

Evolutions des Règles Services Système sur le réglage de la tension

Rapport de concertation du GT SSY Tension

4 mai 2016

Sommaire

SYNTHESE	4
1 CONTEXTE ET OBJET	7
2 TRAVAUX DU GT SSS TENSION	8
3 ENVELOPPE DE REMUNERATION	9
3.1 Enveloppe initiale	9
3.2 Enveloppe actuelle	9
3.3 Estimation Producteurs	9
3.4 Estimation RTE.....	10
3.5 Analyse des écarts	12
3.5.1 Volet 1 : Impact de la clé de répartition	13
3.5.2 Volet 1 bis : gains sur les pertes liés au surdimensionnement	16
3.5.3 Volet 2 : Coûts de maintenance	24
3.6 Proposition RTE pour l'enveloppe de rémunération	25
4 MODELE DE REMUNERATION	27
4.1 Modèle actuel.....	27
4.2 Nouveau modèle de rémunération.....	28
4.2.1 Part fixe.....	28
4.2.2 Part variable	30
5 SYSTEME D'ABATTEMENT ET DE PENALITES	33
5.1 Gestion des indisponibilités	33
5.1.1 Système actuel.....	33
5.1.2 Evolutions envisagées.....	35
5.1.3 Position de RTE et des acteurs	35
5.2 Gestion des défaillances de réglage	35
5.2.1 Système actuel.....	35
5.2.2 Evolutions envisagées.....	36
5.2.3 Position de RTE et des acteurs	37

6	COMPENSATION SYNCHRONE	38
7	REFERENCES	38
8	ANNEXE : ANALYSE DE LA CLE DE REPARTITION	39

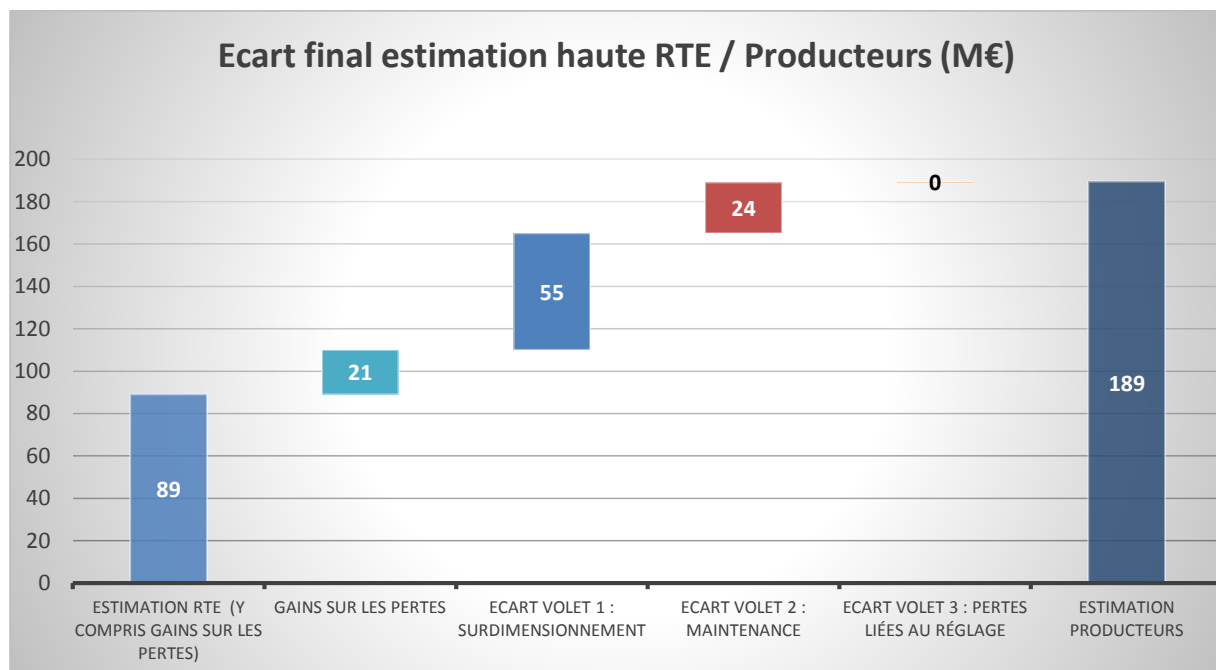
Synthèse

Ce rapport constitue la synthèse de la concertation du groupe de travail « Services Système Tension » qui s'est déroulée entre octobre 2015 et avril 2016. Le document présente les travaux de RTE et des Producteurs qui ont porté sur l'enveloppe de rémunération, les principes d'évolutions du modèle de rémunération et du système d'abattements et de pénalités. La note précise pour chacun de ces trois points la position de RTE et celle des acteurs.

➤ Enveloppe de rémunération

Le coût global du réglage de la tension est estimé par les Producteurs à 189 M€/an et à 89 M€/an par RTE (hors compensation synchrone), sachant que l'enveloppe actuelle est de 110 M€/an (hors compensation synchrone).

Les principaux écarts entre les estimations finales de RTE et des Producteurs sont représentés dans le graphique ci-dessous :



Ces écarts se répartissent en trois grandes catégories :

1. Les gains sur les pertes liés au surdimensionnement chiffrés à 21 M€.

Le volet 1 bis lié aux gains sur les pertes avec le surdimensionnement a fait l'objet de nombreux échanges détaillés en 3.5.2. RTE et les Producteurs sont en désaccord sur 3 points pour la prise en compte de ces gains dans l'enveloppe de rémunération :

- D'un point de vue économique, certains Producteurs (ENGIE et Direct Energie) considèrent que ces gains ne leur profitent pas directement, mais RTE conteste ce point car les producteurs bénéficient systématiquement d'un effet volume (cf § 3.5.2.2.1) ;
- Les Producteurs s'opposent à la prise en compte de ces gains qui conduit à la baisse de l'enveloppe de rémunération et qui sont liés aux modalités de refroidissement d'un type d'alternateurs, mais RTE considère que l'approche d'estimation des coûts et des gains qui a prévalu et fait consensus jusqu'à présent est une approche globale et non une approche filière par filière visant à rémunérer ces dernières de façon différenciée ;
- Les Producteurs (principalement ALPIQ, CNR et EDF) contestent techniquement les résultats de l'étude SUPELEC sur ce volet mais RTE considère avoir pris en compte à la fois leurs remarques, pour affiner l'étude SUPELEC, et l'analyse d'un fabricant d'alternateurs (General Electric).

En effet, en intégrant les retours de General Electric (cf § 3.5.2.2.3) sur les calculs de pertes dans les alternateurs, RTE valorise les gains sur les pertes liés au surdimensionnement à 21 M€.

2. Les coûts de surdimensionnement liés au réglage de la tension (volet 1) de 55 M€ dont 48 M€ principalement dus au choix de la « clé de répartition ».

Cette clé détermine la part du dimensionnement nécessaire pour avoir la capacité à régler la tension (cf. § 3.5.1). A l'issue de la concertation, RTE et les Producteurs sont en désaccord sur cette clé. Les Producteurs souhaitent utiliser la « clé FERC ». La position de RTE consiste à raisonner en marginal pour estimer le surdimensionnement en utilisant les résultats de l'étude SUPELEC. L'impact de cette divergence de position est de 48 M€.

3. Les coûts de maintenance (volet 2) conduisant à un écart de 24 M€.

Sur ce volet, RTE a révisé son chiffrage pour intégrer les montants de maintenance préventive et de maintenance fortuite fournis par certains Producteurs mais en appliquant la clé de répartition retenue par RTE (cf écart n°1). A l'inverse, RTE n'a jamais été favorable à l'intégration des pertes d'opportunité (non valorisation d'actifs suite à fortuits) mis en avant par certains producteurs pour les raisons explicitées dans le rapport remis à la CRE le 1er octobre 2015 [1]. L'écart résultant est de 24 M€, dont 9 M€ dus à la clé de répartition et 15 M€ liés aux pertes d'opportunité.

➤ **Modèle de rémunération**

Pour les évolutions du modèle de rémunération, RTE retient une approche de couverture des coûts et considère qu'il doit y avoir égalité entre l'enveloppe de rémunération et l'estimation des coûts du réglage de la tension. Il est proposé de conserver le découpage actuel avec une part fixe pour couvrir les coûts d'investissement (volets 1 et 1bis pour le surdimensionnement) et une part variable pour les coûts d'exploitation (volets 2 et 3 pour les surcoûts de maintenance et pertes).

Concernant la part fixe, l'évolution principale consiste à supprimer la notion de zones sensibles et à verser la part fixe à l'ensemble des installations quelle que soit leur situation géographique. Cela permettra une meilleure équité de traitement pour l'ensemble du parc de production pour ainsi couvrir les coûts d'investissement qui sont assumés par tous les Producteurs. En outre, RTE et les Producteurs ont également échangé sur la formule de la part fixe. Les modifications envisagées permettent d'inciter à fournir des capacités en réactif allant au-delà du niveau réglementaire. Cela vise à minima le maintien des performances actuelles nécessaires à la sûreté du système et sans renforcements supplémentaires sur le réseau public de transport.

Pour la part variable, les Producteurs ont demandé la prise en compte du niveau de sollicitation en réactif des installations. RTE a alors réalisé une étude montrant qu'il pourrait être pertinent de baser le calcul de la part variable sur le niveau d'énergie réactive. Mais cette évolution nécessite de lourds développements du système d'information dans les outils de contrôle et de facturation de RTE et des acteurs pour un gain faible. En effet, la nouvelle répartition de la part variable entre les acteurs induite par l'indicateur d'énergie réactive est très peu modifiée en comparaison de l'actuelle se basant sur les durées de couplage. RTE préconise donc de conserver les principes de la formule actuelle.

➤ **Système d'abattements et de pénalités**

Pour la gestion des indisponibilités, RTE souhaite simplifier le système en calant un délai fixe pour gérer les maintenances récurrentes. RTE a proposé un délai de 90 jours d'indisponibilité annuelle sur la base d'une analyse des maintenances, délai durant lequel il n'y aurait pas d'abattements de part fixe. En effet, la part fixe est dimensionnée pour couvrir les coûts d'investissement des Producteurs sur toute la durée de vie de l'installation. Il est donc cohérent de continuer de verser cette rémunération durant les périodes de maintenance programmées faisant partie du cycle de vie des machines. Les modalités encadrant les indisponibilités de plus longue durée (visites décennales, vidanges de barrage ...) devront être précisées durant le second semestre 2016 : RTE propose de conserver un délai à valider avec les producteurs pour gérer ce type d'indisponibilités.

Concernant le système de défaillance de réglage, RTE a fait des propositions aux acteurs pour rendre le système plus équitable et transparent consistant à mettre en place un échancier graduel d'abattements et de pénalités.

➤ **Compensation synchrone**

Globalement, le système actuel est jugé satisfaisant par RTE et les producteurs. La rémunération actuelle de la compensation synchrone est d'environ 5 M€/an. RTE considère que ce montant sera stable pour les prochaines années.

L'enveloppe finale proposée par RTE pour la rémunération des services système pour le réglage de la tension est de 94 M€ (89 M€ + 5 M€ pour la compensation synchrone).

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. »

La première étape de la révision des règles services système sur le réglage de la tension a débuté en novembre 2014 et s'est achevée le 1^{er} octobre 2015 par la remise à la CRE du rapport de cette concertation [1]. Cette première phase a permis d'analyser les trois thèmes suivants :

- Les besoins de RTE en termes de capacités de réglage de la tension avec notamment la révision des zones sensibles en tensions basses et hautes ;
- L'identification de l'ensemble des coûts liés au réglage de la tension avec la définition d'une méthodologie de chiffrage associée ;
- Les principes d'évolutions des règles de participation et de rémunération du réglage de la tension. RTE et les acteurs ont alors initié les réflexions sur les évolutions à apporter au modèle de rémunération.

La deuxième phase de concertation a débuté en octobre 2015 et conformément à la délibération de la CRE du 3 décembre 2015, celle-ci devait s'achever le 15 septembre 2016, avec une proposition d'évolution des modalités de participation et des règles de détermination de la rémunération du réglage de la tension. Mais pour préparer la consultation sur TURPE 5, la CRE a proposé à RTE et aux acteurs de revoir le calendrier de concertation de la façon suivante :

1. Remise d'un rapport de concertation par RTE à la CRE à fin avril 2016 contenant une proposition d'enveloppe de rémunération, des principes d'évolution du modèle de rémunération et du système d'abattements et de pénalités ;
2. Consultation publique de la CRE sur la base de ce rapport pendant laquelle les acteurs pourront s'exprimer sur les propositions de RTE ;
3. Orientations de la CRE sur la base des propositions du rapport pour fin juillet 2016 ;
4. Concertation sur la réécriture des Règles SSY Tension de septembre à octobre ;
5. Consultation publique des acteurs par RTE sur le projet de Règles en novembre ;
6. Saisine de la CRE le 31 décembre 2016 des règles SSY par RTE.

