Consultation organisée par RTE en vue de l'évolution des Règles Services Système Tension (SSY-U)

Bilan de consultation

Janvier 2026

1 Exposé des motifs

1.1 Contexte

- Depuis quelques années, RTE fait face à de nouveaux enjeux de gestion de la tensiond'un côté, les injections de réactif sur le réseau public de transport s'accroissent sous l'effet du développement de nouveaux usages électriques et d'un réseau plus capacitif (structurellement avec un linéaire de réseau souterrain en croissance et conjoncturellement lorsque la charge du réseau est faible, les ouvrages aériens devenant alors capacitifs) ;
- d'un autre côté, le volume de leviers historiques fournis par les actifs de production pour gérer le réactif s'amenuise, en particulier dans les périodes où la consommation résiduelle est faible.

Pour répondre à ces enjeux, RTE a adopté un dispositif d'études spécifiques sur la gestion de la tension dans le Schéma décennal de développement du réseau, et a proposé en février 2025 une stratégie qui repose sur l'activation de 3 leviers cumulatifs :

- Accroître ses investissements dans les moyens de compensation sur le Réseau Public de Transport d'électricité (RPT) avec l'objectif de passer à 30 Gvar installés fin 2030 (soit +13 GVar par rapport à fin 2024) et 37 GVar fin 2040 ;
- Maitriser le refoulement de réactif en provenance des réseaux de distribution en renforçant les travaux communs avec les distributeurs ainsi que les incitations financières à l'interface RPT/RPD (Réseau Public de Distribution d'électricité) ;
- Accroître les capacités de réglage fournies par les acteurs, en particulier durant les périodes où la consommation résiduelle est faible.

La tension étant une grandeur locale, il n'est pas possible de développer un réel service concurrentiel. De fait, RTE propose une modification des Règles Services Système tension (SSY-U) en vue d'intégrer des évolutions relatives **(i) à la rémunération du service de réglage de la tension, (ii) aux abattements et pénalités et (iii) à la rémunération de la compensation synchrone ou statique**.

Les objectifs des évolutions proposées sont :

- De rémunérer les acteurs en fonction du service effectivement rendu au RPT et de pouvoir plus facilement comparer le coût des différents leviers ;
- D'inciter les Participants à respecter leurs obligations réglementaires et contractuelles en augmentant le plafond des pénalités lorsqu'une défaillance de longue durée est constatée ;
- De favoriser le développement du service de la compensation statique ou synchrone pour accroître les capacités de réglage même lorsque les installations n'injectent pas de puissance active sur le RPT (apport dynamique et limitation des besoins en moyens de compensation).

1.2 Concertation et consultation des acteurs

Dans l'objectif de procéder à la modification des Règles SSY-U, RTE a mené une concertation au sein du groupe de travail « Tension » de la CAR (Commission d'Accès au Réseau) du CURTE (Comité des Utilisateurs du Réseau de Transport d'Electricité), afin de recueillir l'avis de représentants des clients producteurs, stockeurs et consommateurs. Onze réunions de concertation ont ainsi été organisées de mars à novembre 2025.

Les documents supports de l'ensemble de ces concertations ont été diffusés aux membres du GT et ont également été mis à disposition sur le site conceRTE.

A la suite de cette concertation, RTE a consulté les acteurs sur les différentes évolutions contractuelles proposées au cours de cette concertation aux Règles SSY-U.

Le projet de nouvelles Règles SSY-U intégrant ces évolutions a été soumis à consultation de l'ensemble des clients producteurs, stockeurs et consommateurs, du **10/12/2025 au 14/01/2026** sur le site conceRTE.

1.3 Objet du présent document

Le présent document synthétise les évolutions apportées aux Règles SSY-U, présentées pendant les phases de concertation et de consultation, ainsi que les réponses de RTE aux observations formelles des acteurs transmises pendant la phase de consultation. A l'issue de la phase de consultation, RTE comptabilise des retours écrits de la part de 9 acteurs.

Le projet initial de Règles SSY-U soumis à consultation a été amendé afin d'intégrer au mieux les remarques formulées par les acteurs. Par la suite, les Règles SSY-U sont soumises à l'approbation de la Commission de Régulation de l'Energie.

Une fois approuvées par une délibération de la CRE, les nouvelles Règles SSY-U seront publiées dans la DTR de RTE et entreront en vigueur à compter du 1er janvier 2027.

2 Les évolutions apportées aux Règles SSY-U telles que proposées lors de la consultation publique

2.1 La rémunération du réglage de tension

Les évolutions majeures proposées pour la rémunération du réglage de tension sont résumées ci-dessous.

- **Stockage raccordé directement au réseau HTB**

Il est rappelé que les unités de stockage raccordées directement au réseau HTB et disposant de capacités constructives de réglage de la tension peuvent conclure un Accord de Participation aux Règles SSY-U. Les acteurs sont d'ailleurs incités à d'ores et déjà conclure un tel Accord pour anticiper l'entrée en vigueur de l'obligation pour les stockeurs de rendre un tel service qui sera prévue par la nouvelle version du Règlement UE 2016/631 établissant un

code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité**.**

- **Part Fixe**

La formule de la part fixe a été ajustée afin de répondre aux objectifs suivants :

- Assurer la couverture des investissements requis par toute la plage de réactif (règlementaire et extra réglementaire) ;
- Encourager la disponibilité du service en modulant la rémunération selon le taux de disponibilité du groupe par rapport à une référence prédéfinie dans les Règles SSY-U ;
- Valoriser de façon symétrique les capacités d'absorption et de fourniture de réactif afin de refléter les besoins du système électrique tant sur les problématiques de tensions basses que de tensions hautes.

$$PF = K_{PF} \times \frac{(Q_+ - Q_-)}{0{,}32\ P_{max} - -0{,}35\ P_{max}} \times (Q_+ - Q_-) \times d \times \frac{\text{taux de disponibilité de l'entité}}{\text{taux de disponibilité de référence}}$$

Avec :

- K_{PF} paramètre fixé chaque année en €/Mvar/an. A titre d'illustration sa valeur aurait été de 612€/Mvar/an en 2024 ;
- Q_+ capacité réelle maximale en fourniture de réactif ;
- Q_- capacité réelle maximale en absorption de réactif ;
- d coefficient de disponibilité dédié aux parcs éoliens et solaires (le nombre de Mvar mis réellement à disposition de RTE en moyenne par rapport au nombre de Mvar installés) ;
- taux de disponibilité de l'entité (voir définition ci-dessous) ;
- taux de disponibilité de référence (voir définition ci-dessous).

- **Le taux de disponibilité**

Dans la précédente version des Règles, la disponibilité d'un groupe de production était évaluée par un système de jetons associé à un processus de déclaration et de suivi complexe. La notion de taux de disponibilité du groupe, qui permet une simplification de ce processus, est désormais définie de manière explicite et intégrée dans la formule de rémunération, ce qui permet de supprimer la gestion par jeton.

