Réseau de transport d'électricité

Bilan de consultation sur l'évolution des règles services système tension

19 décembre 2016

Table des matières

1. Contexte 4
1.1 Les services système 4
1.2 Cadre législatif 4
1.3 Concertation et périmètre du projet d'évolution des règles 5
2. Evolutions proposées 5
2.1 Système de rémunération 5
2.2 Système d'abattements et de pénalités 6
2.2.1 Gestion des indisponibilités 6
2.2.2 Gestion des défaillances de réglage 6
3. Réponses détaillées 7

1. CONTEXTE

1.1 Les services système

Les services système regroupent deux catégories de services : (i) les services système fréquence/puissance, incluant les réglages primaire et secondaire de la fréquence, et (ii) les services système tension, incluant les réglages primaire et secondaire de la tension, ainsi que le traitement spécifique de la compensation synchrone.

Le rôle du réglage primaire de la fréquence est d'assurer, de façon automatique, suite à tout aléa affectant l'équilibre entre la production et la consommation, par la participation solidaire de toutes les installations aptes de la zone continentale européenne synchrone, le rétablissement en trente secondes de l'équilibre production-consommation en maintenant la fréquence à l'intérieur de limites acceptables.

Le réglage de la tension a pour but de maintenir cette grandeur dans un domaine acceptable pour les matériels et le bon fonctionnement global du système et d'éviter l'apparition de phénomènes du type écroulement de tension. La tension est un paramètre physique local du réseau électrique ; elle est fortement influencée par les variations de consommation et les transits de puissance réactive. RTE utilise des sources de puissance réactive, généralement des groupes de production, réparties sur le réseau public de transport pour assurer le réglage de la tension. Le réglage primaire de tension est un réglage automatique instantané et local exercé au niveau de chaque groupe de production y participant, le réglage secondaire de tension est asservi à un niveau élaboré régionalement et permettant une coordination entre les actions des différents groupes de production.

1.2 Cadre législatif

En application de l'article L.321-11 du Code de l'énergie, RTE propose des règles services système encadrant les modalités de participation et de rémunération, qui doivent être approuvées par la Commission de Régulation de l'Energie avant leur entrée en vigueur : *« Le gestionnaire du réseau public de transport veille également à la disponibilité et à la mise en œuvre des services nécessaires au fonctionnement du réseau. Tout producteur dont les installations disposent d'une capacité constructive de réglage de la fréquence ou de la tension met, en application de l'article L. 342-5, cette capacité à la disposition du gestionnaire du réseau public de transport, selon des modalités de participation et des règles de détermination de la rémunération fondées sur des critères objectifs et non discriminatoires, qui sont élaborées et publiées par le gestionnaire du réseau public de transport. Ces modalités et règles sont approuvées par la Commission de régulation de l'énergie préalablement à leur mise en œuvre ».*

Les règles services système précisent les conditions techniques, juridiques et financières de l'acquisition et de sollicitation par RTE auprès des participants des contributions aux services système des différentes installations aptes pour le réglage de la tension.

1.3 Concertation et périmètre du projet d'évolution des règles

Dans sa délibération du 28 novembre 2013, la CRE a demandé à RTE de revoir en profondeur l'ensemble des dispositions techniques et financières encadrant le réglage de la tension. Conformément aux demandes de la CRE, RTE a lancé en novembre 2014 une concertation avec les producteurs, afin de déterminer une méthodologie d'estimation de leurs coûts pour fournir le service de réglage de la tension. Cette concertation a donné lieu à la remise d'un premier rapport de RTE à la CRE le 6 octobre 2015.

La suite des travaux a consisté à confronter les estimations de RTE et des producteurs pour fournir le service attendu. Ces éléments ont été transmis à la CRE dans un deuxième rapport daté du 4 mai 2016. Ce rapport présentait les résultats de la concertation sur :

- Les estimations de RTE et des producteurs permettant de caler l'enveloppe de rémunération des services système tension pour TURPE 5 ;
- les propositions d'évolutions du modèle de rémunération ;
- les propositions d'évolution du système d'abattement et de pénalités.