RTE et les acteurs ont accepté cette modification du calendrier de concertation et six réunions du groupe de travail (GT) SSY Tension ont eu lieu entre décembre 2015 et avril 2016.

L'objet de cette note est donc de présenter les travaux du GT SSY Tension sur la période d'octobre 2015 à avril 2016 qui ont porté sur l'enveloppe de rémunération, les principes d'évolution du modèle de rémunération et du système d'abattements et de pénalités. La note précise pour chacun de ces trois points la position de RTE et celle des acteurs.

2 Travaux du GT SSY Tension

La seconde phase de concertation a débuté en octobre 2015 et s'est déroulée de la façon suivante :

1. En octobre et novembre 2015, RTE a rencontré en bilatérales les acteurs suivants : ALPIQ, CNR, EDF, UNIPER, ENGIE (Thermique et Futures Energies), FEE.
2. Les résultats agrégés issus des bilatérales ont été présentés en décembre 2015;
3. Les résultats de l'étude que RTE a menée avec l'école SUPELEC [2] ont été présentés lors de ce même GT;
4. Les acteurs ont alors contesté ces résultats et rédigé une note exposant leurs remarques [3] ;
5. RTE a diffusé une mise à jour de l'étude SUPELEC [4] sur la base des remarques fournies par les Producteurs fin mars 2016 ;
6. GE Power a fourni son analyse de l'étude SUPELEC dans une note transmise aux acteurs le 15 avril [5] mais qui n'a pas pu être partagée au sein d'un GT.

Durant cette deuxième phase de concertation, le GT SSY Tension a également travaillé sur :

- le modèle de rémunération avec les évolutions possibles des formules de part fixe et de part variable ;
- la révision du système d'abattements et de pénalités qui permet de gérer d'une part les indisponibilités programmées ou fortuites et d'autre part les défaillances des installations entraînant une diminution des performances du réglage de la tension.

3 Enveloppe de rémunération

3.1 Enveloppe initiale

La rémunération des services système pour le réglage de la tension a débuté fin 2001. Le calage de l'enveloppe de rémunération avait nécessité un arbitrage de la CRE. Le montant de cette enveloppe avait été fixé à 86 M€ et se décomposait de la façon suivante :

- Surdimensionnement : 57 M€ ;
- Surcoûts de maintenance : 11 M€ ;
- Pertes liées au réglage de la tension : 12,5 M€ ;
- Compensation synchrone : 5,5 M€.

Les coûts unitaires des contrats de services système qui ont suivi n'ont pas évolué depuis, à l'exception de l'application de la formule de revalorisation prévue au contrat et basée sur l'évolution du coût horaire du travail et des frais et services. Il faut noter que l'introduction en 2005 d'une rémunération différenciée entre les zones normales et les zones sensibles vis-à-vis du réactif s'est faite en reconduisant les coûts unitaires précédents et sans modification sensible de l'enveloppe globale.

3.2 Enveloppe actuelle

La rémunération actuelle des services systèmes tension se décompose de la façon suivante :

- Une part fixe qui représente environ 70 M€ ;
- Une part variable qui représente environ 40 M€ ;
- La compensation synchrone dont le montant moyen est de 5 M€.

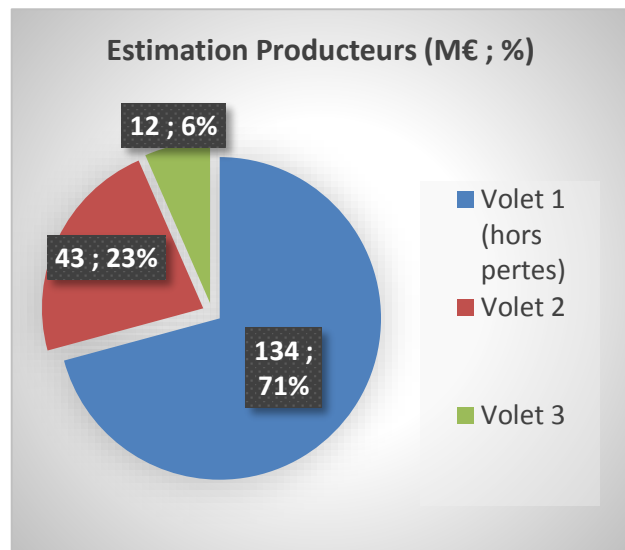
3.3 Estimation Producteurs

Lors des bilatérales, RTE a recueilli pour chacun des acteurs les paramètres confidentiels identifiés dans la méthodologie de chiffrage des coûts du réglage de la tension définie dans [1]. Cette méthodologie consiste à estimer les coûts du réglage de la tension selon les 3 volets suivants :

- Volet 1 : Surcoûts d'investissement pour disposer des capacités de réglage de la tension ;
- Volet 2 : Surcoûts de maintenance liés au réglage de la tension ;
- Volet 3 : Pertes supplémentaires liées au réglage de la tension.

Les données des bilatérales ont permis de chiffrer le coût de chacun de ces volets et d'établir l'estimation des Producteurs.

Cette estimation a été construite en agrégeant les résultats de chaque producteur et en les appliquant sur le parc de production actuel ayant signé un accord de participation aux SSY Tension. Le schéma ci-contre montre la répartition des coûts entre les trois volets pour l'estimation Producteurs, le total de celle-ci s'élevant à 189 M€/an.



Cette enveloppe de coûts correspond à une capacité totale de fourniture en puissance réactive de 42 Gvar et une capacité totale d'absorption de 51 Gvar.

Le coût global du réglage de la tension selon les retours des Producteurs est donc estimé à 189 M€/an.

Les résultats de chaque bilatérale ont été transmis par RTE aux services de la CRE.

3.4 Estimation RTE

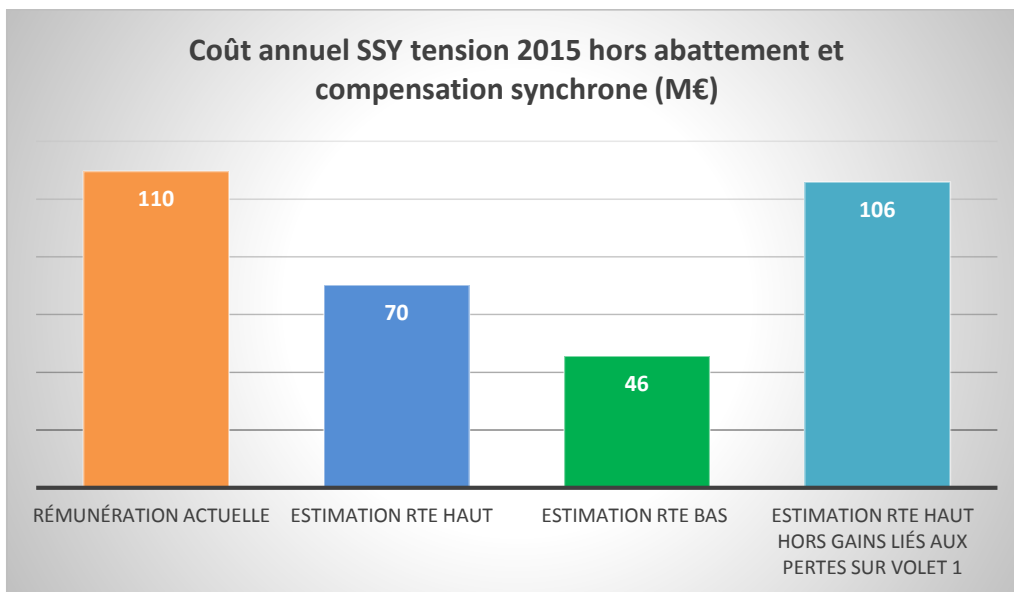
L'étude SUPELEC [2] a permis à RTE d'estimer les coûts du réglage de la tension sur les volets du surdimensionnement (volet 1) et des pertes (volet 3). L'étude SUPELEC avait pour objectif de fournir des éléments provenant d'un organisme tiers pour juger de la pertinence des coûts qui seraient donnés par les Producteurs. Cette étude a donc permis d'établir les coûts du réglage de la tension liés au surdimensionnement et aux pertes. L'un des résultats mis en avant par l'étude est une diminution des pertes due au surdimensionnement des installations nécessaire pour avoir les capacités de réglage de la tension (ce point est explicité en détail dans le §3.5.2). Les gains associés à ce surdimensionnement sont comptabilisés dans le volet 1 bis.

Les coûts de maintenance ont été établis de façon forfaitaire suite à des échanges avec ALSTOM qui avait communiqué le coût des différentes prestations (de la visite annuelle à la décennale).

Le graphique qui suit présente :

1. Le niveau de rémunération actuel des SSY Tension (hors abattements et pénalités)

2. L'estimation de l'enveloppe des coûts « RTE haut » avec la prise en compte des gains sur les pertes avec le surdimensionnement. Le scénario « haut » correspond à la fourchette haute des coûts d'alternateurs et de transformateurs donnés par l'étude SUPELEC.
3. L'estimation de l'enveloppe des coûts « RTE bas » avec la prise en compte des gains sur les pertes avec le surdimensionnement. Le scénario « bas » correspond à la fourchette basse des coûts donnés par l'étude SUPELEC.
4. L'estimation de l'enveloppe des coûts « RTE haut » sans tenir compte des gains sur les pertes avec le surdimensionnement.



RTE a choisi de conserver l'estimation haute à 70M€ pour la comparaison avec les Producteurs car les coûts d'ordre fournis par ces derniers sur les alternateurs et transformateurs se situent en moyenne dans la fourchette haute de l'étude SUPELEC. Le détail des différents volets figure dans le tableau ci-dessous, sachant que le volet 1 constitue la part fixe et que les volets 2 et 3 sont comptabilisés dans la part variable.

	Estimation RTE Haut (M€)	Estimation RTE Bas (M€)
Volet 1 (Surdimensionnement hors pertes)	79	55
Volet 1 bis (Pertes surdimensionnement)	-36	-36
TOTAL VOLET 1	43	19
Volet 2 (Maintenance)	15	15
Volet 3 (Pertes liées au réglage)	12	12
TOTAL VOLET 2 ET 3	27	27
<u>TOTAL</u>	<u>70</u>	<u>46</u>

En outre, l'ensemble des paramètres retenus par RTE pour cette estimation figure dans le tableau ci-dessous :

Retenu pour comparaison	
Taux actualisation	8,0%
Durée de vie Prod (ans)	25
Montant maintenance (k€/an/100 MW)	60
Prix Electricité (€/MWh)	46,8
Coût alternateur (€/kVA)	43
Coût transformateur (€/kVA)	12

Les estimations de RTE pour les trois volets ont été construites par empilement : toutes les installations de production sont décrites dans un fichier et les coûts des trois volets sont chiffrés pour chaque groupe avec les paramètres retenus ci-dessus.