Le taux de disponibilité d'une Entité de Réglage de la tension correspond à la proportion de temps sur une année calendaire pendant laquelle l'Entité est soit en production, soit à l'arrêt, et en capacité de fournir un service de réglage de la tension à la demande de RTE, lorsque le système électrique est en « Etat Normal » d'après la définition posée par l'article 18 du Règlement UE 2017/1485.

Un taux de disponibilité de référence est établi par filière ou sous-filière (notamment pour les groupes hydrauliques) sur une profondeur d'historique de 10 ans et est révisable à chaque révision du TURPE.

Quatre méthodes sont utilisées pour déterminer ces taux :

1) Méthode pour les filières thermiques et nucléaires

   Calcul à partir des données publiées par les producteurs sur la plateforme REMIT

2) Méthode pour les filières hydrauliques lac et éclusé

   Les déclarations sur REMIT et/ou les offres sur la MA pour ces filières hydrauliques lac et éclusé étant réalisés à la maille de l'usine hydraulique, il n'est pas possible de déterminer la disponibilité pour chaque groupe de l'usine

   Le calcul sera réalisé à partir des données de programmation d'indisponibilités hebdomadaires

3) Méthode pour la filière hydraulique au fil de l'eau

   Pour les entités de la filière hydraulique au fil de l'eau, le taux est calculé à partir de mesures non nulles de production d'énergie active et réactive sur le RPT

4) Méthode pour les autres filières telles que éolienne, photovoltaïque, unité de stockage,…

   Le taux est calculé à partir de mesures non nulles de production d'énergie active et réactive sur le RPT, complétées par les offres du Mécanisme d'Ajustement (MA).

- **Part Variable**

La part variable a été modifiée afin de rémunérer les Participants pour le service de réglage effectivement rendu, *c'est à dire* à l'énergie réactive fournie ou absorbée mesurée par les compteurs au Point de Connexion.

Des règles de gestion ont été implémentées pour exclure l'énergie réactive mesurée lorsque les entités sont à l'arrêt.

Par ailleurs, certains compteurs peuvent ne pas être situés au Point de Connexion de l'Installation Dans ce cas, des formules de correction sont proposées pour ne rémunérer que l'énergie réactive sollicitée par le système électrique. La formule générique paramétrable proposée correspond au cas où le compteur est situé au sein de l'Installation du client :

- avec un transformateur : correction des pertes inductives du transformateur ;
- avec une ligne ou un câble : correction des pertes inductives lignes et des pertes capacitives lignes.

- **Une rémunération à la maille de l'Installation de production**

Il se peut qu'il n'y ait qu'un seul compteur au Point de Connexion de l'Installation, dans ce cas et en cohérence avec la facturation du TURPE, la rémunération s'effectue à la maille de l'Installation.

- **La révision des prix**

La révision des prix était basée sur des indices qui ne sont pas rendus publics, dont les séries d'indices peuvent être arrêtées et pour lesquels il n'existe pas de projections. Elle est désormais indexée sur l'indice des prix à la consommation.

2.2 Les abattements et pénalités

Les évolutions majeures proposées sur les abattements et pénalités sont résumées ci-dessous.

- Les jetons et les fiches d'indisponibilités sont supprimés et remplacés par le taux de disponibilité intégré dans la formule de rémunération de la part fixe ;
- **Certains contrôles ont été renforcés afin de disposer de l'ensemble des leviers nécessaires à la gestion de la tension. Les ajouts et modifications des contrôles sont les suivants :**
    - L'ajout du contrôle U2, Réactif fourni au Point de Connexion avec un réglage de type 2 (réseau ou mixte) qui contrôle que l'Entité de Réglage disposant d'une loi de réglage type 2 répond correctement au réglage demandé ;
    - La modification du contrôle U5, performance statique Réglage Secondaire de Tension en U5a et ajout du contrôle U5c, Performance statique RST : respect de la tension de consigne pour les entités;
    - La modification du contrôle U1 avec l'introduction d'une notion de taux d'abattement sur la part variable différente de la part fixe ;
    - La part variable n'est pas abattue tant que la défaillance permet toujours de disposer d'une plage de réactif en absorption et en fourniture (incluant le 0). RTE estime en effet que dans ces situations, l'énergie réactive produite

(Mvar.h) par le groupe est de fait limitée, ce qui impacte directement le montant de la part variable de par sa formule.

Cependant pour certaines défaillances, la part variable est abattue afin de refléter les contraintes provoquées par le manque de manœuvrabilité du réactif sur le système électrique. Il s'agit de :

- La défaillance amenant le groupe à être figé à une valeur de réactif constante ou à passer en tangente phi constante. En effet, le groupe n'apporte pas un service de réglage dynamique de la tension au système. L'abattement est de 100% pour la part fixe et la part variable
- La défaillance provoquant une plage limitée de puissance réactive exclusivement en absorption ou exclusivement en fourniture. Un abattement de la part variable sera réalisé car un tel comportement peut être en opposition aux besoins du système qui devra compenser – si possible - par la contribution plus importante d'autres groupes dans la zone. Cet impact pour le système est par conséquent traduit par un abattement selon la formule suivante :

$$\%def_{PV} = \frac{Q\text{-}_{limité} \; ou \; Q\text{+}_{limité}}{Q_+ - Q_-}$$

- Le rééquilibrage des pourcentages d'abattement de la part fixe des contrôles U1 et U4 pour être en corrélation avec les besoins actuels en fourniture comme en absorption (passage à des abattements identiques en fourniture et en absorption).

- **Les modifications des contrôles ont eu pour conséquence de modifier la formule d'abattements**

  - Abattement mensuel (en Euros) = J_{def} x ($\%def_{PF}$ x PF_j + $\%def_{PV}$ X PV_j)

  où

  - J_{def} est le nombre de Jours en écart dans le Mois ;
  - $\%def_{PF}$ est le taux d'abattement sur la part fixe ;
  - PF_j est la Part Fixe de l'Entité de Réglage de la Tension défaillante calculée sur une Journée du Mois considéré (en Euros) ;
  - $\%def_{PV}$ est le taux d'abattement sur la part variable ;
  - PV_j est la rémunération moyenne journalière de l'Entité de Réglage de la Tension défaillante, au titre de la part variable, dans le mois considéré (en Euros). Pour les Entités de Réglage de la Tension asservies au RST, la part variable utilisée dans la formule ci-dessus comprend la majoration de 50 % de la rémunération ;

- Dans le cas où les défaillances ne concernent que le réglage secondaire de tension, l'abattement s'effectue uniquement sur la part variable.

- **Renforcement des pénalités**

En cas de défaillance durable, et après la période d'abattement de la rémunération pour une durée de 3 ans à compter de la détection de l'écart de performance, un système de pénalisation progressive du Participant est mis en place selon des modalités décrites dans les Règles.

