Appel à contributions suite à la publication par RTE du rapport sur l'optimisation du réglage de la tension

RTE a publié le 15 Novembre un rapport consacré à l'optimisation du réglage de la tension. Ce rapport fait suite à une demande de la CRE exprimée dans sa délibération du 2 mars 2017. Un groupe de travail sera lancé dès le début d'année 2019, au sein de la CAR, pour explorer les axes de travail identifiés dans le rapport.

Ce groupe visera notamment dans un premier temps à établir des coûts de référence du réglage de la tension par les différentes ressources analysées dans le cadre du rapport : installations de production renouvelables et batteries, raccordées au réseau de transport ou au réseau de distribution ; clients consommateurs ; liaisons HVDC.

La première session de ce GT aura lieu en janvier 2019, et fera l'objet d'une présentation par RTE des principaux enseignements du rapport.

Cette session constituera également une première opportunité de clarifier certains points, de recueillir des remarques des acteurs, et d'identifier leurs contributions possibles à l'établissement de ces coûts de référence.

RTE souhaite donc inviter dès à présent les acteurs :

- **à manifester leur intérêt pour une participation à ce groupe de travail et plus particulièrement à la première session de ce GT, par réponse à ce courrier à arthur.henriot@rte-france.com ;**

- **à étudier l'appel à contributions suivant, et à y répondre d'ici le 15 janvier 2019, afin de permettre à RTE de cadrer de la façon la plus pertinente possible la suite des travaux.**

Les deux documents de référence mentionnés dans cet appel à contributions sont :

- le rapport *Optimisation du réglage de la tension* remis à la CRE à l'été 2018, diffusé le 15 novembre 2018 et disponible sur le site Concerte **au lien suivant** ;

- le rapport de l'école Supélec *Eléments concernant les coûts de disponibilité de puissance réactive* diffusé le 27 Novembre 2015 lors de la concertation précédente sur la rémunération des Services Système Tension, disponible **au lien suivant**.

Merci de signaler toute difficulté d'accès à ces documents.

Table des matières

1 Coûts du réglage de la tension par les éoliennes de type IV (éléments communs aux installations raccordées au RPD ou au RPT) 3

1.1 Méthode retenue pour évaluer les coûts de dimensionnement de l'installation 3

1.2 Méthode retenue pour évaluer les coûts de sollicitations de l'installation 4

2 Coûts du réglage de la tension par les éoliennes de type III (éléments communs aux installations raccordées au RPD ou au RPT) 5

2.1 Méthode retenue pour évaluer les coûts de dimensionnement de l'installation 5

2.2 Méthode retenue pour évaluer les coûts de sollicitations de l'installation 6

3 Autres ressources : 7

3.1 Installations photovoltaïques et batteries 7

3.2 Clients consommateurs 8

3.3 Liaisons HVDC 8

4 Estimation du gisement des ressources raccordées sur les réseaux de distribution 9

4.1 Périmètre retenu dans le rapport Optimisation du réglage de la tension 9

4.2 Méthode suivie pour l'évaluation du gisement 9

1 Coûts du réglage de la tension par les éoliennes de type IV (éléments communs aux installations raccordées au RPD ou au RPT)

Références :

- *Sections 2.1.4 et 2.3.2, et Zooms 5 (p.65) et 6 (p.77) du rapport Optimisation du réglage de la tension ;*
- *Section 3 du rapport Supélec.*

1.1 *Méthode retenue pour évaluer les coûts de dimensionnement de l'installation*

Dans le cas des éoliennes de type IV, l'approche retenue par RTE consiste à considérer :

- que le convertisseur connecté au réseau est l'unique moyen pour cette structure de moduler la puissance réactive échangée avec le réseau ;
- que des évolutions peuvent être nécessaires, notamment pour assurer le respect des plages de fourniture de réactif au point de livraison à puissance active élevée ;
- que ces évolutions se traduisent par un surdimensionnement des onduleurs et du transformateur HTA/HTB de l'installation.

