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

Historiquement, le réseau est soumis à des contraintes de tensions basses, survenant principalement pendant les périodes de forte consommation hivernale et qui engendrent des risques d'écroulement de tension. Depuis quelques années cependant, des contraintes de tensions hautes de plus en plus prégnantes apparaissent et sont susceptibles de provoquer une usure prématurée des matériels ainsi qu'un risque humain pour les intervenants sur le réseau.

Ce phénomène est lié à une baisse continue de la consommation en réactif constatée depuis les années 2010. RTE chiffre cette baisse à environ 400 Mvar par an s'expliquant notamment par la mise en souterrain des réseaux, l'arrivée massive de la production sur les réseaux de distribution ainsi que par un changement structurel des charges domestiques (moins consommatrices de puissance réactive)..

RTE dispose traditionnellement de 3 leviers pour le réglage de la tension : la sollicitation des consommateurs et distributeurs via la mise en œuvre de gabarits tarifaires permettant une maîtrise des échanges de puissance réactive à l'interface avec le réseau public de transport, l'installation de moyens de compensation (selfs, CSPR,..) directement sur le réseau public de transport, et la sollicitation des moyens de production connecté au réseau public de transport permettant un réglage dynamique de la tension. Ces trois leviers sont combinés, dans un objectif d'optimum technico-économique, afin de garantir la maîtrise des tensions. En particulier, les distributeurs sont donc incités à respecter des limites en injection/absorption de réactif via l'utilisation de l'ensemble des moyens à leur disposition. La mise à contribution de la production HTA raccordée sur leur réseau fait ainsi partie des leviers disponibles permettant aux distributeurs de respecter le gabarit tarifaire. La transition énergétique se traduisant par une arrivée massive de production EnR sur les réseaux de distribution, la contribution de ces acteurs est un enjeu fort pour la sureté du système électrique.

C'est dans ce contexte que RTE a lancé dans le cadre de Commission Accès au réseau du CURTE un groupe de travail dédié à ce sujet avec l'ensemble des parties prenantes. Ce groupe de travail se poursuivra en 2021 et a pour objectif d'étudier les différentes solutions de réglage de la tension par les producteurs raccordés au RPD afin de trouver la meilleure solution pour la collectivité, en adéquation avec les contraintes et capacités des producteurs et distributeurs.

RTE souhaite donc inviter dès à présent les acteurs :

- **à manifester leur intérêt pour une participation à ce groupe de travail, par réponse à stephane.pollino@rte-france.com**

- **à étudier l'appel à contributions suivant, et à y répondre dans la mesure du possible d'ici le 22 janvier 2021, afin de permettre à RTE de cadrer de la façon la plus pertinente possible la suite des travaux.**

Merci de préciser dans votre réponse si vous souhaitez que les éléments transmis restent **confidentiels**.

Table des matières

1 Rappel contexte réglementaire actuel 3
2 La nécessité d'une feuille de route 4
3 Sollicitation en tangente phi 5
3.1 Capacités constructives et dimensionnement 6
3.2 Mise en place du réglage 6
4 Sollicitation en Qmax 7
4.1 Capacités constructives et dimensionnement 7
4.2 Sollicitation de l'installation et mise en place du réglage 8
5 Sollicitation fixe en Qmax à la demande 9
6 Sollicitation modulable en point de tension 10
7 Synthèse des propositions 12

Les **documents de référence** mentionnés dans cet appel à contributions sont les suivants :

1. Derniers GT tension sur Concerte.fr (lien et lien)
2. Arrêté du 9 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité (lien)
3. Cahier des charges en capacités constructives issu de la Documentation Technique de Référence de RTE (lien)
4. Conditions générales du CARDI Enedis FOR CF 13 E (lien)
5. Performance des installations raccordées au RPD Enedis PRO-RES_64E (lien)

1 Rappel contexte réglementaire actuel

Plusieurs dispositions règlementaires assurent la mise à disposition par les Producteurs de Capacités Constructives (CC) nécessaires au bon fonctionnement du réseau électrique.