A cet effet, le plafond des pénalités a été augmenté afin de mieux refléter l'impact des défaillances des Participants sur le système électrique. Le coût des pénalités est par conséquent basé sur le coût d'installation d'un dispositif de réglage dynamique de la tension sur le RPT permettant de pallier une défaillance de réglage d'un Participant et rendant un service équivalent. Ce coût de Pénalité unitaire (Pen_u) de 2,74€/Mvar.h a ainsi été calculé à partir du coût d'installation d'un dispositif de réglage dynamique ramené à l'unité de Mvar.h.

Trois ans après la date de début de la défaillance de réglage, si la mise en conformité n'a pas été réalisée par le Participant, des paliers de pénalités graduelles s'appliquent jusqu'à la résorption de la Défaillance.

Les pénalités contractuelles sont déclinées en fonction de la durée de la défaillance du Participant selon trois « niveaux » :

- Les pénalités de « niveau 1 » s'appliquent pour une durée de 3 à 5 ans après le Début de la Défaillance de Réglage. Leur montant correspond à 50% du coût de la pénalité unitaire Pen_u multiplié par le taux d'abattement de la plage contractuelle pendant le nombre d'heures disponibles du groupe. Le plafond de ces pénalités est égal à **trois** fois la rémunération totale annuelle que le Participant aurait perçue en l'absence de défaillance.

- Les pénalités de « niveau 2 » s'appliquent pour une durée de 5 à 10 ans après le Début de la Défaillance de Réglage. Leur montant correspond à 100% du coût de la pénalité unitaire Pen_u multiplié par le taux d'abattement de la plage contractuelle pendant le nombre d'heures disponibles du groupe. Le plafond de ces pénalités est égal à **cinq** fois la rémunération totale que le Participant aurait perçue en l'absence de défaillance.

- Les pénalités de « niveau 3 » s'appliquent au-delà de 10 ans après le Début de la Défaillance de Réglage. Leur montant correspond à 100% du coût de la pénalité unitaire Pen_u multiplié par le taux d'abattement de la plage contractuelle pendant le nombre d'heures disponibles du groupe. Le plafond des ces pénalités est égal à **dix** fois la rémunération totale annuelle que le Participant aurait perçue en l'absence de défaillance.

2.3 La rémunération de la Compensation Synchrone ou Compensation Statique (CS)

Le fonctionnement en Compensation Synchrone ou en Compensation Statique (CS) correspond à la capacité d'une Entité de Réglage de la Tension à être couplée au RPT sans injecter de puissance active, mais en fournissant/absorbant de la puissance réactive en réponse aux besoins exprimés par le GRT (dans ce mode de fonctionnement, l'Entité de Réglage de la Tension consomme de l'énergie active pour alimenter ses auxiliaires). La Compensation Synchrone concerne les Installations composées de générateurs synchrones avec le RPT. La Compensation Statique concerne les Installations composées de générateurs non synchrones avec le RPT (notamment celles interfacées avec de l'électronique de puissance).

Seules les périodes de fonctionnement en CS expressément sollicitées par RTE ouvriront droit à la rémunération de ce service.

Les évolutions majeures proposées pour la rémunération de la CS sont résumées ci-dessous.

- **La part fixe dédiée CS**

Cette part fixe exclusivement dédiée au fonctionnement en CS (et complémentaire à la part fixe dédiée au fonctionnement en réglage dynamique de tension) couvre les investissements liés aux équipements spécifiques supplémentaires et nécessaires à la réalisation du service pour une année.

- **Le remboursement de l'énergie active soutirée**

Les cotations long terme actuellement utilisées pour le remboursement de l'énergie active soutirée ne reflètent pas le coût réel supporté par les entités de réglage. Le prix le plus représentatif étant le prix SPOT, RTE propose de rembourser l'énergie active soutirée au prix SPOT.

RTE remplace les cotations long terme par le prix SPOT dans la composante de prix appliquée à l'énergie active soutirée. Cette énergie active soutirée sera remboursée à hauteur des volumes mesurés par les compteurs, diminués de l'énergie consommée nécessaire à l'alimentation des auxiliaires du groupe. Les Participants devront fournir la puissance active soutirée par les auxiliaires.

En l'absence de compteurs par groupe, le Participant pourra déterminer une puissance spécifique forfaitaire liée à la CS (hors auxiliaires) par groupe. Cette valeur pourra s'appuyer sur des données de comptage au niveau de l'Installation ou de télémesures relevées durant des périodes de fonctionnement exclusivement en CS.

- **La part variable technologique dédiée à la CS**

Cette part variable technologique (calculée par démarrage ou par heure de fonctionnement en CS) exclusivement dédiée au fonctionnement en CS (et complémentaire à la part variable dédiée au fonctionnement en réglage dynamique de tension) couvre les coûts

supplémentaires d'exploitation et/ou de maintenance des équipements dédiés au fonctionnement en CS.

Pour la filière thermique, chaque démarrage de groupe nécessaire pour fonctionner en compensation synchrone génère un coût, qui sera précisé dans l'annexe 5 de l'Accord de Participation.

Pour les autres filières, comme l'hydraulique, la sollicitation en CS peut entraîner des coûts additionnels de maintenance et d'exploitation non couverts par la rémunération du réglage de la tension. Dans ce cas, un coût par heure de fonctionnement en CS par groupe est fixé dans l'annexe 5, et sera soumis à l'approbation de RTE sur la base d'un justificatif fourni par le Participant.

- **Un remboursement du coût de la facture d'utilisation du RPT**

La part variable de la rémunération en CS correspondant au remboursement des coûts liés à l'utilisation du RPT est modifiée avec l'utilisation des données de comptage pour mesurer l'énergie active effectivement soutirée. Elle ne repose plus sur une estimation forfaitaire de cette énergie fonction de la puissance maximale du groupe et des heures de fonctionnement en CS.

3 Bilan de consultation

RTE apporte ci-dessous une réponse à l'ensemble des interrogations et remarques formulées par les acteurs lors de la consultation. Les modifications prises en compte par RTE sont indiquées par le **code couleur vert**. Dans le cas contraire, la proposition de formulation soumise à consultation est maintenue.

3.1 Remarques générales

3.1.1 La participation des consommateurs au réglage de tension

RTE a évoqué en début de concertation une participation des consommateurs au réglage de la tension, or ce point n'apparaît plus dans la proposition finale.

> ***Réponse RTE*** *:*
>
> *La rédaction actuelle des Règles relatives aux Services Système Tension permet d'ores et déjà aux consommateurs de participer à ce service. En l'absence de données techniques et financières les concernant, RTE propose de mettre en place une phase d'expérimentation durant laquelle les consommateurs ayant souscrit aux présentes Règles pourront réaliser un REX. A l'issue de cette expérimentation, il serait possible d'envisager des adaptations spécifiques pour tenir compte des particularités propres aux consommateurs.*

3.1.2 Ajout de la mise en place du groupe de travail annuel dans les règles ou la DTR

Plusieurs acteurs souhaitent préciser la mise en place d'un groupe de travail annuel dédié à la tension dans la DTR ou les Règles SSY-U.