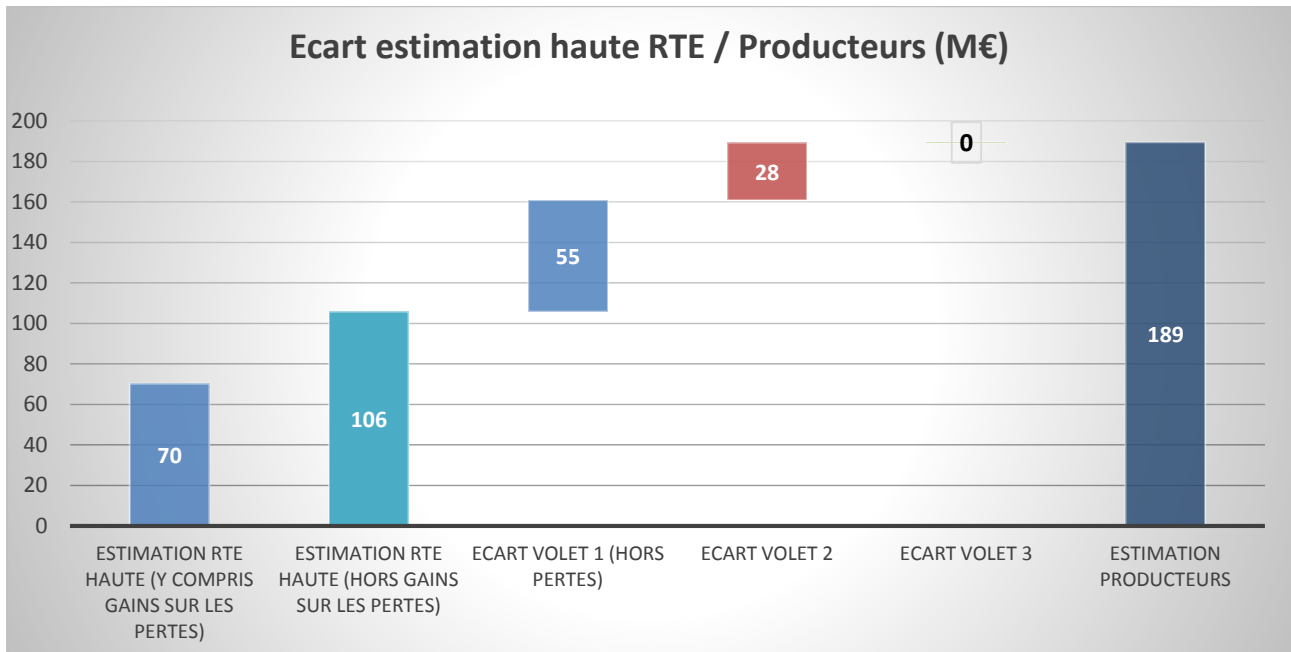
Nota : la valeur du prix de l'électricité qui a été retenue par RTE est en lien avec les retours des Producteurs lors des bilatérales. Cette valeur est cohérente par rapport à l'historique des prix mais elle est en décalage par rapport au prix forward. RTE propose donc de revoir cette valeur de manière cohérente avec la méthodologie retenue pour le calcul du prix des pertes pour le prochain TURPE.

3.5 Analyse des écarts

Les chiffres qui sont indiqués dans ce § 3.5 sont les derniers en date discutés avec les Producteurs lors du GT du 5 avril 2016.

Or, GE Power a fourni une analyse publique du rapport d'étude de SUPELEC [5] le 15 avril 2016, ce qui n'a pas permis à RTE et aux Producteurs de partager cette analyse. Nous verrons toutefois dans le § 3.6 que RTE a tenu compte de l'analyse de GE Power dans sa proposition finale d'enveloppe de rémunération.

Le diagramme de la page suivante permet de comparer l'estimation des Producteurs à celle de RTE (avec et sans prise en compte d'une diminution des pertes liées au surdimensionnement). Les écarts entre les deux estimations sur chacun des volets sont représentés sur ce schéma.



Les principaux écarts entre l'estimation RTE et l'estimation Producteurs se répartissent donc en trois grandes catégories :

- L'écart sur le volet 1 (hors pertes) de 55 M€ dont 48 M€ principalement dû au choix de la « clé de répartition » : cette clé détermine la part du dimensionnement nécessaire pour avoir la capacité à régler la tension (cf. ci-dessous au § 3.5.1.1).
- Les gains sur les pertes liés au surdimensionnement (volet 1bis) : 36 M€.
- Les coûts de maintenance remontés par certains Producteurs conduisant à un écart de 28 M€.

L'écart sur l'estimation du volet 3 concernant le calcul des pertes liées au réglage de la tension est quasi nul.

3.5.1 Volet 1 : Impact de la clé de répartition

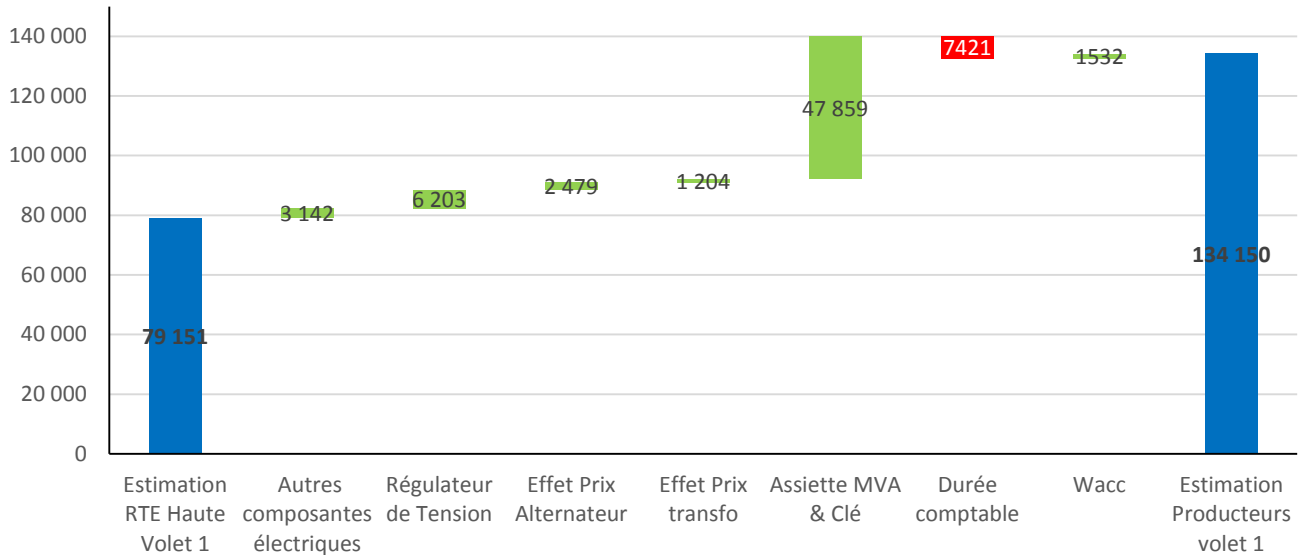
3.5.1.1 Analyse de l'écart

Ce chapitre présente l'analyse de l'écart de 55 M€ observé sur le volet 1 entre l'estimation de RTE et celle des Producteurs.

Le volet 1 correspond au coût de surdimensionnement des équipements électriques pour avoir les capacités en réglage de la tension. Il s'agit donc de déterminer le surdimensionnement de puissance apparente ($\Delta S \approx \sqrt{P^2 + Q^2} - P$) pour chaque installation et de le multiplier par un coût d'équipement (alternateur, transformateur...). Pour chiffrer le surdimensionnement de puissance apparente, RTE et les acteurs ont utilisé deux méthodes différentes.

La différence entre ces deux approches est représentée sur le graphique ci-dessous :

Ecart estimation haute RTE / producteurs sur le volet 1 en k€ (hors pertes)



Ce graphique montre les paramètres en écart entre les estimations de RTE et des Producteurs sur le volet 1. On constate clairement que la grande majorité de l'écart, à savoir 48 M€, provient de la clé de répartition. Le reste de l'écart, soit 7 M€, se répartit de la façon suivante :

- + 14 M€ supplémentaires pour l'estimation des Producteurs dus à des paramètres plus élevés sur les autres composants électriques, le régulateur de tension, les prix unitaires d'alternateurs et de transformateurs et sur le taux d'actualisation (Wacc) ;
- - 7 M€ dus à une hypothèse de durée de vie plus contraignante choisie par RTE.

Les Producteurs ont utilisé une méthodologie définie par AEP (American Electric Power, producteur et TSO américain) et qui a été validée par la FERC (Régulateur américain). Celle-ci consiste à utiliser une clé en $\sin^2\phi$ pour définir la part du dimensionnement nécessaire pour avoir la capacité à faire du réglage de la tension.

L'estimation des Producteurs correspond à une clé de répartition moyenne de 20,9%.

A l'inverse, la méthode utilisée par RTE permet d'estimer le surplus de puissance apparente pour avoir les capacités requises en puissance réactive. En effet, dans son étude, SUPELEC a comparé deux installations :

- La première dimensionnée au plus juste pour n'injecter que de la puissance active ($S \approx P_{\max}$)
- La seconde dimensionnée de façon à faire du réglage de la tension ($S = \sqrt{P^2 + Q^2}$)

La différence entre ces deux installations donne directement le surdimensionnement qui est ensuite multiplié par les coûts d'équipements. L'analyse électrotechnique menée par RTE et présentée aux Producteurs en GT le 19/01/16 a montré qu'il existait un rapport d'environ 1,8 entre la clé FERC et la clé retenue par RTE ce qui permet d'expliquer en grande partie l'écart de 48 M€. Cette analyse figure en annexe 1.

La clé de répartition retenue par RTE et moyennée sur l'ensemble du parc est de 14,8% (valeur après mise à jour de l'étude SUPELEC).

3.5.1.2 Positions de RTE et des acteurs

Les Producteurs avaient demandé dans le premier rapport de concertation d'utiliser la « clé FERC » pour définir la part du surdimensionnement liée au réglage de la tension. Il s'agit d'une approche permettant d'allouer une part de l'investissement propre au réglage de la tension.

RTE conteste l'utilisation de cette clé : RTE considère que la clé FERC est adaptée pour refléter les pertes mais pas le surdimensionnement lui-même.

Conformément à l'argumentation du chapitre précédent, la clé retenue par RTE est basée sur une approche marginale qui consiste à comparer deux dimensionnements. Cette méthodologie permet d'estimer l'augmentation de puissance apparente nécessaire pour disposer des capacités en réglage de la tension et permet donc d'en déduire le surinvestissement. La clé retenue par RTE utilise les résultats de l'étude SUPELEC pour définir le niveau de surdimensionnement de chaque installation. Les Producteurs ne contestent pas l'approche défendue par RTE mais plutôt l'utilisation de l'étude SUPELEC pour calculer ce volet. En effet, les Producteurs s'opposent à certaines hypothèses et choix de dimensionnement dans l'étude. L'ensemble des remarques des Producteurs figurent en [3].

RTE a pris en compte la majeure partie des remarques des Producteurs dans la mise à jour de l'étude SUPELEC [4]. Les nouveaux résultats ont été présentés aux Producteurs lors du GT d'avril 2016. Parmi les mises à jour pouvant avoir un impact sur ce volet du surdimensionnement, RTE a :

- choisi un autre point de fonctionnement en tension ($0,9 U_{dim}$ à la place de U_{dim}) imposé par la réglementation et pouvant être plus contraignant pour le dimensionnement de l'installation ;
- et ajouté la résistance et la réactance de magnétisation dans la modélisation du transformateur.

Ces deux évolutions ont eu un impact négligeable sur l'enveloppe de rémunération (hors volet 1 bis) : +4 M€ sur le volet 1 et -5 M€ sur le volet 3.

En outre, dans l'analyse de GE Power sur l'étude SUPELEC, RTE observe qu'aucune remarque ne concerne le dimensionnement de l'installation, élément critiqué par les Producteurs. Les remarques de GE se concentrent en effet sur les pertes. GE Power indique d'ailleurs dans son analyse : « *Les calculs analytiques nous semblent suffisants pour ce type d'étude à condition qu'ils prennent en compte les*

remarques ci-dessous (concernant uniquement les pertes). Il n'est pas nécessaire de réaliser des calculs plus poussés type éléments finis ».

A l'issue de la concertation, RTE et les Producteurs sont en désaccord sur la clé de répartition à utiliser pour chiffrer le volet 1 du surdimensionnement. Les Producteurs souhaitent utiliser la « clé FERC ». La position de RTE consiste à raisonner en marginal pour estimer le surdimensionnement en utilisant les résultats de l'étude SUPELEC. L'impact de cette divergence de position est de 48M€.

3.5.2 Volet 1 bis : gains sur les pertes liés au surdimensionnement

3.5.2.1 Analyse de l'écart

L'étude SUPELEC avait pour but initial de calculer pour une même installation l'augmentation des pertes entre un fonctionnement sans réglage de la tension (puissance réactive nulle) et un fonctionnement avec fourniture/absorption de puissance réactive. Il s'agit du volet 3, qui traduit donc un coût pour les Producteurs.

Mais ces calculs ont permis de montrer que les pertes diminuaient sensiblement avec le surdimensionnement d'une installation. Il s'agit du volet nommé 1bis, qui traduit un gain pour les Producteurs. RTE a retraduit l'impact de ces gains sur les pertes comme une diminution des coûts fixes et cet impact a été chiffré dans un premier temps à -95 M€. Ce montant a été établi sur la base de l'étude SUPELEC qui avait considéré un fonctionnement des installations durant toute l'année pour prendre des valeurs majorantes pour l'estimation du volet 3. Cette valeur a alors été mise à jour en partageant avec les Producteurs des hypothèses réalistes de durées de fonctionnement et de prix:

- Nucléaire : Prix base de 47 €/MWh et 6588 Heures de fonctionnement (issu du bilan électrique 2014) ;
- Hydraulique : Prix 50 €/MWh (base + 7%) et 2685 Heures de fonctionnement (issu du bilan électrique 2014) ;
- Thermique : Prix pointe de 55 €/MWh et 2500 Heures de fonctionnement (données de prix et de durées de fonctionnement moyennes fournies par les Producteurs).

