 60

9 ANNEXE 2 : PROJET DE ZONES SENSIBLES EN TENSIONS HAUTES 63

1 Contexte et objet

Dans le cadre de ses délibérations du 28 novembre 2013 et 12 juin 2014 portant approbation des Règles Services Système, la CRE a demandé à RTE « *d'étudier, d'ici la fin de l'année 2015, en concertation avec les parties prenantes, les principes encadrant, d'une part, les besoins de capacités de réglage de la tension de RTE par rapport aux obligations réglementaires, et d'autre part, l'évaluation des coûts, pour les acteurs, de mise à disposition des capacités de réglage de la tension.*

La CRE demande à RTE de lui transmettre, d'ici le 1er octobre 2015 au plus tard, le rapport de cette concertation. En outre, la CRE demande à RTE de lui transmettre après consultation des parties prenantes et d'ici le 1er juillet 2016 au plus tard, une proposition d'évolution des modalités de participation et des règles de détermination de la rémunération du réglage de la tension. »

Ce document constitue le rapport de concertation établi avec les Acteurs du GT SSY Tension constitué afin d'identifier les principes d'évolutions des Règles SSY (Services Système) sur le réglage de la tension. La concertation sur ce thème a débuté en novembre 2014 et sept réunions ont eu lieu jusqu'en juillet 2015, dont un GT spécifique sur la compensation synchrone.

Les participants au GT SSY Tension sont les suivants :

- Les Producteurs dont les installations sont raccordées ou en cours de raccordement au RPT et participant au réglage de la tension ;
- Les syndicats et fédérations de Producteurs d'énergies renouvelables ;
- Les propriétaires de Nouvelles Interconnexions Dérogatoires de type HVDC apte au réglage de la tension ;
- Des représentants des gestionnaires de Réseaux Publics de Distribution.

Les participants à ce GT sont désignés dans ce rapport par le terme « les Acteurs ».

2 Objectifs

Le réglage de la tension encadré par les arrêtés de raccordement, la DTR et les Règles SSY répond à des besoins du Système Electrique du Réseau Public de Transport. Pour mener à bien la concertation visant à faire évoluer les règles de participation et de rémunération de ce service, il convient de bien identifier les objectifs des différentes parties prenantes à la concertation.

L'objectif commun est de répondre à la demande de la CRE : il s'agit donc d'étudier les principes encadrant, d'une part, les besoins de capacités de réglage de la tension de RTE par rapport aux obligations réglementaires, et d'autre part, l'évaluation des coûts, pour les acteurs, de mise à disposition des capacités de réglage de la tension.

Dans ce cadre, les acteurs poursuivent des objectifs propres.

Pour RTE, les objectifs de la révision des règles SSY sur le réglage de la tension sont les suivants :

1. Assurer la sûreté du système électrique et la sécurité des biens et des personnes vis-à-vis des installations électriques exploitées par RTE.
2. Les achats de Services Système étant comptabilisés dans le TURPE, optimiser les coûts de ce service pour la collectivité.
3. Répondre aux attentes de la CRE et respecter les échéances associées pour la préparation de TURPE 5.
4. Assurer une non discrimination au niveau de la participation et de la rémunération des acteurs.

Les objectifs pour les acteurs sont les suivants :

1. s'inscrire dans une démarche de long terme, tenant compte des investissements passés, présents et futurs, pour définir les principes encadrant l'évaluation des coûts de mise à disposition des capacités de réglage de la tension
2. obtenir une juste rémunération du service de réglage de la tension qui couvre a minima les coûts (investissement et exploitation/maintenance) ;
3. apporter le service nécessaire (donc sans excès) pour les besoins explicites de RTE dans la mesure où les matériels peuvent l'apporter sans dégradation.

Questions chapitre 2 :

Partagez-vous ces objectifs ? Sont-ils complets ?

3 Les Règles SSY actuelles

Les premières Règles SSY ont été approuvées par la CRE dans sa délibération du 28 novembre 2013. Auparavant, RTE signaient des contrats SSY avec les producteurs participant au réglage de la tension.

3.1 Description du mécanisme

3.1.1 Participation aux Règles

Pour pouvoir participer au réglage de la tension et être rémunérées dans le cadre des Règles SSY, les installations de production doivent être aptes à fournir ce service.

Les critères d'aptitude des installations existantes et nouvelles sont définis dans l'article 4.2.1 de la DTR intitulé « Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive des installations de production ».

Les capacités constructives de référence, demandées à toute nouvelle installation de production qui sollicite un raccordement au RPT, sont définies aux articles 11 et 13 de l'arrêté du 23 avril 2008. Les performances exigées par RTE sont déclinées dans le cahier des charges des capacités constructives (article 8.3 de la DTR) établi au raccordement de chaque installation de production.

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 ou convention d'engagement de performances (ou ce qui en tient lieu) et/ou contractualiser des capacités dans leur accord de participation aux Règles SSY (antérieurement Contrat Services Système).

La capacité à contribuer au réglage de la tension du RPT est décrite dans les diagrammes (U, Q) de l'installation et au travers des performances dynamiques des réglages primaire et secondaire de tension. RTE peut solliciter le fonctionnement de l'installation en tout point de ces diagrammes dans les conditions prévues dans la convention d'exploitation de l'installation, complétées le cas échéant par les conditions des Règles SSY pour les services donnant lieu à rémunération.

3.1.2 Rémunération au titre des Règles

La rémunération actuelle du réglage de la tension est définie à l'article 3.1.3 des Règles SSY. Elle comprend :

- Une part fixe tenant compte des besoins locaux de RTE à travers la carte des zones sensibles et offrant aux groupes se trouvant dans ces zones un revenu lié à leur capacité maximale de fourniture du réactif (Q+).
- Une part variable calculée sur la plage de réactif mise à disposition (Q+ pour la fourniture et Q- pour l'absorption) et la durée de couplage (dès lors qu'un groupe est couplé il participe au réglage de la tension).

La rémunération versée aux producteurs par RTE pour la fourniture des Services Système (hors abattements et pénalités) représente environ 300 M€/an dont 120 M€/an correspondant au réglage de la tension. L'autre partie de la rémunération correspond au réglage de la fréquence.

Historiquement, RTE et les acteurs avaient estimé une enveloppe de coûts pour les producteurs qui a ensuite été déclinée dans le modèle actuel de rémunération.

Le principe de rémunération était le suivant (extrait contrat 2002-2004) :

- Une part fixe destinée à couvrir les coûts fixes du Responsable de Programmation (surdimensionnement de l'alternateur et du transformateur),
- 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 besoins du réseau, matérialisés par les zones sensibles ont été introduits dans le contrat type à partir de 2005. Cette introduction s'est faite à enveloppe inchangée : le principe de couverture de coûts a donc précédé l'introduction des besoins du réseau dans les règles de rémunération. Ainsi le principe de couverture de coûts, via le calcul et la rémunération d'une l'enveloppe, fait partie des fondements : les coûts des producteurs liées aux capacités doivent être couverts.

Le principe de couverture de coûts est partagé par RTE et les acteurs.

Question chapitre 3.1.2 :

Quelle perception avez-vous du modèle de rémunération des Règles SSY et du principe de couverture de coûts ?

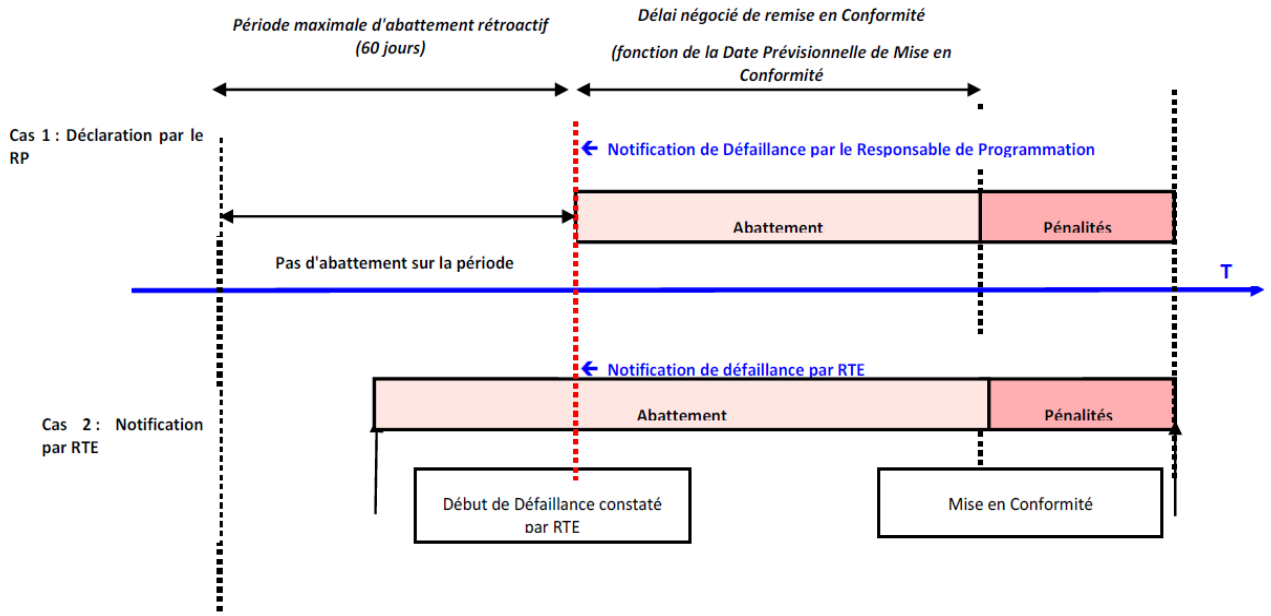
3.1.3 Système d'abattements et de pénalités

3.1.3.1 Abattements et pénalités pour cause de défaillances de réglage

Les défaillances de réglage des installations de production peuvent entrainer l'application d'abattements et de pénalités par RTE lorsqu'une part de réglage de la tension est indisponible. Ce dispositif est décrit dans les articles 3.1.6.2 à 3.1.6.4 des Règles SSY. RTE contrôle donc les performances suivantes pour identifier les éventuelles défaillances :

- Mise à disposition complète de la zone d'engagement contractuel (ZEC) ;
- Performance statique du RST : mesure de l'écart entre la puissance réactive de l'entité de réglage de la tension et la valeur de consigne ;
- Performance dynamique du RST : mesure du temps de réponse au RST.

Lorsque l'un de ces critères est en écart, une part de réglage indisponible est calculée. Cette valeur est prise en compte dans le calcul des abattements et des pénalités. RTE et le Responsable de Programmation (RP) conviennent d'une date prévisionnelle de mise en conformité pour rétablir la performance (cette date peut être modifiée une fois à la demande du producteur, après accord de RTE). Avant cette date, le régime d'abattements s'applique : le RP est rémunéré uniquement pour la part de réglage restant disponible. Après cette date, si la performance n'est pas rétablie, le régime de pénalités s'applique : le RP doit payer à RTE un montant valant 5 fois la rémunération équivalente à la plage de réglage indisponible. Le schéma ci-dessous explicite cette procédure et distingue le cas où la défaillance est déclarée par le RP du cas où cette dernière est détectée par RTE (l'objectif étant d'inciter le RP à déclarer ses écarts)



3.1.3.2 Abattements pour les indisponibilités des Entités de réglage de la tension en zones sensibles

L'article 3.1.6.5 des Règles SSY définit le régime d'abattements pour les indisponibilités programmées ou fortuites :

« Pour une Indisponibilité Programmée ou une Indisponibilité Fortuite d'une durée supérieure à un seuil d'indisponibilité égal à D Jours calendaires, la rémunération de la part fixe au titre du réglage de la tension est suspendue de la façon suivante :

- *Si la durée de l'Indisponibilité Programmée ou de l'Indisponibilité Fortuite est comprise entre D+1 et D+60 Jours, la rémunération de la part fixe est suspendue pour la période comprise entre le D+1ème Jour suivant le début de l'indisponibilité et le Jour suivant le Jour de mise à disposition effective de l'Entité de Réglage de la Tension.*
- *Si la durée de l'Indisponibilité Programmée ou de l'Indisponibilité Fortuite est supérieure à D+60 Jours, la rémunération de la part fixe est suspendue pour la période comprise entre le 1er Jour suivant le début de l'indisponibilité et le Jour suivant le Jour de mise à disposition effective de l'Entité de Réglage de la Tension.*
- *Si le cumul des Indisponibilités Programmées et des Indisponibilités Fortuites au cours d'une année civile dépasse un seuil égal à DT Jours, la rémunération de la part fixe est suspendue pour le nombre de Jours d'indisponibilité dépassant ce seuil. Le seuil d'indisponibilité DT est égal au plus grand seuil d'indisponibilité D s'appliquant aux Indisponibilités subies (en tenant compte des exceptions décrites ci-avant), majoré de 30 Jours (soit 90 Jours hors des cas particuliers précisés ci-dessus)*

Le seuil d'indisponibilité D est fixé à 60 Jours à l'exception des cas d'Indisponibilité Programmée supérieure à 60 Jours et relevant des cas suivants :

- *Pour les Entités de Réglage de la Tension Nucléaires : visite annuelle ou visite décennale ou visite exceptionnelle pour remplacement de générateur de vapeur ;*
- *Pour les Entités de Réglage de la Tension Thermiques à Flamme : visite décennale ou travaux de rénovation de contrôle commande ;*
- *Pour les Entités de Réglage de la Tension Hydrauliques : vidange décennale d'un barrage de la vallée hydraulique à laquelle l'Entité de Réglage de la Tension appartient ou travaux de rénovation d'ampleur (contrôle commande, démontage de l'Entité de Réglage de la Tension…). »*

3.1.4 Compensation synchrone

Le mode de fonctionnement en compensateur synchrone consiste à faire fonctionner une installation en réglage de la tension (fourniture et absorption de puissance réactive) sans que celle-ci fournisse de puissance active. Dans ce mode de fonctionnement, l'installation consomme de la puissance active pour alimenter les auxiliaires.

La compensation synchrone étant un thème spécifique qui ne concerne pas tous les acteurs, ce sujet a été traité au sein d'un GT ad'hoc qui s'est réuni le 12 juin 2015. Ce chapitre décrit les éléments partagés lors de cette réunion.

La compensation synchrone est utilisée comme parade en exploitation par RTE pour gérer les problématiques de tensions hautes et de tensions basses. Plusieurs des installations existantes participant à ce service sont importantes pour la gestion des tensions hautes et des tensions basses aussi bien en régime de fonctionnement normal qu'en régime d'incident (perte d'ouvrage). Pour RTE ces installations participent à la Sûreté du système.

3.1.4.1 Cadre réglementaire et contractuel

Concernant l'aspect réglementaire, la compensation synchrone n'est pas une performance exigée par les arrêtés de raccordement.

Les Règles SSY définissent le cadre contractuel pour les installations pouvant fonctionner en compensation synchrone et la rémunération associée :

- Dans l'accord de participation aux Règles SSY, le Responsable de Programmation précise la liste des groupes participant à la compensation synchrone ;
- Les installations participent au service sur sollicitation de RTE : appel du dispatching à l'installation à l'arrêt pour mettre en marche/arrêt le mode compensation synchrone.

3.1.4.2 Rémunération de la compensation synchrone

La rémunération de la compensation synchrone, décrite au chapitre 3.2 des Règles SSY, se décompose de la façon suivante :

1. Part variable liée au réglage primaire et/ou secondaire de tension ;
2. Sur-souscription CART : permet de « rembourser » le surcoût de la facture CART au soutirage :
   - Part fixe CART : remboursement de la différence Psoutirée pour la CS - Psoutirée hors CS ;
   - Remboursement de la part variable CART : fonction de l'énergie soutirée.

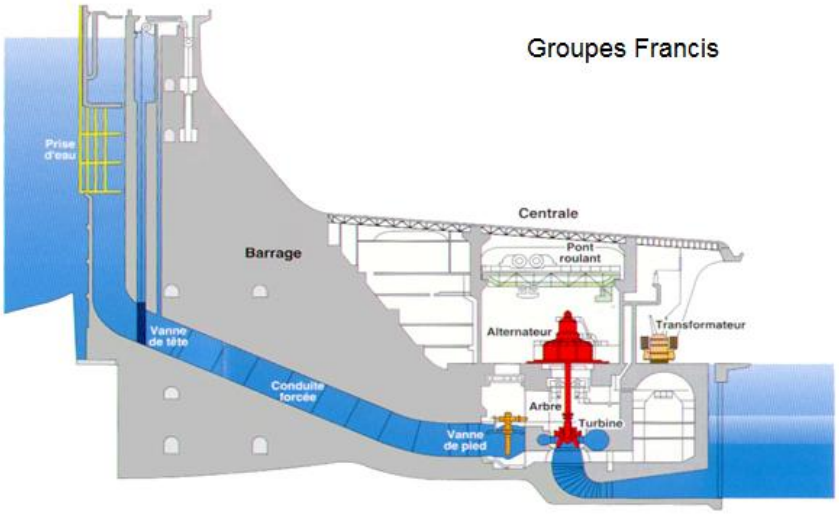
     $E_{soutirée} = k \times P_{max} \times d_{CS}$ avec k= 2,8% pour l'hydraulique et 1,5% pour le thermique
3. Rémunération spécifique :
   - Une part fixe qui couvre l'annuité d'investissement et les coûts d'exploitation et de maintenance liés aux équipements d'air comprimé pour les groupes hydrauliques ;
   - Une part variable qui couvre le remboursement, pour chaque heure d'utilisation, de l'énergie active soutirée ($E_{soutirée}$ calculée comme pour la sur-souscription CART), valorisé sur la base d'un prix déterminé annuellement :

     Pour l'année N, ce prix est calculé par RTE en N-1 à partir des prix à terme France pour l'année N (EEX Power Derivatives France), calculé de la façon suivante :
     - pour les Entités de Réglage de la Tension Hydrauliques avec une pondération égale à un tiers du prix pointe et deux tiers du prix base ;
     - pour les Entités de Réglage de la Tension Thermiques avec une pondération égale à 100% du prix pointe.

3.1.4.3 Compensation synchrone pour les turbines « Francis » - Contribution CNR

- **<u>Description de la marche en compensateur synchrone</u>**

Ce descriptif fourni par CNR concerne uniquement les turbines hydrauliques de type Francis.
La marche en compensation synchrone est une marche spécifique du groupe. Elle nécessite, au-delà des caractéristiques du groupe, des équipements et une chaine de contrôle commande particuliers.



Le fonctionnement en compensateur synchrone du groupe impose une marche du groupe en moteur (absorption de puissance active du RTE et fourniture/absorption de puissance réactive au RTE) et non en générateur. Elle nécessite que la roue de la turbine soit dénoyée (c'est-à-dire qu'il n'y ait plus d'eau dans la bâche spirale) afin que la roue puisse tourner sans frottement hydraulique.

Ainsi au préalable la roue est dénoyée. Ceci impose l'arrêt du groupe, la fermeture de la vanne de pied, des directrices et de la mise en action de compresseurs d'air comprimé et d'accumulateurs dédiés (via un réseau spécifique et vannes de dénoyage) afin de maintenir l'eau (par pression d'air) sous la roue. Un système de capteurs contrôle le niveau d'eau dans la bâche spirale afin de réguler la fourniture d'air comprimé.
Le groupe passe en moteur par une fonction spécifique du contrôle commande et en soutirant de la puissance active sur le RPT. Le niveau de puissance réactive en marche synchrone est géré spécifiquement dans le logiciel de la chaîne de commande.
Pour arrêter la marche en compensation synchrone, le groupe est arrêté, la roue est renoyée via des vannes de renoyage.

La commande de marche en compensateur synchrone peut être pilotée à distance par le centre de conduite. L'ensemble de la chaîne de contrôle commande pilote ce cycle de marche particulière. Des retours d'informations spécifiques sont transmis à RTE comme la télésignalisation en/hors marche synchrone.

<u>Fonctionnement complémentaire :</u>
La rotation de la roue dans l'air engendre des échauffements et abime les parois extérieures de la roue (frettes) et les joints d'arbres. Il est nécessaire lors du fonctionnement en marche synchrone de refroidir les frettes de la roue et les joints. Ceci nécessite la mise en place d'un réseau d'arrosage spécifique de ces équipements. L'eau d'arrosage doit être préalablement filtrée pour éviter toute détérioration des équipements (important dans le cas d'usine pour laquelle l'eau utilisée en amont est chargée en sable).

- **Contraintes et sollicitations de la compensation synchrone pour les turbines Francis**

En complément des éléments d'impacts et de contraintes signalés pour les réglages primaire et secondaire de tension, la zone de fonctionnement (P~0 MW et Q = MVAR important) amène à gérer l'alternateur dans des points de fonctionnement éloigné du régime nominal où les circuits magnétiques et les pièces de l'alternateur n'ont pas été optimisés pour ce type de champs magnétiques.