Certains acteurs souhaitent que ce groupe de travail ait pour objectif une élaboration des Règles plus adaptée aux spécificités des énergies renouvelables telles que :

- Une prise en compte accrue des pertes internes des parcs EnR en amont du point de livraison lors de la fourniture de ce service sur la base d'études techniques
- Une prise en compte dans les coûts de fonctionnement des surcoûts liés aux fonctionnements en butée de réglage de tension (la modélisation actuelle n'en tient pas compte)
- Un retour d'expérience sur le taux de disponibilité des EnR en fonction des technologies et de leur localisation. En effet, les installations photovoltaïques et éoliennes présentent des productions très variables d'une installation à l'autre : voilure des éoliennes, conditions météorologiques, technologies PV, orientation des terrains, etc. qui dépendent de la technologie et de la localisation.
- Revoir à la hausse le seuil de puissance active minimale en-dessous duquel on considère que l'installation fonctionne en Compensation Statique

Réponse RTE *:*

Le chapitre 3.6 « Retour d'expérience » des Règles SSY-U est modifié *avec l'ajout du paragraphe suivant : « Un groupe de travail annuel est mis en place par RTE, comprenant les membres du CURTE, les membres de la CAR et les Participants aux Règles Services Système Tension. Ce groupe de travail a pour objet d'établir un retour d'expérience de l'application de ces Règles et, le cas échéant, envisager d'éventuelles évolutions des Règles. »*

3.1.3 Ajout d'une clause de revoyure annuelle du contrat pour une relation contractuelle plus efficace et adaptable

Compte tenu de la récente intégration des moyens de production fonctionnant à partir d'énergies renouvelables à la participation aux Règles SSY-U, un acteur recommande la mise en place de clauses contractuelles de revoyure régulières, afin d'ajuster les éléments déclarés en fonction des évolutions constatées. Ces ajustements permettraient de mettre en place des expérimentations supplémentaires et de mettre à jour les valeurs de disponibilité, susceptibles de varier rapidement.

Réponse RTE *:*

Un groupe de travail dédié à la thématique Tension se réunira au minimum une fois par an afin d'établir un retour d'expérience sur la mise en œuvre des présentes Règles. Les enseignements tirés de ces échanges permettront, le cas échéant, d'actualiser les Règles et/ou les contrats associés.

De plus, dans le cadre des expérimentations actuelles portant sur la compensation statique, un retour d'expérience annuel par client est déjà prévu, pouvant conduire à proposer des ajustements des clauses contractuelles.

3.1.4 Méthodologie de la rémunération du réglage de tension

Un acteur estime que la justification de la **non-révision du niveau de rémunération par le temps supplémentaire pour analyser les coûts du réglage qu'elle aurait nécessité, n'est pas jugée satisfaisante**. De fait, cette question des coûts était l'un des motifs d'allongement du délai de concertation réclamé par l'ensemble des acteurs.

Réponse RTE *:*

Le délai d'allongement a permis de mieux intégrer et d'ajuster la proposition initiale formulée par RTE afin de davantage correspondre aux réalités industrielles des producteurs. En entrée de concertation, il n'y a pas eu de remise en cause de la méthodologie actuellement en vigueur.

Un acteur demande **que la rémunération des SSY-U soit fondée sur la valeur du service apporté au système électrique, en s'appuyant sur une évaluation des coûts de modulation du réactif par les équipementiers, plutôt que sur les coûts des producteurs.**

Réponse RTE *:*

Dans cette concertation et consultation publique, il n'y a pas de remise en cause de la méthodologie actuellement en vigueur. De plus, le service système tension relève d'un dispositif régulé dont le fonctionnement repose sur le principe de couverture des coûts.

3.2 Réglage de tension

3.2.1 Définitions

Deux acteurs suggèrent de préciser dans la définition de la compensation synchrone que le réglage assuré est dynamique, ce qui lui donne une valeur supplémentaire pour le système électrique par rapport aux actifs de réglage statiques.

Réponse RTE *:*

La définition a été modifiée comme suit pour ajouter le réglage dynamique : « Mode de fonctionnement propre à une unité de production synchrone lorsque celle-ci est couplée au RPT sans injecter de puissance active mais en fournissant/absorbant de la puissance réactive ***dynamiquement*** *selon les besoins du RPT. Dans ce mode de fonctionnement, l'Entité de Réglage de la Tension soutire de l'énergie active »*

Deux acteurs suggèrent de préciser dans les définitions des 3 types de réglage leurs caractéristiques (par exemple pour le réglage de type 3). La capacité à effectuer du réglage en absorption et en fourniture, avec changement de consigne en temps réel, constitue en effet un service supplémentaire pour le système électrique par rapport à des solutions plus figées comme les bobines/selfs ou les condensateurs.

Réponse RTE *:*

Les définitions ont été mises à jour comme suit :

« Type 1 (type de réglage de la tension) : Réglage statique »

« Type 2 (type de réglage de la tension) : Réglage dynamique »

« Type 3 (type de réglage de la tension) : Réglage dynamique »

Deux acteurs proposent de retirer "immédiate ou" dans la définition du prix SPOT. La concertation n'a pas fait de référence à l'utilisation du prix intraday à laquelle renverrait le terme "immédiate".

Réponse RTE *:*

La proposition a été acceptée. La définition du prix SPOT est définie ci-dessous :

« Prix SPOT de l'électricité correspond au prix auquel l'électricité est échangée sur le marché de gros, pour une livraison le lendemain (day-ahead), et se mesure par quart d'heure depuis le 01/10/2025. Il est déterminé par les bourses comme EPEX Spot et Nord Pool»

3.2.2 Consigne de tension sur le réglage primaire de tension

"RTE peut demander au Participant 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 **pendant une durée indéterminée**. Les 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."

Plusieurs acteurs jugent l'ajout de la mention « pendant une durée indéterminée » inacceptable. Ils demandent qu'en cas de modification de la consigne de tension sur le réglage primaire, RTE s'engage à :

- Indiquer la durée prévisionnelle pour tout changement de consigne ;
- Notifier la fin du régime exceptionnel, afin de permettre un retour rapide à un mode normal de fonctionnement ;
- Et limiter le nombre de modifications à une ou deux occurrences par an.