Question 1.1.1 : Partagez-vous la logique décrite par RTE sur les capacités des éoliennes de type IV à contribuer au réglage de la tension ?

Etes-vous en mesure de transmettre à RTE les diagrammes P/Q, décrivant la capacité des éoliennes présentes sur votre installation à fournir ou absorber du réactif pour différents points de fonctionnement en puissance active ? Votre installation a-t-elle fait l'objet d'un surdimensionnement spécifique (dimensionnement des éoliennes ou installation de moyens de compensation) pour disposer des capacités de réglage de la tension exigées par les gestionnaires de réseau ?

La méthode développée dans l'étude Supélec pour une installation de 100 MW raccordée au réseau de transport se traduit par un surdimensionnement estimé de l'ordre de 10 MVA, afin notamment de respecter les plages de réactif réglementaires de [-0,35 Pmax ; +0,32 Pmax] à Puissance active Pmax.

Question 1.1.2 : Estimez-vous pertinente la méthode proposée par RTE sur la base des travaux de l'école Supélec ? Si non, êtes-vous en mesure de proposer une approche alternative ?

Les coûts en résultant sont obtenus par l'application de coûts unitaires des onduleurs et transformateurs :

- De l'ordre de 75 à 85 €/kVA pour les onduleurs ;
- De l'ordre de 7 à 12 €/kVA pour le transformateur HTA/HTB.

Question 1.1.3 : Partagez-vous la fourchette de coûts unitaires proposée dans le rapport Supélec ? Si non, pouvez-vous fournir des chiffres que vous estimeriez pertinents ?

Question 1.1.4 : Selon vous, d'autres types de coûts doivent-ils être pris en compte pour évaluer le coût de dimensionnement des installations spécifiques au réglage de la tension ? Etes-vous en mesure d'évaluer ces coûts ?

1.2 *Méthode retenue pour évaluer les coûts de sollicitations de l'installation*

La méthode développée pour l'évaluation des sollicitations des plages de réactif des installations consiste à estimer les pertes supplémentaires associées à ces sollicitations.

Les coûts de maintenance supplémentaires, qui résulteraient d'une usure prématurée des onduleurs, sont négligés : les échanges de RTE avec les producteurs et les constructeurs révèlent que la durée de vie des convertisseurs n'est a priori pas impactée par des sollicitations d'absorption ou de fourniture de réactif.

Question 1.2.1 : Partagez-vous l'analyse selon laquelle ces coûts de maintenance supplémentaires sont négligeables dans le cas des éoliennes de type IV ? Si non, disposez-vous d'études ou de données permettant d'évaluer les coûts associés ?

Question 1.2.2 : Selon vous, d'autres types de coûts doivent-ils être pris en compte pour évaluer le coût de sollicitations des installations spécifiques au réglage de la tension ? Etes-vous en mesure d'évaluer ces coûts ?

L'estimation des pertes se fait selon le principe que la sollicitation des capacités de fourniture ou d'absorption de réactif d'une installation conduit à une augmentation du courant qui transite au sein de cette installation, avec en conséquence une augmentation des pertes actives. Les détails du calcul sont décrits dans le rapport Supélec.

Question 1.2.3 : Partagez-vous les principes de la méthode développée dans l'étude Supélec pour estimer les volumes de pertes supplémentaires associées à des sollicitations des plages de puissance réactive des installations ? Si non, êtes-vous en mesure de proposer une approche alternative ?

Question 1.2.4 : Disposez-vous d'études ou de données permettant d'évaluer les volumes de pertes associées à la sollicitation des plages de puissance réactive de ce type d'installation ?

Ces pertes supplémentaires dépendent du point de fonctionnement de l'installation (puissances active et réactive). Deux approches distinctes ont été retenues par RTE :

- Dans le rapport Supélec, portant sur les coûts du réglage de la tension par les installations raccordées au réseau de transport, un point de fonctionnement moyen en puissance active correspondant au facteur de charge moyen d'une installation éolienne terrestre avait été retenu (22 % de Pmax), tandis qu'un histogramme typique de sollicitations de puissance réactive avait été pris en compte. Ces coûts ont été repris dans la section 2.1.4 du rapport *Optimisation du réglage de la tension*.