Au-delà de l'impact sur la roue elle-même (usure) expliqué dans le chapitre précédent (frottement dans l'air), le fonctionnement en dehors de la poussée hydraulique verticale (la roue n'est plus dans l'eau) amène des impacts sur la ligne mécanique de l'arbre turbine et de ces paliers. En effet, le groupe prévu pour fonctionner dans un contexte de poussée hydraulique se retrouve sans cette dernière et cette modification de l'équilibre hydrostatique de la ligne d'arbre (le groupe se « soulève ») impacte les éléments de type mécanique : joints d'arbres, paliers.

D'autre part, des problèmes d'étanchéité apparaissent sur les joints de la ligne d'arbre et sur les directrices qui entrainent un vieillissement prématuré de ces éléments. En effet, ces étanchéités sont prévues pour un fonctionnement dans un milieu hydraulique et non pas dans un contexte air comprimé.
Suite à l'altération de ces étanchéités, des problèmes de fuites d'air comprimé apparaissent et nécessite un appoint d'air comprimé permanent en exploitation marche synchrone (consommation supplémentaire, impact sur la chaîne d'air comprimé) avant rénovation « lourde » des équipements impactés (les équipements mécaniques sur un groupe vertical nécessitent un démontage important de plusieurs pièces avec durée d'indisponibilité importante).

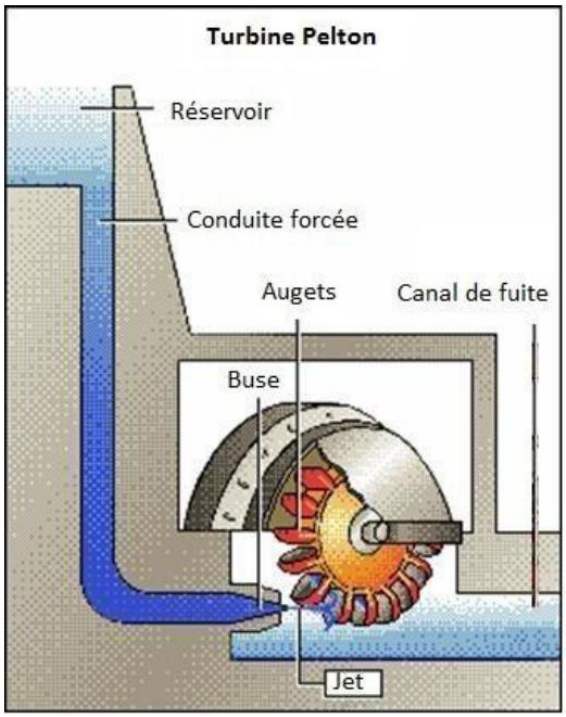
En relatif, il est à noter que le groupe utilisé pour de la compensation synchrone s'use par son fonctionnement en diminuant la durée de vie passée en heures production MW.

Comme signalé dans le fonctionnement de la marche en compensation synchrone d'une turbine Francis, des investissements et des rénovations sur des équipements spécifiques à cette marche sont nécessaires (compresseurs, accumulateurs, réseau d'air –vannes-capteurs, automatismes et spécificité logicielle, réseau d'eau filtrée et circuit d'arrosage….). De la maintenance spécifique courante et réglementaire (sur les accumulateurs) ainsi que des contrôles de bonne marche sont également effectués. L'impact des sollicitations amènent à un vieillissement prématuré et des investissements anticipés sur les pièces connexes avec un impact lourd en termes de chantier.

3.1.4.4 Compensation synchrone pour les turbines « Pelton » - Contribution EDF

- **Principe de fonctionnement**

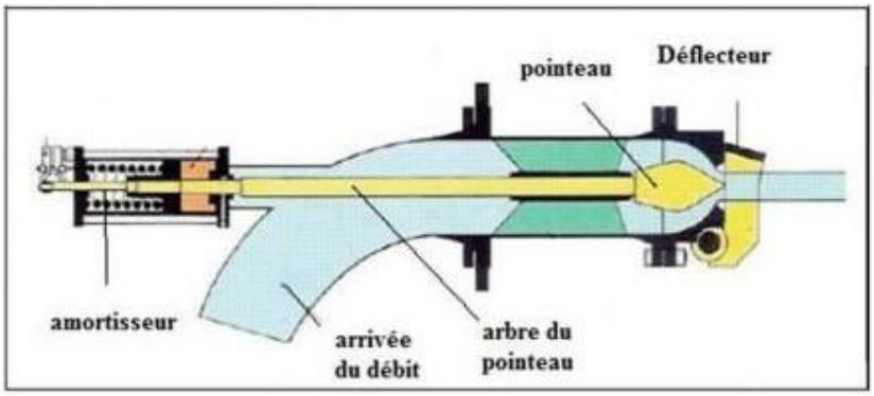
Rappel du principe de fonctionnement général (P non nulle) :



Les turbines Pelton sont généralement utilisées pour des usines de haute chute. Elles sont constituées d'une roue à augets, d'injecteurs et de déflecteurs permettant la circulation de l'eau et la rotation de la turbine.

Les injecteurs sont constitués d'un corps, d'une buse (voir figure ci-dessus), d'un pointeau et, suivant le cas, d'un dispositif de commande lié au régulateur. Les déflecteurs sont généralement situés entre l'injecteur et la roue à augets.

Si l'injecteur réalise l'alimentation de la roue en eau, les déflecteurs dévient cette eau pour éviter tout choc dit coup de bélier.



Ainsi, la roue est alimentée en eau pour que l'usine puisse produire ou consommer de l'énergie (P non nulle).

Pour atteindre l'état de marche en compensateur sur un groupe avec Pelton, le cycle de fonctionnement est le suivant :

- Démarrage normal du groupe et mise en service des auxiliaires dont la réfrigération pivot.
- Excitation puis couplage en alternateur sur le réseau.
- Après le couplage, autorisation de passer en compensateur synchrone.
    - Fermeture des déflecteurs et des injecteurs (l'ordre dépend du site) ;
    - Fermeture des vannes de garde ;
    - La turbine se trouve dans l'air et l'alternateur passe en moteur compensateur synchrone ;
    - Arrosage de la roue Pelton.
- Application de la consigne de réglage de la tension en compensateur.

Le circuit de réfrigération de chaque groupe est alimenté en eau à partir d'un bassin (cela peut-être un puits spécifique, ou le canal de fuite). Ce bassin est alimenté par un équipement de pompage.

En fin de marche en compensateur synchrone, des actions sur les déflecteurs et vannes de garde permettent de retourner à un mode de fonctionnement normal (alternateur à P non nulle).

- **<u>Contraintes</u>**

Il faut donc prendre en compte plusieurs installations supplémentaires pour réaliser le passage en compensation synchrone :

- Le dispositif d'arrosage de la roue Pelton
- La réfrigération périodique du canal de fuite via l'apport d'eau « fraîche ».
- L'ensemble de pompage dans le canal de fuite.

Et ces dispositions prises ont un coût. En effet, lors de la marche en compensateur d'un ou plusieurs groupes, les autres étant à l'arrêt, il n'y a plus d'apport d'eau fraîche par le groupe. En conséquence, l'eau de réfrigération évacuée dans le canal de fuite puis envoyée dans le bassin se réchauffe après chaque passage pour l'arrosage des roues et pour l'alimentation des radiateurs de réfrigération des huiles de pivoterie / paliers / alternateur.

Lorsque la température de l'eau du canal de fuite dépasse la température de seuil (°C, dépend du site), l'échauffement de l'eau risque de conduire à un déclenchement du ou des groupes en compensateur par la protection de température maximale de réfrigération du pivot ou du palier ou encore de l'alternateur.

Pour éliminer ce risque pendant la marche en compensateur de quatre groupes, le cycle de fonctionnement intégré dans l'automate de conduite démarre un des groupes de la centrale en turbiné pendant un temps T – à noter que cela peut être le groupe lui-même, qui fonctionnait en CS,

qui passe temporairement en fonctionnement alternateur. L'eau ainsi turbinée vient refroidir l'eau du bassin.

NB : A titre d'illustration, pour l'usine de La Bathie, sur une période de 24 heures de marche en compensateur à quatre groupes, ce turbiné de refroidissement effectué par un groupe se reproduit toutes les 6 heures en moyenne. La durée de ce turbiné est de 1,5 heure pour La Bathie.

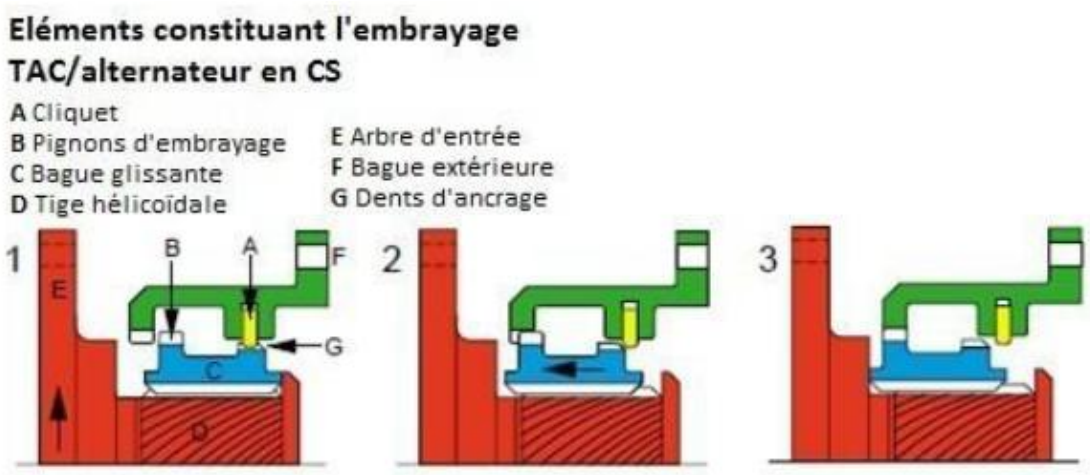
3.1.4.5 Exploitation d'une Turbine à Combustion en Compensation Synchrone-Contribution EDF

- **Principe de fonctionnement**

La TAC utilisée en compensation synchrone est découplée à l'alternateur afin de fournir Q à P nul.

Le principe de démarrage est le même qu'en fonctionnement normal. La TAC est démarrée puis sa synchronisation est effectuée. Le couplage TAC/alternateur étant réalisé, l'alternateur tourne alors à 3000 tr/min.

La TAC est ensuite arrêtée et découplée de l'alternateur, ce dernier continuant de tourner grâce au système d'excitation, sur commande du régulateur de tension. Le découplage TAC/alternateur est mécanique, par le système d'embrayage décrit par la figure ci-dessous :



- **Contraintes**

Les avaries les plus fréquentes pour des TAC en Compensation Synchrone, sont causées par des problèmes mécaniques (vibrations principalement) survenus au niveau de l'accouplement TAC/alternateur.

Les arrêts / démarrages fréquents et les vibrations et frottements présents dans ce type d'embrayage mécanique, entraînent des dégradations sur les machines et sont donc de vraies contraintes pour l'exploitation des TAC en Compensation Synchrone.

3.2 Diagnostic : une révision nécessaire

Les objectifs à la conception des premiers contrats de services système en 2002 étaient de :

1. Couvrir les coûts supportés par un Producteur participant au réglage de la tension. Ces coûts se répartissant de la façon suivante :
   - Coûts du surdimensionnement des alternateurs, transformateurs et des systèmes d'excitation (transformateurs de soutirage, pont de puissance, excitatrice) ayant un impact sur l'investissement ;
   - Coûts des pertes de rendement (pertes actives liées à la sollicitation en puissance réactive);
   - Coûts de maintenance liés à la sollicitation en puissance réactive.
2. Rémunérer les Producteurs pour leur disponibilité et pour les plages de réactif mises à disposition.

Ces deux objectifs devaient permettre de garantir la disponibilité des capacités de réglage en réactif des installations de production en cas d'incident pour prévenir notamment les écroulements de tension sur le RPT.

La CRE a souhaité revoir ce système en profondeur. L'état des lieux de ce mécanisme permet d'établir les constats suivants :

1. Le coût du surdimensionnement n'est rémunéré que pour les groupes en zones sensibles alors que ce coût est supporté par toutes les installations ;
2. Il y a aujourd'hui une inadéquation entre les règles de rémunération des Producteurs et les besoins en réactif de RTE pour les 2 raisons suivantes :
   - La carte des zones sensibles doit être révisée car elle ne traduit plus l'ensemble des contraintes de tensions pour RTE :
     - D'une part, RTE a investi sur certaines zones du RPT dans des bancs de condensateurs pour se prémunir des contraintes de tensions basses.
     - Et d'autre part, les situations de tensions hautes deviennent de plus en plus difficiles à gérer pour les gestionnaires de réseau (Transport et Distribution) et doivent être prises en compte dans les zones sensibles (ce qui n'est pas le cas dans la carte actuelle).
   - Les coûts liés au réglage de la tension pour les acteurs sont à (ré)évaluer, notamment pour les installations à base d'électronique de puissance.
3. La participation et la rémunération des installations fonctionnant en compensateur synchrone nécessitent une révision pour pérenniser les capacités des installations concourant à la sûreté du système et prévoir l'éventuelle participation des ENR.

4. Les Règles doivent mieux préciser pour le réglage de la tension les services qui sont « obligatoires » et les services « optionnels ».
5. Le système d'abattements et de pénalités doit être réinterrogé.

Ces constats ont fait l'objet de discussions avec les acteurs. Ces discussions et les propositions faites sont présentées ci-après.

Question chapitre 3.2 : *Partagez-vous ce diagnostic ?*

4 Besoins de RTE en capacité de réglage

4.1 Etat des lieux des différents moyens de réglage de la tension

Outre son aspect contractuel vis-à-vis des clients de RTE, le contrôle de la tension en tout point du système électrique est nécessaire pour assurer un comportement correct des matériels, garantir le bon fonctionnement global du système (y compris la diminution des pertes réseau) et éviter l'apparition de phénomènes du type écroulement de tension.

La tension est une grandeur locale, fortement influencée par les variations de consommation et les transits de puissance réactive. Celle-ci se transporte mal et au prix de chutes de tension importantes. La tension est donc réglée à partir de moyens de gestion de la puissance réactive (groupes, condensateurs, réactances, dispositifs d'électronique de puissance…) répartis sur le réseau.

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

- En période de faible consommation, RTE gère les contraintes de tensions hautes en utilisant les capacités de réglages en absorption des groupes de production et CSPR présents sur le réseau, les moyens de compensation selfiques et des schémas topologiques adaptés.
- En période de forte consommation :
  - RTE recherche une exploitation à tension haute au niveau des installations de production localisées sur le réseau de grand transport, notamment en 400 kV, en préservant leur capacité de fourniture de puissance réactive pour les besoins du réglage dynamique de la tension,
  - Et limite autant que possible les chutes de tension sur les réseaux sous jacents en minimisant les flux de puissance réactive circulant sur le RPT.

Historiquement, le réglage de la tension sur le RPT est réalisé principalement grâce aux 3 vecteurs suivants :

1. Le réglage de la tension par les groupes de production raccordés en HTB, qui sont obligés de mettre à disposition de RTE leurs plages de puissance réactive en fourniture et en absorption dans les limites d'un diagramme de fonctionnement U/Q contractuel. Les producteurs participant au réglage sont rémunérés en signant l'accord de participation aux Règles SSY Tension,
2. Le réglage de la tension grâce aux moyens directement à la main de RTE (consignes des régleurs en charge des transformateurs HTB, moyens de compensation, schémas d'exploitation…),
3. Le réglage de la tension grâce aux moyens directement à la main des distributeurs (moyens de compensation installés en HTA) sur demande de RTE.

4.1.1 Description du réglage par les groupes de production

Les capacités de réglage des installations de production sont utilisées principalement pour assurer le réglage dynamique fin et rapide de la tension, et pour compenser la puissance réactive appelée par le réseau et par les charges. Les éléments ci-après sont également exposés à l'article 4.2.1 de la DTR.

Il existe deux types de réglage pour les installations de production :

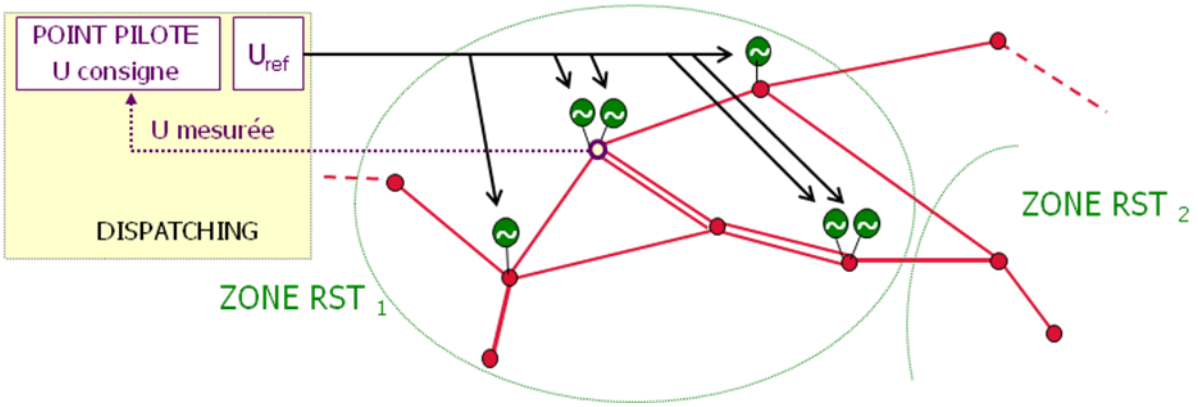
Le réglage primaire de la tension :

- La régulation primaire de tension est effectuée au stator des alternateurs ou au point de livraison de chaque installation en imposant une tension de consigne Uref. Cette tension de consigne est une valeur fixe mais elle peut être modifiée sur demande du centre de conduite RTE en fonction des contraintes.
- Le régulateur primaire de tension permet, lorsque la tension du point de livraison diminue par rapport à la tension de consigne Uref (valeur constante), l'injection de puissance réactive pour compenser la chute de tension. Réciproquement, une augmentation de la tension du point de livraison est compensée par l'absorption de puissance réactive.
- Le régulateur primaire a une constante de temps de quelques secondes pour stopper rapidement les variations de tension du réseau.

Le Réglage Secondaire de la Tension (RST) :

- La régulation secondaire permet de contrôler le plan de tension à l'intérieur d'une zone géographique en modifiant la tension de consigne **Uref** des principaux groupes de la zone raccordés en 225 kV et 400 kV.

- Contrairement à la régulation primaire de tension, pour le RST la tension de consigne Uref de chaque installation est une valeur dynamique pilotée par les centres de conduite de RTE.
- Cette régulation est effectuée par rapport à un point pilote du réseau, le régulateur de zone étant situé au centre de conduite comme l'indique le schéma ci-dessous.
- Le réglage secondaire de la tension rétablit la tension de manière lente et automatique (quelques minutes).



4.1.2 Description de la gestion du réactif à l'interface avec les distributeurs

Les capacités de réglage de puissance réactive que RTE mobilise auprès des producteurs raccordés au RPT ne permettent pas de couvrir les besoins des réseaux de transport et de distribution dans tous les schémas d'exploitation 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 des GRD, aujourd'hui complétées de batteries HTB lorsque la structure du RPT et les conditions d'exploitation l'exigent. Le rôle de ces batteries de condensateurs 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.

D'autre part, RTE et les Distributeurs tiennent compte des évolutions de leurs réseaux induisant des contraintes de tensions hautes, notamment concernant l'arrivée massive de la production renouvelable et la mise en souterrain des réseaux.

Les Distributeurs sont responsables de la compensation de la puissance réactive appelée par leurs réseaux. Le seuil de compensation à chaque poste source doit être convenu avec RTE. Des études spécifiques permettent d'obtenir une valeur individuelle de tg ϕ cible (rapport de la puissance réactive Q sur la puissance active P soutirée) par zone correspondant à l'optimum technique du RPT. La contractualisation du seuil de tangente ϕ est faite par point de livraison. Les Distributeurs sont alors tenus de respecter ce ratio Q/P soutirées moyenné au niveau mensuel durant la période hivernale. Tout dépassement entraîne des pénalités prévues dans le cadre du TURPE.

4.1.3 Description du réglage par les moyens de compensation de RTE

4.1.3.1 Utilisation des moyens de compensation de RTE

On peut lister trois types de moyens de compensation RTE : bancs de condensateurs pour les contraintes de tensions basses, selfs pour les contraintes de tensions hautes, ou CSPR pour une gestion plus flexible et dynamique de l'ensemble des contraintes.

RTE peut utiliser ces moyens de compensation existants sur son réseau pour régler la tension, et également décider d'en installer de nouveaux.

Les moyens de compensation installés par RTE sont gérés de façon automatique : l'enclenchement et le déclenchement de bancs de condensateurs ou de selfs est assuré par un automate qui agit en fonction de différents critères dont la tension.