Réponse RTE *:*

La modification proposée est une précision par rapport à la déclinaison de la convention d'exploitation. La modification de la consigne de tension pour le réglage primaire de

tension est une consigne donnée à l'intérieur de la zone de fonctionnement normal de l'entité de réglage (ZFN) comme prévu par l'article 4.2.3, diagramme UQ de la DTR. RTE modifie la phrase comme suit : « RTE peut demander au Participant 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, ***cette consigne s'applique jusqu'à la prochaine modification de consigne comme prévu par la Convention d'Exploitation et de Conduite****. »*

Un acteur pose la question de savoir s'il n'y a pas eu une erreur dans la rédaction de la phrase suivante : "Les Entités de Réglage de la Tension participant au Réglage Primaire ou Secondaire de la Tension doivent être équipées de compteurs et de télémesures de la puissance active et réactive, de la tension et du numéro de la prise courante pour les Installations équipées d'un transformateur avec régleur en charge, et de télésignalisation de couplage. Les Entités de Réglage de la Tension participant au RST (niveau K, UREF ou DeltaUc) doivent en outre être équipées de télésignalisation de participation valide au RST et, d'atteinte des limites de fonctionnement (butées en réactif) **et de participation valide à la Compensation Statique**. Les éléments de la chaîne d'acquisition des données relevant de la responsabilité du Participant doivent être maintenus en état de fonctionnement."

Réponse RTE *:*

RTE a modifié le texte des règles comme suit :

« Les Entités de Réglage de la Tension participant au Réglage Primaire ou Secondaire de la Tension doivent être équipées de compteurs et de télémesures de la puissance active et réactive, de la tension et du numéro de la prise courante pour les Installations équipées d'un transformateur avec régleur en charge et de télésignalisation de couplage. ***Les Entités de Réglage de la Tension participant au RST (niveau K, UREF ou ΔUc) doivent en outre être équipées de télésignalisation de participation valide au RST, et d'atteinte des limites de fonctionnement (butées en réactif****). Les éléments de la chaîne d'acquisition des données relevant de la responsabilité du Participant doivent être maintenus en état de fonctionnement.*

- ***Les Entités de Réglage de la Tension participant à la Compensation Statique doivent être équipées de télésignalisation de participation valide à la Compensation Statique et*** *de moyens d'activation et de désactivation de ce mode de fonctionnement sur demande de RTE, avec un délai de mise en œuvre défini entre le Participant et RTE et inférieur à 15 minutes. »*

3.2.3 Comptage

Des acteurs demandent que les compteurs d'énergie réactive (permettant également le comptage de l'énergie active), dont les Entités de Réglage devront disposer, soient à installer et à entretenir par RTE au titre de ses missions de GRT. Ils proposent également de préciser les conditions d'exploitation et de maintenance des compteurs (notamment l'étalonnage du réactif), soit en les intégrant dans les Règles SSY-U, soit en renvoyant à un document de la DTR décrivant explicitement ces opérations.

Réponse RTE *:*

Un compteur est équipé de quatre cadrans et mesure en même temps l'énergie active soutirée, l'énergie active injectée, l'énergie réactive soutirée et l'énergie réactive injectée. Il s'agit du même dispositif de comptage pour l'énergie active et l'énergie réactive. En conséquence, les Règles SSY-U ne définissent pas les modalités de gestion du comptage, celles-ci étant précisées dans le chapitre 4 Comptage des Conditions Générales du CART et dans l'article 4.8 Comptage du chapitre 4 de la DTR, Contribution des utilisateurs aux performances du RPT. Ces deux documents incluent aussi la maintenance et l'exploitation du comptage.

Plusieurs acteurs demandent l'indication sur le pas des points de mesure utilisés pour comptabiliser le réactif injecté ou soutiré.

Réponse RTE *:*

Le pas des points de mesure utilisé est de 5 minutes. Les règles ont été modifiées comme suit : « «WQ» est la somme en valeurs absolues, exprimée en Mvar.heure, des énergies réactives fournies et absorbées au Point de Connexion relevées par les compteurs définis dans l'Annexe 4 ***dont les données mises à disposition sont par pas de 5 minutes.****»*

Deux acteurs souhaitent clarifier ce que RTE prévoit concrètement dans le cas où le compteur n'est plus opérationnel au-delà de 1h. En effet, ils s'interrogent sur la signification des :"valeurs introduites manuellement par RTE à partir des données que RTE pourra fournir", si cela concerne des données mesurées par des appareils RTE, des calculs, etc. ?

Réponse RTE *:*

Si les données issues du comptage ne sont pas disponibles pendant plus d'une heure, les données des télémesures sont alors utilisées. En l'absence totale de données, RTE et le client déterminent ensemble les données à retenir. Ce paragraphe reprend les dispositions du chapitre 4.3.3 « Traitement des données de comptage en cas d'indisponibilité d'une installation de comptage » des conditions générales du CART, concernant les données de remplacement pour l'énergie active dont le principe a été étendue sur l'énergie réactive.

3.2.4 Formules de correction

Dans les cas particuliers où le comptage est implanté dans le poste RPT distant de la centrale, c'est-à-dire à l'extrémité de la liaison de raccordement centrale-poste de propriété RTE, des acteurs souhaitent disposer :

- de la formule de correction utilisée dans ce cas ; est-elle : WQrémunéré = WQmesuré + PertesInductivesligne + PertesCapacitivesligne ? ;
- de la formule détaillant les PertesInductivesligne et les PertesCapacitivesligne dans cette configuration ;
- des valeurs de la réactance Xligne et de la capacité Cligne retenue pour la formule de correction pour chacun des Installations de production concernés.

Réponse RTE *:*

Dans les cas particuliers cités, la formule de correction est : WQrémunéré = WQmesuré + PertesInductivesligne + PertesCapacitivesligne. En effet, n'ayant pas de transformateur entre le compteur et le Point de Connexion, il n'y a pas lieu de corriger par les pertes du transformateur. Cette formule ainsi que les valeurs de la réactance Xligne et de la capacité Cligne de l'actif RTE retenues seront écrites dans le contrat dans l'Annexe 4. Cette formule est déjà prévue par le texte ci-après : « Lorsque le point de comptage est situé sur le réseau RPT soit au-delà de la limite de propriété, les éléments de correction sont ajoutés aux données de comptage comme dans l'exemple ci-dessous :

WQA facturer = WQmesuré + Pertesinductives_transfo + Pertesinductives_ligne + Pertescapacitives_ligne » où Pertesinductives_transfo est à 0.

Dans les formules proposées pour le calcul des pertes transformateurs et pertes lignes, un acteur souhaite que RTE précise pourquoi la tension utilisée est la tension nominale. Il semble plus pertinent d'utiliser une valeur de tension mesurée.

Réponse RTE *:*

RTE confirme que la tension mesurée serait la valeur la plus juste à prendre en compte. Toutefois, les compteurs ne remontent aucune mesure de tension. Les relevés disponibles lorsqu'elles existent proviennent de points éloignés, nécessitant l'application de formules complexes pour en déduire la tension au point considéré. Par conséquent, afin de minimiser les pertes pour le producteur, la tension retenue sera la tension moyenne du réseau issue du tableau ci-dessous, plutôt que la tension nominale.