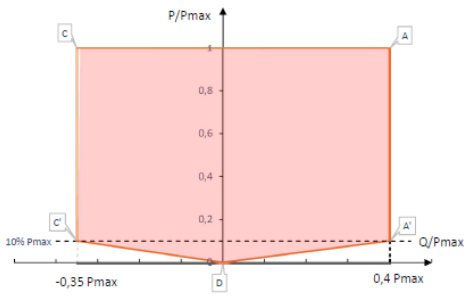
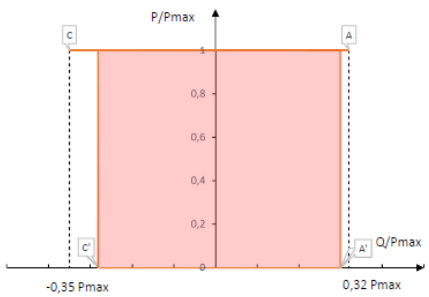
En particulier, l'arrêté du 9 juin 2020 relatif aux *prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité* définit les performances de réglage de la tension exigées pour les installations raccordées au Réseau Public de Distribution (RPD). Avant lui, l'arrêté du 23 avril 2008 reprenait des dispositions similaires.

Ces exigences sont détaillées dans les articles 43 (installations de type B) et 54 (type A) de l'arrêté :

> *[…]*
> *a) Lorsque la tension au point de raccordement est égale à la tension contractuelle plus ou moins 5 %, l'unité de production qui délivre la puissance Pmax doit pouvoir également,* ***sans limitation de durée****, fournir une puissance réactive* ***au moins égale à 0,4 × Pmax*** *ou absorber une puissance réactive au* ***moins égale à 0,35 × Pmax*** *;*
>
> *b) Lorsque la tension au point de raccordement s'écarte de la tension contractuelle de plus de 5 % et dans la limite de 10 %, l'unité de production doit pouvoir* ***moduler sa production ou sa consommation de puissance réactive*** *dans les limites d'un domaine de fonctionnement minimal* ***défini dans la documentation technique de référence*** *du gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité sous la forme d'un* ***diagramme [U, Q]****.*

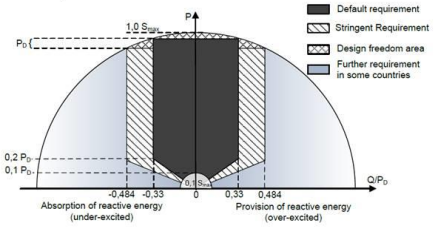
Ainsi, la Puissance en absorption en réactif disponible doit être selon l'arrêté au moins égale à **0,35 x Pmax** et l'installation doit pouvoir **moduler sa puissance réactive** selon un diagramme déterminé par la Documentation Technique de Référence (DTR) du gestionnaire de réseau.

A titre d'exemple et de comparaison, sur le réseau de transport, les capacités constructives demandées par la DTR de RTE pour les installations de forte puissance de type C et D (Pmax > 18 MW), décrivent un diagramme en rectangle. Pour le type B (Pmax < 18 MW) ce diagramme est en « mine de crayon », avec une forme rectangle au-delà de 10% x Pmax.

Capacités Constructives demandées par RTE sur le RPT (ref 3)	
Type B	Type C, Type D et offshore PPM
	

Quant à la DTR du distributeur Enedis (ref 5), les capacités demandées pour les installations de type A et B raccordées sur son réseau sont également en « mine de crayon » mais avec un seuil moins restrictif à 20% x Pmax, en phase avec la norme NF 50549-2 relatives aux *exigences des centrales électriques destinées à être raccordées en parallèle à des réseaux de distribution.*

4.7.2.2 Capacités



Anglais	Français
Default requirement	Exigence par défaut
Stringent requirement	Exigence stricte
Design freedom area	Zone dans laquelle la conception est libre
Further requirement in some countries	Exigence supplémentaire dans certains pays
Absorption of reactive energy (under-excited)	Absorption d'énergie réactive (sous-excitée)
Provision of reactive energy (over-excited)	Fourniture d'énergie réactive (surexcitée)

Figure 12 — Capacité en puissance réactive à la tension nominale

Par ailleurs, l'arrêté du 9 juin 2020 précise qu'une dérogation est permise lorsque les capacités constructives ne sont pas jugées immédiatement utiles par le gestionnaire de réseau. Toutefois, le Producteur a l'obligation d'investir dans les suréquipements nécessaires s'ils sont demandés ultérieurement.