4.1.3.2 Etudes conduisant à l'installation de nouveaux moyens de compensation RTE

RTE réalise des études dites « tensions basses » ainsi que des études dites « tensions hautes ». Les horizons temporels 1, 5 et 10 ans sont étudiés ; l'horizon annuel permet d'identifier les éventuelles contraintes et les parades associées ; l'horizon 5 ans vise à décider des investissements en moyens de compensation ; l'horizon 10 ans permet de donner un éclairage sur les évolutions à plus long terme.

Pour toutes les études réalisées par RTE, le socle commun d'hypothèses est cohérent avec le Bilan Prévisionnel.

En ce qui concerne les plages de réactif mises à disposition par les groupes, on considère dans ces études qu'elles sont identiques au diagramme de fonctionnement U/Q contractuel en vigueur au moment où l'étude est réalisée.

- **Etudes tensions basses**

La problématique des tensions basses est connue de longue date. C'est initialement un problème local, mais qui peut rapidement évoluer vers un incident de grande ampleur si les actions appropriées ne sont pas mises en œuvre.

On peut prendre comme exemple l'incident du 12 janvier 1987 qui a pris naissance dans l'Ouest et a conduit, au plus fort de l'incident, à couper 8000 MW de consommation. Le risque est donc un risque pesant sur la Sûreté du Système, qui impacte tous les clients de RTE.

Les phénomènes qui concourent à l'apparition et à l'amplification des problèmes de tensions basses sont les suivants :

- La présence de charges réactives dans le domaine HTA ;
- Les pertes réactives sur le réseau de transport, qui augmentent d'autant plus que le réseau est chargé ;

- La diminution de la capacité du parc de production à fournir de la puissance réactive dans une zone donnée ;
- La brusque variation des besoins en cas d'incident, ligne ou groupe, qui peut atteindre plusieurs centaines de MVAr.

Notons que les problèmes de tensions basses sont des problèmes qui apparaissent en période de forte charge, donc généralement en hiver.

Les hypothèses retenues pour les horizons 5 et 10 ans sont cohérentes avec le Bilan Prévisionnel :

- Les hypothèses sur le plan de production intègrent les prévisions de nouveaux raccordements (liste d'attente et S3RENR) et de déclassements d'installations. Pour les études à horizons 1 et 5 ans, les plannings prévisionnels d'arrêt des groupes sont également utilisés. Pour les cartes à 10 ans, les hypothèses de disponibilité sont réparties de façon normative sur le parc de production (abattement homogène en % effectué sur les Pmax des groupes).
- Les hypothèses de consommation de puissance active/réactive sont issues du corps d'hypothèses utilisé pour les études de développement et s'inscrivent dans le cadre défini par le Bilan Prévisionnel.
- Les prévisions d'enfouissement des câbles générant du réactif sur les réseaux de distribution sont intégrées.
- Une situation d'échange aux frontières contraignante est prise en compte.

Pour ces études en tensions basses, RTE considère qu'à forte consommation sur le réseau, plan de production démarré par l'empilement, un aléa « N-1 dimensionnant » ne doit pas entraîner un écroulement de tension de grande ampleur :

- La forte consommation est caractérisée par un niveau de consommation élevé, cohérent en terme de durée de risque avec les critères de défaillance utilisés par ailleurs par RTE ;
- Par aléa N-1 dimensionnant, on entend la perte d'un groupe ou la perte d'une ligne.

On détermine ainsi un paramètre appelé « Consommation Limite à l'Ecroulement » qui est le niveau de consommation le plus élevé atteignable sans risque d'écroulement sur une perte d'ouvrage.

Sur le point d'étude ainsi défini, la Consommation Limite à l'Ecroulement doit donc être inférieure à la prévision de consommation VFC (Valeur Forte Charge). Dans le cas contraire, on observe un écroulement de tension qui conduit à ne pas respecter les engagements de RTE en termes de sûreté du système (soit une coupure de 1500 MW pendant 2 heures) ; l'investissement en moyens de compensation est alors justifié.

- **Etudes tensions hautes**

A l'inverse des tensions basses, qui constituent un problème connu depuis longtemps bien que restant prégnant, la problématique des tensions hautes constitue un phénomène plus récent, dont l'amplitude va croissant.

Les tensions hautes sont un problème local, ayant pour conséquence :

- Des risques pour les matériels, les personnes et les biens (explosion, incendie,…) ;
- La dégradation de la qualité de l'électricité liée :
  - à l'indisponibilité des matériels concernés ;
  - à la mise en œuvre de schémas d'exploitation spécifiques permettant de maîtriser les contraintes de tensions (d'où un moindre maillage du réseau en exploitation) ;
- Le risque de non-respect des engagements contractuels de RTE vis-à-vis de ses clients.

Les phénomènes qui concourent à l'apparition et à l'amplification des problèmes de tensions hautes sont les suivants :

- Le développement des liaisons souterraines sur les réseaux de distribution et sur le réseau de transport, concernant aussi bien de nouveaux projets que la mise en souterrain de lignes existantes ;
- Le développement de la production décentralisée :
  - du fait de son raccordement en souterrain,
  - mais aussi car il entraîne une diminution des charges vues des niveaux de tension supérieurs, et donc une diminution des transits sur ces ouvrages. Or à faible charge les lignes génèrent du réactif, amplifiant ainsi les problèmes de tensions hautes ;
- La faible augmentation de la consommation, en particulier dans les périodes de creux.

Notons que les problèmes de tensions hautes sont des problèmes qui apparaissent en période de faible charge, donc généralement en été.

Pour ses études en tensions hautes, RTE se place sur un point d'étude correspondant à une faible charge, cohérent en termes de durée de risque avec les critères de défaillance utilisés par ailleurs par RTE.

La notion de faible charge peut varier d'une région à l'autre : on parle en effet de la charge vue du réseau de transport. Une faible charge peut ainsi résulter d'une consommation finale des clients moyenne et d'un fort niveau de production décentralisé, ou d'une très faible consommation finale des clients et d'un niveau très faible de production décentralisé.

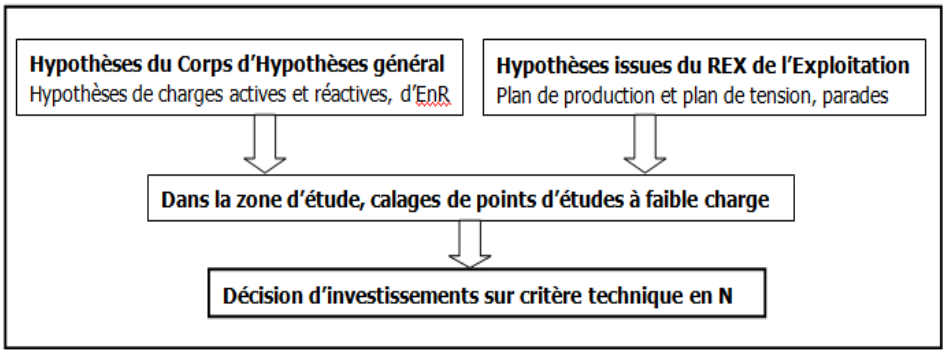
Sur le point d'étude, les parades topologiques habituellement utilisées pour maîtriser le plan de tension (mise hors tension de liaisons du RPT, modifications de schémas de réseau dans les postes 225 kV et 90 kV) sont mises en œuvre.

La méthode utilisée par RTE pour déterminer les zones sensibles vis-à-vis des tensions hautes est la suivante :

- Sur chaque zone géographique, identification de la situation de réseau contraignante vis-à-vis des tensions hautes.
- Mise en œuvre des parades topologiques habituellement utilisées pour maîtriser le plan de tension (mise hors tension de liaisons du RPT, modifications de schémas de réseau dans les postes 225 kV et 90 kV) parmi les leviers disponibles en exploitation.

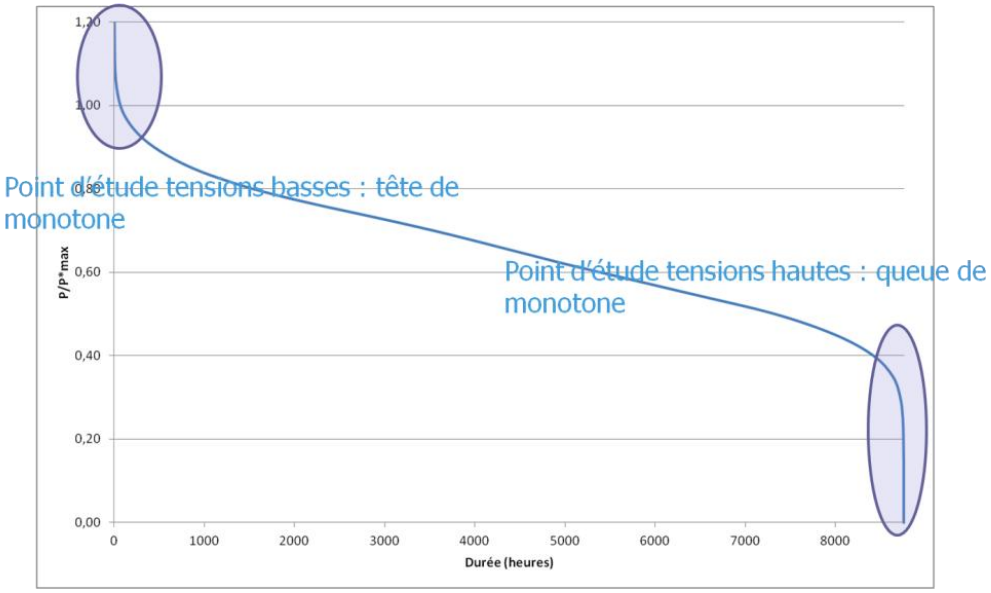
Les différentes hypothèses retenues pour la réalisation de l'analyse sont les suivantes :

- Plan de production : démarrage des groupes de production de manière à représenter une situation estivale « moyenne » correspondant à une situation contrainte mais réaliste à la période étudiée.
- Consommation de puissances active et réactive : ces données sont issues du corps d'hypothèses utilisé pour les études de développement et s'inscrivent dans le cadre défini par le Bilan Prévisionnel.
- Situation d'échanges aux frontières contraignantes.



Sur un tel point d'étude, on estime que la survenance de contraintes à réseau complet en N représente un risque pour les matériels et pour les clients trop important qui justifie dans ce cas l'investissement dans des moyens de compensation.

En synthèse, les études réalisées par RTE pour les problématiques de tensions basses et de tensions hautes consistent à se placer sur des points de forte charge (tensions basses) ou de faible charge (tensions hautes). Si l'on représente le niveau de consommation sur une année entière sous la forme d'une monotone, ces points se situeraient en tête et queue de monotone :



De ce fait, les points considérés dans ces études sont des points volontairement contraignants et qui ne sont donc pas représentatifs de la « vie du réseau » sur les 8760 heures d'une année.

Ces études qui sont similaires à celles réalisées pour établir les zones sensibles, ne traduisent donc pas précisément un niveau de sollicitation des installations de production permanent car le point choisi par RTE pour l'étude n'est pas représentatif des contraintes vues par les groupes tout le reste de l'année.

C'est pourquoi une approche consistant à décorréler les zones sensibles des niveaux de sollicitation des groupes est jugée préférable.

Question chapitre 4.1.3 : *Partagez-vous cette approche ?*

4.2 Les exigences réglementaires

4.2.1 Le code de l'énergie

L'article L.321-11 du Code de l'énergie prévoit que :

> *Le gestionnaire du réseau public de transport veille également à la disponibilité et à la mise en œuvre des services nécessaires au fonctionnement du réseau. Tout producteur dont les*

installations disposent d'une capacité constructive de réglage de la fréquence ou de la tension met, en application de l'article L. 342-5, cette capacité à la disposition du gestionnaire du réseau public de transport, ***selon des modalités de participation et des règles de détermination de la rémunération fondées sur des critères objectifs et non discriminatoires****, qui sont élaborées et publiées par le gestionnaire du réseau public de transport.*

4.2.2 Le décret du 23 avril 2008

L'article 5 du décret du 23 avril 2008 prévoit les exigences suivantes pour les groupes raccordés ou modifiés substantiellement depuis le 23 avril 2008 :

I. — Seules peuvent être raccordées à un réseau public d'électricité les installations de production ***conçues pour fonctionner dans les conditions normales et exceptionnelles de fréquence et de tension*** *sur ce réseau, sans qu'il en résulte :*

- *un danger pour les personnes et les biens ;*
- *une perturbation des dispositifs mis en œuvre par le gestionnaire du réseau pour en assurer la conduite et la protection ;*
- *une dégradation anormale de la qualité de l'électricité distribuée ou transportée sur ce réseau ;*
- *une contrainte pour les autres utilisateurs du réseau. […]*

V. — Un arrêté du ministre chargé de l'énergie précise les conditions prévues aux I à IV du présent article qui peuvent être différenciées en fonction de la puissance installée des installations de production à raccorder, du caractère aléatoire ou non de l'énergie primaire qu'elles utilisent et de leur technologie.

4.2.3 L'arrêté du 23 avril 2008

L'arrêté du 23 avril 2008 prévoit les exigences suivantes pour les groupes raccordés ou modifiés substantiellement depuis le 23 avril 2008 :

1. Toutes les installations raccordées au réseau public de transport doivent avoir les capacités constructives pour participer au réglage primaire de tension.

2. Toutes les installations raccordées en 225 et 400 kV doivent avoir les capacités constructives pour participer au réglage secondaire de tension.

3. La plage de réactif minimale à couvrir par l'installation (article 11) à P_{max} et à U_{dim} :

$$\mathbf{[Q- = -0,35 \times P_{max} \; ; \; Q+ = 0,32 \times P_{max}]}$$

4. Dérogation possible à fournir ces plages de réactif à puissance active faible, soumise à l'accord de RTE, pour les installations ENR de P_{max} < 50MW. Engagement du producteur à installer ultérieurement les équipements nécessaires pour lever ces limitations sur demande de RTE.

4.2.4 L'arrêté du 4 juillet 2003

L'arrêté du 4 juillet 2003 exige les mêmes capacités constructives pour le réglage de la tension des installations raccordées au RPT que l'arrêté du 23 avril 2008 pour les points 1 à 3 cités au chapitre précédent.

Une dérogation est également prévue à l'article 28 pour les installations mettant en œuvre de l'énergie fatale concernant la plage de réactif à fournir :

> *Les fonctions visées aux articles 11, 12, 13, 20 et 21 ci-dessus ne sont pas exigées des installations de production mettant en œuvre de l'énergie fatale, telles que : les fermes éoliennes, les centrales hydrauliques "fil de l'eau", les usines de valorisation des déchets... Les fonctions de l'article 27, non pertinentes dans le cas de certaines de ces installations à base d'énergie fatale, ne sont pas exigées non plus.*
>
> *Pour ces mêmes installations, si, pour des raisons intrinsèques au processus de récupération de l'énergie fatale, certaines fonctions de l'article 8 ne peuvent être totalement respectées, le producteur doit en informer le gestionnaire du réseau et convenir avec lui de solutions techniques locales pour obtenir les mêmes performances, comme la mise en place de bancs de condensateurs.*

Cette dérogation s'applique quelle que soit la P_{max} de l'installation.

4.2.5 L'Arrêté du 30 décembre 1999

L'arrêté du 30 décembre 1999 prévoit les dispositions suivantes :

> *« La participation de tous les groupes au réglage de la tension et de la puissance réactive est indispensable pour que le GRT puisse, d'une part, maintenir le niveau de qualité de tension demandé par le contrat de qualité en vigueur et, d'autre part, assurer la sûreté du système (éviter les écroulements de tension).*
>
> *Pour le système électrique, ce sont les possibilités de modulation de puissance réactive et de réglage de la tension au niveau du point de livraison qui comptent. C'est pourquoi, les obligations en performances des installations sont spécifiées à ce niveau.*
>
> *Toute installation de production doit avoir une capacité constructive lui permettant de moduler la puissance réactive fournie au point de livraison conformément aux règles suivantes :*
>
> *1. Pour toute valeur de la tension au point de livraison, comprise dans une plage Uréférence +/- 5%, l'installation doit être, a minima, capable de moduler la puissance réactive au point de livraison entre* $\boldsymbol{Qr_{min} = -0.2\ P_{max}}$ ***et*** $\boldsymbol{Qr_{max} = 0.45\ P_{max}}$ *,* P_{max} *désignant la puissance active maximale de l'installation. »*

L'étendue de la plage demandée dans cet arrêté est proche de celle demandée dans les arrêtés de 2003 et 2008 (0,65pu pour 1999 et 0,67pu pour les arrêtés de 2003 et 2008) mais conduit à un dimensionnement différent (sur la base de 0,45 Pmax, valeur maximale de puissance réactive à fournir).

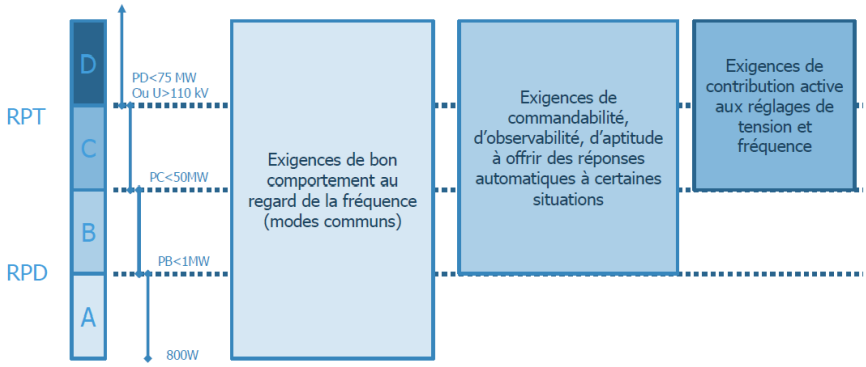
4.2.6 Installations raccordées avant 1999

Pour les installations de production raccordées avant 1999, il n'existait pas d'exigences réglementaires sur la capacité constructive à fournir le réglage de la tension.

4.2.7 Le Code RfG

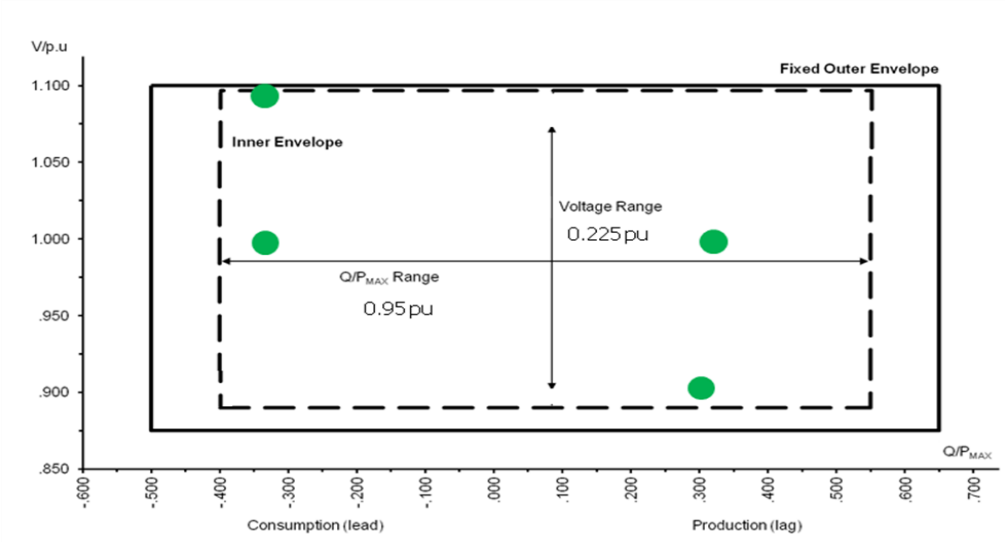
Le Code RfG (Requirements for Generators) définit les capacités constructives pour les installations de production se raccordant à un réseau public d'électricité. Ce code ne traite pas les aspects de rémunération liés à la fourniture de services système. En outre, le code RfG dont l'adoption doit être finalisée cette année devra ensuite faire l'objet d'une « implémentation » en France; cette dernière fait actuellement l'objet de discussions.