- Dans la section 2.3.2 du rapport *Optimisation du réglage de la tension*, portant sur les coûts du réglage de la tension par les installations raccordées au réseau de distribution, des monotones de production ont été utilisées pour déterminer la puissance active aux différents points de fonctionnement, tandis que des modes de sollicitation plus simples des plages de puissance réactive ont été pris en compte (tangente Phi, absorption fixe de réactif).

Question 1.2.5 : Quelle approche estimez-vous plus pertinente pour établir les points de fonctionnement retenus pour évaluer le coût de ces sollicitations ?

Enfin, les volumes de pertes doivent être valorisés à l'aide d'hypothèses de coûts unitaires, exprimés en €/MWh. Pour les pertes occasionnées sur les installations éoliennes, RTE retient une valorisation au tarif de rachat de 80 €/MWh.

Question 1.2.6 : Une valorisation au tarif de rachat vous semble-t-elle pertinente pour estimer les coûts du réglage de la tension par les installations éoliennes ?

2 Coûts du réglage de la tension par les éoliennes de type III (éléments communs aux installations raccordées au RPD ou au RPT)

Références :

- *Sections 2.1.4 et 2.3.2, et Zooms 5 (p.65) et 6 (p.77) du rapport Optimisation du réglage de la tension ;*
- *Section 3 du rapport Supélec.*

2.1 *Méthode retenue pour évaluer les coûts de dimensionnement de l'installation*

Dans le cas des éoliennes de type III, l'approche retenue par RTE, consiste à considérer :

- que le réglage de la puissance réactive peut se faire soit par échange de puissance réactive entre le stator et le réseau, soit par la contribution du convertisseur côté réseau ;
- que la capacité fondamentale des machines à respecter des plages de réactif similaires à celles décrites dans l'arrêté du 23 avril 2008 est limitée à basse puissance active et à puissance active élevée (principalement pour la fourniture) ;
- que le respect de ces plages peut nécessiter l'ajout d'équipements de type Statcom ou de moyens de compensation statiques.

Question 2.1.1 : Partagez-vous la logique décrite par RTE sur les capacités des éoliennes de type III à contribuer au réglage de la tension ?

Etes-vous en mesure de transmettre à RTE les diagrammes P/Q, décrivant la capacité des éoliennes présentes sur votre installation à fournir ou absorber du réactif pour différents points de fonctionnement en puissance active ? Votre installation a-t-elle fait l'objet d'un surdimensionnement spécifique (dimensionnement des éoliennes ou installation de moyens de compensation) pour disposer des capacités de réglage de la tension exigées par les gestionnaires de réseau ?

Les observations réalisées par RTE conduisent à retenir un dimensionnement type pour un parc de près de 100 MW de : 8 Mvar de statcoms, 18 Mvar de selfs, et 24 Mvar de condensateurs.

Question 2.1.2 : Estimez-vous que ce dimensionnement soit pertinent pour un parc standard ? Si non, êtes-vous en mesure de proposer une approche alternative ?

Sur la base de coûts transmis par les producteurs, le coût des selfs et des statcoms est pris égal à 50 k€/Mvar, tandis que le coût des condensateurs est pris égal à 20 k€/Mvar.

Question 2.1.3 : Ces coûts unitaires vous semblent-ils adaptés ? Si non, quels sont selon vous les ordres de grandeur pertinents ?

Question 2.1.4 : Selon vous, d'autres types de coûts doivent-ils être pris en compte pour évaluer le coût de dimensionnement des installations spécifiques au réglage de la tension ? Etes-vous en mesure d'évaluer ces coûts ?

2.2 *Méthode retenue pour évaluer les coûts de sollicitations de l'installation*

Comme pour les éoliennes de type IV, la méthode développée pour l'évaluation des coûts de sollicitations des éoliennes de type III consiste à estimer les pertes supplémentaires associées à la sollicitation des plages de réactif de l'installation.