> *[…] l'unité de production peut être **initialement raccordée sans ces équipements** accessoires, dès lors que **l'étude mentionnée à l'article 23 démontre** que ceux-ci ne sont pas immédiatement nécessaires. **Cette dérogation** est subordonnée à l'engagement du producteur à **pourvoir ultérieurement** à l'adjonction des équipements accessoires susmentionnés à la demande, assortie d'un préavis, du gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité.*

En synthèse, les producteurs HTA soumis aux arrêtés de raccordement :

- ont l'obligation de mettre à disposition les capacités en réactif précisées dans la DTR du gestionnaire de réseau. Ces capacités sont à minima un diagramme en « mine de crayon » (cf cas d'Enedis)
- peuvent bénéficier d'une dérogation lorsque cela est compatible avec les contraintes d'exploitation du réseau.

Question 1 (Tous)

Etes-vous d'accord avec les éléments décrits dans cette partie ? Avez-vous des compléments ou des précisions à apporter ?

2 La nécessité d'une feuille de route

Plusieurs solutions techniques existent pour solliciter en réactif le gisement de la Production HTA. Ces solutions n'ont pas les mêmes contraintes de faisabilité et pas le même bénéfice pour l'exploitation du réseau. A priori, RTE classe ces solutions selon 4 catégories de complexité croissante :

- Définir un réglage en **tangentePhi** avec absorption de réactif fixe sur une durée prolongée.
- Augmenter **le gisement** en définissant un réglage fixe plus étendu en réactif qu'une simple tangentePhi, proche des bornes définies par les exigences réglementaires (en Qmax).
- Augmenter **la flexibilité** en activant les consignes précédentes à la demande, plus proche du temps réel (en J-1 ou S-1).
- Fournir un réglage **fin** et **dynamique** de la tension, via une loi de réglage permettant à l'installation de **moduler** sa puissance réactive, afin de tenir une consigne en tension et non en réactif, pour un rendu similaire aux services système tension du RPT.

Chaque solution présente ses avantages et ses inconvénients : ceux-ci se mesurent en bénéfices pour le réseau (gisement et flexibilité) à comparer aux couts fixes (équipements nécessaires) ou variables (pertes, couts d'exploitation), ainsi qu'à la complexité de mise en œuvre de la solution (outillage, expérimentations nécessaires, évolution du cadre contractuel).

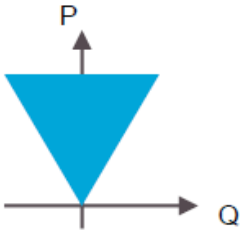
Ces solutions sont détaillées dans les paragraphes qui suivent, avec l'objectif d'en établir la faisabilité, d'analyser les couts et les bénéfices à partir des réponses obtenues, et de construire une feuille de route commune entre RTE, Distributeurs et Producteurs.

Question 2.1 (Tous)

Êtes-vous en phase avec les 4 pistes proposées par RTE ? Selon vous, d'autres solutions serait-elles intéressantes à instruire ?

3 Sollicitation en tangente phi

Une première sollicitation possible est l'utilisation d'un réglage fixe en tangente phi défini durant les périodes de l'année les plus sensibles aux contraintes de tensions hautes. Ce réglage permet une absorption de réactif fonction de la puissance active et d'une valeur de tangente phi fixée : Q = P x tanPhi. Ce réglage est déjà utilisé par les distributeurs mais est historiquement défini en fourniture (tangente phi = 0,1), ce qui accentue l'effet capacitif du câble de raccordement et la hausse des tensions en période défavorable.



A court terme, afin de simplifier la mise en œuvre en se basant sur les possibilités existantes, ce réglage en tangente phi peut être établi de façon saisonnière durant la période été, là où les contraintes de tensions hautes sont les plus prégnantes. Cette disposition est notamment prévue dans le contrat CARD Enedis actuellement en vigueur (ref 4).