Avec ces hypothèses, le volet 1 bis a été réévalué à -58 M€.

Comme pour le volet surdimensionnement, les Producteurs ont contesté les résultats de cette étude pour des raisons liées aux simplifications et aux hypothèses choisies.

RTE a alors demandé à SUPELEC de réaliser une mise à jour de l'étude pour prendre en compte les remarques des Producteurs. Le nouveau modèle de l'étude intègre une augmentation des autres pertes (fer, mécaniques, ventilation) avec le surdimensionnement. Les résultats montrent que la diminution des pertes liée au surdimensionnement a lieu lorsque les pertes joules sont majoritaires dans un alternateur ; c'est le cas notamment des groupes nucléaires. Pour les installations thermiques,

la part des pertes joules est inférieure à celle relevée sur les groupes nucléaires. On constate donc une diminution des pertes avec le surdimensionnement moins importante que pour le nucléaire. Les installations hydrauliques sont très hétérogènes et peuvent avoir une répartition des pertes semblable au nucléaire ou à l'inverse avoir des pertes joules minoritaires. Ce type d'installations peut donc être soumis à une diminution des pertes avec le surdimensionnement ou au contraire à une légère augmentation.

En appliquant ces résultats au parc de production, le montant du volet 1 bis présenté par RTE aux Producteurs lors du dernier GT d'avril 2016 est de -36 M€.

3.5.2.2 Positions de RTE et des acteurs

Les Producteurs s'opposent à la prise en compte du volet 1 bis pour trois raisons :

- D'un point de vue économique, certains Producteurs (ENGIE et Direct Energie) considèrent que les gains liés à ce surdimensionnement ne profitent pas aux Producteurs ;
- Les Producteurs s'opposent à la prise en compte de ce gain de rendement qui ne profiterait qu'à une seule filière ;
- Les Producteurs (principalement ALPIQ, CNR et EDF) contestent les résultats de l'étude SUPELEC sur ce volet.

Ces trois questions sont détaillées dans les paragraphes qui suivent.

3.5.2.2.1 Volet économique

Les Producteurs considèrent qu'un producteur obligé bénéficiant d'un meilleur rendement du fait du surdimensionnement de son installation prendra en compte ce meilleur rendement dans son offre sur les marchés spot. Ainsi dès lors que le producteur marginal – dont le prix d'offre fixe le prix de marché que touche l'ensemble des Producteurs retenus – sera un producteur obligé, le meilleur rendement dont il disposera se traduira par une baisse des prix et une baisse des revenus pour l'ensemble des Producteurs retenus à cet instant. Les Producteurs ne seront alors pas en mesure de conserver ces gains de rendements qui seront transférés mécaniquement aux consommateurs. Prendre en compte ces gains de rendement pour les défalquer du coût de surdimensionnement reviendrait à compter ces gains deux fois.

Les Producteurs reconnaissent que la situation serait différente dans le cas où le producteur marginal ne serait pas un acteur obligé. Les Producteurs considèrent toutefois que ces cas ne représentent qu'une minorité de situations. Ils estiment en particulier :

- que les Producteurs français sont tous obligés et surdimensionnent en conséquence leurs installations ;

- que le rapport de surveillance des marchés de gros de la CRE présente un taux de marginalité des centrales françaises élevé pour l'année 2014 (environ 75%) ;
- que les installations situées dans d'autres pays d'Europe sont également soumises à des obligations (cf présentation ENGIE lors du GT du 19/01/16).

Le souci majeur de RTE, cohérent avec l'approche retenue pour l'établissement de la rémunération des services système tension, est d'internaliser l'ensemble des coûts et des gains liés au réglage de la tension dans le calcul de la rémunération afin de ne pas introduire de distorsions entre capacités fournissant du réglage de la tension et capacités n'en fournissant pas.

Si les Producteurs français raccordés au RPT ont l'obligation de fournir du réglage de la tension depuis l'arrêté du 30 décembre 1999, ce n'est pas nécessairement le cas des Producteurs étrangers ou d'autres ressources situées en France comme les capacités d'effacement, avec lesquels les Producteurs sont en concurrence. Dans un marché européen couplé, les interactions avec les capacités situées à l'étranger ne peuvent être négligées. Le chiffre élevé de marginalité du parc français repris par Direct Energie du rapport de surveillance des marchés de gros doit être considéré avec précaution.

En effet, il est impossible de déterminer précisément la marginalité des différentes filières sur une période donnée, puisque les offres déposées par les acteurs sur les marchés de l'énergie sont reliées à un portefeuille et non à une centrale donnée. Le taux de marginalité établi par la CRE dans le rapport de surveillance des marchés de gros est basé sur une analyse des prix des offres, et associé à un prix la filière la plus vraisemblable. Le terme *frontières*, que les Producteurs utilisent pour établir la marginalité du parc français, sert de terme de bouclage lorsque le prix ne peut vraisemblablement être relié à aucune filière. Ces limites méthodologiques sont notamment décrites dans le rapport de surveillance des marchés de gros 2013-2014 de la CRE.

Plutôt que de chercher à estimer une marginalité du parc français, RTE a présenté en concertation une étude qui révèle qu'il est impossible de se cantonner à un raisonnement à la maille nationale dans le système actuel. Ainsi sur les années 2014/2015, le pourcentage de temps pour lequel la France est nettement isolée de ses voisins (défini comme le pourcentage de temps pour lequel le spread sur les frontières avec l'Allemagne, la Belgique, l'Espagne, la Grande-Bretagne, l'Italie, et la Suisse, est supérieur à 1 €/MWh) n'est que de l'ordre de 20%.

Par ailleurs, parmi les Producteurs européens obligés, le niveau des obligations et les règles de rémunération varient considérablement. A titre d'exemple, la plage réglementaire de réactif en Espagne est de $[-0,15 P_{\max} ; 0,15 P_{\max}]$, contre $[-0,35 P_{\max} ; 0,32 P_{\max}]$ en France, tandis que l'Italie ne rémunère pas le réglage de la tension.

Si les gains résultant du réglage de la tension ne sont pas internalisés dans la rémunération des SSY tension, alors que les coûts associés le sont, ces gains donneront un avantage concurrentiel aux Producteurs obligés sur les marchés de l'énergie.

L'effet de la hausse du rendement pour un producteur obligé peut se décomposer en deux effets :

- un effet volume résultant d'une quantité d'énergie produite plus importante (les pertes évitées) qui peut être valorisée sur les marchés de l'électricité. ;
- un effet prix traduisant une éventuelle baisse des prix de marché dans certaines situations, qui vient réduire la valorisation de l'énergie produite.

Ces deux effets présentent deux différences fondamentales.

- L'effet volume est systématique, les pertes évitées pouvant être mécaniquement valorisées sur les marchés de l'énergie. Cet effet volume est de plus spécifique aux Producteurs obligés qui sont seuls à en bénéficier.
- L'effet prix est quant à lui moins systématique et plus difficile à estimer : il ne se manifeste que dans les situations où le surplus de production à moindre coût se traduit par une baisse des coûts du producteur marginal et donc en théorie du prix de marché.
 - Cet effet prix n'est pas spécifique aux Producteurs obligés puisqu'une baisse des prix de marché affecte l'ensemble des Producteurs. Dans la situation où le Producteur marginal est un Producteur obligé, la baisse des prix résultant du gain de rendement affectera l'intégralité des Producteurs, y compris les Producteurs ne fournissant pas de réglage de la tension.
 - Cet effet prix n'a donc pas vocation à être intégré dans la rémunération du réglage de la tension puisqu'il touche en pratique l'ensemble des Producteurs.

La méthodologie développée par RTE se concentre donc sur l'effet volume associé au réglage de la tension, et non sur l'effet prix que mentionnent les Producteurs. On considère que les pertes évitées sont valorisées sur les marchés de l'énergie en fonction du nombre d'heures de fonctionnement et du prix moyen touché par les Producteurs. Le raisonnement développé plus haut montre que ces pertes évitées se matérialisent par un gain concret, qui est propre aux Producteurs obligés et doit donc être internalisé dans la rémunération du réglage de la tension.

3.5.2.2.2 Equité entre les filières

L'effet du surdimensionnement sur les pertes varie de manière significative en fonction de la répartition initiale des pertes. Cela se traduit par des gains ou pertes différents pour chaque filière. Au premier ordre, on peut estimer que les gains sur les pertes sont plus importants pour les groupes nucléaires que pour les groupes thermiques, tandis que la filière hydraulique présente des disparités importantes se traduisant par des gains qui peuvent être plus ou moins importants, inexistant, ou négatifs.

Par ailleurs, les pertes évitées sont valorisées sur la base de la production moyenne d'une unité de production multipliée par le prix moyen touché par cette unité de production. Le différentiel de prix entre le prix base touché par les centrales nucléaires et le prix pointe touché par les centrales

thermiques n'est pas suffisant pour compenser le fait que les centrales nucléaires ont un facteur de charge bien supérieur aux centrales thermiques.

Les Producteurs en concluent que cette hétérogénéité entre les différentes filières est incompatible avec un raisonnement à la maille du parc. ENGIE considère qu'une approche globale pourrait favoriser la filière nucléaire au détriment des autres installations.

Dans un souci de simplification, RTE a proposé dès le début de la concertation une approche globale, à la maille du parc de production français, pour l'ensemble des coûts de surdimensionnement, de maintenance et de pertes. Cette approche n'avait jusqu'alors jamais été contestée par les producteurs. Si elle est par nature source de possibles transferts entre différentes filières, elle présente l'avantage de la simplicité. Un raisonnement par filière s'avèrerait d'ailleurs insuffisant pour refléter exactement les coûts de chaque producteur dans la rémunération, étant donnée l'hétérogénéité des installations existant au sein des différentes filières.

Cette approche globale prend également tout son sens en considérant que du point de vue du réseau, un Mvar est strictement identique qu'il soit fourni par une installation thermique, nucléaire, hydraulique ou ENR.

Par ailleurs, RTE considère que le fait de défalquer de l'enveloppe de rémunération globale des gains de rendement qui bénéficient majoritairement à une filière ne revient pas à avantager celle-ci. Au contraire, c'est le fait de ne pas tenir compte de cet élément qui serait de nature à avantager la filière en question.

Enfin, si l'impact de la prise en compte du gain sur les pertes est majoritairement lié aux spécificités de la filière nucléaire, ce n'est pas le cas d'autres hypothèses retenues en moyenne sur le parc et ayant pour effet d'augmenter l'enveloppe de rémunération. Une vue d'ensemble de toutes ces hypothèses milite donc, selon RTE, pour conserver l'approche globale sur les coûts et les gains qui a prévalu jusque-là au cours de la concertation.

3.5.2.2.3 Volet technique

➤ Résultats de l'étude SUPELEC

Dans le modèle initial de l'étude SUPELEC, seules les pertes joules avaient été considérées variables avec le dimensionnement. Or les Producteurs ont démontré que les autres pertes (fer, mécaniques, ventilation) pouvaient également dépendre de la puissance apparente de dimensionnement. Pour les Producteurs, les points les plus contestables de l'étude étaient les suivants :

1. la non prise en compte de la tension stator (U_s) qui est un élément essentiel pour le dimensionnement des machines ;
2. le choix de fixer la tension réseau à U_{dim} ;

3. la modélisation trop simplifiée du transformateur proposée dans l'étude alors que des modélisations plus complètes sont disponibles et couramment utilisées ;
4. des pertes importantes qui n'ont pas été prises en compte dans l'étude et qui de surcroît dépendent du dimensionnement. Il faudrait les intégrer à l'étude au moyen d'une évaluation réelle pour chaque dimensionnement.
5. certaines pertes qui ne peuvent pas être supposées « indépendantes du point de fonctionnement » ;
6. certaines conclusions reposent sur des présupposés contestables (exemple du dimensionnement des conducteurs).

Ces remarques sont détaillées dans la note [3].