Les coûts de maintenance supplémentaires, qui résulteraient d'une usure prématurée des onduleurs, sont négligés. Les échanges de RTE avec les producteurs et les constructeurs révèlent que la durée de vie des convertisseurs n'est a priori pas impactée par des sollicitations d'absorption ou de fourniture de réactif.

Le rapport indique en revanche que, dans le cas des éoliennes de type III, l'utilisation des capacités de réglage peut entraîner une usure prématurée, ou des coûts de maintenance plus importants, des génératrices mises à contribution.

En l'absence de retour d'expérience quant à l'impact sur la maintenance des sollicitations de plages de puissance réactive, ces coûts ne sont pas pris en considération dans le rapport. RTE souligne toutefois que cette approximation pourrait conduire à une sous-estimation des coûts si elle était appliquée à des éoliennes de type III faisant l'objet de sollicitations fréquentes.

Question 2.2.1 : Partagez-vous l'analyse selon laquelle ces coûts de maintenance supplémentaires des onduleurs sont négligeables dans le cas des éoliennes de type III ? Si non, disposez-vous d'études ou de données permettant d'évaluer les coûts associés ?

Question 2.2.2 : Estimez-vous que les coûts de maintenance des génératrices mises à contribution soient négligeables dans le cas des éoliennes de type III ? Si non, disposez-vous d'études ou de données permettant d'évaluer les coûts associés ?

Question 2.2.3 : Selon vous, d'autres types de coûts doivent-ils être pris en compte pour évaluer le coût de sollicitations des installations spécifiques au réglage de la tension ? Etes-vous en mesure d'évaluer ces coûts ?

En l'absence de travaux académiques ou de données quantitatives fournies par les producteurs, et en accord avec les échanges menés avec les constructeurs, les coûts présentés dans le rapport Optimisation du réglage de la tension reposent sur une hypothèse simplificatrice selon laquelle les pertes dans les génératrices sont négligées. Les pertes dans les onduleurs sont considérées proportionnelles à la taille des convertisseurs, qui est de l'ordre de 30% de la puissance installée dans le cas des éoliennes de type III (par rapport à 100% de la puissance installée dans le cas des éoliennes de type IV). Le rapport précise qu'il s'agit d'une hypothèse forte, qui devra être évaluée à l'aide de mesures ou de travaux théoriques spécifiques.

L'estimation des pertes se fait ensuite selon le principe que la sollicitation des capacités de fourniture ou d'absorption de réactif d'une installation conduit à une augmentation du courant qui transite au sein de cette installation, avec en conséquence une augmentation des pertes actives. Les détails du calcul sont décrits dans le rapport Supélec.

Question 2.2.4 : Partagez-vous les principes de la méthode développée dans l'étude Supélec pour estimer les pertes supplémentaires associées à des sollicitations des plages de puissance réactive des installations ? Si non, êtes-vous en mesure de proposer une approche alternative ?

Question 2.2.5 : Disposez-vous d'études ou de données permettant d'évaluer les pertes associées à la sollicitation des plages de puissance réactive de ce type d'installation ?

Ces pertes supplémentaires dépendent du point de fonctionnement de l'installation (puissances active et réactive). Deux approches distinctes ont été retenues par RTE :

- Dans le rapport Supélec, portant sur les coûts du réglage de la tension par les installations raccordées au réseau de transport, un point de fonctionnement moyen en puissance active correspondant au facteur de charge moyen d'une installation éolienne terrestre avait été retenu (22 % de Pmax), tandis qu'un histogramme typique de sollicitations de puissance réactive avait été pris en compte. Ces coûts ont été repris dans la section 2.1.4 du rapport *Optimisation du réglage de la tension*.

- Dans la section 2.3.2 du rapport *Optimisation du réglage de la tension*, portant sur les coûts du réglage de la tension par les installations raccordées au réseau de distribution, des monotones de production ont été utilisées pour déterminer la puissance active aux différents points de fonctionnement, tandis que des modes de sollicitation plus simples des plages de puissance réactive ont été pris en compte (tangente Phi, absorption fixe de réactif).