Sur la base de ces travaux, la CRE a organisé une consultation publique du 4 au 25 juillet 2016 ainsi qu'une table ronde le 8 septembre 2016 pour recueillir l'avis formel des acteurs sur les deux rapports remis par RTE et sur l'analyse préliminaire de la CRE.

Dans sa délibération du 23 septembre 2016 portant orientations sur le système de rémunération des services système tension, la CRE a fixé la trajectoire de l'enveloppe pour le réglage de la tension et de la compensation synchrone pour TURPE 5. En outre, la CRE a demandé à RTE de poursuivre la concertation pour décliner les évolutions souhaitées sur le modèle de rémunération ainsi que sur le système d'abattements et de pénalités, et de lui soumettre une proposition d'évolution des règles services système tension avant le 31 décembre 2016.

RTE a alors organisé 3 réunions de concertation puis une consultation des acteurs du 21 novembre au 12 décembre 2016 dans le cadre du Comité des Utilisateurs du Réseau public de Transport d'Electricité.

2. EVOLUTIONS PROPOSEES

2.1 Système de rémunération

L'enveloppe de rémunération de la part fixe et de la part variable a été fixée par la CRE dans sa délibération du 23 septembre 2016. La première évolution majeure a donc consisté à modifier les formules de rémunération de part fixe et de part variable conformément aux orientations de la CRE. La formule de part fixe intègre désormais les capacités d'absorption (Q-) des groupes pour valoriser le service rendu en cas de contraintes de tensions hautes. De plus, le coefficient K_{PF} a été calculé de façon à ce que le montant annuel de la part fixe représente le montant retenu par la CRE (68,2 M€) en considérant le même parc de production que celui retenu pour construire les estimations de coûts du réglage de la tension. Pour la part variable, seul le coefficient K_{PV} a été modifié de la même façon que pour la part fixe de manière à ce que le montant annuel représente 34,8 M€.

La seconde évolution a été la suppression des zones sensibles conformément aux orientations retenues dans la délibération de la CRE. Ainsi l'ensemble des Entités de Réglage de la Tension touchent une part fixe quelle que soit leur situation géographique.

2.2 Système d'abattements et de pénalités

2.2.1 Gestion des indisponibilités

Le système de gestion des indisponibilités qui peut entraîner des abattements de la part fixe a été revu intégralement. Dans le nouveau système proposé, les Entités de Réglage de la Tension disposent :

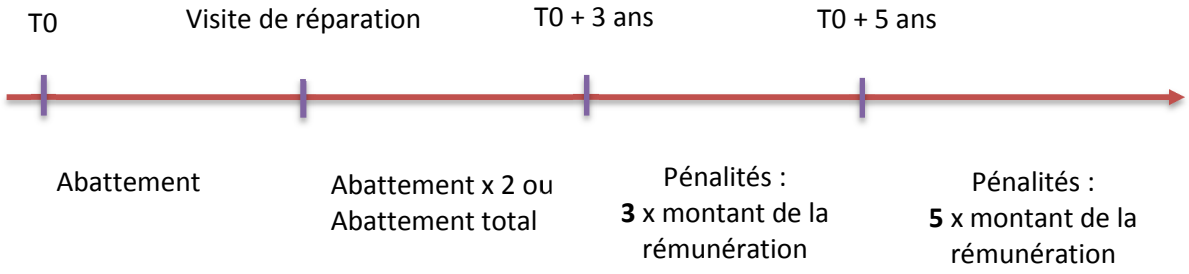
- D'un jeton d'indisponibilité annuelle d'une durée de 90 jours pendant laquelle la part fixe continue d'être versée, puis est abattue systématiquement au-delà ;
- D'un jeton d'indisponibilité exceptionnelle. Avec ce jeton l'acteur peut déclarer une indisponibilité sans abattement de la part fixe, soit d'une durée de six mois tous les quatre ans soit d'une durée de douze mois tous les dix ans.

Cette évolution permet de normaliser pour toutes les filières de production les durées pendant lesquelles la part fixe n'est pas abattue.

En outre, avec la suppression des zones sensibles, ce système s'applique à toutes les entités de réglage de la tension.