➤ Mise à jour de l'étude SUPELEC

RTE a demandé une mise à jour de l'étude à SUPELEC et, sur les 6 remarques principales des Producteurs, RTE a préconisé les positions suivantes :

1. la variation de la tension stator U_s n'a pas été intégrée car il aurait été trop compliqué de faire varier ce paramètre en plus de la puissance réactive. En outre cette hypothèse n'a pas été remise en cause par GE Power ;
2. le choix de fixer la tension réseau à U_{dim} a été revu en étudiant le second point 0,9 U_{dim} imposé par la réglementation pour vérifier si ce point était plus contraignant pour le dimensionnement. L'étude a montré que ce n'était pas le cas ;
3. la modélisation jugée trop simplifiée du transformateur a été analysée en ajoutant la résistance et la réactance de magnétisation pour montrer que ces deux paramètres étaient bien négligeables dans les calculs lorsque l'on se place à P_{max} ;
4. l'ensemble des pertes a été considéré dans l'étude en se basant sur les répartitions fournies par les Producteurs dans leur note de décembre 2015 ;
5. une dépendance de ces pertes avec le surdimensionnement a été intégrée ;
6. Selon les Producteurs, « certaines conclusions reposent sur des présupposés contestables (exemple du dimensionnement des conducteurs) ». Sur ce point précis, le retour de GE/ALSTOM montre bien que les pertes joules rotor et stator diminuent avec le surdimensionnement pour les deux types d'alternateurs.

➤ Analyse de GE Power

Les Producteurs et plus particulièrement EDF contestent les résultats de cette étude en se basant sur le retour de GE Power [5]. L'analyse de GE concerne uniquement les calculs de pertes dans les alternateurs, les remarques formulées ne s'appliquent donc pas aux transformateurs. Dans cette note, GE formule les remarques suivantes sur les hypothèses de calcul de la note SUPELEC concernant la partie alternateurs (transformateur exclus) :

- les pertes dans les alternateurs dépendent de leur vitesse de rotation et aussi du type de refroidissement ;
- les calculs analytiques semblent suffisants pour ce type d'étude et il n'est pas nécessaire d'effectuer des calculs plus poussés type éléments finis ;
- les pertes supplémentaires dépendent principalement de I_{stator}^2 . RTE considère que cette remarque est plutôt conservatrice car cela reviendrait à augmenter la part des pertes joules stator dans l'étude SUPELEC et donc les gains sur les pertes liés au surdimensionnement ;
- Les pertes fer peuvent être considérées constantes (hypothèse de l'étude SUPELEC) même si elles varient légèrement en fonction de la puissance réactive ;
- chaque type de pertes (pertes à fer, mécaniques, ventilation) doit être évalué pour chaque machine (et donc suivant la puissance apparente) ;
- Concernant la mise à jour SUPELEC du 18 mars 2016, GE Power n'est pas d'accord avec la formule (13) consistant à faire varier l'ensemble des pertes proportionnellement à S_{dim} . Il serait plus correct de faire le calcul pour chaque niveau de puissance (10 MW, 100 MW, 500 MW, etc).

RTE reconnaît que la variation proportionnelle des pertes en fonction de S_{dim} est une hypothèse discutable. Elle répond néanmoins à la remarque principale des Producteurs : les pertes dépendent de la puissance de dimensionnement. En l'absence d'éléments fournis par les Producteurs et par le constructeur, SUPELEC a choisi ce lien de proportionnalité. De plus, l'ensemble des calculs de l'étude SUPELEC ont été réalisés sur une machine dont la puissance a été normalisée à 100 MW pour simplifier l'exploitation des résultats. Néanmoins, les paramètres considérés dans le modèle de calcul (impédances réduite en pu) correspondent à ceux de vraies machines et l'étude initiale a montré que les pertes étaient proportionnelles à P_{max} (chap. 2.4.3 de [2]).

En outre, RTE rappelle que l'ensemble de la méthodologie de chiffrage repose sur la définition de paramètres représentatifs qui sont ensuite appliqués à l'ensemble du parc. Il est donc cohérent d'utiliser les résultats des configurations type étudiées sur le volet 1 bis comme cela a été fait pour les autres volets.

Dans la suite de l'analyse, GE Power compare deux dimensionnements pour deux types de machines :

- Le premier type de machines est un turbo-alternateur refroidi par air de puissance comprise entre 80 et 150 MW. Pour cet alternateur, le surdimensionnement pour passer de $\tan \varphi = 0$ et $\tan \varphi = 0,75$ entraîne une augmentation des pertes totales de +3%.
- Le second type de machines est un turbo-alternateur de centrale nucléaire refroidi par hydrogène et eau de puissance comprise entre 1500 et 2000 MW. Pour cet alternateur, le surdimensionnement pour passer de $\tan \varphi = 0$ et $\tan \varphi = 0,63$ entraîne une diminution des pertes totales de -6%.

RTE rappelle que les Producteurs se sont toujours opposés durant la concertation à faire des estimations sur le volet des pertes liées au surdimensionnement car selon eux, les machines dimensionnées à $\tan \varphi = 0$ étaient des machines fictives. Or, les niveaux de pertes fournis par GE en

comparant deux dimensionnements dont un à $\tan \varphi = 0$ démontrent que ce raisonnement est pertinent.

Ces niveaux de pertes sont donnés pour le point de fonctionnement $P = P_{\max}$ et $Q = 0$ Mvar. A titre de comparaison, la mise à jour de l'étude SUPELEC donne pour un alternateur nucléaire (au même point de fonctionnement) une diminution des pertes totales de -14% (transformateur inclus) pour passer de l'installation dimensionnée à $\tan \varphi = 0$ à celle dimensionnée à $\tan \varphi = 0,6$.

GE conclut en précisant que « pour chaque alternateur le calcul de pertes comporte une tolérance de 10%. GE ne s'engage pas sur des performances de pertes d'un alternateur en deçà de cette tolérance. Autrement dit, pour la machine 80-150 MW refroidie par air (resp. la machine 1500-2000 MW refroidie par hydrogène), la variation réelle des pertes peut être bien différente à celle calculée à +3% (resp. -6%), voire nulle. Seule une évaluation machine par machine avec les caractéristiques réelles serait pertinente pour évaluer l'effet sur les alternateurs réels du parc ». Il s'agit d'ailleurs d'un des arguments qu'EDF a présentés lors du GT du 5 avril pour indiquer qu'il n'était pas possible de se fonder sur ce calcul et que le volet 1 bis devait être abandonné.

RTE conteste ce point. En effet l'exploitation d'une telle donnée avec cette marge de tolérance serait discutable sur un nombre restreint de groupes. Mais cette statistique est utilisée sur l'ensemble du parc de production, ce qui contribue à réduire la tolérance moyenne par la loi des grands nombres. Dans ce cas, RTE considère que ce résultat est généralisable pour les installations nucléaires, car ce type d'alternateurs est constitué de paliers standards refroidis par hydrogène et eau pour lesquels les pertes joules sont majoritaires.

Pour tenir compte des éléments fournis par GE, l'approche la plus exacte consisterait à faire de nouveau une étude pour calculer les pertes totales tracées en figure 7 de la note [4]. Cela nécessiterait d'avoir des données complémentaires de la part de GE pour réaliser cette étude.

Une seconde approche plus simpliste serait d'extrapoler les données numériques de GE pour les installations nucléaires : il s'agirait de considérer la diminution de 6% des pertes totales auxquelles il faudrait ajouter la diminution des pertes dans le transformateur (soit 8% de gain au total). Cette diminution des pertes viendrait en remplacement du gain de 14% observé dans l'étude SUPELEC. En outre, RTE juge pertinent de conserver les gains sur les pertes dans les transformateurs pour tous les types d'installations. La part des pertes dans les transformateurs représente environ 20% des pertes totales, soit un montant de 7M€.

L'utilisation de ces nouvelles données conduit à une estimation de 21 M€ pour le volet 1 bis. Il faut noter que ce volet devra également être révisé en fonction de la méthodologie retenue pour le calcul du prix des pertes pour le prochain TURPE.

3.5.3 Volet 2 : Coûts de maintenance

3.5.3.1 Analyse de l'écart

La première raison permettant d'expliquer l'écart sur le volet 2 est le périmètre des opérations de maintenance comptabilisées par RTE et les Producteurs. En effet, RTE avait chiffré uniquement les opérations de maintenance préventive : de la type 1 correspondant à des visites annuelles à la type 3 correspondant plutôt à des visites décennales. Les Producteurs ont comptabilisé en plus les opérations de maintenance fortuite ainsi que les pertes d'opportunité associées à ces indisponibilités. Les montants de maintenance fortuite et de pertes d'opportunité chiffrés par les Producteurs figurent dans le tableau de la page suivante :

Postes du volet maintenance	Estimation initiale RTE (M€)	Estimation Producteurs (M€)
Maintenance préventive et frais structurel	15	13
Maintenance fortuite	Non chiffré	14
Non valorisation de l'actif sur fortuit (Perte d'opportunité)	Non chiffré	16

Il faut noter que le chiffrage de RTE reste cohérent avec l'enveloppe initiale puisque le volet maintenance représente 14 % de l'enveloppe totale de 106M€ (sans prise en compte des gains sur les pertes). A l'inverse, le volet maintenance de l'estimation des Producteurs représente 23% de l'enveloppe globale actuelle.

Le différentiel de coûts entre l'estimation de RTE et celle des Producteurs s'explique également par l'analyse des données confidentielles fournies lors des bilatérales. Cette analyse sera donc transmise à la CRE en marge du présent rapport.

3.5.3.2 Position de RTE et des Producteurs

RTE et les Producteurs s'accordent sur le fait que le lien direct entre les fortuits et le réglage de la tension est difficilement démontrable. Les Producteurs ont donc appliqué la clé de répartition « FERC » (cf 3.5.1) sur les postes de maintenance fortuite et de pertes d'opportunité car en l'absence d'éléments complémentaires, RTE et les Producteurs s'étaient accordés sur l'utilisation de la même clé pour le volet 1 (surdimensionnement) et l'ensemble des postes du volet 2 (maintenance). Conformément à la position présentée en 3.5.1, RTE n'est pas favorable à l'utilisation de la clé de répartition retenue par les Producteurs. Par conséquent, RTE considère que les estimations des Producteurs doivent être revues avec la clé retenue par RTE.

En outre, RTE avait donné son accord dans le premier rapport remis à la CRE le 1er octobre 2015 [1] pour prendre en compte la maintenance fortuite dans le chiffrage du volet 2. A l'inverse, RTE n'a jamais été favorable à l'intégration des pertes d'opportunité pour les raisons explicitées dans le rapport précité [1].

Compte tenu de ces éléments, RTE souhaite réviser son chiffrage du volet 2 pour intégrer les montants de maintenance préventive (13M€) et de maintenance fortuite communiqués par les Producteurs (14M€). Avec la clé de répartition retenue par RTE, la maintenance préventive et la maintenance fortuite sont alors estimées par RTE à 9 M€ et 10 M€ respectivement, soit un total de 19 M€.

Le tableau ci-dessous donne donc la nouvelle estimation de RTE pour le volet maintenance :

Postes du volet maintenance	Estimation finale RTE (M€)	Estimation Producteurs (M€)
Maintenance préventive et frais structurel	9	13
Maintenance fortuite	10	14
Non valorisation de l'actif sur fortuit (Perte d'opportunité)	Non pris en compte	16

3.6 Proposition RTE pour l'enveloppe de rémunération

L'estimation de RTE présentée aux acteurs lors du dernier GT SSY Tension (05/04/2016) était de 70 M€ en tenant compte des gains sur les pertes liés au surdimensionnement. **Pour prendre en compte le retour de GE (cf chapitre 3.5.2.2.3) concernant les calculs de pertes dans les alternateurs, ainsi que les coûts liés à la maintenance fortuite transmis par les Producteurs (cf chapitre 3.5.3.2), RTE propose une enveloppe de rémunération de 89 M€ (hors compensation synchrone).** Le détail de cette enveloppe figure dans le tableau qui suit. Pour tenir compte de la compensation synchrone, il faut ajouter 5 M€ (cf chapitre 6). **L'enveloppe finale proposée par RTE est donc de 94 M€.**