Le code RfG définit 4 catégories de groupe de production:



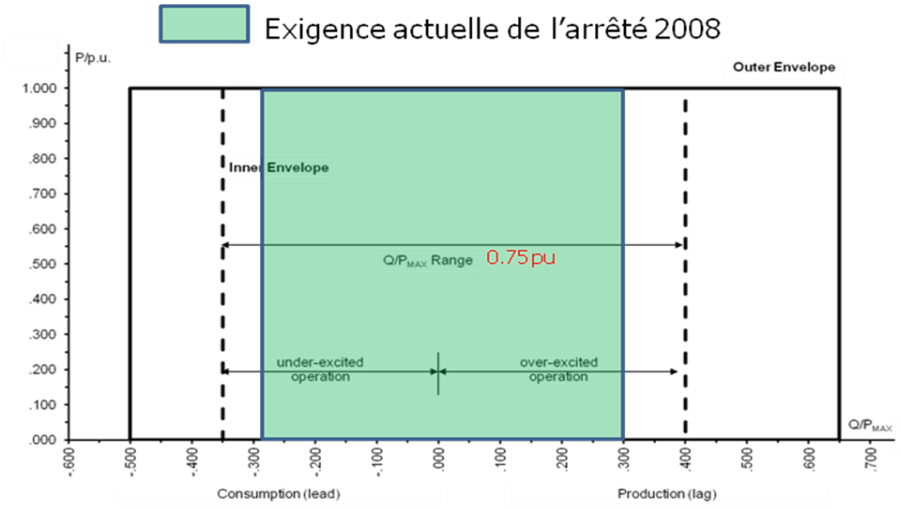
Pour les installations de type B, le GRT/D peut demander à ce que l'installation de production soit capable de fournir du réactif et soit équipée d'un système automatique de réglage de la tension, dans le cas d'un groupe synchrone.

Pour toutes les installations de type C (machines synchrones et système avec électronique de puissance), **les exigences de l'arrêté de 2008 relatif au raccordement des installations de production s'inscrivent dans les spécifications du code RfG** : en effet les points à respecter (en vert ci-dessous) dans le diagramme U/Q à Pmax de l'arrêté de 2008 sont compris dans l'enveloppe définie par le code RfG comme le montre le schéma ci-dessous.



Capacité en réactif des installations à Pmax (diagramme UQ)

Pour les machines synchrones de type C, en ce qui concerne la capacité en réactif à P<Pmax, l'installation doit être capable de fonctionner en tout point du diagramme P-Q de l'alternateur, a minima jusqu'à sa puissance minimale de fonctionnement stable (cf schéma ci-dessous).



Capacité en réactif des installations à P<Pmax (diagramme PQ)

Pour les installations de type C raccordées via des convertisseurs à électronique de puissance, il est défini pour la capacité en réactif que :

- l'installation doit être capable de fonctionner en tout point de fonctionnement de son diagramme P-Q à P<Pmax, si tous les générateurs sont démarrés. Sinon, il faut prendre en compte la disponibilité technique.

- l'installation doit être capable de changer de point de fonctionnement dans son diagramme P-Q/Pmax dans le délai défini par le gestionnaire de réseau.
- le réglage « type 2 : U + λQ = cst » fait partie des types de réglages spécifiés.

Pour les machines synchrones de type D, les paramètres et les réglages du régulateur de tension doivent faire l'objet d'un accord entre le producteur et le gestionnaire de réseau, couvrant:

- Les spécifications et performances du régulateur automatique de tension (AVR).
- Les spécifications et performances du système d'excitation.

Le RST est une spécificité française et le code ne couvre pas cette exigence, la loi française pourra donc rester en vigueur.

De manière générale, outre le RST, les exigences de l'arrêté de 2008 relatif au raccordement des installations de production au RPT sont cohérentes avec celles du code RfG.

4.3 Projections et cartes de zones sensibles

Dans le cadre de la demande de la CRE, ce chapitre expose notamment l'étude des principes encadrant les besoins de capacités de réglage de la tension de RTE par rapport aux capacités existantes.

Les cartes de zones sensibles sont indicatives et seront consolidées en deuxième partie de concertation.

Les zones caractérisées par ces cartes correspondent à des besoins qualifiés de supplémentaires dans la mesure où les besoins sont déterminés à partir de capacités de réglage existantes (parc de production en fonctionnement).

4.3.1 Tensions basses

Les hypothèses et principes généraux des études de tensions basses réalisées par RTE ont été décrits au paragraphe 4.1.3.2 : ils sont mis en œuvre pour calculer les valeurs de Consommation Limite à l'Ecroulement[1] (CLE).

Pour obtenir les cartes de zones sensibles, la méthode utilisée consiste à simuler l'injection de 300 MVAr à tour de rôle sur chacun des nœuds 400 kV du RPT et à évaluer l'impact de cet apport de réactif supplémentaire sur les valeurs de CLE.

Les zones où cette injection supplémentaire permet de sensiblement augmenter la valeur de CLE seront ainsi définies comme des zones sensibles tensions basses : un groupe qui se raccorderait dans cette zone contribuerait à retarder l'échéance de contraintes de tensions basses.

[1] La Consommation Limite à l'Ecroulement est le niveau de consommation le plus élevé atteignable sans risque d'écroulement sur une perte d'ouvrage.

Les 3 cartes de zones sensibles vis-à-vis des tensions basses sont représentées en annexe 1.

4.3.2 Tensions hautes

Remarque préliminaire au chapitre consacré aux tensions hautes : on notera que les indicateurs définis plus bas pour les tensions hautes ne peuvent être repris pour les tensions basses. En effet, les contraintes de tensions basses sont caractérisées par l'apparition d'un phénomène dynamique d'écroulement de tension apparaissant sur N-1. A ce titre, il n'y a pas d'intérêt à scruter le niveau de marge restant dans la mesure où tous les groupes sont démarrés et utilisés au niveau maximal de leurs capacités.

Dans le cas des tensions hautes, l'indicateur vise en revanche à caractériser l'état du réseau en N.

Les hypothèses des études de tensions hautes réalisées par RTE ont été décrits au paragraphe 4.1.3.2.

Pour obtenir les cartes de zones sensibles en tensions hautes, RTE a fait le choix de combiner 3 critères :

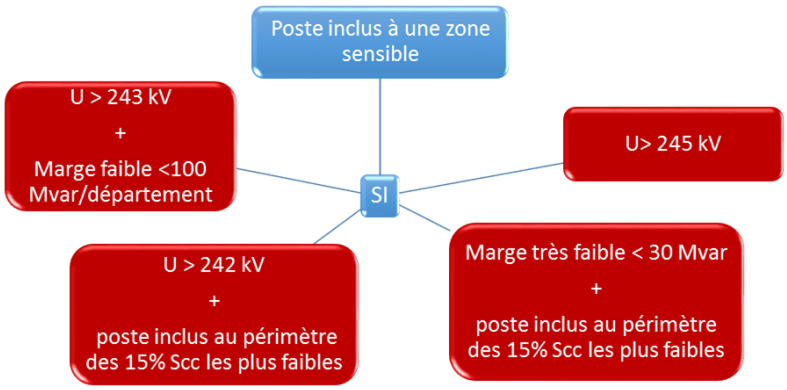
- Le niveau de contraintes : la contrainte se caractérise par un niveau de tension constaté en limite ou au-delà de la plage contractuelle (définie à l'article 3.1 de la DTR). Ce niveau de contrainte est déterminé en appliquant les hypothèses et principes généraux des études tensions hautes décrits au paragraphe 4.1.3.2 ;
- Le degré de sensibilité Scc : ce paramètre correspond à la puissance de court-circuit calculée au niveau de chaque poste RTE et traduit la sensibilité de la tension par rapport à une variation de réactif. En effet, ce paramètre est inversement proportionnel à dU/dQ (variation de la tension par rapport à une variation de puissance réactive) : une installation de production raccordée à un poste ayant une faible Scc aura un impact plus important sur la tension que sur un poste disposant d'une Scc élevée. Ainsi, l'examen des niveaux relatifs de Scc apporte un critère de catégorisation permettant de comparer des zones dont les niveaux de contraintes pourraient sembler similaires ;
- Le niveau de « réserve » en absorption de réactif des groupes de production participant au réglage de la tension.

Ces calculs et représentations sont réalisés pour le réseau 225 kV car il s'agit du niveau de tension sur lequel RTE rencontre les problèmes de tensions hautes les plus importants. Ces trois paramètres sont représentés sur les cartes en annexe 2.

Ces indicateurs ont pour unique objectif de permettre une meilleure appréhension de la sensibilité accrue de certaines zones de réseau. En effet, le phénomène de tensions hautes, localisé, est la traduction de l'aggravation de facteurs influents dont l'influence est locale (développement des EnR, mise en souterrain des réseaux (notamment HTA), modification de la charge) sachant que les moyens dont dispose RTE pour le réglage du plan de tension concernent des zones plus larges.

RTE considère qu'un poste est inclus dans une zone sensible vis-à-vis des tensions hautes dès lors qu'il remplit l'une des conditions suivantes :

1. Marge faible < 100 Mvar + U > 243 kV.
2. Scc faible + U > 242 kV.
3. Marge très faible < 30 Mvar + Scc faible.
4. Tension supérieure à 245 kV.



L'application de ces critères sur l'horizon 5 ans donne la carte en annexe 2.

Questions chapitre 4.3 :

Quels commentaires avez-vous sur la méthodologie de réalisation des cartes de zones sensibles en tensions basses et en tensions hautes ?

Quelle périodicité de révision vous paraitrait la plus adaptée pour ces cartes ?

5 Benchmark

Le benchmark du réglage de la tension dans les autres pays sera réalisé durant la seconde étape de la concertation (à partir de septembre 2015) en s'appuyant sur :

- l'enquête ENTSO-E 2015 sur le réglage de la tension (représentation cartographiée attendue en septembre 2015) ;
- le rapport de la FERC (Federal Energy Regulatory Commission) concernant les différentes approches de la rémunération du réglage de la tension aux USA.

6 Coûts du service pour les Acteurs

6.1 Principe d'évaluation des coûts pour RTE

6.1.1 Coûts des moyens de compensation RTE

Pour les compensateurs statiques, les coûts (OPEX et CAPEX, extension éventuelle du poste) sont de l'ordre de 1,5 à 5,5 k€ par MVAr et par an pour un condensateur ou une self (le double si on veut à la fois absorber et fournir du réactif). Les hypothèses retenues par RTE pour la durée d'amortissement correspondent à une durée de vie comprise entre 20 et 30 ans.

6.1.2 Méthodologie de chiffrage

A partir des coûts des moyens de compensation, il est possible d'établir un scénario hypothétique dans lequel le réglage de la tension des groupes de production serait remplacé par des moyens de compensation installés par RTE.

Une première approche simpliste consiste à remplacer les capacités actuelles du parc de production par des moyens statiques de type condensateurs et selfs. Pour cela, il convient d'évaluer les capacités de fourniture et d'absorption de réactif nécessaires au niveau France. Ces capacités doivent ensuite être valorisées suivant les ordres de coûts définis au chapitre précédent pour établir l'enveloppe des coûts associés en M€/an.

Une approche plus réaliste devrait tenir compte de la dynamique du réglage. En effet, RTE et les Acteurs remarquent les différences entre les groupes de production et des moyens de compensation d'énergie réactive (condensateurs, selfs, SVC, ..), en matière de contribution au réglage de la tension et de compensation du réactif. En effet, les groupes fournissent et absorbent un réactif qui est mobilisable instantanément et peut être régulé de façon continue alors que la manœuvre des moyens de compensation statiques (ex : gradins de condensateur) se fait par paliers. Ainsi, le réglage de la tension par les moyens de compensation statiques n'est pas comparable au réglage dynamique des groupes de production. Les Acteurs et RTE partagent le fait que la méthodologie devrait alors valoriser l'investissement en moyens de compensation dynamiques qui régulent de manière dynamique la tension. Cette seconde approche doit donc identifier dans le volume des capacités de réglage la part de moyens de compensation dynamiques nécessaires pour permettre un réglage de la tension satisfaisant sur le RPT puis évaluer la nouvelle enveloppe des coûts associés en M€/an.

Ces approches permettront d'établir une enveloppe de coûts en M€/an qui pourra être comparée à l'enveloppe des coûts du réglage de la tension par les moyens de production. Ce travail permettra de confirmer (ou d'infirmer) l'hypothèse selon laquelle il est plus rentable pour la collectivité d'effectuer le réglage de la tension avec les installations de production plutôt qu'avec les moyens de compensation.

Question chapitre 6.1.2 : *Avez-vous des commentaires sur ces approches ?*

6.2 *Identification des coûts liés au réglage de la tension pour les producteurs*

L'objectif des premiers contrats de services système (à partir de 2002) était de couvrir les coûts supportés par un Producteur participant aux réglages (surdimensionnement des alternateurs et transformateurs, pertes, maintenance) et de rémunérer les Producteurs pour leur disponibilité et pour les plages de réactif mises à disposition de RTE.

Les principes encadrant les coûts de mise à disposition des capacités de réglage en tension ont été regroupés en 3 postes principaux:

- coûts de surdimensionnement des équipements ;
- coûts des pertes de production ou consommation supplémentaire ;
- coûts de maintenance.

La structure des coûts et leur répartition sur les différents postes diffèrent largement entre les différentes technologies (p.ex. machine synchrone avec excitation, machine asynchrone, ENR avec SVC ou STATCOM…).

6.2.1 Coûts de surdimensionnement des équipements

Pour fournir le réglage de la tension, les producteurs doivent sur-dimensionner certains équipements. Le service de réglage de la tension induit donc des coûts supplémentaires pour les producteurs.

Pour le volet « coûts de surdimensionnement », les acteurs ont précisé la liste des équipements entraînant un surcoût pour satisfaire les critères d'aptitude au réglage de la tension :

- Alternateur (rotor-stator) synchrone/asynchrone;
- Transformateur principal, intermédiaire (MT/BT pour les ENR) et auxiliaire ;
- Circuits en aval de l'alternateur, disjoncteur alternateur, disjoncteur réseau, liaison souterraine ou aérienne de raccordement au réseau public ;
- Régleur en ou hors charge du transformateur principal et auxiliaire (3 ou 5 broches)
- Système d'excitation (y.c. transformateur, câbles, pont de puissance, balais) ;
- Régulateur de tension ;
- Equipements de contrôle commande en amont du Régulateur de Tension et communication avec RTE ;
- ENR : Ajout de systèmes de convertisseur statique.

Le surdimensionnement d'une installation de production se mesure en termes de majoration des masses (cuivre, fer…) et des dimensions, de sophistication des équipements, d'ajout d'équipements

et de fonctionnalités spécifiques. L'élément commun à toutes ces actions est le coût majoré à l'achat (neuf et rénovation) :

- La puissance réactive augmente le courant électrique dans les conducteurs et par conséquent les pertes « joule » dans ces conducteurs. Ceci exige des sections de conducteurs plus importantes pour véhiculer le courant (plus de cuivre), des surfaces plus importantes pour dégager la chaleur, des protections surdimensionnées. Aussi, dans les machines (a)synchrones , une tenue électro-mécanique accrue est nécessaire (calage du bobinage rotor et stator, partie tournante mécanique : connexions, bagues,…). C'est à la fois le niveau absolu du réactif mais également sa variation qui sont contraignants pour les conducteurs et les points mécaniques dans les machines tournantes.
- La puissance réactive détermine l'effet magnétique qui agit sur les machines tournantes qui fournissent ou absorbent une puissance réactive. Les flux magnétiques sollicitent les structures telles que le rotor, l'arbre turbine-alternateur, les tôles du stator, les extrémités du stator (en absorption de réactif notamment) et le transformateur. Cette sollicitation est particulière pour chaque point de fonctionnement du « Diagramme P/Q » et du niveau de tension du réseau. Elle détermine en particulier les pertes thermiques liées à la saturation magnétique (y.c. points de surchauffe dans les extrémités axiales), les forces électro-magnétiques sur les conducteurs et le régime vibratoire de l'ensemble.
- La puissance réactive influe sur le niveau de tension du rotor, du stator, du transformateur et du système d'excitation. C'est une donnée déterminante pour les isolations électriques. En effet, les isolations subissent un vieillissement par l'effet combiné de la chaleur locale, de la contrainte mécanique (amplitude et fréquence des vibrations, forces en jeu…) et de la tension électrique. La conséquence est la nécessité d'avoir des isolations et des systèmes d'excitation plus sophistiqués et surdimensionnés.

Par ailleurs, le surdimensionnement et les contraintes de la machine ne s'expriment pas uniquement par rapport à la plage de réactif seule mais également par rapport à la plage de tension au point de raccordement. L'obligation de l'arrêté de raccordement à fournir du réactif sur des plages U [kV] – Q [kVAr] contraint le producteur à prendre en compte tous les cas de fonctionnement dans son surdimensionnement. Autrement dit, fournir du réactif sur un réseau (« Q+ ») avec une tension basse ou bien absorber du réactif du réseau («Q-») avec une tension haute ne représentent pas la même sollicitation.

Concernant la liste des équipements nécessitant un surdimensionnement, RTE rappelle qu'un grand nombre de ces composants (transformateur, câbles, disjoncteurs…) sont des produits industriels optimisés et regroupés par gamme et paliers de puissance par les constructeurs. Cela implique que le surdimensionnement lié au réglage de la tension n'entraîne pas nécessairement le choix d'un composant de palier supérieur et donc un surcoût.

Les Acteurs affirment qu'il existe en effet des gammes et des paliers de puissance mais le choix effectué (réel) et le choix d'une gamme qui aurait été effectué pour cosϕ=1 sont différents. De plus, les gammes existantes proposées par les constructeurs résultent des exigences réglementaires existantes.

Questions chapitre 6.2.1 :

Les coûts de surdimensionnement présentés ci-dessus vous semblent-ils relever du réglage de la tension ?

Sont-ils complets ?

Leur prise en compte est-elle justifiée ?

6.2.2 Coûts des pertes supplémentaires

Les pertes supplémentaires sont des pertes in fine thermiques dans divers équipements qui dépendent de la technologie de production. Elles s'expriment par une perte de la puissance nette disponible de l'installation ou avec une consommation supplémentaire même en l'absence de production. La valeur des pertes dépend, entre autres, du point de fonctionnement en actif (P), en réactif (Q VAr), de la tension au point de livraison (U) et de la technologie utilisée.

Les pertes supplémentaires sont les pertes :

- « joule » dans le rotor pour constituer le flux magnétique de l'alternateur, ou « excitation »,
- « joule » dans les conducteurs cuivre du stator et des transformateurs (perte=RI^2),
- « fer » liées au flux magnétique dans la tôle du stator et des transformateurs (en fonction de leur « saturation »),
- « diffus » dans les extrémités du stator, ou « stray flux » (en fonction du cosPhi),
- « joule » des traversées et de la ligne principale,
- « joule » dans les convertisseurs électroniques du système d'excitation d'une machine synchrone,
- « joule » dans les convertisseurs électroniques d'une ENR (en standby, faible production ou en pleine production).

Le calcul de la perte cumulée est une équation difficilement transposable à l'heure de fonctionnement, à la tension de réseau ou à la puissance réactive mais une combinaison de tous les facteurs.

Les pertes « joule » et « fer » ainsi que les pertes « diffus » sont spécifiques aux machines synchrones. Dans le cas de l'ENR, à puissance injectée faible ou nulle, les convertisseurs utilisés soutirent de la puissance active depuis le réseau afin de pouvoir alimenter les convertisseurs type STATCOM, SVC, pour pouvoir générer du réactif. Ce poste de coût est significatif pour les ENR.

Questions chapitre 6.2.2 :

Les coûts liés aux pertes supplémentaires présentés ci-dessus vous semblent-ils relever du réglage de la tension ?

Sont-ils complets ?

Leur prise en compte est-elle justifiée ?

6.2.3 Coûts de maintenance

L'utilisation des moyens de production en absorption ou en fourniture de réactif pour régler la tension induit des variations de courant qui sollicitent thermiquement les machines et qui dégradent les rendements. Ces cycles de variations, par nature très aléatoires, sollicitent fortement les limites d'isolation thermique des alternateurs et expliquent des dépenses de maintenance supplémentaires. Ainsi, une partie de la maintenance, et donc des coûts qui lui sont associés, est imputable au réglage en tension / puissance réactive.

Deux grands phénomènes existent au niveau de l'alternateur synchrone liés aux variations de puissances active et réactive :

- Le cyclage thermique dû aux variations du courant dans les bobinages statorique et rotorique sous l'effet des variations de puissance active et réactive et parfois d'échauffements localisés dans les tôles du circuit magnétique ;
- Les vibrations à 100 Hz induites par les forces magnétiques de Laplace et la pression électromagnétique d'entrefer sur le bobinage statorique. Ces forces dépendent des puissances active et réactive.

Par exemple, les acteurs ont établi que la durée de vie des isolants peut être raccourcie de plusieurs années par rapport à la durée normale avec un fonctionnement contraignant (surtension, variation forte de réactif, niveau de réactif). Ils considèrent que le remplacement anticipé d'une isolation, p.ex. avec un re-bobinage du stator en isolation Micadur, du rotor en isolation NOMEX ou du transformateur, représente un montant important qui peut être pris en compte par une comptabilisation annuelle.

Au-delà des isolants, les systèmes mécaniques et électro-magnétiques sont également concernés par les effets du « service tension »:

- calage et resserrage des têtes de bobines rotor et stator,
- calage des barres statoriques dans les encoches,
- réfection joints d'étanchéité,
- réfection paliers alternateur,
- balais, collecteurs et points de connexion du rotor alternateur,
- serrage d'équipement….