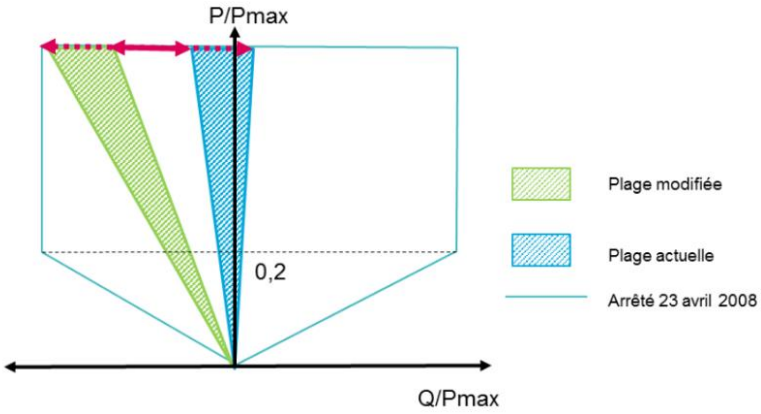
La sollicitation en tangente phi a l'avantage d'être **simple** et **réalisable par une grande majorité** des installations actuellement raccordées en HTA. Les **pertes sont réduites** car fonction de la puissance fournie qui est moyenne ou faible pour les installations renouvelables. Cette solution permet de **compenser l'effet capacitif** du câble de raccordement de façon simple et efficace. Cependant son **bénéfice n'est pas optimal** car le gain en réactif, dépendant de la production instantanée du parc, est **intermittent** et faible en cas de puissance active faible. Par ailleurs, cette solution manque de **flexiblilité** : la saisonnalité du réglage ne permet pas une mise en œuvre au plus près du besoin réel.

Question 3.1 (Tous)

Partagez-vous les avantages et inconvénients listés par RTE ? En voyez-vous d'autres ? Comment qualifiez-vous la pertinence de cette solution ?

3.1 *Capacités constructives et dimensionnement*

Le cadre réglementaire donne des capacités constructives allant jusqu'à -0,35 x Pmax en absorption et jusqu'à 0,4 x Pmax en injection, en particulier lorsque la production active est supérieure à un seuil sur la base d'un diagramme P, Q en « mine de crayon » (voir section 1). Dans ce contexte, étant donné les capacités natives des installations et la simplicité du réglage, RTE estime qu'une valeur de tangente phi de -0,3 serait réalisable par la majorité des parcs existants et à venir, même si ceux-ci ont bénéficié d'une dérogation.



Question 3.2 (Producteurs / Constructeurs)

Pour les parcs actuellement raccordés [1]:

- **Vos installations disposent-elles nativement d'une plage d'absorption de puissance réactive suffisante pour effectuer le réglage tangente phi à -0,3 (à défaut quelle valeur est réalisable) ?**
- **[2]Si non, quels investissements (nature et cout) sont nécessaires à réaliser ce réglage ?**
- **Y a-t-il d'autres contraintes de mise en œuvre du réglage (déplacement sur site, …) ?**

Question 3.3 (Producteurs / Constructeurs)

Même question que précédemment pour les parcs futurs prévus en raccordement.

3.2 *Mise en place du réglage*

Un appel à effectuer un réglage tangente phi a été lancé lors de la crise Covid à partir du printemps 2020. Environ 90 parcs ont accepté de réaliser ce réglage et RTE a noté des gains en réactif avérés suite à cette mobilisation. Des informations complémentaires sur le retour d'expérience de cette sollicitation du point de vue RTE se trouvent dans les documents liés au GT du 06/11/2020.

[1] Indiquer si possible la volumétrie concernée : combien de MW représentent ces installations ?

[2] Les réponses ayant pour objectif une analyse cout / bénéfice, être le plus précis possible dans les chiffrages proposés.

Question 3.4 (Producteurs)

Pour les producteurs ayant effectué le réglage tangente phi en 2020, quel est votre retour d'expérience ? Avez-vous rencontré des difficultés à mettre en place ce réglage et quelles sont-elles ? Quels ont été les coûts supportés ?

La sollicitation en tangente phi est à priori faisable à court terme pour les distributeurs car ce type de réglage est déjà actuellement utilisé et prévu par les DTR. La mise en place d'outils supplémentaires n'est pas donc pas utile à première vue. La mise à jour de certains contrats peut cependant se révéler nécessaire.