Le texte des Règles SSY-U a été modifié en remplaçant U_{NOM} par U_{RMOY} défini en fonction de la tension nominale

Tension nominale U_{nom}	*Tension réseau moyen U_{RMOY}*
400 kV	*405 kV*
225 kV	*235 kV*
150 kV	*160 kV*
90 kV	*93 kV*
63 kV	*65 kV*

Concernant les pertes inductives lignes, un acteur demande d'ajouter le coefficient 3 ci-dessous : (même si les 2 coefficients se simplifient mathématiquement et conduisent bien in fine à la même formule de Pertes_inductives_ligne en fonction de X, P, Q et U)

Pertes_inductives_ligne = $3XI^2$

$I^2 = (P^2+Q^2)/3U^2$

Réponse RTE *:*

RTE confirme avoir simplifié mathématiquement dans toutes ses formules de correction.

Un acteur n'a pas compris pourquoi "les pertes actives du transformateur sont négligées "dans le calcul des pertes inductives lignes. Pour lui, s'il y a un transformateur, il y a des pertes.

Réponse RTE *:*

Dans le calcul des pertes inductives lignes, la prise en compte des pertes actives du transformateur ne change le courant qui traverse le transformateur qu'au deuxième ordre et a donc une incidence négligeable sur le volume de pertes réactives du transformateur.

3.2.5 Calcul de la part variable de la rémunération en réglage de tension

Deux acteurs indiquent que la formule de calcul : PVRST = 0,5 × KWQ × WQ est erronée. Selon les acteurs, il est nécessaire de multiplier par 1,5 pour effectuer une majoration de 50% et non de x0,5

Réponse RTE *:*

La formule n'est pas erronée. Lorsqu'une entité de réglage fait du réglage secondaire de tension, il bénéficie à la fois de la rémunération du réglage primaire de tension et de la rémunération du réglage secondaire de tension. Le paragraphe est modifié comme suit afin d'en améliorer sa compréhension par tous :

$$« PV = PV_{hors\ RST} + PV_{en\ RST}$$

$$PV_{hors\ RST} = K_{WQ} \times W_{Q.hors\ RST}$$

$$PV_{en\ RST} = 1{,}5 \times K_{WQ} \times W_{Q.en\ RST}$$

« $PV_{hors\ RST}$ » représente la part variable du réglage primaire de tension hors RST

« PV_{RST} » représente la part variable du réglage secondaire de tension incluant la majoration de 50% »

3.2.6 Reporting sur la rémunération du réglage de tension

Deux acteurs souhaitent une simplification et surtout une clarification des factures transmises par RTE. De fait, les tableaux Excel utilisés jusqu'alors présentent des intitulés de colonne sans définition précise, les formules et les paramètres de calcul y sont masqués. Cela ne permet pas une vérification aisée de la conformité des montants facturés.

Réponse RTE *:*

Les formules de calcul figurent dans les Règles SSY-U, tandis que les formules correctives relatives à l'énergie réactive et leurs paramètres sont précisées dans l'Annexe 4 de l'Accord de Participation. Comme ces éléments sont fixes et générés automatiquement par des outils, leur intégration dans les tableaux Excel n'améliorerait pas leur lisibilité. Au contraire, cela multiplierait le nombre de colonnes en raison des paramètres et des formules associés.

Le tableau Excel étant amené à évoluer, il sera présenté et discuté lors d'un prochain groupe de travail de la CAR.

3.2.7 Rémunération du réglage de tension

Un acteur s'inquiète de la modification des règles de rémunération qui lieraient à la disponibilité non seulement la part variable, mais aussi la part fixe. Or, cette part fixe sert à couvrir des coûts indispensables et incompressibles (équipements, maintenance, systèmes, personnel). En cas d'indisponibilité, l'entité serait ainsi pénalisée deux fois, ce qui mettrait en risque la capacité à couvrir les investissements passés et futurs et créerait une forte incertitude sur la rémunération à long terme.

Réponse RTE *:*

Le taux de disponibilité n'a pas d'impact négatif sur la rémunération de la part fixe lorsqu'on l'observe sur le long terme. Les années où des actions de maintenance renforcée ou des événements fortuits entraînent une disponibilité plus faible peuvent effectivement réduire la rémunération, mais cette baisse est mécaniquement compensée par une rémunération plus élevée les années où la disponibilité dépasse le taux de référence. Ce taux de référence est construit à partir d'un historique suffisamment long pour garantir sa représentativité et limiter les effets de volatilité ponctuelle. Concernant la part variable, il est logique qu'une entité indisponible ne perçoive pas de rémunération lorsqu'elle ne fournit pas de service de réglage effectif de la tension et n'engage pas de

coûts opérationnels associés à cette prestation. Le dispositif reste donc cohérent et proportionné à la réalité du service effectivement rendu.

3.3 Révision des prix

Un acteur suggère d'utiliser un indice de prix plus spécifique au secteur de l'électricité que l'indice des prix à la consommation (IPC), à savoir celui des prix de production de l'industrie française pour le marché français (MIG EBI). Cet indice MIG a le mérite de mieux refléter le coût des matières premières, tel que le cuivre, et des équipements dédiés au réglage de la tension, au premier titre les alternateurs. A titre d'illustration, entre 2015 et 2024, l'indice MIG avait progressé de près de 50% contre seulement 20% pour l'IPC.

Réponse RTE *:*

L'indice MIG EBI intègre les coûts des matières premières industrielles, les prix de l'énergie pour les industriels ainsi que les biens intermédiaires (métallurgie et transformation des métaux). Il reflète en partie les surcoûts d'investissements liés au réglage de la tension supportés par les acteurs. En revanche, il ne couvre pas les dépenses de maintenance et d'exploitation du service de réglage de tension. L'IPC, de son côté, répond à l'objectif d'un indice public plus largement diffusé et reconnu.

3.4 Taux de disponibilité

3.4.1 Calcul du taux de disponibilité d'une entité de réglage

Deux acteurs souhaitent qu'il soit précisé le fait qu'une installation nucléaire arrêtée, notamment le week-end, au titre de l'optimisation économique soit considérée comme disponible dans la mesure où RTE dispose de la faculté d'en maintenir le fonctionnement au moyen de la conclusion d'un Accord Amont du J-1.

Réponse RTE *:*

Il ne nous paraît pas nécessaire d'ajouter cette précision, puisque la mention « soit à l'arrêt et en capacité de fournir un service de réglage de tension à la demande de RTE » l'intègre déjà. Par ailleurs, l'utilisation des données REMIT pour calculer le taux de disponibilité confirme que cet élément est bien pris en compte dans le calcul.

Plusieurs acteurs demandent à RTE de bien prévoir d'exclure/de neutraliser les causes liées soit à l'indisponibilité du RPT soit aux limitations/arrêts (Ordre MA, congestions, prix négatif… et ce, quel que soit le dispositif de rémunération : CR/AO/PPA/marché...) qui restent hors de contrôle du Client, et par conséquent ne doivent pas dégrader le calcul du Taux de disponibilité.