Ainsi, les surcoûts de maintenance liés au service de réglage de la tension sont de plusieurs nature ; les uns sont prévisibles et chiffrables et d'autres doivent être évalués de façon plus probabiliste :

- Remplacement et rénovation (anticipée) ;
- Contrôle préventif plus approfondi (et plus fréquent) : maintenance préventive et corrective 1er niveau / 2ème et 3ème niveau plus approfondie ;
- Maintenance d'équipements supplémentaires spécifiques au « service tension » ;

- Opportunité « marché ».

6.2.3.1 Surcoût de remplacement et rénovation (anticipée)

Le surcoût de remplacement et de rénovation résulte de l'usure et du vieillissement anticipé des équipements sous les effets de la température et de la sollicitation électro-magnétique ou mécanique plus élevée. Le surcoût est lié aux sollicitations de la machine évoquées précédemment, à savoir la tension du point de livraison, la fourniture en niveau du réactif à fournir ainsi que les variations. Il apparaît soit lors d'une maintenance anticipée (programmée) ou un arrêt fortuit (non-programmé).

Les acteurs font état de l'existence des risques de défaillances liés à la fourniture du service de réglage de la tension : les court-circuits inter-spires dans le rotor, la surchauffe des extrémités du stator, les défauts provoqués par les vibrations de l'arbre alternateur-turbine, le déclenchement de relais de protection avec arrêt d'urgence sur régime « tension haute/fréquence basse ». Le surcoût de telles défaillances est très important mais difficilement chiffrable (probabilité d'un incident).

En conclusion, le service de réglage de la tension allonge et renchérit les arrêts pour maintenance ou rénovation des composants. Par exemple, la rénovation d'un rotor de l'alternateur exige le découplage et la dépose de l'alternateur avec dépilement de plusieurs pièces mécaniques, temps d'indisponibilité, frais liés (temps et personnels).

6.2.3.2 Surcoût lié au contrôle préventif plus approfondi (ou plus fréquent)

Compte tenu des éléments exposés précédemment, un équipement sollicité pour fournir ou absorber du réactif nécessite des contrôles plus fréquents de 1er niveau. Par exemple, les balais et les collecteurs du rotor (avec système d'excitation statique) s'usent plus vite et sont inspectés plus souvent. Aussi, un alternateur subissant des niveaux de réactif, des variations de réactif et des niveaux de tension élevés requiert un suivi plus poussé (par exemple les suivis par caméra thermodynamique sont de plus en plus réalisés).

Les tâches de contrôles de 2ème et 3ème niveaux périodiques sont alourdies et augmentées suite aux demandes des performances attendues et des essais (et rapports) ad-hoc pour le service de réglage de la tension. Elles demandent des outils d'essais et une compétence accrue du personnel technique en termes de qualification et de formation.

6.2.3.3 Surcoût lié aux équipements spécifiques du service de réglage de la tension

Les équipements supplémentaires nécessaires au service de réglage de la tension ont besoin de tests périodiques, de bilans de fonctionnement et d'un suivi documentaire. A titre d'exemple, ces coûts pourraient être évités pour le cas d'un ENR éolien sans installation de compensateur statique. Aussi, une centrale sans service tension ferait moins de contrôles sur les modules de protection et de régulation.

6.2.3.4 Surcoût lié à perte d'opportunité « marché »

L'allongement des maintenances normales, le placement d'arrêts pour réparation et la fréquence accrue des arrêts fortuits se traduisent par une durée d'indisponibilité de l'actif et donc un manque à gagner ou un coût encouru. Une modification du planning de maintenance initiale peut impacter celle d'une autre tranche du même site occasionnant des coûts supplémentaires de prestataires. De plus, dans le cas d'un fortuit ces derniers ne sont pas forcément disponibles au moment de la survenue d'un incident lié à la problématique en question. L'impact de ces opérations est difficilement quantifiable (ex-ante) compte tenu du nombre important de paramètres (niveaux de prix de marché, disponibilité et tarif prestataires, problème rencontré, type de centrale…).

Questions chapitre 6.2.3 :

L'ensemble des coûts de maintenance présentés au 6.2.3 vous semblent-ils relever du réglage de la tension ?

Sont-ils complets ?

Leur prise en compte est-elle justifiée ?

6.2.4 Gestion contractuelle

La gestion de l'accord de participation aux Règles SSY (les différentes étapes du processus opérationnel, technique et la gestion du contrat global ont accru et se sont complexifiées depuis le 1er contrat en 2004), et des fiches de contrôle de conformité impliquent un coût pour les producteurs. Par ailleurs, les outils de production de tracé des diagrammes U/Q, de suivi et d'analyse des performances, de validation et gestion de l'opérationnel contractuel nécessitent d'être développés, suivis, adaptés et maintenus en condition opérationnelle. Ces services engendrent des coûts pour les acteurs (et au sein de plusieurs entités de leur entreprise).

Le suivi contractuel du réglage de la tension implique également des coûts pour RTE qui met en place des processus de facturation et de contrôle pour s'assurer de la qualité du service rendu par les producteurs. Le réglage de la tension est un service que RTE achète aux acteurs. Or RTE établit les durées de fonctionnement pour les clients, la rémunération associée ainsi que la facturation. Ces tâches qui incombent normalement aux acteurs fournissant le service sont effectuées par RTE qui dispose des téléinformations nécessaires à l'établissement de ces factures.

6.3 Méthodologie de chiffrage

RTE et les acteurs ont construit une méthodologie de chiffrage pour l'évaluation des coûts du réglage de la tension. La méthode consiste à chiffrer chacun des volets décrits dans le paragraphe précédent 6.2. Il faut noter que le résultat obtenu sera une valeur qui minore l'enveloppe, tous les éléments n'ayant pas pu être évalués.

Pour chacun de ces volets, les paramètres importants dans l'estimation du coût du réglage ont été identifiés. Les valeurs chiffrées de ces paramètres seront échangées entre RTE et les acteurs dans le cadre de réunions bilatérales de manière à préserver la confidentialité de ces données entre les acteurs. RTE agrégera ensuite l'ensemble de ces coûts pour les appliquer au parc de production raccordé au RPT et ainsi définir l'enveloppe globale des coûts liés au réglage de la tension.

L'ensemble des données recueilles par RTE sera tenu à la disposition de la CRE.

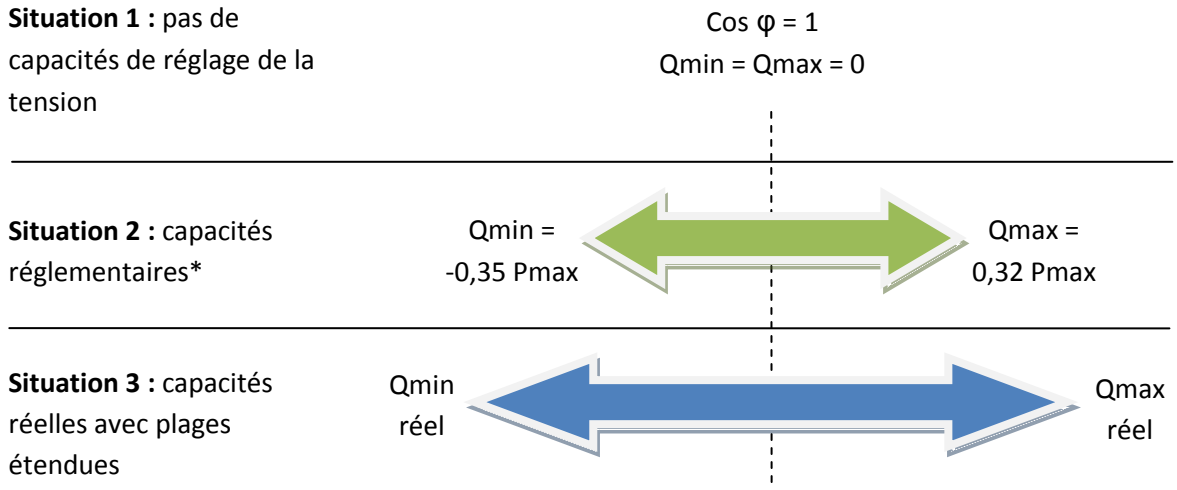
Le volet 1 correspondant au surcoût d'investissement est considéré comme un coût fixe alors que le volet 3 lié aux pertes de rendement est considéré comme un coût variable. Le volet 2 correspondant à la maintenance peut être réparti entre des coûts fixes et des coûts liés aux heures de couplage.

Question chapitre 6.3 :

Cette méthodologie vous semble-t-elle adaptée et pertinente ?

6.3.1 Surcoûts d'investissement

Pour évaluer les surcoûts d'investissement, les 3 situations suivantes peuvent être distinguées :



(*) : Description détaillée des plages réglementaires au chapitre 4.2.

Le parc de production actuel se trouve majoritairement dans la situation 3 : les plages de réactif des installations de production participant au réglage de la tension sont supérieures aux plages réglementaires des arrêtés de 2003 et 2008.

L'exercice de ce volet consiste à chiffrer le surcoût d'investissement pour les Acteurs pour passer de la situation 1 à la situation 3.

La déclinaison de volet surdimensionnement nécessite d'évaluer l'ensemble des paramètres du tableau ci-dessous.

Volet 1 : Surcoût d'investissement			
Paramètres à chiffrer	Unité	Donnée ou Calcul	Convention
Composants exclusivement liés au réglage de la tension	k€ / MVA	Donnée A	Coûts réputés majoritairement dus au réglage de la tension, notamment le régulateur de tension et les moyens de compensation pour les ENR (Selfs/Condensateurs/CSPR/Statcom)
Composante Alternateurs/Onduleurs	k€/MVA	Donnée B	- Coût de l'équipement / composant - Maîtrise d'œuvre/installation - Tenant compte des durées d'installation (intérêts intercalaires internalisés pour chaque producteur)
Composante transfo	k€/MVA	Donnée C	- Coût de l'équipement / composant - Maîtrise d'œuvre/installation - Tenant compte des durées d'installation (intérêts intercalaires internalisés pour chaque producteur)
Autres composants électriques	k€/MVA	Donnée D	Système d'excitation, contrôles-commande en amont du régulateur (APR), interface avec RTE (transmission de données), Circuits en aval de l'alternateur, disjoncteur alternateur, disjoncteur réseau, liaison souterraine ou aérienne connectant au réseau public.
(Intermédiaire de calcul) Total coûts partagés	k€/MVA	Calcul E= B+C+D	
Assiette de MVA	MVA	Donnée F	Pour l'ensemble de la capacité
clé répartition (%)	%	Donnée G	Cette clé représente la part du volet 1 réputée due au réglage de la tension et calculée comme le $\sin^2\phi$ sur le parc existant. A appliquer sur les coûts dits partagés.
Total Coûts d'investissement réputés liés au réglage de la tension	M€	Calcul H=F*(E*G + A)	
durée comptable	ans	Donnée I	durée relative aux composants électriques (alternateur, transformateur). Peut dépendre de la filière
taux=WACC (%)	%	Donnée J	Rémunération des actifs par acteur (taux réel avant impôt aux sociétés)
Estimation Volet 1	M€/an	Calcul	

Concernant la clé de répartition, les producteurs proposent, en cohérence avec une méthode validée par le régulateur américain (FERC), de retenir une clé égale au sin²ϕ. Outre-Atlantique, cette clé de répartition a été choisie afin de rémunérer la capacité de puissance réactive mise à disposition par les acteurs en discernant l'injection de puissance active et de puissance réactive ($S^2=P^2+Q^2$).

L'influence de l'injection de puissance réactive est principalement perçue par les effets thermiques qu'elle crée. Après avoir listé les différentes pertes (Joule, fer) à tous les niveaux d'un groupe (rotor, stator, transformateur), les producteurs proposent une clé de répartition en sin²ϕ pour refléter la part des pertes causée par le courant dit réactif, Ir = Isinϕ. Ce courant dit réactif est à l'origine de l'énergie réactive, $Q = \sqrt{3}\ x\ U\ x\ Ir$.

Les pertes fer usuellement considérées constantes, les pertes induites par le courant réactif sont proportionnelles au facteur sin²ϕ ($Pertes\ Joule\ stator\ (Ir) = 3\ x\ R\ x\ I^2\ x\ sin^2\varphi$)

Le rapport de la FERC détaillant ce paramètre est consultable au lien suivant. Ce rapport sera analysé plus en détail dans les GT suivants (automne 2015) notamment dans la partie 5 Benchmark.

En première analyse, RTE est favorable à l'utilisation de cette clé de répartition. Mais elle devra être comparée à une étude théorique chiffrant le surdimensionnement en MVA d'une installation participant au réglage de la tension. Cet exercice théorique consiste à évaluer le surdimensionnement au moyen d'un calcul électrotechnique (alternateur + transfo) et à l'appliquer à des machines type représentatives du parc. Les Acteurs soulignent que la détermination des paramètres électriques « types » peut différer entre les filières et que cela est un élément déterminant.

En outre, RTE considère que la méthode de chiffrage ne doit pas prendre en compte l'intégralité des coûts du régulateur de tension. En effet, même en l'absence de réglage pour les besoins du réseau, il est nécessaire de mettre en place un asservissement et des mesures des grandeurs U, P et Q pour maintenir les groupes à une puissance réactive nulle et assurer leur stabilité. Le surcoût associé sera donc intégré directement dans le paramètre A du tableau précédent.

Question chapitre 6.3.1 :

Ces éléments sont-ils pertinents et complets ?

6.3.2 Surcoûts de maintenance

Pour déterminer les surcoûts de maintenance, RTE et les acteurs conviennent d'établir une moyenne de l'ensemble des coûts de maintenance sur une durée représentative des cycles de maintenance des installations en distinguant les différents postes de coûts : les frais structurels, maintenance préventive et fortuite.

Les paramètres à évaluer dans le cadre des bilatérales sont listés ci-dessous :

Volet 2 : Coûts de maintenance			
Paramètres à chiffrer	Unité	Donnée ou Calcul	Convention
Frais structurels : personnel spécialisé électrique lié à la maintenance et gestion contractuelle.	M€/an	Donnée K	Possibilité d'évaluer ce poste en termes de (heures.an/MVA) pour arriver à un total de frais structurels. Comporte également la gestion contractuelle (par acteur) et les tests de conformité liés au réglage de la tension
Maintenance préventive/planifiée	M€/an	Donnée L	Liée aux composants électriques listés au volet 1 à calculer sur cycle de maintenance - par filière
Maintenance fortuite	M€/an	Donnée M	Liée aux composants électriques listés au volet 1 Peut prendre en compte la probabilité d'avarie sur la durée de vie (forfaitaire)
clé répartition (%)	%	Donnée N	Part du volet 2 réputée due au réglage de la tension.
Coûts de maintenance réputés liés au réglage de la tension	M€/an	Calcul O= N*(K+L+M)	
Non valorisation de l'actif sur fortuit (Perte d'opportunité)	M€/an	Calcul P	- Concerne les fortuits sur les composants électriques listés au volet 1. Appliquer une probabilité d'avarie et une durée moyenne d'avarie - Application de la clé de répartition sur l'ensemble de la durée où l'actif a été indisponible pour cause fortuite - Utilisation d'une référence de prix de marché
Estimation Volet 2	M€/an	Calcul Q = O+P	

Pour effectuer les évaluations de coûts selon les différentes catégories ci-dessus, les principes suivants seront appliqués :

a) Périmètre de la maintenance : sur le principe, la maintenance analysée devra correspondre à celle directement imputable au réglage de la tension. L'exercice d'évaluation devra donc viser à ce que la maintenance correspondant à des phénomènes étrangers au réglage de la tension ne soit pas prise en compte. Seule la maintenance (matériel, personnel) réputée en lien avec les composants cités dans le volet 1, est comptabilisée.

b) Application de la clé de répartition : déceler les effets dus uniquement au réactif est impossible dans la réalité. Dans le but de déterminer la part du réglage de tension, pour un périmètre de maintenance donné, une clé de répartition sera appliquée au montant des coûts.

Les producteurs proposent de chiffrer les surcoûts de défaillance directement (constatés ou normatifs) en fonction des travaux de rénovation suite à avarie puis moyennés sur un cycle de maintenance (10/12 ans). 3 types de visite sont généralement pratiqués :

- type 1 : tous les 1 à 2 ans ;
- type 2 : tous les 4 à 6 ans ;
- type 3 : tous les 10 à 12 ans.

A noter que les cycles de maintenance et les modalités sont propres à chaque filière.

Les producteurs proposent la méthode suivante :

- Pour la maintenance préventive : évaluer (constaté ou forfait) le prolongement des durées de maintenance préventive ou l'augmentation de la fréquence des visites par rapport à ce qui aurait été fait sans réglage de la tension.
- Pour l'indisponibilité sur fortuit : prendre en compte la durée d'indisponibilité fortuite moyennée sur un cycle de maintenance et par parc.
- Evaluer ainsi l'énergie non valorisée (MWh) avec une référence donnée de prix.

Les acteurs ont relevé au 6.2.3.4 la difficulté à estimer l'impact en perte de productible lors des indisponibilités. RTE souligne le fait que les producteurs optimisent généralement leur programme de maintenance : ces périodes permettent d'effectuer la maintenance sur d'autres éléments de l'installation de production qui ne sont pas en lien avec le réglage de la tension. Par exemple, les opérations de maintenance sur l'alternateur peuvent également être couplées avec des opérations sur la turbine, le générateur de vapeur ou lors d'opérations de remplissage du combustible. RTE propose donc de ne pas retenir l'énergie non valorisée dans les coûts de maintenance dus au réglage de la tension.

Les Producteurs estiment qu'une telle proposition n'est pas cohérente avec la logique de couverture des coûts. Si l'on considère que la probabilité d'indisponibilité fortuite est bien liée à la fourniture/absorption de puissance réactive, il est normal d'assumer le coût total de ces avaries : remplacement/réparation de matériel, main d'œuvre et énergie perdue (avec prise en compte de la clé de répartition actif/réactif). Concernant l'indisponibilité programmée, les producteurs considèrent que la participation au réglage de la tension peut conduire à augmenter la fréquence et la durée des visites.

En l'absence d'éléments factuels chiffrés, RTE considère que cette non-production ne doit pas être couverte par la rémunération du réglage de la tension.

La clé de répartition choisie pour le volet surdimensionnement sera également utilisée pour le volet maintenance pour prendre en compte le fait que le réglage de la tension n'est pas le seul phénomène induisant de la maintenance sur les installations de production (comme précisé au 6.2).

Questions chapitre 6.3.2 :

Ces éléments sont-ils pertinents et complets ?

Quelle est votre position concernant la perte de productible ?

6.3.3 Pertes liées au réglage de la tension

La méthode consiste à évaluer les pertes dans les deux situations ci-dessous :

- Situation 1 : calcul des pertes à une puissance active P donnée en considérant que l'installation ne participe pas au réglage de la tension (Q=0, U=Udim).
- Situation 2 : calcul des pertes à la même puissance active P donnée pour la même installation participant au réglage de la tension.

La perte de productible doit ensuite être valorisée au prix de l'énergie.

L'écart de rendement se calcule comme suit : **Ecart de rendement = ρ(U,P,Q) - ρ(Un,Pn,0)**, avec U=Un (pas de réglage) et Qn=0 MVAr.

Cependant, plusieurs méthodes peuvent être appliquées :

- Méthode 1 : Dans l'idéal, ce calcul est effectué pour une période de référence (par exemple 1 an) avec les points de fonctionnement réellement constatés (U,P,Q) sur tous les groupes participant au réglage de la tension. Ce travail serait cependant considérable et il parait nécessaire de proposer une (ou des) approche(s) simplifiée(s) :
- Méthode 2 : La méthode peut être simplifiée pour les groupes étudiés avec un point de fonctionnement côté réseau (Vr, Pr, tan ϕr) fixé à dire d'expert (ou fourni par RTE en fonction des données disponibles sur l'outil de suivi des performances CDP-Prod);
- Méthode 3 : Une autre option est de diminuer le nombre de groupes étudiés : Le choix d'une tranche dite représentative par filière ;

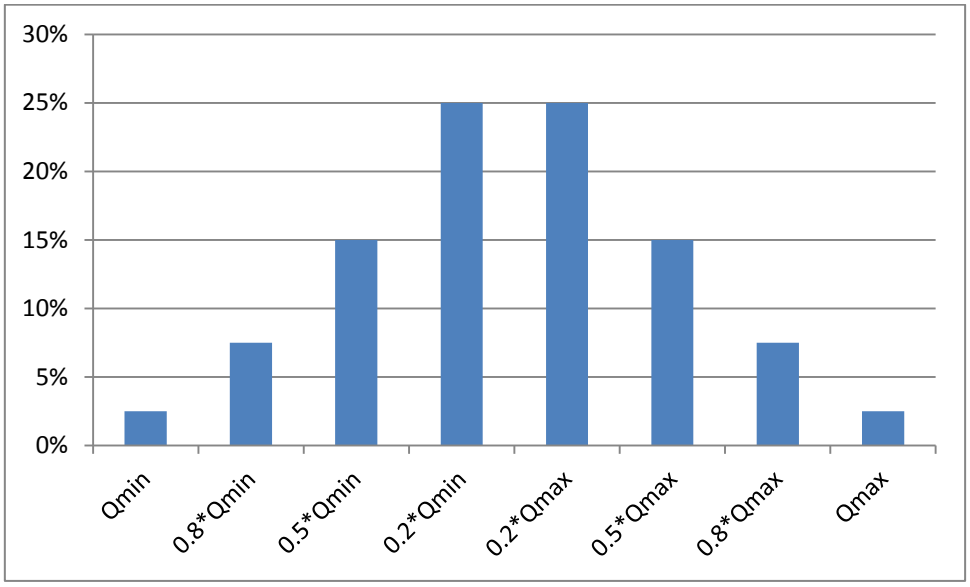
Les méthodes 1 et 2 sont jugées trop complexes. RTE et les acteurs conviennent de retenir la méthode 3.