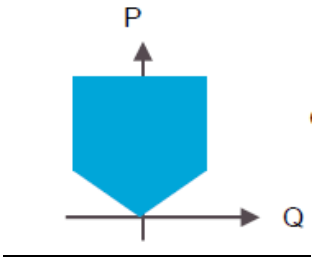
Question 3.5 (Distributeurs)

En tant que distributeur, y-a-t'il des évolutions nécessaires à la mise en place du réglage tangente phi par les producteurs HTA : adaptations des DTR, contrats ? Ces évolutions sont-elles faisables à court terme ? Quels sont les couts induits (dimensionnement du raccordement, …) ?

4 Sollicitation en Qmax

4.1 *Capacités constructives et dimensionnement*

Afin d'augmenter le gisement disponible et s'approcher au plus près des capacités réglementaires, un deuxième type de réglage possible serait un réglage en « Qmax ». Comme la tangente phi, ce réglage est une consigne fixe en réactif, et non une modulation permettant de tenir un point de tension. Il correspond à la mise à disposition des plages réactives réglementaires de l'arrêté 2020 (diagramme en « mine de crayon », voir section 1) avec une saisonnalité sur une période identique à celle proposée pour la tangente Phi (été 6 mois / an). Respecter ce diagramme signifie que l'unité de production doit pouvoir absorber une puissance réactive allant jusqu'à 0,35 × Pmax lorsque que la puissance active délivrée est supérieure à 20% x Pmax (selon les prescriptions définies dans la DTR du gestionnaire de réseau).



Ce réglage permet **d'augmenter le gisement** en réactif puisqu'il est proche des capacités réglementaires. Il est aussi **plus prédictible** que le réglage tangente phi car indépendant de la puissance active au-delà de 20% x Pmax.

En revanche, cette sollicitation des installations induit **plus de pertes** pour les producteurs et les distributeurs. Elle nécessite également un **respect strict des capacités constructives** règlementaires, ce qui est de nature à réduire le gisement des installations compatibles en particulier pour les parcs anciennement raccordés.

Question 4.1 (Tous)

Partagez-vous les avantages et inconvénients listés par RTE ? En voyez-vous d'autres ? Comment qualifiez-vous la pertinence de cette solution ?

Question 4.2 (Producteurs / Constructeurs)

Pour les parcs actuellement raccordés[3] :

- **Les capacités constructives demandées par l'arrêté 2020 (hors dérogation) sont-elles atteignables « nativement » par vos installations, conformément à la norme NF 50549-2 ?**
- **[4]Si non, quels investissements (nature et cout) sont nécessaires à réaliser ce réglage ?**
- **Y a-t-il d'autres contraintes de mise en œuvre du réglage (déplacement sur site nécessaire, …) ?**

Question 4.3 (Producteurs / Constructeurs)

Même question que précédemment pour les parcs futurs prévus en raccordements.

4.2 *Sollicitation de l'installation et mise en place du réglage*

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.

Le réglage en « Qmax » induit davantage de pertes pour les producteurs et distributeurs que le réglage tangente phi. RTE a estimé les pertes *totales* pour les Producteurs et Distributeurs pour ce type de réglage à 15kWh/Mvar.h pour un facteur de charge moyen de 20% dans le rapport Optimisation du réglage de la tension, contre 8 kWh/Mvar.h pour une sollicitation en tangente phi (les configurations et hypothèses prises sont précisées dans le rapport). A noter qu'environ 60% de ces pertes sont portées par le Distributeur.

[3] Indiquer si possible la volumétrie concernée : combien de MW représentent ces installations ? Indiquer si possible la volumétrie concernée : combien de MW représentent ces installations ?

[4] Les réponses ayant pour objectif une analyse cout / bénéfice, être le plus précis possible dans les chiffrages proposés