Question 2.2.6 : Quelle approche estimez-vous plus pertinente pour établir les points de fonctionnement retenus pour évaluer le coût de ces sollicitations ?

Enfin, les volumes de pertes doivent être valorisés à l'aide d'hypothèses de coûts unitaires, exprimés en €/MWh. Pour les pertes occasionnées sur les installations éoliennes, RTE retient une valorisation au tarif de rachat de 80 €/MWh.

Question 2.2.7 : Une valorisation au tarif de rachat vous semble-t-elle pertinente pour estimer les coûts du réglage de la tension par les installations éoliennes ?

3 Autres ressources :

3.1 *Installations photovoltaïques et batteries*

Références : sections 2.6.2, et Zoom 5 (p.65) du rapport Optimisation du réglage de la tension

Le rapport *Optimisation du réglage de la tension* fait l'hypothèse que les coûts fixes et variables du réglage de la tension par les installations photovoltaïques ou les installations de stockage, combinées ou non à des installations EnR, seront similaires à ceux des éoliennes de type IV, les fondamentaux technologiques du réglage de la tension étant similaires.

Question 3.1.1 : Partagez-vous ce principe ? Si non, êtes-vous en mesure de proposer une approche alternative ou une adaptation de la méthode pour mieux prendre en compte les caractéristiques de ces installations ?

3.2 *Clients consommateurs*

Références : sections 2.5.1 du rapport Optimisation du réglage de la tension

RTE a identifié dans le rapport un levier principal à disposition des clients industriels pour contribuer au réglage de la tension : le débranchement et le rebranchement des moyens de compensation installés sur leurs sites.

Ce gisement apparaît toutefois limité par plusieurs contraintes : maintien des condensateurs enclenchés nécessaire au bon fonctionnement du site, risque de casse en cas de manipulations trop fréquentes, maintien des condensateurs enclenchés résultant d'une absence de fonctionnement indépendant du site.

Enfin, RTE estime dans le rapport que les capacités installées chez les clients industriels se prêtent mieux à une mobilisation de longue durée, anticipée, qu'à une succession de mobilisations ponctuelles dans un délai court.

Question 3.2.1 : Partagez-vous l'analyse de RTE quant au gisement représenté par la sollicitation des clients consommateurs ?

RTE a fourni dans le rapport *Optimisation du réglage de la tension* une première estimation des coûts associés à ces moyens :

- Les manœuvres de condensateurs sont associées à des coûts de main d'œuvre dont les estimations varient de 0 à 500 € par site par manœuvre ;
- Les manœuvres de condensateurs peuvent également influer sur les pertes globales de l'installation. Des pertes sont évitées dans les condensateurs lorsqu'ils sont débranchés, tandis que le débranchement des condensateurs a un impact favorable ou défavorable sur les courants transitant dans le transformateur, et donc sur les pertes Joule dans le transformateur. Dans les cas favorables, le débranchement des condensateurs se traduit par une diminution des pertes. Dans les cas les plus défavorables, le coût des pertes supplémentaires a été estimé comme étant de l'ordre de 10 à 40 c€/Mvar/h.

Au vu de ces premières analyses, le recours à ce levier semble pertinent. Des investigations plus complètes semblent toutefois nécessaires pour tenir compte de la grande diversité des sites industriels. En conséquence, RTE souhaite étendre à l'ensemble de la France la démarche d'enquête réalisée dans la région Est pour alimenter la rédaction du rapport.

Question 3.2.2 : Le périmètre des coûts retenus par RTE vous semble-t-il pertinent ? Si non, quels types de coûts devraient être également pris en compte ?

3.3 *Liaisons HVDC*

Références : sections 2.6.1 du rapport Optimisation du réglage de la tension

RTE fournit dans le rapport une première estimation du coût du réglage de la tension par les liaisons HVDC-VSC, sur la base des informations transmises par ses fournisseurs lors des appels d'offre organisés pour les liaisons en cours de développement.