Pour effectuer ces calculs, il est nécessaire de définir les hypothèses et les points de fonctionnement associés à considérer :

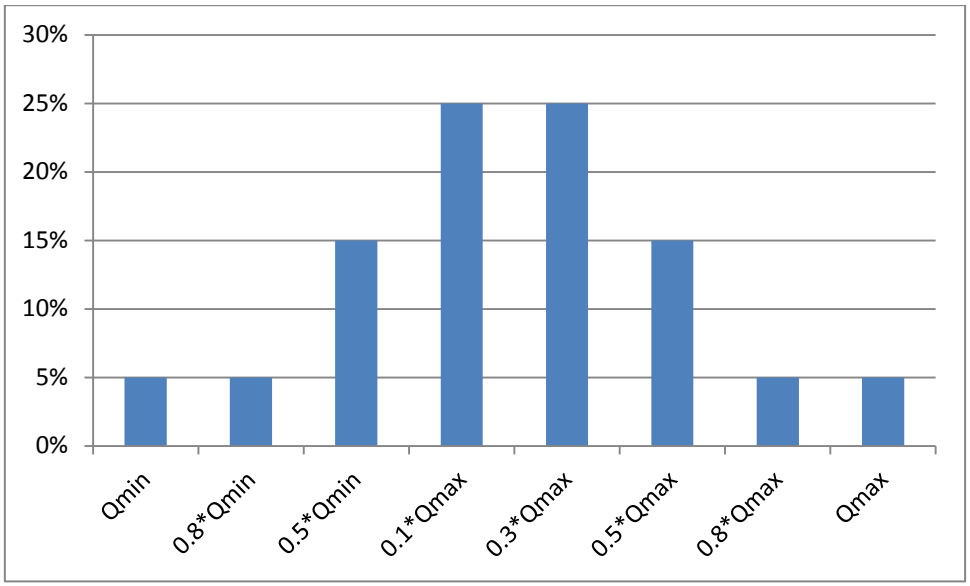
- Le calcul est réalisé en moyenne sur une année ;
- Le résultat final sera la moyenne des résultats par filière avec pondération suivant la part en MVA de chacune des filières représentées ;
- Le point de fonctionnement en Puissance active retenu pour le calcul des pertes :

- Pour les filières utilisant un alternateur (Nucléaire, Thermique classique, Hydraulique) : P = Pmax pour le nucléaire , Pcomax pour Thf et 0,8 Pmax pour Hydro
- Pour les ENR (Eolien et Photovoltaïque) P = taux de charge x Pmax ou distinguer les deux cas lorsque P supérieur ou inférieur à 20% Pmax

- Le point de fonctionnement en Puissance réactive retenu pour le calcul des pertes : quelle que soit la filière, RTE considère qu'il faut appliquer une monotone de puissance réactive reflétant les sollicitations que les installations de production peuvent vivre sur le réseau. RTE propose donc de réaliser les calculs sur une année en utilisant les deux monotones de puissance réactive ci-dessous. Les deux monotones proposées ont été construites sur la base d'extractions de l'outil CDP Prod : extraction sur une dizaine de groupes avec un historique des 5 dernières années.



Histogramme n°1 centré sur le point zéro réactif



Histogramme n°2 centré sur 0,2 Qmax

- Méthode de calcul retenue
  - Pour les alternateurs/transformateurs

  Pertes totales = Pertes joules dans le stator et le rotor + Pertes fer et supplémentaires + Pertes dans le transformateur

  - Pour les ENR :

1- Pertes totales = Pertes dans l'onduleur + Pertes dans les câbles + Pertes dans le transformateur
2- Consommation = fonction de l'énergie Reactive (MVArH) fournie pour la régulation à faible puissance

L'écart de pertes devra ensuite être multiplié par la production totale des moyens de production.

L'écart de perte de rendement peut enfin être déduit à partir d'abaques disponibles dans le domaine public – cette option n'est envisageable que pour un calcul avec une tranche type par filière.

Les producteurs ne sont pas opposés à la méthode proposée par RTE (cf les 2 monotones de puissance réactive), si la représentativité des monotones peut être confortée.

Question chapitre 6.3.3 :

Cette méthode de calcul des pertes dues au réglage de la tension vous semble-t-elle adaptée et pertinente ?

6.3.4 Contribution des acteurs

A partir du mois de septembre 2015, RTE et chacun des acteurs se réunissent sous forme de bilatérales pour échanger sur les valeurs chiffrées de l'ensemble des paramètres identifiés dans les 3 paragraphes précédents de manière à préserver la confidentialité de ces données entre acteurs.

7 Principes pour l'évolution des règles de participation et de rémunération du réglage de la tension

Les dispositions exposées dans ce chapitre constituent l'état des réflexions entre RTE et les acteurs sur les évolutions possibles des règles de participation et de rémunération du réglage de la tension. Ces questions doivent être traitées dans la seconde partie de la concertation pour la révision des Règles allant du 1er octobre 2015 au 1er avril 2016. Néanmoins, RTE et les acteurs anticipent ces questions de manière à respecter les échéances pour la fourniture des nouvelles Règles SSY. Par conséquent, les nouveaux modèles de rémunération proposés dans la suite de ce chapitre constituent de premières réflexions, et de nouveaux modèles pourront également être considérés après la remise du présent rapport.

7.1 Evolutions des règles de participation au réglage de la tension

7.1.1 Evolutions des modalités de participation aux Règles SSY

L'objectif pour RTE est une adhésion aux Règles SSY pour l'ensemble des Producteurs fournissant le réglage de la tension et disposant des capacités constructives requises par les Règles SSY. Il sera donc nécessaire de traiter également le cas des installations de production indirectement raccordées pour les sites disposant d'un CART Consommateur. En effet, pour ces installations, on impose actuellement de respecter en moyenne mensuelle une valeur de Tangente φ égale à 0,4 conformément à l'arrêté de 2003. Cette disposition n'est pas adaptée pour les sites mixtes car ces installations ne sont plus purement en soutirage : la valeur de Tangente φ n'est plus un paramètre approprié pour régir l'interface car la puissance active soutirée par l'ensemble du site diminue avec la production des groupes. Une évolution de ces dispositions est donc à prévoir.

Par ailleurs, l'arrêté de 2008 prévoit une dérogation concernant les capacités constructives des installations ENR de moins de 50MW à fournir la totalité de la plage de réactif à faible puissance active (cf chapitre 4.2.3). Pour lever cette dérogation, les producteurs ENR doivent généralement ajouter des dispositifs complémentaires (Statcom, CSPR…) augmentant leurs coûts d'investissement. Dans ce cas, la participation aux Règles SSY devient une nécessité pour les producteurs afin qu'ils puissent bénéficier d'une rémunération leur permettant de couvrir les coûts liés au réglage de la tension.

Questions chapitre 7.1.1 :

Quels commentaires avez-vous sur les axes de réflexions présentés ci-dessus ?

Envisagez-vous d'autres évolutions pour les modalités de participation aux Règles SSY ?

7.1.2 Les autres acteurs du réglage de la tension

Les réflexions présentées dans ce chapitre 7.1.2 ne rentrent pas dans le champ des Règles SSY ni dans le champ de la concertation du GT SSY Tension.

La question de la participation des Clients Industriels au réglage de la tension a également été posée car les plus gros moteurs de l'industrie sont souvent des moteurs synchrones, aptes à gérer l'énergie réactive de la même manière qu'un alternateur. Ils pourraient donc contribuer à la gestion du plan de tension. Ce point constitue effectivement un axe de travail pour les prochaines années. Néanmoins, la priorité est mise sur la révision des Règles SSY pour les Producteurs qui constitue le levier majoritaire pour le réglage de la tension.

RTE considère donc qu'il serait intéressant de mettre en place une phase expérimentale permettant une contribution des clients industriels sur la base du volontariat dans le cadre de TURPE 5.

D'autre part, la gestion du réactif du réactif à l'interface RPT/RPD décrit en 4.1.2 constitue un levier important pour régler la tension. Dans ce cadre, la participation au réglage de la tension des installations de production raccordées sur les réseaux de distribution pourra être analysée dans le but de dégager de nouvelles capacités de réglages.

Question chapitre 7.1.2 :

Quels commentaires avez-vous sur les axes de réflexions présentés ci-dessus ?

7.2 Evolutions des règles de rémunération

7.2.1 Modèles de rémunération possibles

Une enveloppe relative aux coûts du service pour les producteurs sera déterminée conformément au chapitre 6.3 de ce rapport. Sur la base de cette enveloppe, il faudra ensuite déterminer les paramètres relatifs au modèle de rémunération de sorte à rémunérer la totalité de l'enveloppe.

RTE et les acteurs s'accordent sur le fait que le découpage entre part fixe et part variable (dépendante des heures de couplage) a du sens pour distinguer les coûts d'investissements des coûts d'exploitation. Ce découpage pourra se baser sur les résultats issus de la méthodologie de chiffrage décrite au chapitre 6.3.

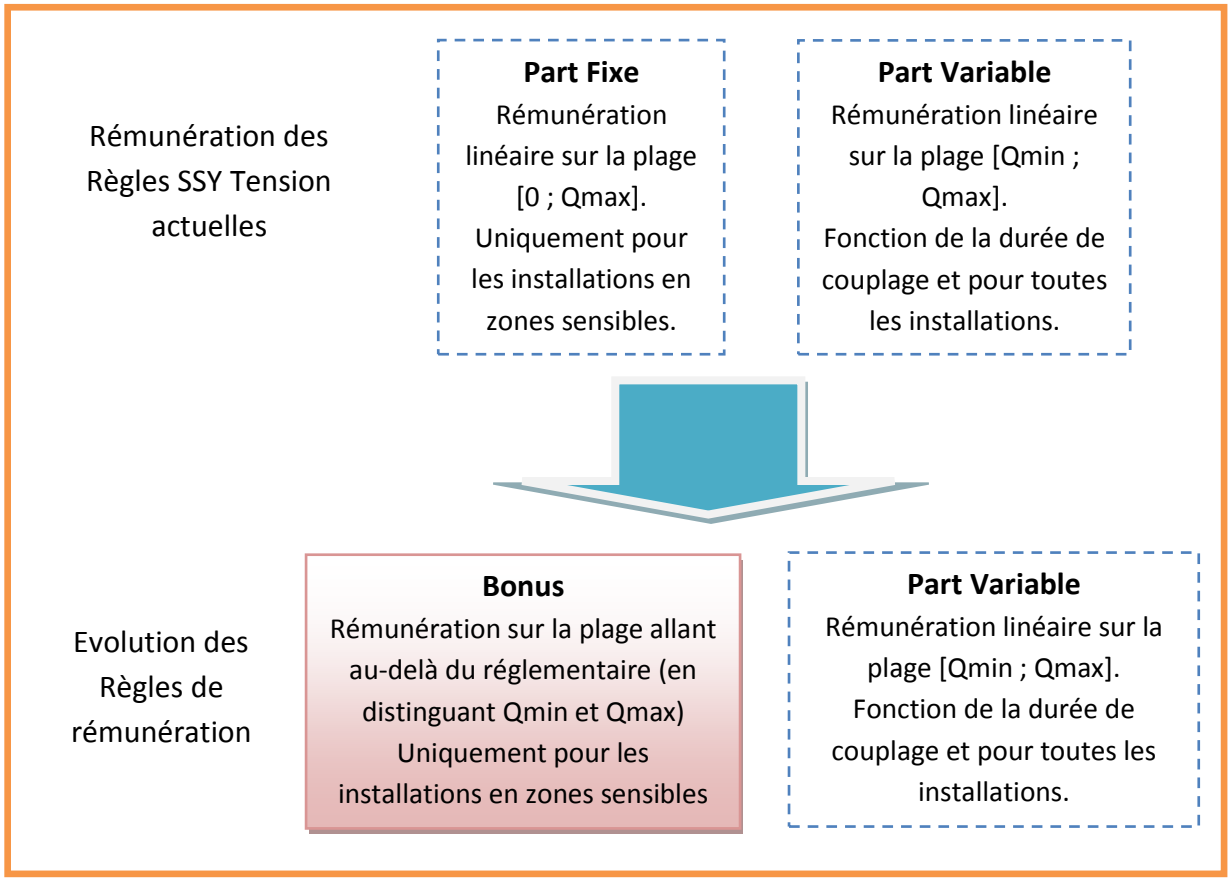
Dans le système actuel, les producteurs touchent la part fixe uniquement lorsque leur installation est située en zone sensible. Néanmoins, les producteurs assument les surcoûts d'investissement de chacune de leurs installations qu'elles soient situées ou non en zone sensible et subissent donc des coûts quelle que soit la zone. Les Producteurs considèrent donc qu'il est justifié de verser la part fixe pour toutes les installations indépendamment des zones dans la mesure où ils subissent des coûts.

Néanmoins, les contraintes de tension restent un phénomène relativement local et RTE considère qu'il est nécessaire de différencier des zones sensibles. En effet, dans ces zones, les installations

disposant de capacités constructives supérieures aux exigences règlementaires assurent un service de plus grande valeur pour RTE. Comme proposé par un Acteur, un bonus pourrait être mis en place pour les installations possédant des performances supérieures à celles définies dans l'arrêté de 2008 (plage de réactif plus étendue, ou éventuellement compensation synchrone).

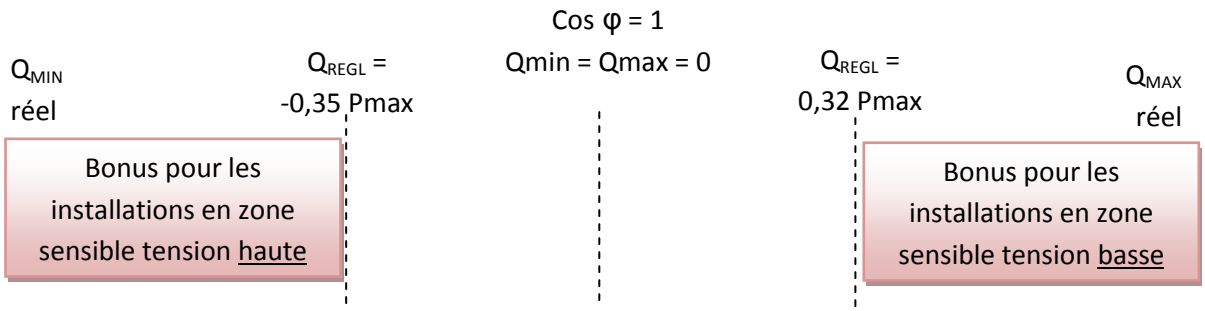
RTE souhaite avoir une approche de valorisation du service rendu et ainsi définir un coût de mise à disposition du MVAr qui soit le même pour chaque acteur de manière à assurer une rémunération objective et non discriminatoire. Pour concilier ces différents aspects, quatre modèles d'évolutions pour la rémunération du réglage de la tension sont envisagés à ce stade, en se basant sur les situations décrites au chapitre 6.2.1.

7.2.1.1 Modèle 1



Dans ce premier modèle, un bonus serait versé pour les installations disposant de capacités supplémentaires par rapport aux exigences réglementaires mais seulement pour celles situées en zones sensibles. Les zones sensibles distingueraient les tensions basses et les tensions hautes au travers des valeurs Qmin et Qmax.

Une autre représentation du schéma précédent concernant le bonus serait la suivante :



Le principe de rémunération de la part variable n'évolue pas : cette part permettrait de couvrir les coûts d'exploitation des Producteurs. Néanmoins, les paramètres intervenant dans la rémunération seront révisés de sorte à assurer une cohérence avec l'évaluation des coûts suivant la méthodologie décrite au chapitre 6.3.

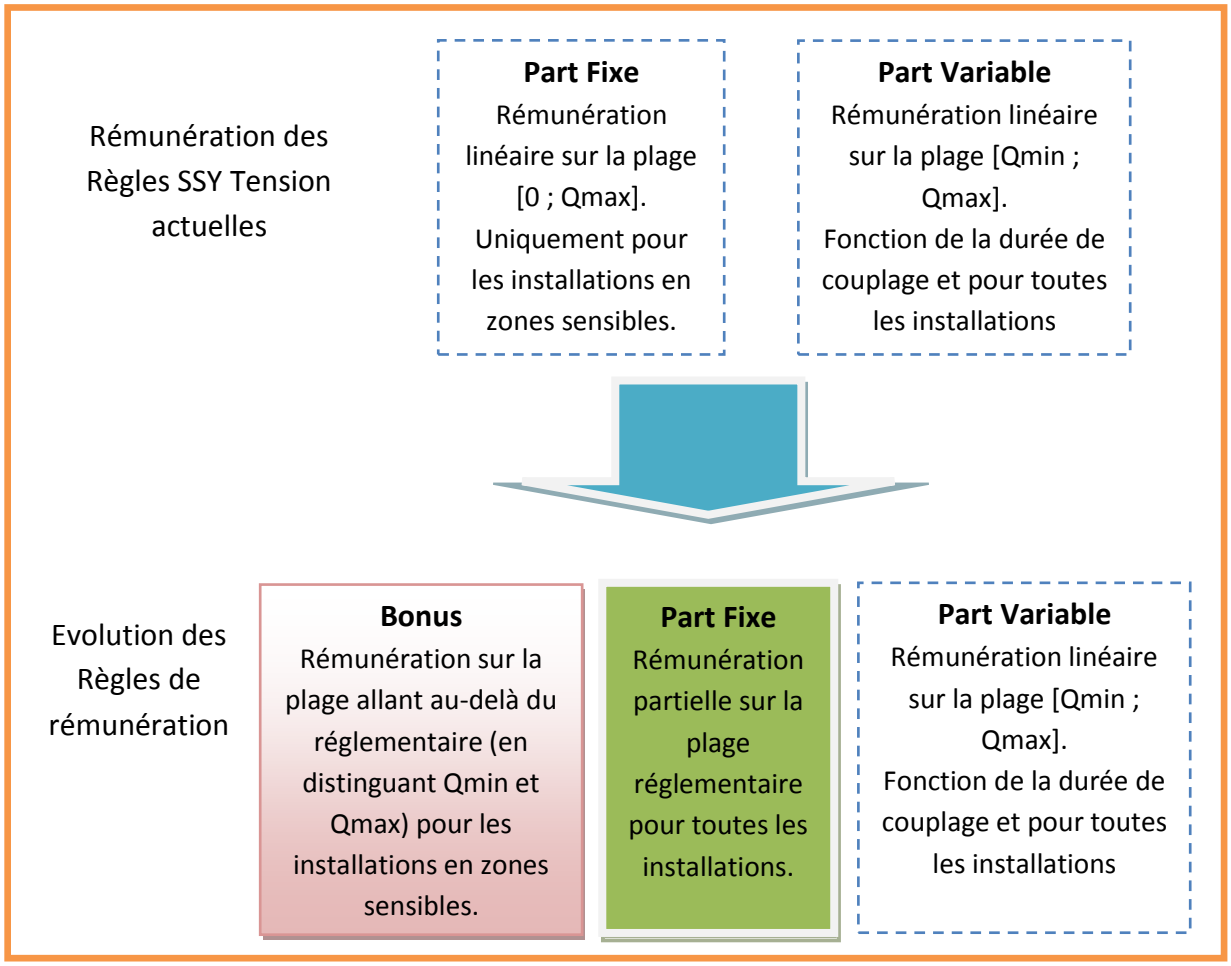
Même si ce modèle rémunère l'enveloppe calculée en amont, comme expliqué en introduction du chapitre, les Producteurs s'opposent à ce modèle dans la mesure où les capacités réglementaires ne sont pas rémunérées alors qu'il existe des coûts de surdimensionnement, qui sont par nature fixes et supportés dès le premier MVAr.