2.2.2 Gestion des défaillances de réglage

Le système de gestion des défaillances de réglage a été refondu intégralement. Conformément à la délibération de la CRE, un échéancier graduel d'abattement et de pénalités est mis en place et il répond au schéma de principe suivant :



Les Abattements et Pénalités de ce schéma sont proportionnels à la part de réglage indisponible. Les pénalités s'appliquent systématiquement après le même délai de 3 ans pour tous les acteurs. Ce système est progressif dans le niveau d'abattements et de pénalités : un acteur est donc incité à résorber au plus tôt ses défaillances de réglage.

Les nouvelles règles services système tension prévoient également la situation où la date de mise en conformité est déterminée par des obligations réglementaires, législatives ou administratives (exemple : l'arrêt définitif d'une installation fixée par un texte réglementaire). Dans ce cas, les pénalités ne s'appliquent pas et seuls les abattements sont mis en œuvre.

3. REPONSES DETAILLEES

Le tableau ci-dessous liste toutes les remarques formulées par les acteurs (par ordre alphabétique) lors de la consultation qui s'est déroulée du 21 novembre au 12 décembre 2016 sur le site concerte.fr.

Acteur	Article	Commentaire de l'acteur	Réponse de RTE
CNR	4.5.5.1.1	Commentaire : Durée minimale d'indisponibilité comptabilisée par RTE pouvant entrainer un abattement de la part fixe est de 10 j consécutifs. Proposition de modification d'article : Modifier le seuil de 10j à 12-11j. Au niveau fil de l'eau comme les usines CNR, le seuil en relation avec une vraie maintenance et des opérations annexes lors de faible débit (réalisées plusieurs fois dans l'année) est de >12j. Nous souhaitons modifier ainsi ce seuil dans le texte de 10 à 12j (ou 11j si vous estimez des contraintes particulières autres).	RTE a introduit une durée minimale d'indisponibilité comptabilisée pour bien indiquer aux producteurs qu'ils ne seraient pas abattus en cas d'indisponibilités de courte durée. Les indisponibilités visées étaient des fortuits de quelques jours et non des opérations de maintenance classiques pour lesquelles les producteurs disposent d'un jeton d'indisponibilité annuelle et d'un jeton d'indisponibilité exceptionnelle. Par conséquent, ce seuil n'est pas augmenté.
EDF	3.3	Commentaire : La notion de "Visite de réparation" doit être définie en §3.3 et ensuite précisée en §4.5.3.3.1. Proposition de modification d'article : « La visite de réparation correspond à un arrêt prévu dont la date de début et la durée sont compatibles avec la Mise en Conformité de l'Entité de Réglage de la Tension. »	Cette notion doit effectivement être définie mais RTE souhaite conserver la référence au « prochain arrêt programmé » compatible avec les travaux à réaliser. La définition retenue est la suivante : « La Visite de Réparation correspond au prochain arrêt programmé dont la date de début et la durée sont compatibles avec la Mise en Conformité de l'Entité de Réglage de la Tension. »

EDF	3.3	Commentaire : La définition de groupe de production doit être modifiée. En effet, la définition fait référence à 2 décrets qui ont été abrogés : Le décret n° 2008-386 du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement d'installations de production aux réseaux publics d'électricité auquel RTE fait référence a été abrogé le 1er janvier 2016 par le décret n° 2015-1823 du 30 décembre 2015 relatif à la codification de la partie réglementaire du code de l'énergie ; le décret n° 2000-877 du 7 septembre 2000 relatif à l'autorisation d'exploiter les installations de production d'électricité, mentionné à la fin de la définition du groupe de production, a lui aussi été abrogé le 1er janvier 2016. Par ailleurs, nous nous demandons si une installation de stockage fait forcément partie d'une installation de production, Proposition de modification d'article : Définition à adapter	Le terme « Groupe de production » n'est plus utile dans la nouvelle version des règles services système tension et peut être remplacé par le terme « Installation de Production ». La définition du « Groupe de Production » est donc supprimée et celle de « l'Installation de Production » est ajoutée : « Ensemble des machines électrogènes susceptibles de fonctionner simultanément dans un même établissement, identifié par son numéro d'identité au répertoire national des entreprises et des établissements défini par les articles R.123-220 et suivants du Code de commerce. » En outre, le code RfG ne s'applique pas aux dispositifs de stockage sauf dans le cas des unités de pompage-turbine. Néanmoins, RTE considère que tout dispositif de stockage répondant aux critères de participation définis dans les règles et dans la DTR doit pouvoir participer aux règles services système tension au même titre qu'une liaison privée à courant continu disposant des capacités de réglage de la tension requises dans les règles.
EDF	3.3	Commentaire : Dans la définition de "Programmation" il est fait mention de la notion de "Responsable de Réserve" qui n'est plus décrite dans les nouvelles règles. Proposition de modification d'article :	Le terme "Programmation" était utilisé uniquement pour le réglage de la fréquence. Les règles services système tension font référence au « Responsable de Programmation » dont la définition ne présente pas d'ambiguïtés.