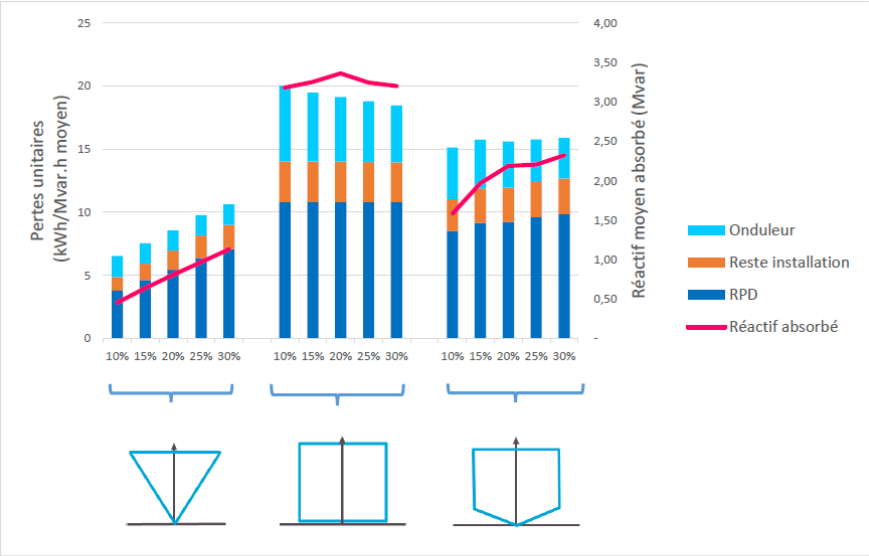


Figure 25 : Pertes supplémentaires en cas de sollicitation des capacités de réglage de la tension d'installations de type IV. Les résultats sont présentés pour la première configuration ; pour chacun des trois types de réglage de la tension (dans l'ordre : Tangente Phi fixe égale à -0,3 ; Q fixe égal à -0,3 Pmax ; Mine de crayon égale à -0,3 Pmax à partir de P>20% Pmax) ; et, pour chaque type de réglage, pour les cinq profils de production (par facteur de charge moyen croissant).

Question 4.3 (Tous)

Partagez-vous ces hypothèses de pertes ? Si non, êtes-vous en mesure de proposer une approche alternative ? Disposez-vous de simulations sur ce sujet ?

Du fait de la nécessité du respect strict des capacités constructives règlementaires, le nombre d'installations aujourd'hui capables de réaliser le réglage de tension Qmax est à priori plus faible que pour la sollicitation en tangente phi. De plus, les DTR des distributeurs ne sont pas forcément adaptés à ce réglage.

Ce réglage nécessite probablement une **mise à jour des outils de contrôle** de réalisé du distributeur, aujourd'hui calés sur une tangente phi ou une modulation avec une loi Q = f(U). Les dispositions contractuelles (DTR et CARD) devraient à priori également évoluer.

Question 4.4 (Distributeurs)

En tant que distributeur, quelles évolutions sont nécessaires à la mise en œuvre du réglage Qmax : contrôle de réalisé, adaptations des DTR et contrats ? Selon vous quel délai est envisageable à la mise en place de cette sollicitation ? A quel coût (dimensionnement du raccordement, …) ?

5 Sollicitation fixe en Qmax à la demande

La troisième possibilité de réglage est un réglage plus proche du temps réel. Il consiste en une sollicitation fixe Qmax pouvant être activée à une maille de temps plus courte que 6 mois, de l'ordre du jour ou de la semaine : par exemple la nuit ou les week-ends, y compris lors de certaines périodes creuses l'hiver.

Ce réglage présente l'avantage d'ajuster les sollicitations au besoin et ainsi **limiter les pertes** des distributeurs et des producteurs. Pour le réseau le **bénéfice est maximisé**, car les installations sont sollicitées à la demande en Qmax au plus proche de leurs capacités réglementaires et des instants de contraintes réseau.

En contrepartie, solliciter de façon fréquente pour de plus courtes durées les installations suppose à priori l'ajout d'**équipements de pilotage** à distance afin d'éviter de multiples déplacements d'un technicien sur site. Cette contrainte est de nature à réduire le nombre de parcs susceptibles d'effectuer ce réglage.

Question 5.1 (Tous)
Partagez-vous les avantages et inconvénients listés par RTE ? En voyez-vous d'autres ? Comment qualifiez-vous la pertinence de cette solution ?

Question 5.2 (Producteurs / constructeurs)

- **Pour les parcs existants : quels équipements supplémentaires vous semblent nécessaires à la mise en place de ce réglage (hors ceux nécessaires au respect des plages en réactif réglementaires) ? A combien estimez-vous leurs coûts? Voyez-vous des contraintes autres que l'aspect matériel ?**
- **Pour les parcs nouvellement raccordés : une sollicitation Qmax à la demande est-elle possible « nativement » ? Si non, quels équipements et quels coûts associés sont nécessaires pour réaliser ce réglage ?**

De plus, ce réglage nécessite une mise à jour des outils de contrôle de réalisé du distributeur, aujourd'hui calés sur une tangente phi fixe ou une modulation avec une loi Q = f(U).