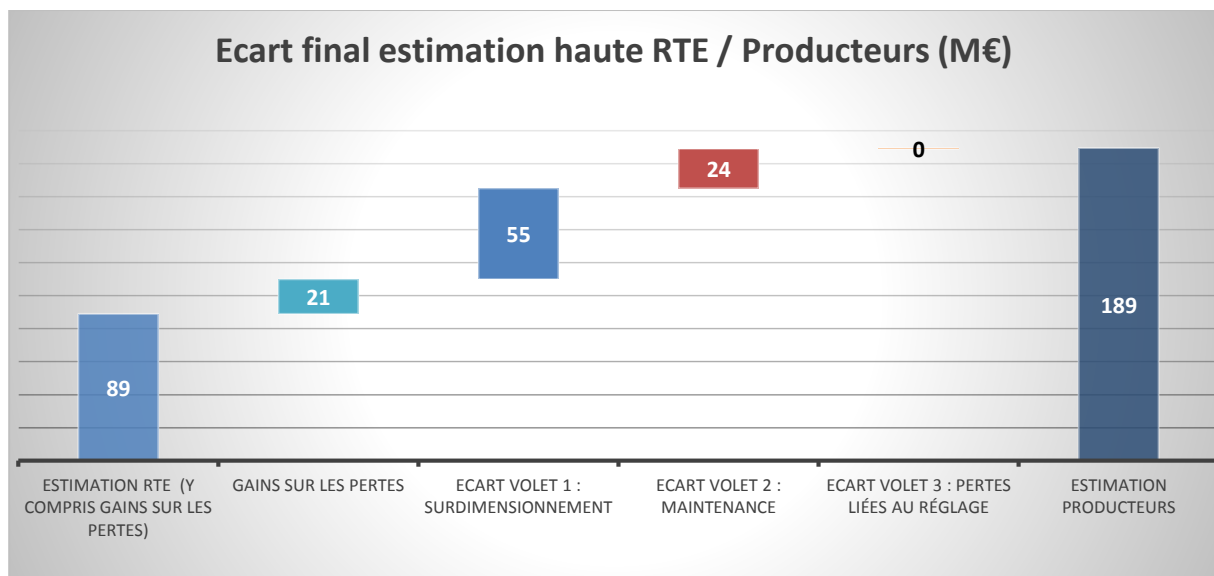
L'estimation des coûts du réglage de la tension est sensible au montant retenu pour le prix de base de l'électricité. Le prix de 46,8 €/MWh a été retenu pour l'ensemble des estimations précédentes par RTE suite aux bilatérales avec les Producteurs. Mais les prévisions de prix pour les années à venir donnent des valeurs inférieures à ce montant. Le tableau suivant permet donc de chiffrer les différents volets impactés par ce paramètre en considérant un niveau de prix inférieur : 30 €/MWh qui correspond au niveau de prix forward à avril 2016.

		Estimation RTE finale avec 46,8 €/MWh	Estimation RTE finale avec 30 €/MWh	Estimation Producteurs avec 46,8 €/MWh	Estimation Producteurs avec 30 €/MWh
Part fixe (M€)	Volet 1 : surdimensionnement	79	79	134	134
	Volet 1 bis : gains liés au surdimensionnement	- 21	- 13	Non chiffré	Non chiffré
Part Variable (M€)	Volet 2 (*) : maintenance	19	19	43	38
	Volet 3 : pertes liées au réglage	12	8	12	8
Total (M€)		89	93	189	180

(*) : Le volet 2 est insensible au prix des pertes pour l'estimation RTE car il n'inclut pas les pertes d'opportunité. Ce tableau n'intègre pas les coûts liés à la compensation synchrone (+5 M€).

Avec l'enveloppe finale proposée par RTE, les trois grands écarts avec l'estimation des Producteurs sont présentés dans le graphe ci-dessous et se répartissent de la façon suivante :

1. Les gains sur les pertes liés au surdimensionnement (volet 1bis) chiffrés à 21 M€.
2. L'écart sur le volet 1 (hors pertes) de 55 M€ dont 48 M€ principalement dû au choix de la « clé de répartition ».
3. Les coûts de maintenance conduisant à un écart de 24 M€, dont 9 M€ dus à la clé de répartition et 15 M€ liés aux pertes d'opportunité.



4 Modèle de rémunération

RTE part du principe que l'enveloppe de rémunération doit être égale à l'enveloppe des coûts retenue dans le chapitre précédent. Néanmoins d'autres modèles existent. Il serait possible d'avoir un système où les Producteurs contribuent financièrement au service en fixant l'enveloppe de rémunération inférieure à celle des coûts. A l'inverse, il serait possible d'avoir un montant supérieur en considérant qu'il s'agit d'un service pour lequel les Producteurs peuvent réaliser une marge.

RTE retient une approche de couverture des coûts et considère qu'il doit y avoir égalité entre l'enveloppe de rémunération et l'estimation des coûts du réglage de la tension.

Etant donnée la constitution des coûts du réglage de la tension, il est proposé de conserver le découpage actuel avec une part fixe pour couvrir les coûts d'investissement (volets 1 et 1bis pour le surdimensionnement) et une part variable pour les coûts d'exploitation (volets 2 et 3 pour les surcoûts de maintenance et pertes). Les Producteurs souhaitent que la répartition entre les coûts d'investissement et les coûts d'exploitation corresponde à celle entre la part fixe et la part variable. RTE est en accord avec cette proposition.

Bien que l'enveloppe des coûts du réglage de la tension ait été constituée avec les éléments spécifiques à chaque filière, RTE et les acteurs avaient convenu dans le précédent rapport [1] d'avoir une rémunération qui soit identique pour toutes les filières pour les raisons suivantes :

1. RTE cherche à valoriser le service rendu du réglage de la tension qui est le même pour tous les acteurs : la valeur d'1 Mvar est la même pour le réseau quelle que soit la filière ;
2. Une différenciation par filière pourrait rendre le système très complexe dans sa conception (nécessité de mieux préciser les coûts de chaque filière) et dans sa mise en œuvre (process de contrôle et de facturation alourdis).

NB : les coûts des Producteurs étant différents sur chacun des volets du réglage de la tension, en raison notamment des spécificités de chaque filière, une couverture exacte des coûts de chaque acteur ne peut être assurée avec une rémunération homogène (formule standard pour tous les Producteurs).

4.1 Modèle actuel

La rémunération actuelle du réglage de la tension comprend :

- Une part fixe versée aux groupes se trouvant dans les zones sensibles (carte définie dans les Règles SSY) proportionnelle à leur capacité maximale de fourniture du réactif (Q+).

$$PF = (R/0,32) \times (Q_+/P_{max}) \times \sqrt{P_{max}^2 + Q_+^2} \times d$$

Où « R » est un paramètre fixé à 761 € par MVA et par an pour l'année 2014.

Et « d » la valeur du coefficient de disponibilité.

Q_+/P_{max} correspond à la Tan ϕ de l'installation et est comparée à la valeur réglementaire de 0,32.

- Une part variable calculée sur la capacité de puissance réactive 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).

$$PV = 0,02671 \times (Q_+ - Q_-) \times D_h \times d$$

Où D_h : nombre de demi-heures de fonctionnement au titre du Réglage Primaire de Tension.

Et « d » la valeur du coefficient de disponibilité.

4.2 Nouveau modèle de rémunération

4.2.1 Part fixe

4.2.1.1 Evolutions envisagées

Les évolutions envisagées durant la concertation pour la part fixe sont listées ci-dessous :

1. Versement de la part fixe à l'ensemble des installations et plus uniquement à celles situées dans les zones sensibles. En effet, l'introduction de ces zones en 2005 avait conduit à une iniquité de traitement pour les Producteurs n'ayant pas de groupes dans ces zones car leurs coûts d'investissement pour le réglage de la tension n'étaient pas couverts.
2. Suppression des zones sensibles pour les raisons suivantes :
 - Les zones sensibles n'ont pas eu le rôle d'incitation au surdimensionnement escompté.
 - La rapidité d'évolution de ces zones n'est pas en phase avec les durées d'investissement des moyens de production. De plus, des investissements sur le RPT (filets de sécurité PACA et Bretagne par exemple) ont permis de réduire la sensibilité de ces zones.
 - Les études de réseau ont montré que le phénomène de tensions hautes était généralisé sur le territoire français et ne faisait pas apparaître de zone vraiment discriminante.
3. Conserver une rémunération supérieure au-delà du niveau réglementaire. Pour mettre en œuvre cette dernière évolution, trois formules de rémunération ont été envisagées et partagées en GT.

Formule 1:

$$PF = K1_{PF} \left(\frac{1}{0,32} \right) * \left(\frac{Q_+}{P_{max}} \right) * (Q_+ - Q_-) * d$$

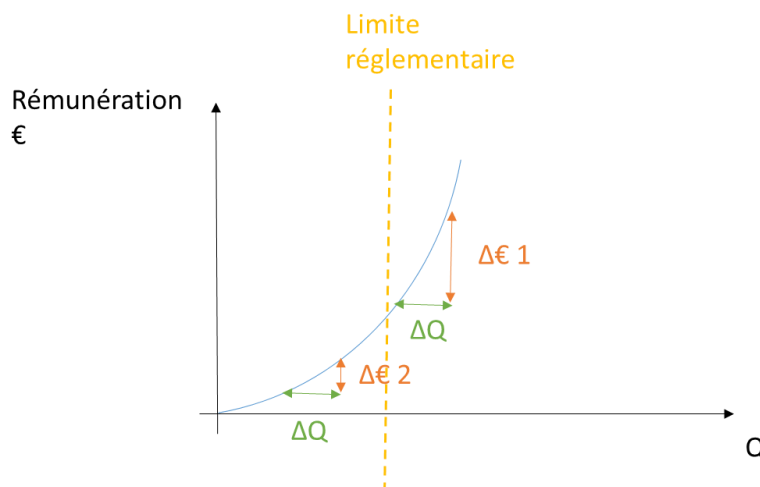
Dans cette formule,

- La référence réglementaire pour la fourniture de réactif $\tan \phi / 0,32$ est conservée ;
- La puissance apparente S est remplacée par la plage de puissance réactive mise à disposition par le groupe $(Q_+ - Q_-)$ pour tenir compte des capacités en absorption ;
- Le coefficient de disponibilité d est conservé.

Formule 2:

$$PF = K2_{PF} \left\{ \left(\frac{1}{0,32} \right) * \left(\frac{Q_+}{P_{max}} \right) \right\}^2 * (Q_+ - Q_-) * d$$

L'évolution de cette formule par rapport à la précédente consiste à passer la référence réglementaire pour la fourniture de réactif $\tan \phi / 0,32$ au carré. Cette deuxième formule conduit à une rémunération plus importante au-delà de la plage réglementaire, comme l'illustre le schéma ci-dessous :



Pour un même ΔQ , $\Delta\epsilon 1 \gg \Delta\epsilon 2$

Formule 3 :

Une 3^{ème} formule a été proposée en GT pour prendre en compte à la fois les contraintes en tensions hautes et en tensions basses :

$$PF = K3_{PF} \left(\frac{Q_+}{0,32 P_{max}} \right) * \left(\frac{Q_-}{0,35 P_{max}} \right) * (Q_+ - Q_-) * d$$

En effet, cette formule contient la référence réglementaire en fourniture et en absorption de puissance réactive.

Pour les trois formules précédentes, le coefficient K_{PF} sera déterminé en fonction de l'enveloppe totale retenue dans le TURPE 5 pour la part fixe.

4.2.1.2 Positions de RTE et des Producteurs

L'évolution consistant à verser la part fixe à l'ensemble des installations quelle que soit leur situation géographique permet une meilleure équité de traitement pour l'ensemble du parc de production. En effet, la part fixe a vocation à couvrir les coûts d'investissement qui sont assumés par tous les Producteurs, il est donc cohérent de verser cette rémunération à toutes les installations. Certains Producteurs indiquent que cette évolution entraînera une baisse de leur rémunération, néanmoins elle est partagée et acceptée par l'ensemble des acteurs.

La formule 1 du chapitre précédent a été la première proposée par RTE. Globalement les acteurs ont accueilli favorablement cette proposition.

Les formules 2 et 3 ont été étudiées pour mettre en place une rémunération plus incitative que la précédente au-delà du niveau réglementaire.

De manière générale, RTE considère que les formules de rémunération doivent donner plus d'importance à la fourniture de puissance réactive plutôt qu'à l'absorption. En effet, RTE souhaite privilégier la sûreté du système liée aux risques d'écroulements de tension, et ce même si la problématique des tensions hautes s'accroît.

En outre, RTE considère que le niveau d'incitation à fournir des capacités en réactif allant au-delà du niveau réglementaire est suffisant avec la formule 1. RTE recommande donc l'utilisation de cette dernière.

4.2.2 Part variable

4.2.2.1 Evolutions envisagées

Concernant la part variable, une évolution a été étudiée sous l'impulsion des Producteurs : prendre en compte le niveau de sollicitation des installations. Le niveau de sollicitation peut se traduire par le « chemin parcouru » qui traduit les variations de puissance réactive des groupes ou par « l'énergie réactive » qui traduit le niveau de puissance demandé. Les Producteurs ont décrit en [1] les phénomènes associés à des variations importantes de puissance réactive ou à un fonctionnement aux limites des diagrammes UQ et PQ (échauffement, dilatation différentielle, vibrations...). L'intégration du chemin parcouru ou de l'énergie réactive dans la rémunération de la part variable permettrait ainsi de mieux caractériser l'usure des machines et donc le niveau de maintenance associé au réglage de la tension. Les pertes liées au réglage de la tension peuvent également être corrélées au niveau d'énergie réactive. Comme le montre l'étude SUPELEC, les pertes sont maximales aux extrémités de la plage de

réactif (à Q_{\min} ou à Q_{\max}). Par contre, les pertes liées au réglage de la tension ne peuvent pas être corrélées au chemin parcouru.