Réponse RTE *:*

Les Règles ont été adaptées comme suit pour prendre ce point en compte : « Ce taux prend en compte les Indisponibilités Programmées et les Indisponibilités Fortuites. Sont exclues de ces deux catégories les indisponibilités résultant de contraintes sur le réseau amont, tandis que les indisponibilités résultant d'un fortuit sur le réseau d'évacuation

y sont incluses. ». Cette précision intègre la disposition relative à l'Indisponibilité Non Programmée provenant du Réseau d'Évacuation, telle que définie à l'article 7.2.2 des Conditions Générales du CART.

Deux acteurs proposent de reformuler le paragraphe suivant :

« 3) Méthode pour la filière hydraulique au fil de l'eau

Pour les entités de la filière hydraulique au fil de l'eau, le taux est calculé à partir de mesure non nulle de production d'énergie active ~~et réactive~~ sur le réseau RTE »

Réponse RTE *:*

RTE accepte la modification proposée. En effet, le taux de disponibilité est déterminé à partir de l'énergie active, et les abattements ainsi que les pénalités viennent réduire la rémunération de l'énergie réactive en cas d'écart de performance sur l'énergie réactive. Les Règles ont été modifiées comme suit : « Pour les Entités de la filière hydraulique au fil de l'eau, le taux est calculé à partir de mesure non nulle de production d'énergie active sur le réseau RTE. »

Un acteur demande quelle méthodologie de détermination du taux de disponibilité est appliqué aux interconnexions en HVDC.

Réponse RTE *:*

La méthodologie de détermination du taux de disponibilité à appliquer aux interconnexions en HVDC est la 4ème méthode qui est celle pour les autres filières (éolienne, photovoltaïque, unité de stockage …). Elle se base sur les données d'énergie active et les offres du Mécanisme d'Ajustement.

Des acteurs souhaitent modifier la méthode du calcul du taux des groupes de la filière hydraulique lac et éclusé qui est basée sur la prévision. Le calcul est réalisé à partir des données de Planning Des Indisponibilités de production Hebdomadaires avec un format uniforme à tous les acteurs, en ne conservant que les indisponibilités de type IND et en excluant les causes RSO (réseau). Pour mieux prendre en compte les avaries, l'un des acteurs suggèrent les données du Planning des indisponibilités journalières et l'autre acteur propose d'utiliser REMIT.

Réponse RTE *:*

RTE partage la difficulté de trouver la méthode efficace pour cette filière et suggère la modification suivante :

« 2. Méthode pour les filières hydrauliques lac et éclusé basée sur les données de programmation d'indisponibilités hebdomadaires périodiques prévues entre les Parties.

Si les installations de cette filière font des déclarations REMIT et/ou des offres sur le MA à la maille de l'Entité de Réglage, ces données sont utilisées pour déterminer la disponibilité de l'Entité de Réglage.

A défaut, le calcul est réalisé à partir des données du Planning Des Indisponibilités de production périodiques prévues dans les contrats entre les parties, en ne conservant que les indisponibilités déclarées par le participant et en excluant celles résultant d'aléas sur le réseau amont. »

3.4.2 Détermination du taux de de référence par filière et sous filière

Plusieurs acteurs estiment que le taux de disponibilité de référence de l'hydraulique éclusé proposé par RTE à 84,5 % n'est pas acceptable pour un acteur qui ne possède qu'une seule installation de ce type. En effet le calcul effectué sur les 10 ans (données disponibles) par RTE est plus faible. Le résultat est de l'ordre de 79 %. Les acteurs contestent donc l'application d'un taux moyenné calculé sur plusieurs installations pour l'acteur qui ne possède qu'une installation. Conformément au calcul, les acteurs proposent un taux de 79% pour les Installations concernés ne possédant qu'une installation de cette filière.

Réponse RTE *:*

Le taux de référence est défini au niveau de chaque filière et s'applique uniformément à toutes les Entités de Réglage qui en relèvent. Il ne peut pas être adapté de façon individuelle en fonction des acteurs. Introduire une différenciation des taux par acteur au sein d'une même filière impliquerait de reproduire ce principe dans toutes les autres filières ; on aboutirait alors non plus à un taux de référence par filière, mais à un taux spécifique par acteur, ce qui n'est pas l'objectif recherché.

Deux acteurs souhaitent ajouter une règle de pondération pour le calcul du taux de disponibilité de référence. Il ne leur paraît pas convenable de ne pas pondérer les installations selon leur plage de réactif ou de puissance active, cela revient à donner trop de poids aux installations de petite taille, ce qui peut ainsi fausser le calcul.

Réponse RTE *:*

Le taux moyen de la filière doit reposer sur le même principe de calcul que celui appliqué au taux de disponibilité d'une Entité de Réglage, c'est-à-dire sans pondération par la puissance active ni par l'étendue de la plage de réactif.

Cette approche est cohérente puisque la capacité de la plage de réactif est déjà intégrée dans la formule de rémunération de la part fixe. Il n'est donc ni nécessaire ni pertinent de la réintroduire dans le calcul du taux de disponibilité.

L'objectif recherché est d'atteindre 100 % de disponibilité pour le réglage de la tension, quelle que soit la capacité de réactif de l'entité de réglage. En effet, la maîtrise de la tension devient un enjeu de plus en plus critique pour la sûreté du système électrique : dans ce contexte, chaque mégavoltampère de capacité réactive compte, et il est

indispensable de pouvoir mobiliser l'ensemble des moyens disponibles, qu'ils soient de petite ou grande taille.

Une approche non pondérée par la puissance active ou la plage de réactif garantit une égalité de traitement entre toutes les installations. En d'autres termes, un petit producteur ne se retrouve pas mécaniquement défavorisé par rapport à un grand, ce qui favorise un cadre réglementaire plus juste et mieux adapté aux réalités du mix électrique actuel, où coexistent des moyens de production de tailles et de technologies très variées.

3.5 Abattements et pénalités

3.5.1 Notification des défaillances

Deux acteurs demandent à ce que les notifications de défaillances incluent le montant de l'abattement, des pénalités mais également la nouvelle rémunération qui en découle.

Réponse RTE *:*

*RTE peut fournir**, à titre indicatif et estimatif**, une évaluation du montant de l'abattement et des pénalités dans l'Annexe 6 en considérant que l'Entité de Réglage est disponible tous les jours d'un mois de 31 jours.*

Impact sur la rémunération : oui/non

Si oui, en date du xx/xx/xx

Estimation de l'abattement pour 31 jours de disponibilité à x€/mois

Estimation de la pénalité niveau 1 pour 31 jours de disponibilité à x€/mois

En revanche, concernant la nouvelle rémunération résultant de l'écart de performance, l'acteur perçoit intégralement sa part fixe, et il demeure difficile d'anticiper la part de rémunération liée à l'énergie réactive encore fournie en réglage de tension, puisqu'elle dépend directement de l'écart de performance constaté.