		EDF propose de modifier la rédaction pour éviter toute incompréhension, ou d'ajouter la définition de Responsable de Réserve.	Le terme "Programmation" est supprimé des définitions.
EDF	3.9 Responsabilités	Commentaire : EDF considère que ce paragraphe doit être conservé dans les nouvelles Règles Services Système Tension. Par souci de sécurité juridique, il est en effet nécessaire de réintroduire ce paragraphe afin de prévoir les conditions et les limites dans lesquelles les différentes parties pourraient voir leur responsabilité engagée, ainsi que les conséquences de cette responsabilité. Les parties concernant la confidentialité des données peuvent cependant être supprimées puisqu'un paragraphe spécifique est consacré à cette question. Proposition de modification d'article : Conservation du §3.9.1 Responsabilité : « RTE, le Participant et le cas échéant chaque GRD, sont responsables les uns vis-à-vis des autres de l'ensemble des dommages directs et certains à caractère financier et technique qu'ils se causent. En particulier, chaque Gestionnaire de Réseau est responsable vis-à-vis des Responsables de Réserve des conséquences dommageables issues des données qu'il fournit ou doit fournir pour la participation des Sites de Soutirage et Groupes de Production raccordés au RPD, lorsque ces données sont manquantes ou erronées. En revanche, RTE, le Participant et le cas échéant le GRD concerné ne sont en aucune circonstance responsable les uns vis-à-vis des autres pour les dommages indirects. De plus, les Indemnités, Pénalités et Abattements payés par les Participants à RTE dans le cadre des Règles revêtent un caractère libératoire, aucune indemnité complémentaire ne pourra être réclamée par l'autre Partie en application du présent Article.	RTE est favorable à la proposition d'EDF et l'article relatif aux Responsabilités des parties doit bien être conservé. Néanmoins toutes les références aux GRD, spécifiques au réglage de la fréquence, sont supprimées.

		~~En application de l'Article 1.10.5 les Parties et le GRD sont amenés à s'échanger des informations commercialement sensibles au titre des présentes Règles. La responsabilité d'un Gestionnaire de Réseau au titre des informations commercialement sensibles qu'il transmet dans le cadre des échanges prévus dans les Règles ne peut pas être engagée par les Parties ou un autre Gestionnaire de Réseau en cas de transmission indue desdites informations sur la base d'une déclaration frauduleuse ou erronée du Responsable de Réserve~~. La responsabilité du Gestionnaire de Réseau ne peut être engagée en cas d'inexactitudes des informations qu'il transmet ou utilise résultant directement d'une déclaration frauduleuse ou erronée faite par un Responsable de Réserve. Chaque Gestionnaire de Réseau est responsable dans les conditions de droit commun vis-à-vis des Responsables de Réserves des conséquences dommageables issues des retards dans les délais de transmission des données ou des erreurs dans la transmission des données nécessaires à la bonne exécution de ces Règles. La Partie ou le Gestionnaire de réseau qui estime avoir subi un dommage en informe la Partie ou le Gestionnaire de réseau qu'il estime être responsable par Notification, dans les meilleurs délais suivant son apparition. Dans le cas où une Partie (« Partie Non Défaillante ») reçoit une Notification provenant d'un tiers, d'une Partie ou d'un Gestionnaire de réseau et qui résulterait directement de la faute ou de la négligence de l'autre Partie lors de l'application de ces Règles (« Partie Défaillante »), la Partie Non Défaillante informe dans les meilleurs délais la Partie Défaillante d'une telle réclamation. La Partie Défaillante est alors tenue de réparer directement les conséquences dommageables causées à la partie ayant porté la réclamation, selon les conditions de droit commun. »	