La demande des Producteurs d'introduire le niveau de sollicitation des groupes a fait l'objet d'une étude détaillée présentée lors du GT 18 mars 2016. Elle a été réalisée en introduisant cet indicateur dans l'application RTE permettant le contrôle des performances des installations de production.

Les formules de rémunération de la part variable envisagées sur la base de ces deux indicateurs sont les suivantes :

1. Prise en compte du Chemin parcouru :

$$PV_1 = K_{CP} \times C_p \quad \text{avec :} \quad C_p = \int \left| \frac{dQ}{dt} \right| \times dt = \sum |Q_{t+1} - Q_t| \times \Delta_t$$

2. Prise en compte de l'énergie réactive :

$$PV_2 = K_{WQ} \times W_Q \quad \text{avec :} \quad W_Q = \int_0^T |Q(t)| dt$$

Les résultats de l'étude RTE sur le niveau de sollicitation montrent qu'il est préférable de ne pas prendre en compte l'indicateur de chemin parcouru car ce dernier augmente très fortement pour les groupes présentant de nombreux arrêts et redémarrages (essentiellement la filière hydraulique), ce qui a pour effet de fausser significativement le raisonnement sous-jacent à cette méthode.

4.2.2.2 Positions de RTE et des Producteurs

En conclusion de cette analyse, RTE considère que l'indicateur d'énergie réactive est plus pertinent que celui du chemin parcouru.

D'un point de vue économique, la nouvelle répartition de la part variable induite par l'indicateur d'énergie réactive est très peu modifiée en comparaison de l'actuelle se basant sur les durées de couplage. RTE souhaite donc conserver les principes de la formule actuelle car la prise en compte de l'énergie réactive induira de lourds développements du système d'information dans les outils de facturation et de contrôle de RTE et des acteurs. La mise en place d'un tel système induirait des difficultés sur les mesures et les éventuels contrôles et contestations.

De plus, l'analyse réalisée a été basée sur les télémesures, mais pour mettre en place un système de rémunération basé sur l'énergie réactive, il sera nécessaire de prendre en compte les comptages. Or les comptages en réactif n'ont jamais été utilisés jusqu'à présent pour les installations de production. Pour les prendre en compte, il est nécessaire d'identifier leur localisation (point de livraison, amont ou aval du transformateur) et d'acter les coefficients de pertes pour l'ensemble des installations en fonction des différentes typologies de raccordement.

EDF et ENGIE partagent l'avis de RTE sur le chemin parcouru, mais EDF considère néanmoins que les variations de puissance réactive restent contraignantes pour l'usure des installations. ENGIE préfère conserver la formule de rémunération actuelle car elle présente peu d'écart avec la répartition de l'énergie réactive.

CNR considère que l'impact sur les machines doit être pris en compte car cela influe concrètement sur la maintenance de celles-ci. CNR comprend les évolutions du modèle de rémunération proposée par RTE mais indique qu'elles induiront une baisse de rémunération qui ne devrait pas permettre à CNR de couvrir la totalité de ses coûts.

La part variable étant nettement inférieure à la part fixe, UNIPER considère que la modification proposée pourra engendrer de lourds impacts sur la facturation et le contrôle (process et outils) au regard de l'intérêt de prendre en compte l'énergie réactive dans la rémunération.

5 Système d'abattement et de pénalités

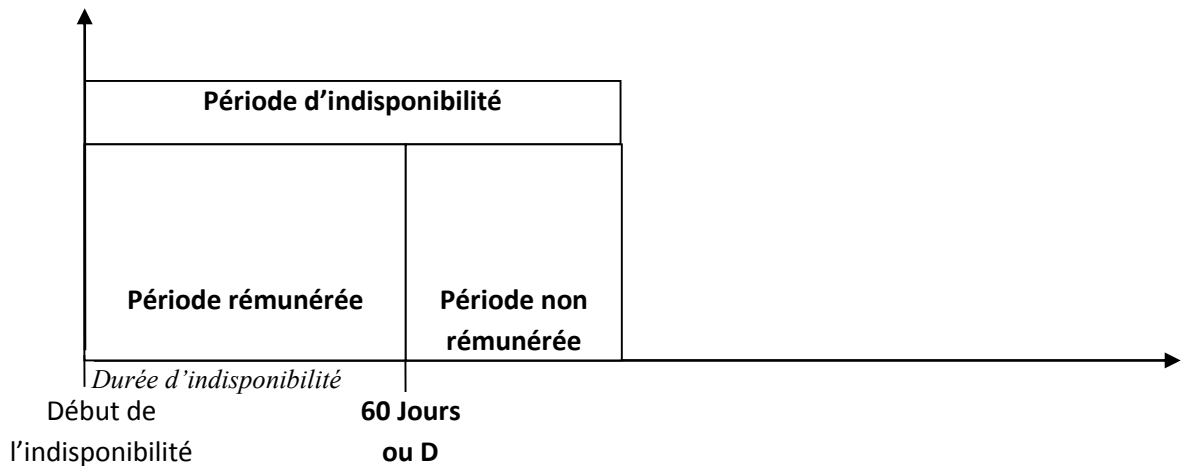
Le système d'abattements et de pénalités comporte deux parties qu'il convient de bien différencier :

- Le système d'abattements pour gérer les indisponibilités programmées (y compris les mises sous cocon) ou fortuites dont le montant représente environ 5 M€/an.
- Les défaillances de réglage donnant lieu d'abord à des abattements puis à des pénalités lorsque l'installation n'a pas été remise en conformité après la date prévue entre RTE et le producteur. Les abattements pour gérer les défaillances de réglage sont de l'ordre de 5 M€/an et les pénalités de l'ordre de 6 M€/an.

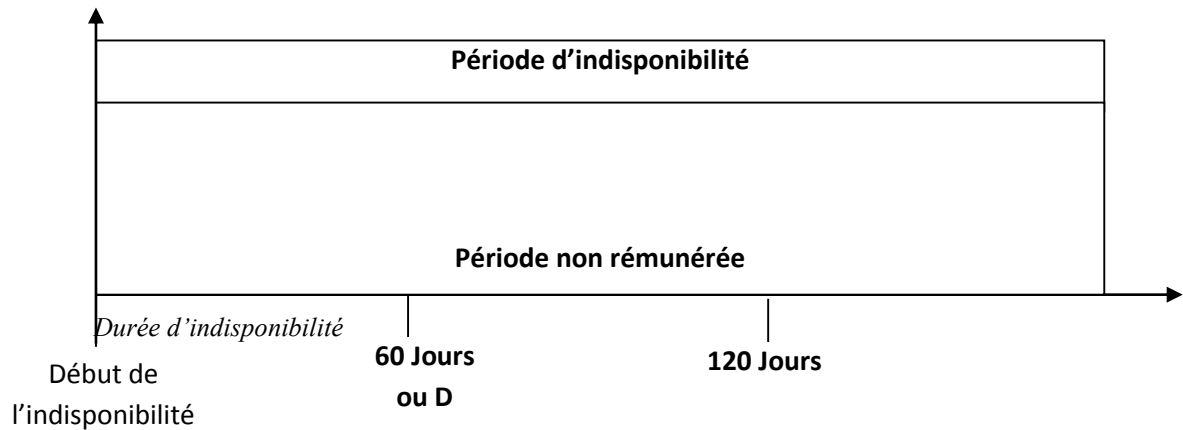
5.1 Gestion des indisponibilités

5.1.1 Système actuel

Les Règles actuelles prévoient un abattement de la part fixe (donc uniquement pour les groupes en zones sensibles) lorsqu'une indisponibilité programmée ou fortuite dépasse un délai D, normalement fixé à 60 jours.



Si cette indisponibilité est supérieure à D+60 jours, la rémunération de la part fixe est alors suspendue pour toute la période d'indisponibilité avec un effet rétroactif (cas 2) :



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 dérogations suivantes :

- 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...)

Pour RTE, les inconvénients du système actuel sont les suivants :

- Le délai D est très souvent supérieur à 60 jours en raison des dérogations possibles (notamment les visites annuelles pour le nucléaire) ;
- Le système est actuellement difficile à suivre en raison des nombreuses dérogations ;

De plus, dans le cas où la part fixe serait versée à toutes les installations (et non seulement pour celles en zones sensibles), le nombre de cas à gérer sera en augmentation.

Enfin RTE n'observe pas aujourd'hui de comportements différents pour ces durées d'indisponibilité entre les groupes en zones sensibles (et donc soumis à ce régime d'abattements) et ceux hors zones sensibles qui ne sont jamais abattus pour leurs indisponibilités. Ce régime d'indisponibilités n'a donc pas d'impact sur la sûreté du système.

5.1.2 Evolutions envisagées

RTE a proposé les évolutions suivantes concernant le système d'abattement pour gérer les indisponibilités :

1. RTE propose de fixer la durée d'indisponibilité à 90 jours pour traiter les maintenances récurrentes (suppression des dérogations). L'analyse des plannings d'indisponibilité présentée le 5 avril 2016 a d'ailleurs montré que la grande majorité des maintenances périodiques (fréquence inférieure ou égale à 18 mois) sont inférieures à 90 jours.
2. RTE a proposé de mettre en place un jeton permettant une indisponibilité de 6 mois tous les 4 ans pour chacun des groupes. Ce jeton interviendrait tous les 4 ans car RTE ne souhaite pas s'engager sur une durée dépassant celle d'un TURPE. L'abattement interviendrait au-delà des 6 mois car RTE ne souhaite pas rémunérer un service non présent plus de la moitié de l'année.
3. L'abattement rétroactif pour les indisponibilités supérieures à D+60 jours serait supprimé.

5.1.3 Position de RTE et des acteurs

Globalement, les Producteurs comprennent la position de RTE de vouloir simplifier le système. Néanmoins EDF et CNR sont attachés à la possibilité de pouvoir fixer le délai D pour les indisponibilités de longue durée de façon à traduire la réalité industrielle.

La proposition de mettre en place un système de jetons permettant une indisponibilité de 6 mois tous les 4 ans pour chacun des groupes ne satisfait donc pas complètement les Producteurs. RTE propose donc de conserver un délai qui permettra de gérer les indisponibilités de longue durée comme les visites décennales ou les vidanges de barrage. RTE considère que ce délai devra être borné de façon à ne pas verser la part fixe si l'indisponibilité se prolonge au-delà de la durée standard pour la réalisation des travaux.

5.2 *Gestion des défaillances de réglage*

5.2.1 Système actuel

Dans le système actuel, lorsqu'un producteur rencontre une défaillance de réglage (limitation de la plage ou problème de régulation) sa rémunération est tout d'abord abattue en fonction de la part de réglage indisponible. RTE et le producteur s'entendent alors sur une date prévisionnelle de mise en conformité et si la défaillance persiste au-delà de cette date, le régime de pénalités s'applique. Le montant des pénalités s'élève à 5 fois le montant de la rémunération.

Les défaillances doivent être traitées différemment des indisponibilités car le producteur n'a pas la même incitation à résorber son écart pour ces deux situations. En effet, dans une situation avérée de défaillance de réglage qui est dans la grande majorité des cas une limitation de sa plage de puissance

réactive, le producteur peut continuer à fournir de la puissance active, il n'est donc pas naturellement incité à réparer son installation au plus vite.

Dans tous les cas, le système actuel n'est pas satisfaisant car RTE constate que les dates de mise en conformité proposées par les Producteurs sont de plus en plus éloignées dans le temps (jusqu'à plus de 10 ans) pour éviter de payer ces pénalités jugées très lourdes. De plus, ce système consistant à fixer une date de mise en conformité est jugé inéquitable par RTE. En effet, des dates de mise en conformité lointaines pour les premières limitations sur une zone pourront être acceptées par RTE tant qu'elles ne présenteront pas d'impact sur la sûreté du système. A contrario, de nouvelles limitations pourront imposer à RTE de fixer des dates de mise en conformité beaucoup plus proches augmentant le risque de pénalités pour le producteur à l'origine de ces limitations (système « premier arrivé, premier servi »).