Question chapitre 7.2.1.1 :

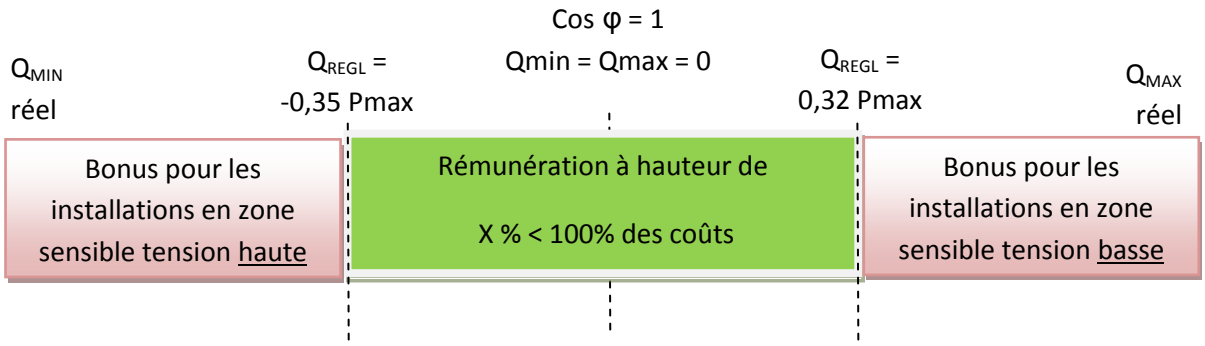
Quelle est votre position sur le modèle 1 ?

7.2.1.2 Modèle 2

Dans le deuxième modèle envisagé, la plage réglementaire mise à disposition par toutes les installations est rémunérée partiellement : la rémunération de la part fixe est comprise entre 0 et 100 % des coûts fixes du réglage de la tension.



Dans ce deuxième modèle, la plage réglementaire mise à disposition par toutes les installations serait en partie rémunérée. Une autre représentation du schéma précédent concernant le bonus et la part fixe serait la suivante :



Le reste du dispositif est équivalent au modèle 1.

Même si ce modèle rémunère l'enveloppe calculée en amont, comme expliqué en introduction du chapitre, l'Avis des Producteurs est le suivant :

CNR ne trouve pas cohérent et n'est pas d'accord sur la finalité (présentée par RTE) de l'utilisation de l'outil « carte zone sensible ». Pour CNR, cette « carte de zone sensible » représente seulement les zones que RTE souhaiterait combler en termes de possibilité d'utilisation de MVAr. Mais elle ne tient pas compte de l'utilisation actuelle des MVAr mis à disposition de RTE (plage de MVAR qui, si elle n'existait pas, ne permettrait pas à RTE de piloter la tension en local et ferait alors passer ces zones locales également en « zones sensibles ») et qui engendre pour le producteur également des coûts fixes pour ce service et pour ces performances pointues.

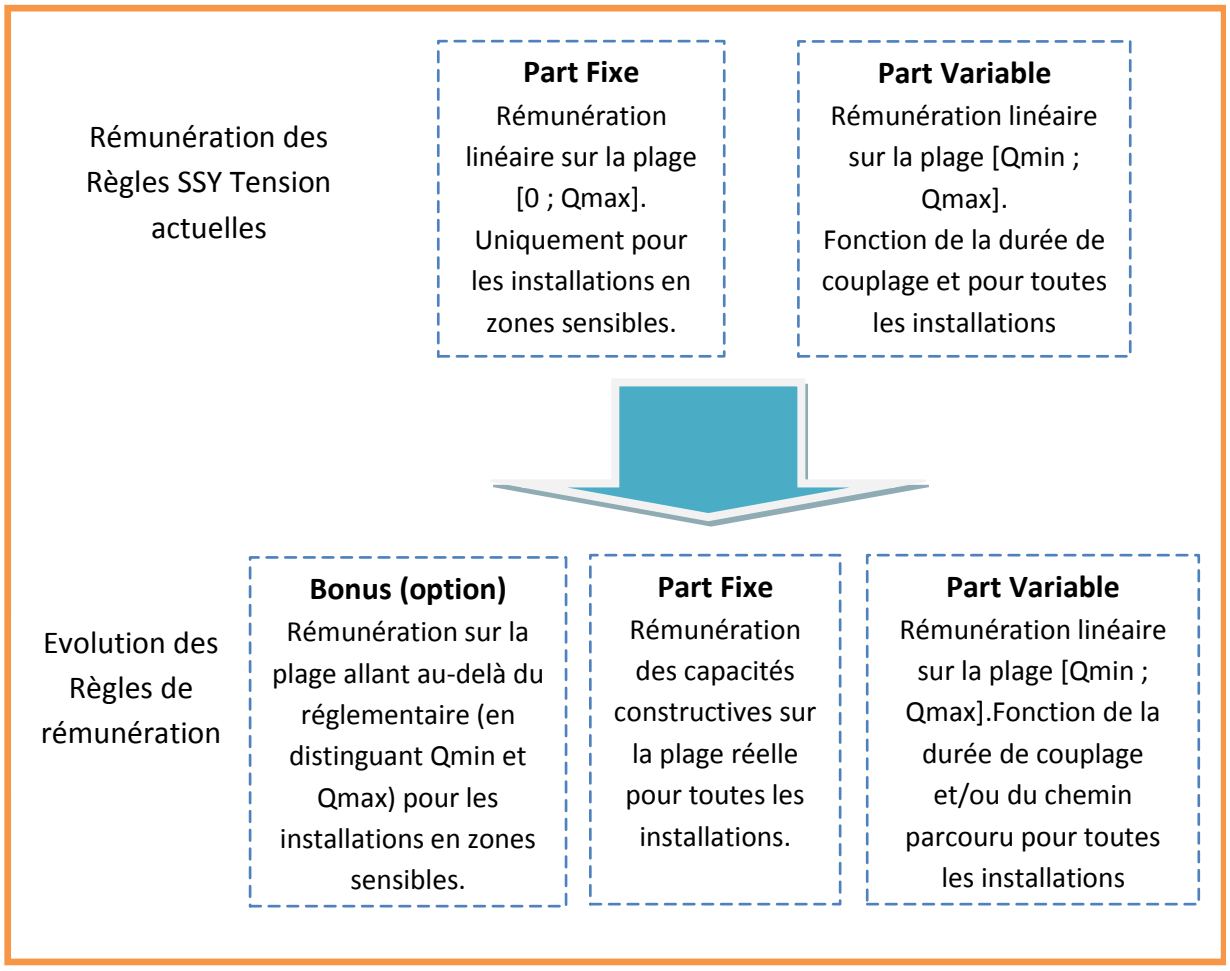
Au-delà des coûts fixes supportés quelles que soient les zones, les acteurs considèrent que l'outil RTE « carte zone sensible » ne traduit pas la réalité de la sollicitation et du pilotage par RTE de groupes dits « hors zone sensible ». Via l'utilisation des groupes « hors zone sensible » RTE gère le plan tension de ces zones, ce qui permet alors d'éviter « une zone sensible ». Le service est bien réel et pleinement utilisé pour permettre de s'affranchir « d'une zone sensible ».

Question chapitre 7.2.1.2 :

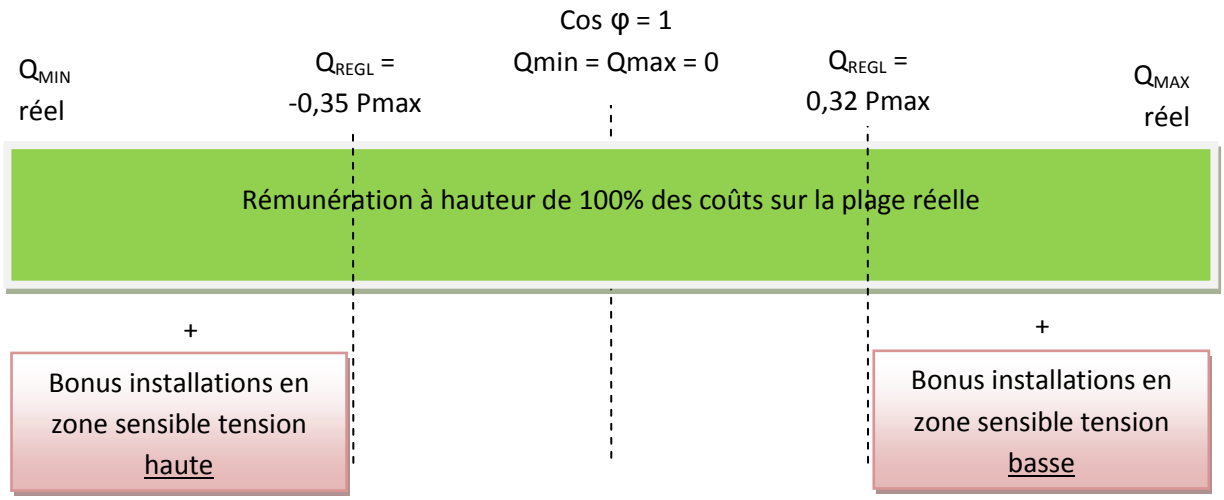
Quelle est votre position sur le modèle 2 ?

7.2.1.3 Modèle 3

Dans les modèles précédents, la rémunération d'un acteur est fortement influencée par la localisation des installations en zones sensibles. Le 3ème modèle, décrit ci-dessous, correspond à la position d'EDF, le modèle rémunérant *a minima* l'enveloppe calculée en amont :



Une autre représentation du schéma précédent concernant le bonus et la part fixe serait la suivante :



Dans ce modèle, toutes les installations touchent la part fixe à hauteur de leur plage réelle. La part fixe est décorrélée des zones sensibles.

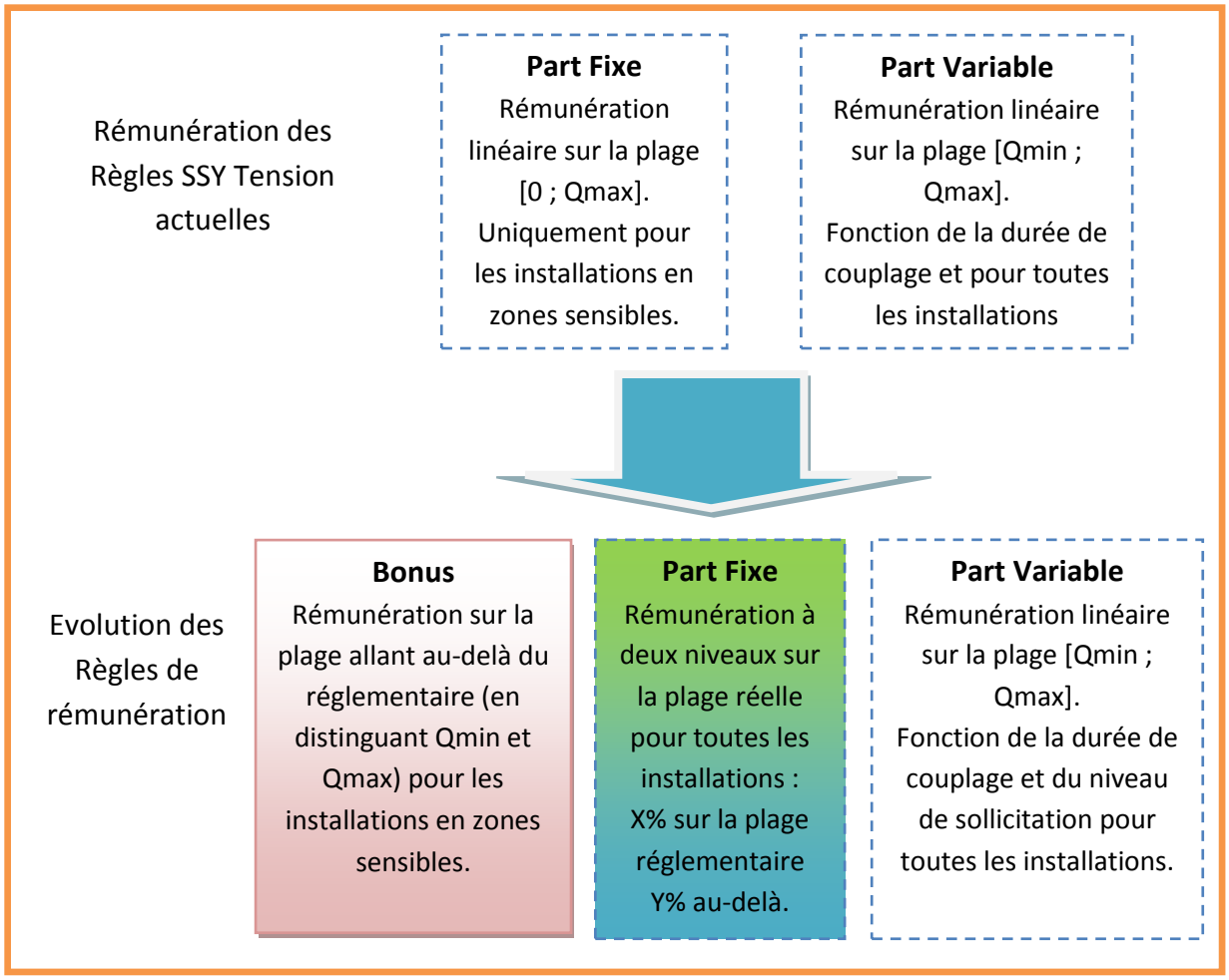
Concernant la part variable, les producteurs souhaitent en particulier la prise en compte d'un indicateur de chemin parcouru pour traduire les sollicitations dues à la puissance réactive (cf article 6.2.3). RTE considère ce principe intéressant mais complexe à mettre en œuvre. En effet, si en première approche une solution pour suivre le chemin parcouru consisterait à suivre le niveau k du RST, la prise en compte de ce critère dans la rémunération nécessiterait d'établir une relation plus précise entre le niveau de sollicitation des installations et l'impact en termes de maintenance et de durée de vie des groupes.

Question chapitre 7.2.1.3 :

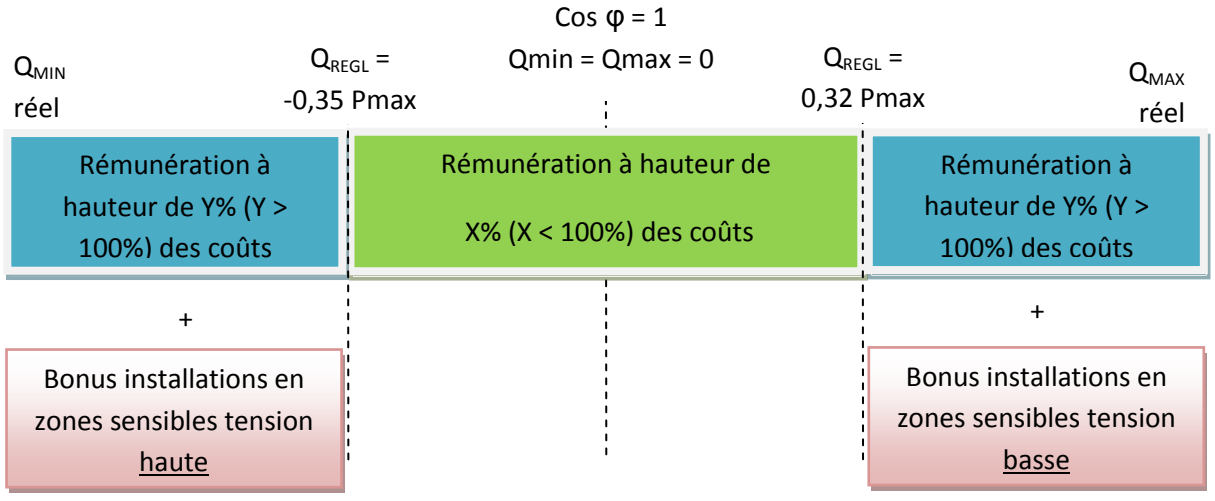
Quelle est votre position sur le modèle 3 ?

7.2.1.4 Modèle 4

RTE propose d'étudier également le modèle ci-dessous :



Une autre représentation de ce schéma concernant la part fixe et le bonus serait la suivante :



Le modèle 4 reprend la part fixe et le bonus du modèle 3. Néanmoins, la part fixe est segmentée en deux niveaux de rémunération :

- La plage réglementaire [-0,35 Pmax ; 0,32 Pmax] pour laquelle les coûts seraient couverts à une hauteur X inférieure à 100% ;
- La plage allant au-delà du réglementaire pour laquelle les coûts seraient couverts à une hauteur Y supérieure à 100%.

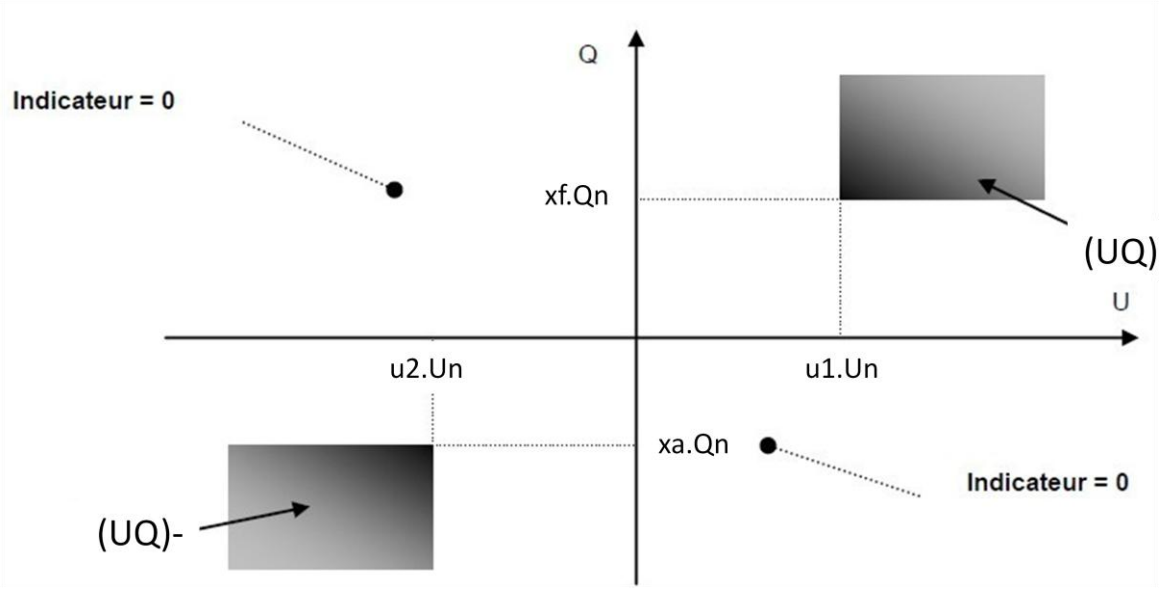
Ainsi, RTE rémunère de façon plus importante les installations offrant un plus grand niveau de service pour le RPT.

RTE souhaite conserver les zones sensibles pour indiquer les postes du RPT où le surdimensionnement des capacités en réactif présente un intérêt : la mise en place d'un bonus dans ces zones constitue alors une incitation au surdimensionnement par rapport aux capacités réglementaires.

Concernant la part variable, RTE comprend le besoin des producteurs de prendre en compte le niveau de sollicitation des installations. Néanmoins, RTE souhaite la mise en place d'un critère qui soit :

- simple dans sa mise en œuvre,
- mesurable avec les dispositifs actuels,
- contrôlable aisément.

Le chemin parcouru reste un indicateur difficile à mesurer et à caler pour chacun des groupes. Le niveau de sollicitation d'une installation pouvant également être corrélé au niveau de réactif fourni ou absorbé (illustration EDF dans le schéma suivant), RTE propose de prendre en compte le temps passé par une installation en butée de réactif.

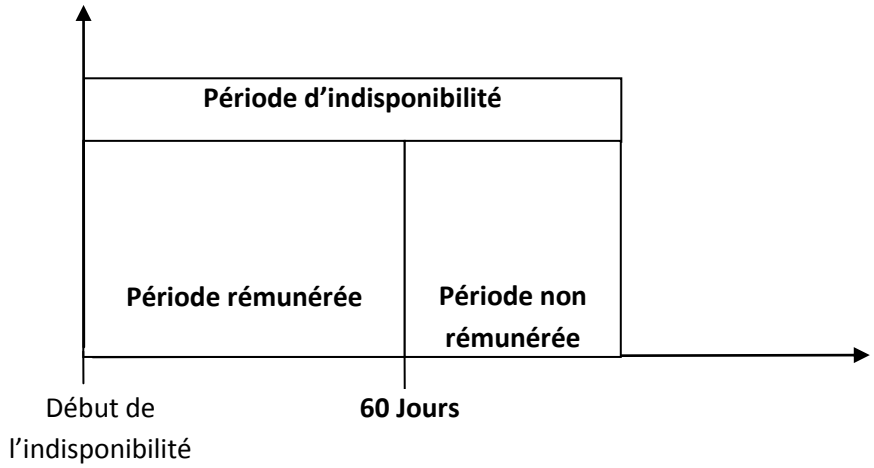


En outre, les modèles de rémunération devront également traiter le cas de la distinction entre réglages primaire et secondaire et déterminer s'il est nécessaire de revoir la règle actuelle qui prévoit une rémunération supplémentaire de 50% de la part variable pour les installations asservies au RST.