Les dispositions contractuelles (DTR et CARD) doit également évoluer en conséquence.

Question 5.3 (Distributeurs)

En tant que distributeur, quelles évolutions sont nécessaires à la mise en œuvre de ce réglage: contrôle de réalisé, adaptations des DTR et contrats ? Selon vous quel délai est envisageable à la mise en place de cette sollicitation ? Y a-t-il des couts associés ?

6 Sollicitation modulable en point de tension

La dernière solution proposée par RTE est proche des dispositions demandées aux producteurs HTB sur le RPT. Cela consiste en une **modulation de réactif** basée sur une loi de régulation Q=f(U) : la puissance réactive de l'installation varie en fonction de la tension mesurée à un point à déterminer. Pour que cela fonctionne vis-à-vis du RPT, la prise U devrait à priori être en amont du transformateur source. Il faut prendre en compte la transmission en temps réel de cette mesure à l'installation.

Ce réglage est mentionné dans l'article 43 de l'arrêté 2020 (voir section 1), et fait partiellement partie des dispositifs prévus dans la DTR d'Enedis.

Cette sollicitation a l'avantage d'être calée au plus près du besoin, entrainant des **pertes minimisées** pour les producteurs et les distributeurs ainsi qu'un **réglage plus précis et dynamique** que les autres solutions grâce à la tenue d'un point de tension.

Cependant, cette sollicitation nécessite **des équipements dédiés** à la tenue de la loi de réglage, et des évolutions du contrôle commande peuvent s'avérer nécessaire. Ces investissements sont de nature à réduire le gisement des parcs capables d'assurer cette fonctionnalité. Par ailleurs, la **faisabilité** de cette solution est à éprouver, il semble que des **expérimentations** soient nécessaires.

Question 6.1 (Tous)
Partagez-vous les avantages et inconvénients listés par RTE ? En voyez-vous d'autres ? Comment qualifiez-vous la pertinence de cette solution ?

Question 6.2 (Producteurs / constructeurs)

- **Pour les parcs existants : quels équipements supplémentaires vous semblent nécessaires à la mise en place de ce réglage (hors ceux nécessaires au respect des plages en réactif réglementaires) ? A combien estimez-vous leurs coûts? Voyez-vous des contraintes autres que l'aspect matériel ?**
- **Pour les parcs nouvellement raccordés : une sollicitation modulable en point de tension est-elle possible « nativement » ? Si non, quels équipements et quels coûts associés sont nécessaires pour réaliser ce réglage ?**

De plus, ce réglage dynamique nécessite probablement une mise à jour des outils de contrôle de réalisé du distributeur, même si à priori cette option est déjà prévue dans les dispositifs proposés par Enedis. Les dispositions contractuelles (DTR et CARD) devraient à priori également évoluer.

Question 6.3 (Distributeurs)

En tant que distributeur, quelles évolutions sont nécessaires à la mise en œuvre de ce réglage: contrôle de réalisé, adaptations des DTR et contrats ? Selon vous quel délai est envisageable à la mise en place de cette sollicitation ? Y a-t-il des couts associés ?

7 Synthèse des propositions

En synthèse, les solutions proposées par RTE ainsi que leurs avantages et inconvénients sont résumées ci-dessous.

	Tangente Phi	Qmax	A la demande	Point tenu en tension
Type de réglage	Fixe	Fixe	Fixe	Dynamique
Capacités constuctives nécessaires	+ Triangle	++ Crayon	++ Crayon	++ Crayon
Pertes	+ 6 mois/an	++ 6 mois/an	+	+
Contrôle commande	na	na	? Télé-conduite ?	+++ Asservissement
Intérêt pour le réseau	+ Intermittent Limite 6 mois/an	++ Prévisible Limite 6 mois/an	+++ A la demande	? Automatique
Faisabilité	Immédiate	Moyen terme	Moyen terme	Moyen / Long terme