Au vu de ces premiers éléments, RTE estime :

- que les plages de réactives exigées pour le réglage de la tension sont en phase avec les capacités fondamentales des liaisons, et correspondent au matériel disponible sur étagère, sans entraîner de surcoût ;
- que la sollicitation des capacités de fourniture ou d'absorption de puissance réactive des stations de conversion conduit à une augmentation des pertes au coût estimé de l'ordre de 10c€/Mvar.h.

Question 3.3.1 : Ces premiers éléments vous semblent-ils refléter les spécificités des liaisons HVDC-VSC ? Si non, disposez-vous d'études ou de données qui permettraient de réévaluer ces coûts ?

4 Estimation du gisement des ressources raccordées sur les réseaux de distribution

Références : sections 2.3.1 et Zoom 4 (p.62) du rapport Optimisation du réglage de la tension

4.1 *Périmètre retenu dans le rapport Optimisation du réglage de la tension*

Le rapport *Optimisation du réglage de la tension* fournit, sous différentes hypothèses, des estimations du gisement de capacités disponibles sur le réseau de distribution pour le réglage de la tension sur le réseau de transport. Dans ce rapport, RTE a concentré ses travaux sur les installations de production éoliennes et photovoltaïques, pour deux raisons :

- Ces installations présentent une forte croissance, en grande majorité sur le réseau de distribution à ce stade, avec un gisement important d'installations de grandes tailles.
- RTE dispose déjà d'éléments sur le coût du réglage de la tension par les installations thermiques et hydrauliques raccordées au réseau de transport.

Question 4.1.1 : Avez-vous des remarques sur le périmètre retenu ?

Question 4.1.2 : Selon vous, les coûts estimés dans le cas des installations thermiques et hydrauliques raccordées au réseau de transport sont-ils transposables aux installations raccordées au réseau de distribution ? Si non, disposez-vous d'études ou de données qui permettraient d'établir ces coûts ?

4.2 *Méthode suivie pour l'évaluation du gisement*

Afin d'évaluer le gisement représenté par les installations éoliennes et photovoltaïques, il est nécessaire d'appliquer successivement plusieurs filtres à partir du gisement brut théorique que constitue la capacité installée à la maille France.

Le premier filtre appliqué au gisement brut consiste à identifier la part de ces installations raccordées sur les réseaux de distribution. L'hypothèse de répartition entre réseau de transport et réseaux de distribution se base sur la répartition des projets en développement, présentée dans le *Panorama de l'électricité renouvelable* publié par RTE, le SER, Enedis et l'ADEeF. Sur la base des tendances observées dans cette publication entre fin 2015 et fin 2017, on fait l'hypothèse que 75% des capacités d'éolien terrestre et 95% des capacités photovoltaïques seront raccordées au réseau de distribution.

Question 4.2.1 : Estimez-vous que ces hypothèses de répartition des nouvelles installations entre réseaux de distribution et réseau de transport sont raisonnables ? Si non, quelles évolutions devraient selon vous être intégrées à la réflexion ?

Le deuxième filtre repose sur l'hypothèse que seules les capacités raccordées en départ direct HTA pourront être sollicitées pour le réglage de la tension sur le réseau de transport. Ce filtre repose sur la prise en compte de contraintes de gestion des réseaux de distribution : pour les producteurs raccordés en BT ou en HTA sur départs partagés, la consigne de fourniture ou absorption de réactif est optimisée pour le raccordement, et une modification de la consigne pourrait entrainer des variations de tension locales pouvant perturber les sites de consommation du départ HTA ou BT.

Les clés de répartition entre départs directs et départs partagés sont tirées des travaux d'Enedis cités dans le Zoom 4 du rapport *Optimisation du réglage de la tension.* Leur application se traduit par :

- une réduction de 8% à 43% du gisement représenté par les éoliennes raccordées aux réseaux de distribution ;
- une réduction de 34% à 74% du gisement représenté par les installations photovoltaïques raccordées aux réseaux de distribution.