EDF	4.1.5	Commentaire : Afin de conserver des conditions d'exploitation des tranches admissibles, EDF considère que le nombre de changements de consignes doit être le plus limité possible. Le mot faible est trop flou, et semble pouvoir conduire à de plus nombreux changements que dans la rédaction antérieure des règles qui prévoyait des changements de manière exceptionnelle. Nous proposons un retour à la rédaction antérieure. Proposition de modification d'article : « RTE peut demander de manière exceptionnelle au Responsable de Programmation de modifier la consigne de tension sur la régulation primaire de tout ou partie des Entités de Réglage de la Tension listées dans l'Annexe 4. Le nombre de demandes de changement de tension de consigne doit rester ~~faible~~ exceptionnel pour les Entités de Réglage de la Tension nécessitant un déplacement de personnel sur l'Installation. »	RTE est favorable à la limitation des demandes de changement de tension de consigne pour les installations de production non téléconduites car elles nécessitent le déplacement de personnel sur l'installation et entrainent des coûts pour les producteurs. Pour les autres installations, RTE souhaite conserver les dispositions actuelles. L'article est modifié de la façon suivante : « RTE peut demander au Responsable de Programmation de modifier la consigne de tension sur la régulation primaire de tout ou partie des Entités de Réglage de la Tension listées dans l'Annexe 4. Les ~~nombre de~~ demandes de changement de tension de consigne doivent rester exceptionnelles pour les Entités de Réglage de la Tension nécessitant un déplacement de personnel sur l'Installation. »

EDF	4.2.3	Commentaire : EDF a proposé que l'enveloppe soit complètement allouée aux acteurs qui fournissent le service. Pour cela, EDF demande de caler les coefficients de la rémunération (Kpf et Kpv) – qui font partie du projet de Règles en concertation – d'une manière appropriée. Ce calage doit se faire sur la base des capacités du parc de production réelles et qui diffèrent de celles qui figuraient dans les contrats fin 2015. Proposition de modification d'article : Calculer le nouveau Kpf Eléments complémentaires du document général : EDF a proposé que l'enveloppe soit entièrement allouée aux acteurs qui fournissent le service. Afin d'atteindre cet objectif, EDF demande de caler les coefficients de la rémunération (Kpf et Kpv) – qui font partie du projet de Règles en concertation – d'une manière appropriée. Ce calage doit se faire sur la base des capacités du parc de production réelles en fin d'année 2016 qui diffèrent de celles qui figuraient dans les contrats fin 2015. Par exemple, une évolution du schéma de raccordement sur le site de Tricastin (modification des limites de propriété) a induit une évolution des capacités déclarées à la baisse alors que le service fourni à RTE est inchangé. Dans ce cas, les capacités de réglage actuelles sont les mêmes que fin 2015 mais l'évolution contractuelle afférente n'a eu lieu que courant 2016.	Les formules de rémunération ont été modifiées conformément aux orientations de la CRE. Les coefficients de part fixe K_{PF} et de part variable K_{PV} ont ainsi été calés de façon à rémunérer les acteurs à hauteur des montants retenus pour la part fixe (68,2 M€) et la part variable (34,8 M€) en considérant le même parc de production que celui utilisé pour le calage de l'enveloppe. En prenant en compte les évolutions du parc de production mentionnées par EDF, l'enveloppe de rémunération du réglage de la tension (part fixe et part variable) aurait été inférieure au montant retenu par la CRE dans sa délibération. RTE considère donc que le calcul des coefficients doit être réalisé avec le même parc de production que celui utilisé pour le calcul de l'enveloppe par la CRE de façon à rester cohérent avec la méthodologie retenue pour couvrir les coûts liés au réglage de la tension. Cette remarque n'est donc pas prise en compte. Par ailleurs, les valeurs de K_{PF} et K_{PV} ont été actualisées avec le coefficient de révision des prix 2017 pour que ces coefficients soient valables dès l'entrée en vigueur des nouvelles règles.