5.2.2 Evolutions envisagées

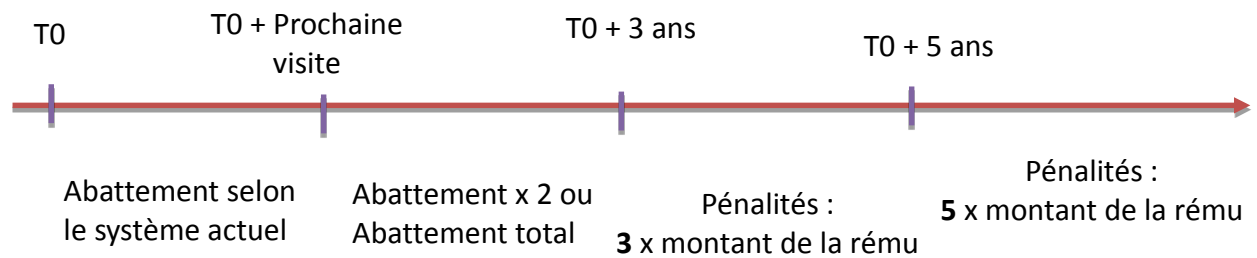
Rte a réalisé une analyse de l'historique des défaillances de réglage sur une période de 11 ans. Cette analyse a montré que la grande majorité des défaillances de réglage concernant une limitation de la plage était résorbée en moins de 3 ans comme l'indique la répartition ci-dessous :

Durée de la défaillance	Défaillance Hydraulique			Défaillance Thermique			Défaillance Nucléaire		
	U4	U1	Moyenne annuelle	U4	U1	Moyenne annuelle	U4	U1	Moyenne annuelle
0 < D < 6 mois	29	26	5,00	12	18	2,73	43	76	10,82
6 mois ≤ D < 18 mois	13	23	3,27	8	5	1,18	11	31	3,82
18 mois ≤ D < 3 ans	1	18	1,73	2	4	0,55	2	16	1,64
3 ans ≤ D < 5 ans		4	0,36	1	2	0,27	1	4	0,45
D ≥ 5 ans			0,00		1	0,09		1	0,09

U1 : limitation de la plage de puissance réactive en réglage primaire de tension.

U4 : limitation de la plage de puissance réactive en réglage secondaire de tension.

Les propositions de RTE faites aux acteurs pour rendre le système plus équitable et transparent consistent à mettre en place un échancier graduel d'abattements et de pénalités comme le montre le schéma ci-dessous :



L'idée sous-jacente est de profiter de la « prochaine visite » pour résorber la défaillance. La date de la prochaine visite devra être compatible avec un délai suffisant permettant de réaliser les travaux.

En cas de contraintes dument justifiées du producteur nécessitant une résorption au-delà de 3 ans, RTE propose de conserver une dérogation possible en fonction des résultats d'une étude de tensions :

- En l'absence de contraintes => RTE ne mettrait pas en place de pénalités et l'abattement x2 ou l'abattement total se prolongerait au-delà de 3 ans.
- En cas de contraintes de tensions (hautes ou basses), l'échancier graduel défini ci-dessus s'appliquerait normalement.

5.2.3 Position de RTE et des acteurs

Globalement, les Producteurs considèrent que la proposition de RTE est recevable.

ENGIE considère que ce système est plus équitable car il n'est plus nécessaire de caler une date de mise en conformité en bilatérale.

EDF demande de borner les pénalités par groupe pour éviter que ces dernières compensent la rémunération d'autres installations. RTE indique que cela remet complètement en cause le principe des pénalités (part fixe et part variable multipliées par 2 ou plus) et souhaite conserver une incitation forte pour les défaillances qui ne seraient pas résorbées au-delà de 3 ans, s'agissant là de situations pouvant affecter significativement la sûreté de fonctionnement du système.

6 Compensation synchrone

La rémunération de la compensation synchrone est d'environ 5 M€/an. RTE considère que ce montant sera stable pour les prochaines années.

RTE et les Producteurs s'accordent sur le fait que le système actuel permet de rémunérer toutes les composantes de coûts liées à la fourniture de ce service. RTE et les Producteurs souhaitent donc conserver les principes de participation et de rémunération de ce service.

L'évolution principale concernant la compensation synchrone sera l'ouverture de la participation à ce service aux installations de production d'origine renouvelable (EnR).

7 Références

[1] Rapport de concertation du GT SSY Tension du 1^{er} octobre 2015 portant sur les évolutions des Règles Services Système sur le réglage de la tension.

[2] Projet d'étude pour la société RTE - Eléments concernant les coûts de disponibilité de puissance réactive du 27/11/2015.

[3] Remarques concernant le Projet d'étude de Supélec pour RTE - Position des Producteurs Alpiq, CNR, Engie, E.ON, Enercon et EDF transmise le 22/12/2015.

[4] Annexe au Projet d'étude pour la société RTE - Eléments concernant les coûts de disponibilité de puissance réactive du 18/03/2016

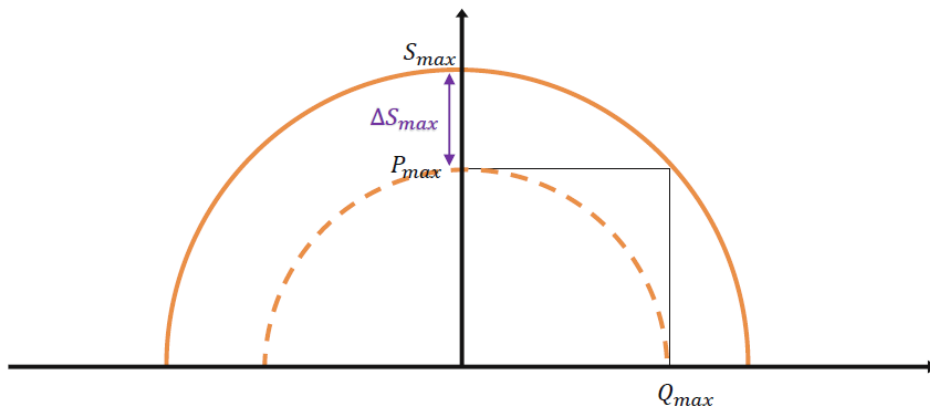
[5] Examen Note SUPELEC RTE par General Electric du 13/04/2016.

8 Annexe : Analyse de la clé de répartition

Cette annexe présente l'analyse réalisée par RTE lors du GT du 03/12/2015 pour expliquer la différence de raisonnement entre la « clé FERC » et la clé retenue par RTE.

Pour fournir Q_{max} à P_{max} , le dimensionnement de l'alternateur doit vérifier :

$$S_{max} = \sqrt{P_{max}^2 + Q_{max}^2}$$



Selon l'approche RTE, le surdimensionnement est alors environ égal à :

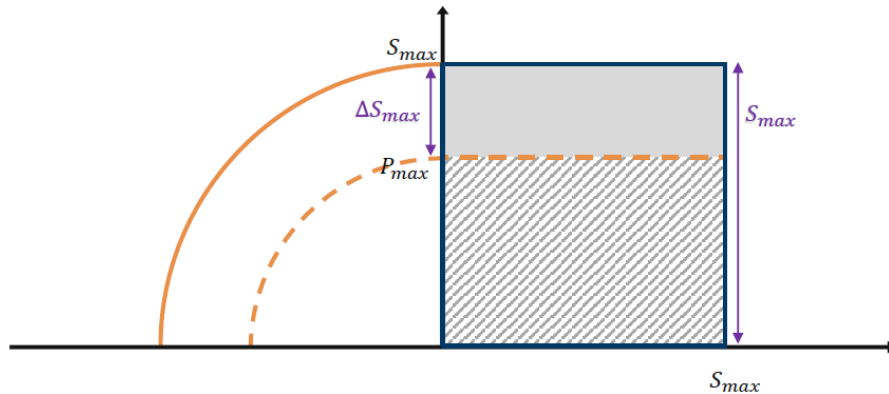
$$\Delta S_{max} = S_{max} - P_{max} = \sqrt{P_{max}^2 + Q_{max}^2} - P_{max}$$

Le surdimensionnement ΔS_{max} peut également s'écrire de la façon suivante :

$$\Delta S_{max} = S_{max} - P_{max} = \left(1 - \frac{P_{max}}{S_{max}}\right) \times S_{max}$$

La clé de répartition retenue par RTE alloue donc les coûts à la fourniture de réactif suivant une clé égale à :

$$Clé_{RTE} = 1 - \frac{P_{max}}{S_{max}}$$



Graphiquement, la clé retenue par RTE représente le rapport entre la zone grise et le rectangle orange

La clé de répartition FERC retenue par les producteurs pour l'allocation au réactif est :

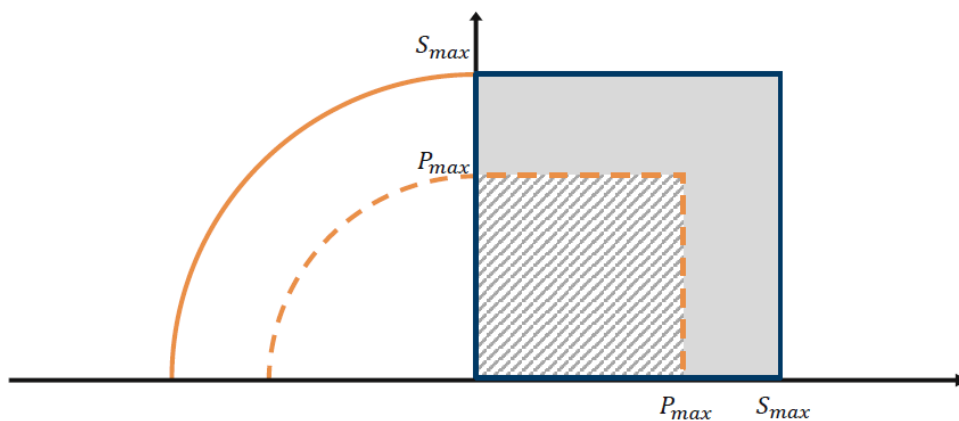
$$Clé_{FERC} = (\sin \phi)^2 = \frac{Q_{max}^2}{S_{max}^2} = \frac{Q_{max}^2}{P_{max}^2 + Q_{max}^2}$$

La logique sous-jacente étant une allocation « juste » entre P_{max} et Q_{max} de coûts proportionnels à :

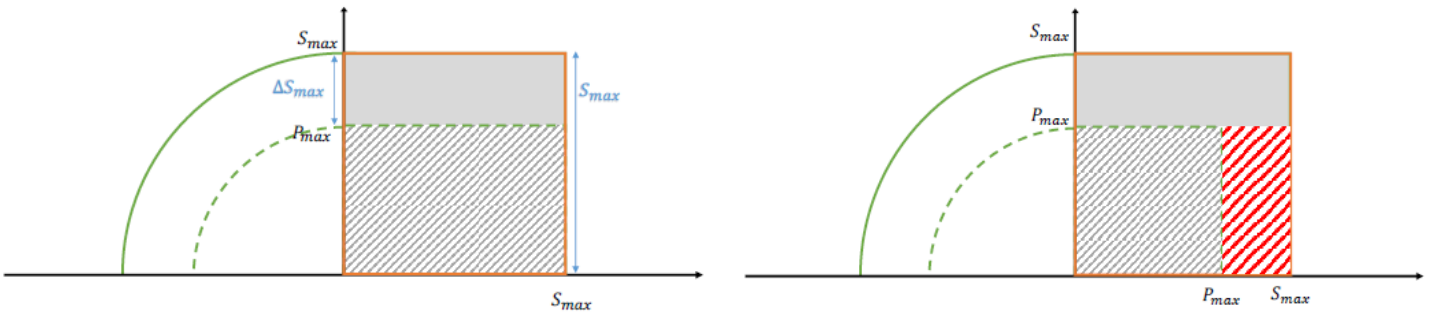
$$S_{max} = \sqrt{P_{max}^2 + Q_{max}^2}$$

La « clé de répartition » FERC retenue pour l'allocation au réactif peut également s'écrire :

$$Clé_{FERC} = (\sin \phi)^2 = \frac{Q_{max}^2}{S_{max}^2} = \frac{S_{max}^2 - P_{max}^2}{S_{max}^2}$$



Graphiquement, la clé retenue par les Producteurs représente le rapport entre la zone grise et le rectangle orange



$$Clé_{RTE} = \frac{\Delta S_{max}}{S_{max}} = 1 - \frac{P_{max}}{S_{max}}$$

$$Clé_{FERC} = \frac{S_{max}^2 - P_{max}^2}{S_{max}^2}$$

L'analyse de ces deux clés de répartition montre que la différence d'approche conduit nécessairement à une clé FERC dont la valeur sera plus importante que la clé retenue par RTE.