<u>Question 4.2.2 :</u> Estimez-vous que cette hypothèse de restriction aux départs directs est raisonnable ? Jugez-vous que ces projections soient adaptées ? Si non, quelles évolutions devraient selon vous être intégrées à la réflexion ?

Le troisième filtre consiste à établir les capacités d'absorption ou de fourniture de réactif disponibles pour régler la tension sur le réseau de transport. Ces capacités, exprimées en Mvar par MW de capacité installée, sont le résultat de trois facteurs principaux :

- les capacités constructives des plages de réactif disponibles pour différents niveaux de puissance active ;
- le type de réglage envisageable ;
- la part de ces capacités déjà sollicitées pour les besoins du réseau de distribution.

Différentes hypothèses ont été prises en compte par RTE et sont détaillées dans le rapport optimisation du réglage de la tension. La large fourchette de gisements qui en résulte témoigne de l'influence majeure de ces hypothèses.

Ainsi, RTE fait l'hypothèse que les installations raccordées depuis 2008 disposent de plages d'absorption de puissance réactive de l'ordre de -0,35 Mvar/MW à -0,2 Mvar/MW ; et de plages de fourniture de puissance réactive de l'ordre de 0,1 Mvar/MW à 0,4 Mvar/MW.

<u>Question 4.2.3 :</u> Que pensez-vous des différentes hypothèses de plage de puissance réactive retenues par RTE ? Quelles valeurs estimez-vous les plus pertinentes au vu des plages de vos installations, le cas échéant ?

Le type de réglage envisageable et la capacité des installations à fournir ou absorber du réactif à faible puissance active font également l'objet de plusieurs hypothèses : capacité à suivre une loi de réglage en tangente Phi constante, avec une précision de l'ordre de 0,1 Mvar/MW ou capacités à répondre à des consignes de puissance réactive fournie ou absorbée fixées.

Ces hypothèses se traduisent par des capacités de fourniture ou absorption de puissance réactive très différentes pour des valeurs de puissance active limitées. Ainsi :

- dans le cas d'une loi de réglage en tangente Phi, lorsque la puissance active est égale à 20% de sa Pmax, la quantité de réactif absorbée ou fournie par l'installation de production est de l'ordre de 20% de sa capacité à Pmax. Elle peut de plus être davantage limitée par l'imprécision du réglage.
- dans le cas d'une consigne de puissance réactive fournie ou absorbée fixée, lorsque la puissance active est égale à 20% de sa Pmax, la quantité de réactif absorbée ou fournie par l'installation de production est alors de l'ordre de 100% de sa capacité à Pmax (sous réserve de disposer de plages de puissance réactive adéquates).

<u>Question 4.2.4 :</u> Que pensez-vous des différentes hypothèses retenues par RTE pour la capacité des installations à répondre à différentes consignes ? Quelles hypothèses estimez-vous les plus pertinentes au vu des plages de vos installations, le cas échéant ?

Se doter d'un contrôle commande permettant de suivre des consignes de réglage de la tension plus sophistiquées peut également s'avérer couteux pour certaines installations. Dans le cadre des échanges avec les constructeurs, le coût d'une évolution du contrôle commande des installations leur

permettant de répondre à des consignes de réglage de la tension différentes d'une consigne de réglage en tangente Phi constante a été évalué à 150 000 euros.

<u>Question 4.2.5 :</u> Selon vous, dans quelle mesure des évolutions du contrôle commande seront-elles nécessaires pour que les installations puissent répondre à des sollicitations différentes d'une consigne en tangente phi fixe ? Disposez-vous d'éléments quant au coût de ces évolutions, corroborant ou infirmant le chiffre mentionné dans le rapport ?

Enfin, on fait l'hypothèse dans le rapport que les installations raccordées seront dorénavant sollicitées pour les besoins du réseau de distribution selon des consignes en tangente Phi maintenue entre 0 et -0,1 (absorption de réactif).

<u>Question 4.2.6 :</u> Selon vous, cette simplification réalisée par RTE est-elle acceptable ? Si non, quelle serait selon vous une hypothèse plus adaptée ?