EDF	4.5.3.3.1	Commentaire : L'articulation entre "Visite de réparation" et date de mise en conformité doit être précisée. En particulier, suite à un arrêt de maintenance, des requalifications ou une période de fonctionnement sous observation s'avèrent parfois nécessaires avant de pouvoir redéclarer le groupe comme conforme. Dans ce cas, la fin de la visite de réparation doit correspondre à cette requalification. La période de requalification peut être reportée après la fin de la visite de réparation en raison de l'indisponibilité de certaines ressources ou en raison de conditions d'exploitation du réseau défavorable. De même, il peut être nécessaire de fonctionner quelques semaines sous contrôle après la visite de réparation afin de pouvoir reprendre certains réglages si nécessaire. Proposition de modification d'article : La date de fin de la Visite de réparation correspond à la date de retour d'arrêt de l'entité de réglage de la tension lorsque le retour s'accompagne d'une Mise en Conformité. Cependant lorsqu'une période d'observation ou de requalification est nécessaire avant de déclarer la Mise en Conformité, la date de fin de la Visite de réparation est différente de la date de retour de l'entité et peut alors coïncider avec la Date (Prévisionnelle) de Mise en Conformité.	Remarque prise en compte
EDF	4.5.3.3.3	Commentaire : Comme indiqué précédemment, il faut préciser la date de fin de visite de réparation. Proposition de modification d'article : Le Responsable de Programmation peut modifier une fois la date **de fin** de la visite de réparation en cas de nécessité d'ordre technique jusqu'à trois ans après le Début de la Défaillance.	Remarque prise en compte

EDF	4.5.4.1	Commentaire : Rendre cohérent le schéma avec les modalités décrites en §4.5.4.1. Proposition de modification d'article : Remplacer "Prochaine visite de réparation" par "Visite de réparation"	Remarque prise en compte
EDF	4.5.4.1	Commentaire : Clarification de la rédaction Proposition de modification d'article : Après la date **de fin** de la visite de réparation, si la défaillance de réglage n'est pas résorbée, les Abattements précédents sont doublés jusqu'à 3 ans après la date de Début de la Défaillance T0. Les abattements ne peuvent pas excéder la rémunération perçue par l'entité de réglage.	Remarque prise en compte

EDF	4.5.4.5	Commentaire : Les dispositions des Règles Services Système Tension doivent être cohérentes avec le souhait de la CRE "d'optimiser plus globalement le recours à l'ensemble des moyens de réglage de la tension dans la perspective de minimiser les coûts tout en garantissant la sûreté du système électrique". De ce fait, les Règles doivent éviter d'induire des coûts échoués pour les acteurs pour un bénéfice relatif pour la collectivité. En particulier, sur un groupe en fin de vie, pour des raisons techniques et/ou économiques, il serait discutable que le Producteur engage des frais disproportionnés par rapport à la valeur du groupe de production uniquement pour rétablir les performances de réglage de la tension. Nous proposons une adaptation du paragraphe. Proposition de modification d'article : Ajouter un nouveau paragraphe : lorsque le rétablissement des performances entraine des dépenses importantes pour les groupes en fin de vie, les Pénalités prévues à l'article 4.5.4.4 ne sont pas appliquées et seuls les Abattements prévus à l'Article 4.5.4.1 sont mis en œuvre. Un groupe est considéré en fin de vie s'il n'est pas certifié au titre du mécanisme de capacité ou s'il ne figure pas dans le bilan prévisionnel de RTE à une échéance de 3 ans.	RTE considère que le terme de « dépenses importantes » proposé par EDF n'est pas suffisamment précis et risque d'entraîner de nombreuses contestations. En outre, le mécanisme de capacité et le bilan prévisionnel de RTE ne constituent pas une référence réglementaire pour un arrêt définitif de groupe. Cette remarque n'est donc pas prise en compte.