Question chapitre 7.2.1.4 : *Quelle est votre position sur le modèle 4 ?*

7.2.2 Révision du régime d'abattements et de pénalités

Conformément à la description à l'article 3.1.3, le régime d'abattement en cas d'indisponibilité programmée de l'installation prévoit un certain nombre de cas où l'entité de réglage de la tension continue de percevoir la part fixe de la rémunération pour des durées supérieures à 60 jours (par exemple remplacement du générateur de vapeur ou rénovation du contrôle commande). Durant ces périodes de maintenance relativement longues (supérieures à 2 mois) et qui ne sont généralement pas dues à la participation de l'installation au réglage de la tension, le dispositif actuel prévoit de rémunérer la part fixe au Responsable de Programmation pour la durée prévisionnelle des travaux programmés notifiée à RTE. Pour autant le service de réglage de la tension n'est pas rendu à RTE durant cette période. Par conséquent, RTE considère que ce dispositif doit prendre en compte uniquement les périodes de maintenance dues au réglage de la tension tout en conservant le seuil de 60 jours. Le seul cas que RTE souhaiterait retenir est donc le suivant :



En contrepartie, RTE propose la suppression du cas où une indisponibilité supérieure à 120 jours entraine un abattement de la totalité de la période d'indisponibilité.

Les acteurs considèrent que le système présenté n'est pas satisfaisant car il n'est pas adapté au programme de maintenance d'une installation de production : le programme de maintenance sur 10-12 ans décrit en 6.2.3 montre que les périodes d'indisponibilité sont très variables d'une année sur l'autre. Par conséquent, un unique seuil annuel aura tendance à pénaliser les installations devant subir des opérations de maintenance lourde en lien avec le réglage de la tension (par exemple

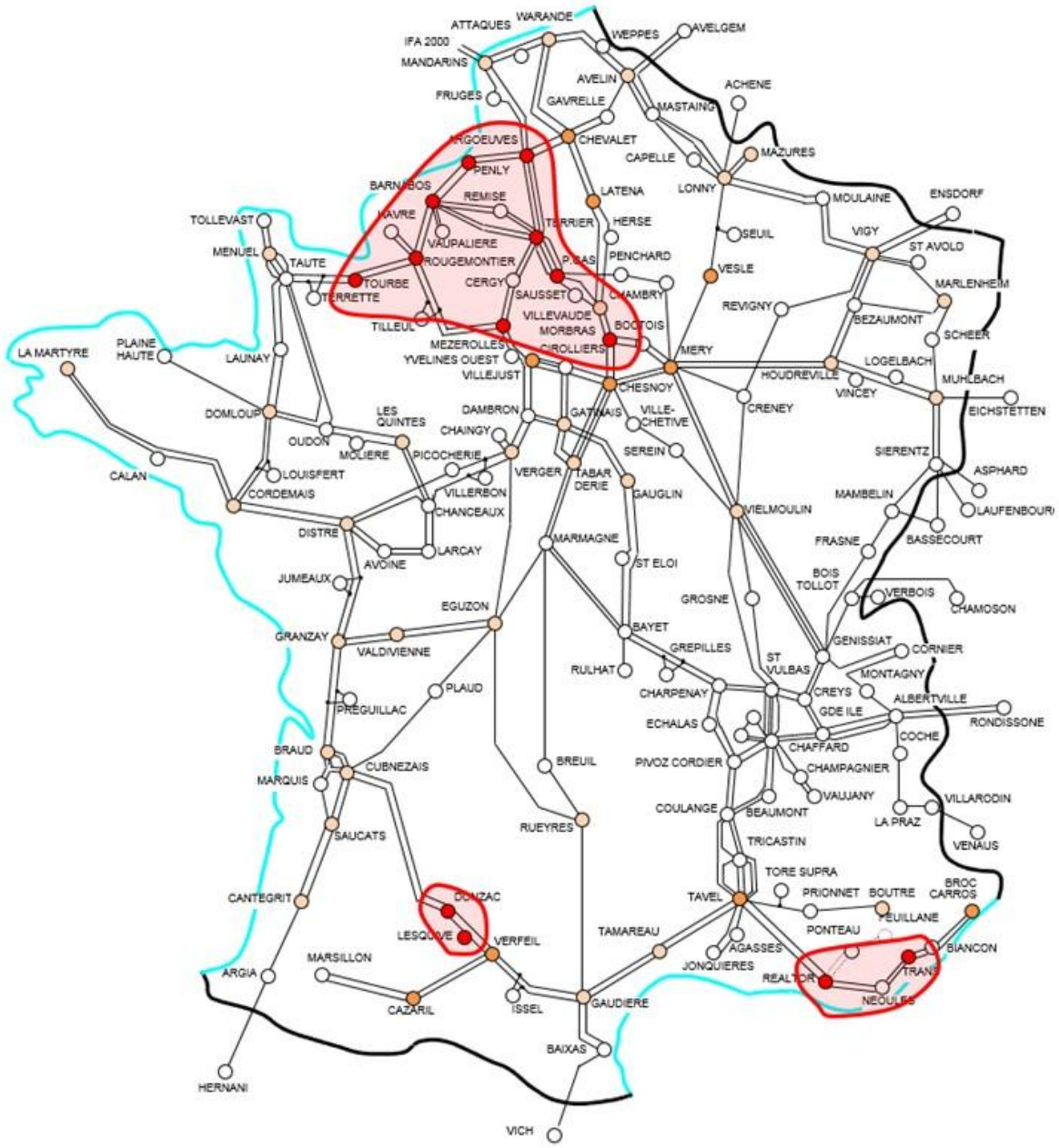
maintenance de type 3 sur l'alternateur tous les 10 ans). RTE invite donc les producteurs à proposer des évolutions de ce régime d'abattements qui est actuellement jugé trop complexe dans sa mise en œuvre par l'ensemble des parties.

Questions chapitre 7.2.2 :

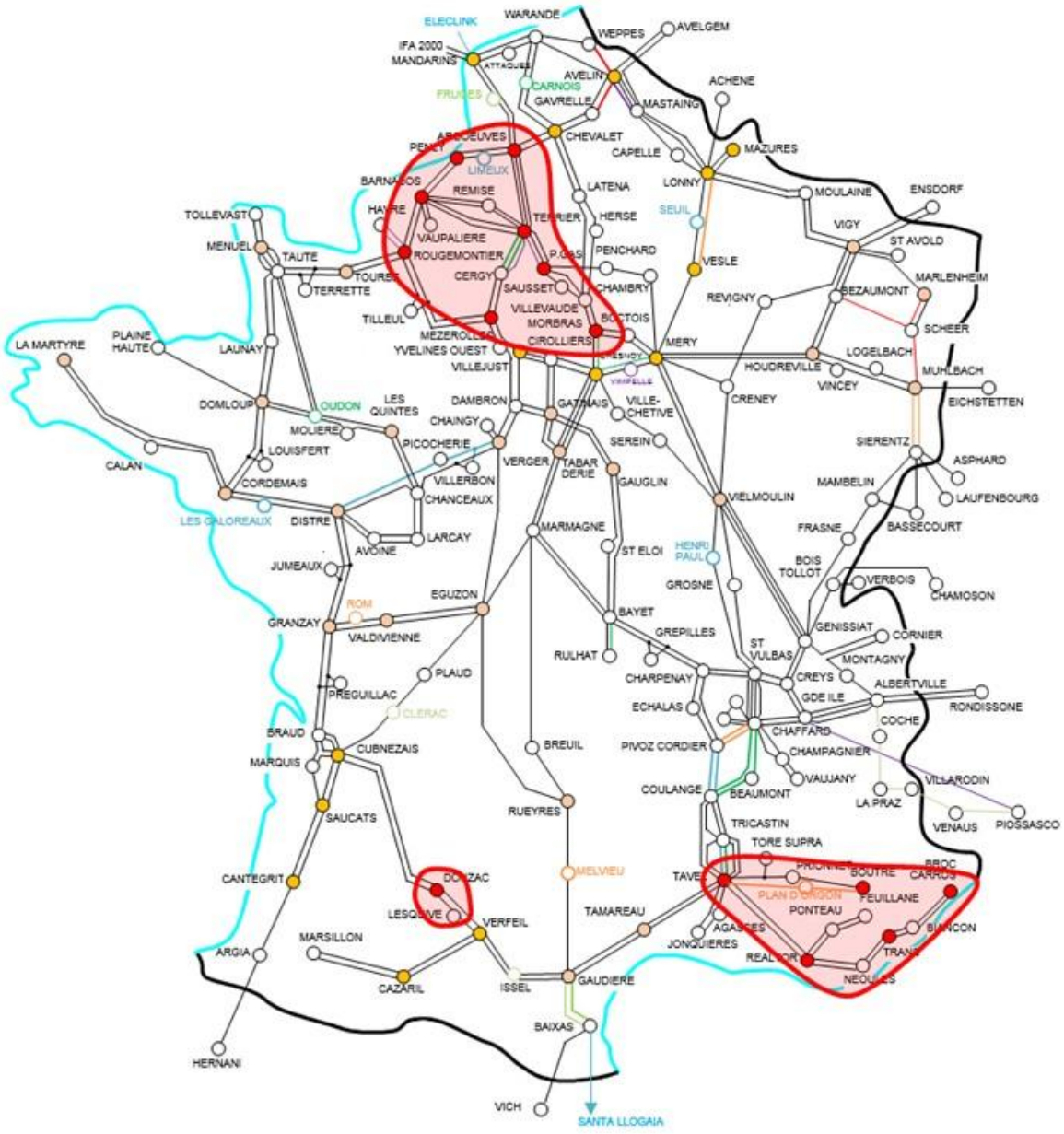
Que pensez-vous de la proposition de RTE sur la révision du régime d'abattement et de pénalités ?

Envisagez-vous d'autres évolutions ?

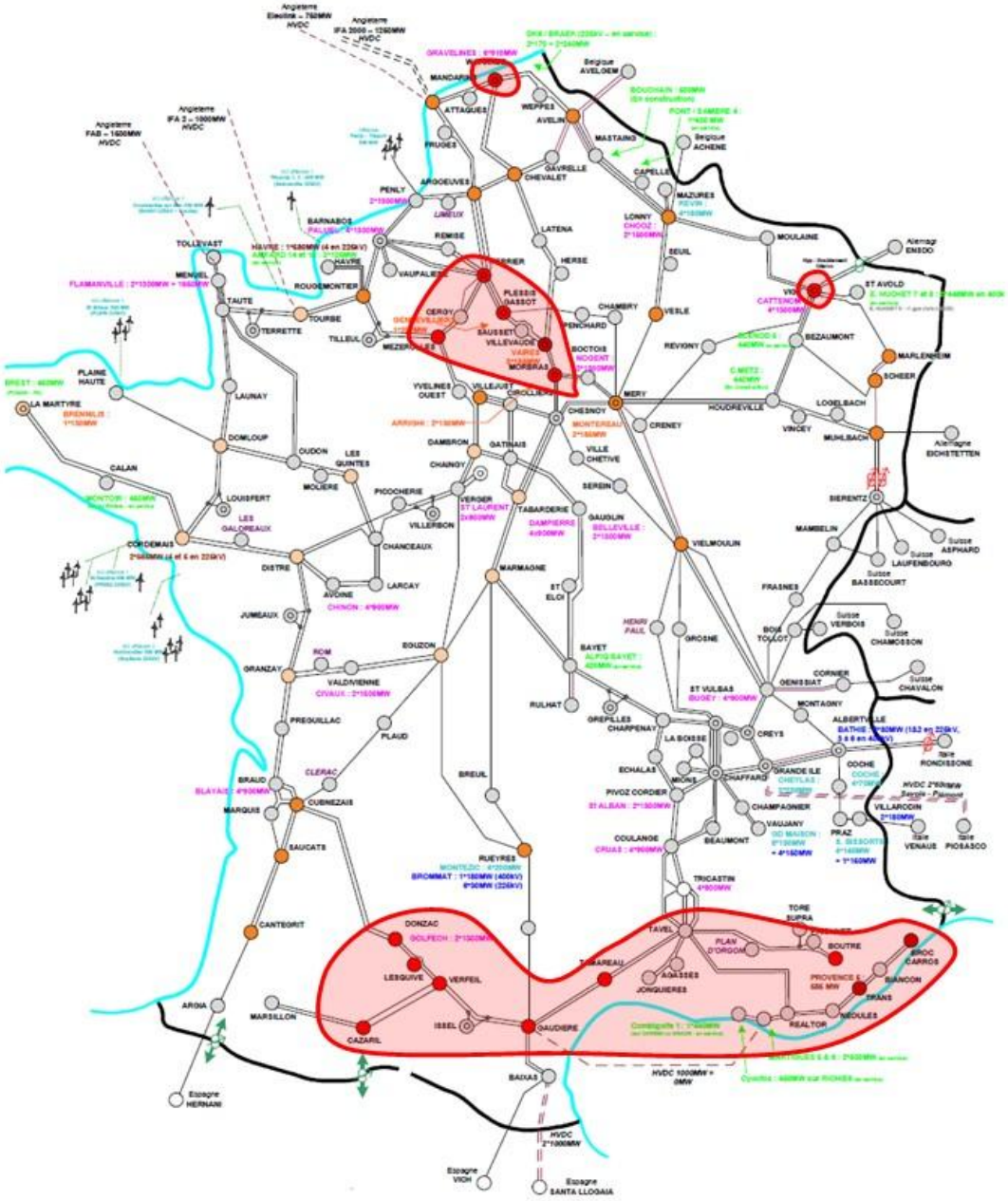
8 Annexe 1 : projet de zones sensibles en tensions basses



Projet de zones sensibles en tensions basses – Contraintes actuelles



Projet de zones sensibles en tensions basses – horizon 5 ans



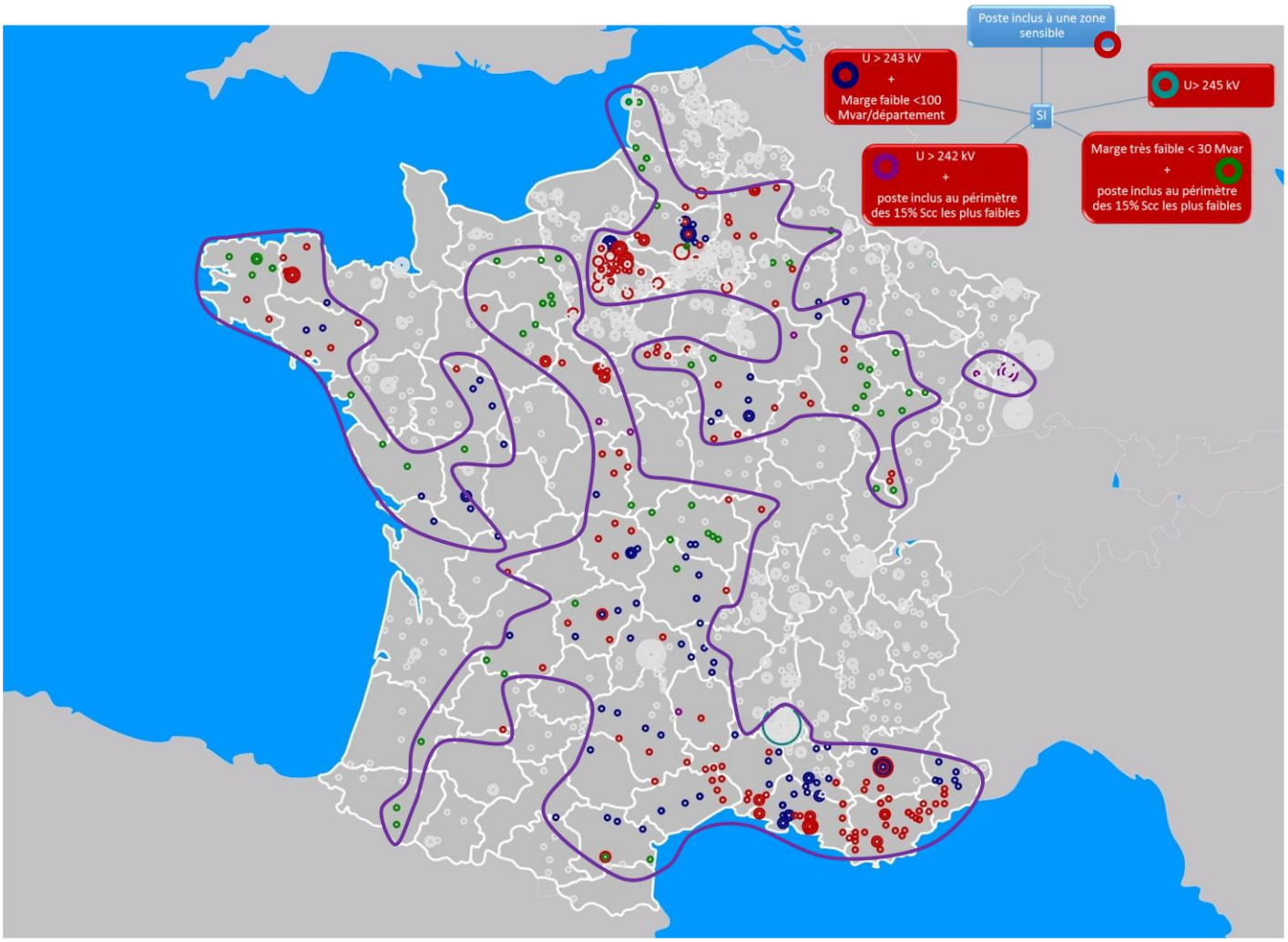
Projet de zones sensibles en tensions basses – horizon 10 ans

9 Annexe 2 : projet de zones sensibles en tensions hautes

RTE considère qu'un poste est inclus dans une zone sensible vis-à-vis des tensions hautes dès lors qu'il remplit l'une des conditions suivantes :

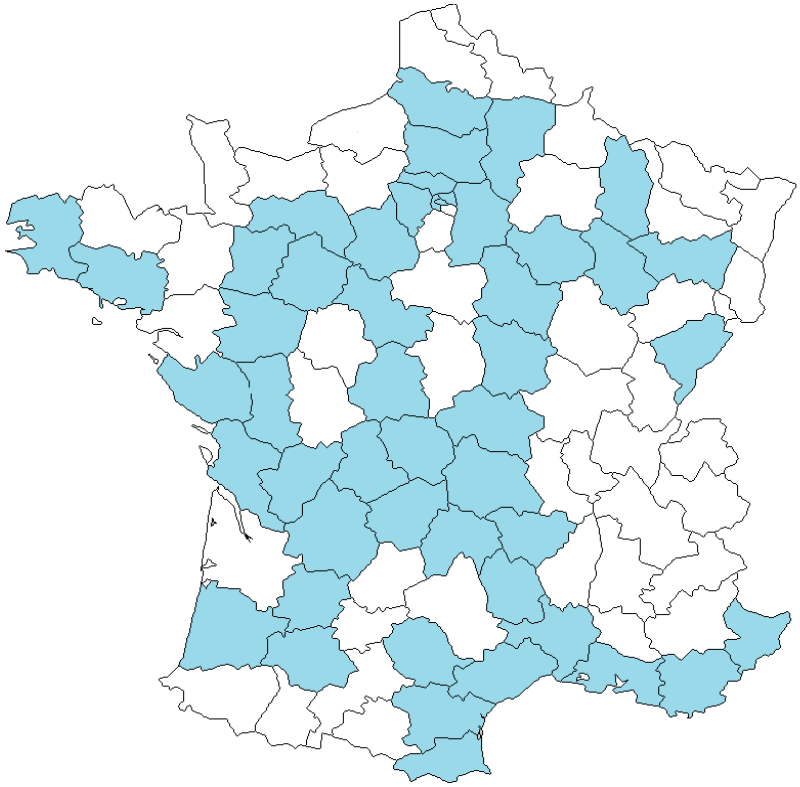
1. Marge faible < 100 Mvar + U > 243 kV.
2. Scc faible + U > 242 kV.
3. Marge très faible < 30 Mvar + Scc faible.
4. Tension supérieure à 245 kV.

L'application de ces critères sur l'horizon 5 ans donne la carte suivante :



Postes sensibles vis-à-vis des tensions hautes à l'horizon 5 ans

Un département est considéré en zone sensible lorsque 30% au moins de ses postes 225 kV répondent au critère défini ci-dessus.



Projet de zones sensibles vis-à-vis des tensions hautes