EDF	4.5.4.6	Commentaire : Afin de rester cohérent avec le 1er alinéa du §4.5.4.6, EDF propose la reformulation suivante. Proposition de modification d'article : La contrainte réglementaire, législative ou administrative doit être la seule et unique cause du renoncement ou du décalage de la résorption de la Défaillance de Réglage pour que les modalités définies ci-dessus s'appliquent. [...] Cet audit devra déterminer si la contrainte réglementaire, législative ou administrative est bien la seule et unique cause du renoncement ou du décalage de la résorption de la Défaillance de Réglage.	Remarque prise en compte
EDF	4.5.4.6	Commentaire : EDF partage le fait d'éviter d'avoir simultanément deux systèmes d'abattements et de pénalités entre les fiches avant et après l'entrée en vigueur des présentes Règles. La proposition de RTE nous semble constituer une transition acceptable entre systèmes différents. Concernant l'aspect de la transition, il serait judicieux que les Jetons d'Indisponibilité puissent être utilisés par les groupes déjà indisponibles lors de l'entrée en vigueur des Règles. Dans ce cas, la date de début d'indisponibilité est réputée au 1 er avril 2017. Proposition de modification d'article : Pour les groupes déjà indisponibles lors de l'entrée en vigueur des Règles, l'utilisation des jetons est possible et la date de début d'indisponibilité est réputée au 1 er avril 2017.	Remarque prise en compte dans l'ajout du nouvel article « 4.5.5.1.3 Indisponibilités survenues avant le 1er avril 2017 » (l'article 4.5.4.6 est relatif aux défaillances de réglage et non aux indisponibilités)

EDF	4.5.5.1	Commentaire : Nous souhaitons une gestion efficace des Jetons d'Indisponibilité Annuelle, compte tenu de l'introduction nouvelle de cette notion. Or , il nous semble que le système de notification proposé par RTE, qui va générer une gestion lourde de fiches de notifications, pourrait induire des difficultés opérationnelles En effet, en période d'arrêt pour maintenance, il est très probable que les exploitants des groupes aient des difficultés à utiliser et notifier le jeton. Afin de rendre le système plus compatible avec les réalités opérationnelles des sites de production, plusieurs solutions sont possibles : • Proposition #1 : notification a posteriori des jetons lors de la facturation annuelle (lors des facturations trimestrielles) – en effet, la notification au fil de l'eau ne nous semble pas apporter de valeur ajoutée • Proposition #2 : suivi du cumul d'indisponibilités à échéance trimestrielle – pour le trimestre en question, la rémunération tiendra compte du dépassement ou pas des 90 jours Si toutefois aucune de ces 2 propositions n'était acceptée par RTE, il serait indispensable de rechercher un système moins lourd que celui proposé dans la proposition de texte en consultation, au moyen par exemple d'un traitement par défaut (sans notification) : –au bout de 30 jours d'indisponibilité, on répute la prise en compte du jeton par le producteur (qui peut toutefois notifier RTE s'il souhaite le prendre ultérieurement). Proposition de modification d'article : Proposition #1 : Le Producteur Notifie, lors de la facturation annuelle (resp trimestrielle), le(s) Jeton(s) pour les entités ayant subi des Indisponibilités au cours de l'année (resp lors du dernier trimestre)	RTE comprend et partage le besoin de rendre le système de placement des jetons plus automatique pour alléger le traitement opérationnel par les exploitants. Néanmoins la proposition #1 ne peut pas être mise en œuvre puisque les règles prévoient un processus trimestriel pour le calcul des abattements liés aux indisponibilités et non un traitement à la maille annuelle. Le cumul des indisponibilités n'a pas été retenu dans les orientations de la CRE ni dans la version des règles mise en consultation. La proposition #2 ne peut donc pas être appliquée. RTE est favorable à la proposition #3 mais ne souhaite pas l'imposer à tous les acteurs dans la mesure où elle n'a pas été débattue lors de la phase de concertation. Le paragraphe suivant a donc été ajouté :

		Proposition #2 : le Producteur et RTE maintiennent le suivi la durée cumulée des jours d'indisponibilité. La facturation tient compte des jours de dépassement des 90 jours." Proposition #3 : Après 30 jours d'Indisponibilité, le Jeton est réputé Notifié par le Producteur. Le Producteur peut toutefois demander à ne pas le prendre en compte pour l'Indisponibilité en cours sous réserve qu'il le Notifie RTE.	« Si le Responsable de Programmation souhaite rendre automatique la prise du Jeton d'Indisponibilité Annuelle, il envoie un courrier à RTE pour mettre en place les dispositions qui suivent. Le Jeton d'Indisponibilité Annuelle est utilisé systématiquement sans Notification de la part du Responsable de programmation au-delà d'un délai fixe après le début de l'Indisponibilité. Le Responsable de programmation a toutefois la possibilité de Notifier pour chaque indisponibilité le fait qu'il n'utilisera pas de Jeton d'Indisponibilité Annuelle, dans un délai de 60 jours après le début de l'indisponibilité. Le délai notifié par le Responsable de Programmation dans son courrier est unique pour toutes les Entités de Réglage de la Tension du Responsable de Programmation définies en Annexe 4. Il est proposé par le Responsable de Programmation dans son courrier d'envoi et doit être inférieur à 60 jours. »

EDF		<u>Eléments complémentaires du document général :</u> Concernant les modalités relatives à la défaillance de réglage, le dispositif proposé ne tient pas compte des contraintes effectives s'imposant aux acteurs. EDF rappelle que certains travaux de réparation ne peuvent être effectués que lors d'un arrêt de maintenance d'une durée suffisante - comme c'est le cas des visites décennales. Dans ce cas, appliquer automatiquement des pénalités à partir de 3 ans n'est ni justifié ni incitatif. EDF souhaite donc que les Règles reprennent la proposition faite par RTE lors de la consultation de juillet concernant la possibilité d'accorder une dérogation aux pénalités pour défaillance de réglage, en particulier en cas d' « arrêts définitifs de groupes prévus à moyen terme » et lorsqu'il y a « nécessité d'attendre la prochaine visite décennale pour effectuer un changement d'alternateur ».	La nécessité d'attendre la prochaine visite décennale pour résorber une défaillance de réglage relève en soit d'un arbitrage économique. Conformément à la délibération de la CRE du 23 septembre 2016, ce cas n'a pas été intégré aux Règles services système tension. Cette remarque n'est donc pas prise en compte.
EDF		<u>Eléments complémentaires du document général :</u> Les pénalités représentent actuellement une part trop importante de la rémunération (environ 20% d'abattements/pénalités) sans pour autant apporter la preuve de leur caractère incitatif sur le choix des dates de réparation. Par conséquent l'objectif du système semble être essentiellement punitif, y compris dans les cas où l'acteur n'a pas de levier d'action. Un équilibrage du contrat semble donc essentiel afin de réduire le niveau de pénalité. EDF propose une première mesure allant dans le sens de ce rééquilibrage : l'introduction d'un plafonnement du montant maximal des pénalités à la maille de chaque groupe de production, au lieu du plafonnement proposé par RTE basé sur la rémunération totale du producteur (tous les groupes du producteur). Ce nouveau plafond permettrait de lever une source de discrimination car avec celui en vigueur, entre deux producteurs et pour une même défaillance, le producteur ayant le plus faible nombre de groupes sera avantagé de manière injustifiée.	Les pénalités pour défaillance de réglage ont représenté en 2015 et 2016 environ 30% du total d'abattements et de pénalités. RTE considère, notamment sur la base de l'historique, que les pénalités garantissent une incitation pour résorber les défaillances de réglage. RTE n'est donc pas favorable à la proposition d'EDF et rappelle en outre que le niveau de pénalités a été revu pour le rendre plus graduel.

ENGIE	4.5.5.1.1	Commentaire : Afin de distinguer les cas d'indisponibilité pour maintenance et pour raison économique (cocon, arrêt estival et arrêt garanti long), ENGIE propose de modifier l'article 4.5.5.1.1 qui précise qu' "est considéré comme période d'arrêt estival ou arrêt garanti long, tout arrêt de groupe pour critère économique sans que ce dernier n'ai subi d'aléas". Proposition de modification d'article : Est considéré comme **mise sous cocon**, période d'arrêt estival ou arrêt garanti long, tout arrêt de groupe pour critère économique sans que ce dernier n'ait subi d'aléas, **et non lié à une maintenance.**	RTE considère que la maintenance n'est pas un critère permettant de définir les mises sous cocon, période d'arrêt estival ou arrêt garanti long. A titre d'illustration, des opérations de maintenance ont été réalisées dans le passé par des acteurs durant des périodes d'arrêt estival. Cette remarque n'est donc pas prise en compte.