3.5.2 Les contrôles U5a.b.c et U6

Un acteur souhaite avoir des éclaircissements sur le fondement de l'augmentation des taux d'abattement retenus par RTE pour les contrôles U5a,b,c et U6.

Réponse RTE *:*

L'un des objectifs de ces Règles est de renforcer l'incitation à résorber les situations de défaillance. Jusqu'à présent, les Règles prévoyaient des abattements de 8 % et 16 % en cas de contrôles défaillants sur le Réglage Secondaire de Tension (RST), alors même que le réglage en RST ouvre droit à un bonus de 50 % sur la rémunération de la part variable. L'augmentation des taux d'abattement, passant de 8 % à 16 % puis de 16 % à 25 %, permet de renforcer l'effet incitatif tout en conservant une partie du bonus de 50 % dont bénéficient les Entités de Réglage.

3.5.3 Les abattements

"Lorsque le comptage est réalisé à la maille de l'Installation et non à la maille des Entités de Réglage qui la composent, le PVj de l'Entité de Réglage défaillante est calculé en appliquant à l'énergie réactive mesurée de l'Installation, le ratio entre la plage contractuelle de cette Entité défaillante et la plage contractuelle totale de l'Installation (qui regroupe l'ensemble des Entités de Réglage)." **Les acteurs demandent l'utilisation des compteurs ou télémesures existantes au niveau de l'entité réellement défaillante**, dans la mesure où les autres entités de l'installation peuvent être appelées à compenser la défaillance. Il serait alors infondé d'appliquer un abattement qui intègre la fourniture ou l'absorption de ces entités.

Réponse RTE *:*

RTE confirme que dès lors qu'un compteur est disponible à la sortie d'une Entité de Réglage, ses données sont systématiquement utilisées. En revanche, lorsqu'aucun compteur n'est disponible au niveau de chaque Entité de Réglage de l'Installation, le calcul repose sur l'application d'un ratio sur les données de comptage de l'Installation : celui entre la plage contractuelle du réactif de l'Entité défaillante et la plage contractuelle totale de l'Installation. En effet, les données du comptage sont fiables et conformes aux normes IEC 62053-23 et IEC 62053-24 pour la facturation et la rémunération, comme l'exige la CRE. Les données de télémesure sont moins fiables et ne sont pas conformes aux exigences de facturation et rémunération. Le ratio utilisé représente la participation de l'Entité de Réglage à l'Installation sur les énergies réactives injectées et/ou soutirées.

3.5.4 *Le calcul du plafond des pénalités*

Les acteurs demandent de préciser dans les Règles la méthode de calcul du plafond des pénalités basée sur le la rémunération totale (part fixe et part variable) que le Participant aurait perçue en l'absence de Défaillance, pour l'Entité de Réglage de la Tension, sur une période de 12 mois. Celle-ci doit dans tous les cas être décrite dans les Règles notamment dès lors qu'il s'agit de calculer des montants de pénalités contractuelles.

Certains acteurs suggèrent à RTE d'utiliser la moyenne des données sur les 10 dernières années par exemple (simple et mesurable par les parties) ou d'utiliser l'historique dès lors qu'il existe.

Réponse RTE *:*

RTE ajoute dans les Règles :

« Cette rémunération est déterminée à partir des montants effectivement perçus avant la période de défaillance, en se basant exclusivement sur des mois complets sans écart.

Si la période sans défaillance précédant la défaillance est inférieure à 12 mois, un calcul proportionnel est appliqué à la période disponible afin d'obtenir une rémunération de référence équivalente sur 12 mois. »

3.5.5 *Les pénalités*

Certains acteurs proposent de mettre en place un processus de figeage des pénalités dans l'objectif de mieux prendre en compte des réalités industrielles, qui ne permettant pas la résorption immédiate des écarts de performance. Il peut être en effet contestable que les pénalités continuent de croitre lorsque la solution de mise en conformité ne peut être mise en œuvre immédiatement (par exemple lors de la prochaine visite décennale, à quelques années d'un repowering, d'une maintenance lourde ou de grands travaux, etc…). D'une part, cela priverait les pénalités de leur caractère incitatif. D'autre part, cela traduirait un caractère excessif du montant final des pénalités (le montant des pénalités augmente en raison de la durée de la défaillance alors qu'il est impossible d'effectuer la mise en conformité plus tôt). **Les acteurs proposent donc que les règles de calcul des pénalités prévues à l'article 4.5.4.1 soient figées au moment où est notifiée la date de mise en conformité de l'installation.**

Un acteur propose de supprimer les Pénalités de niveau 3, dans la mesure où le plafond de ces pénalités semblerait excessif et déséquilibré. En effet, le montant des pénalités ainsi calculé apparaitrait manifestement excessif et traduirait un déséquilibre dans la relation contractuelle entre RTE et les Participants, rendant ainsi applicable la qualification de contrat d'adhésion des Règles SSY-U. La présence de cette clause serait susceptible de traduire une disproportion entre le manquement invoqué et la sanction prononcée conduisant ainsi à un déséquilibre significatif entre RTE et le Participant. L'acteur demande ainsi le retour d'un plafond de pénalités se limitant au « niveau 2 » pour toutes les durées d'indisponibilité supérieures à 5 ans.

Un acteur suggère de revoir les pénalités afin qu'elles soient proportionnées au préjudice réel, et non calculées sur une base maximisée. Les modalités actuelles laissent penser que RTE pourrait percevoir des pénalités pour indisponibilité même en l'absence de besoin réel sur le réseau local.

> ***Réponse RTE*** *:*
>
> *Les demandes visant à figer les pénalités à la date de notification et à supprimer le niveau 3 ne sont pas retenues. Le dispositif actuel prévoit déjà une durée de défaillance pouvant aller jusqu'à dix ans, ce qui constitue un délai largement suffisant pour intégrer les contraintes industrielles. Figer les pénalités dès la notification supprimerait l'effet incitatif du mécanisme et romprait la cohérence entre la durée réelle de la défaillance et la pénalité appliquée. Le maintien des pénalités de niveau 3 demeure également justifié : elles assurent une gradation proportionnée entre les différents niveaux de manquement et reconnaissent la spécificité des situations de défaillance prolongée. Un plafonnement limité aux deux premiers niveaux ne permettrait plus de distinguer adéquatement ces situations.*

3.5.6 *Cas de Défaillances de Réglage n'entraînant pas de Pénalités*

Deux acteurs proposent de supprimer la phrase suivante du chapitre de cas des Défaillances de Réglage n'entrainant pas de Pénalités : "A contrario, un Participant qui attend la prochaine visite décennale fixée à plus de 3 ans après le Début de la Défaillance de Réglage pour effectuer la mise en conformité ne peut pas bénéficier de la dérogation définie ci-dessus."

Réponse RTE *:*

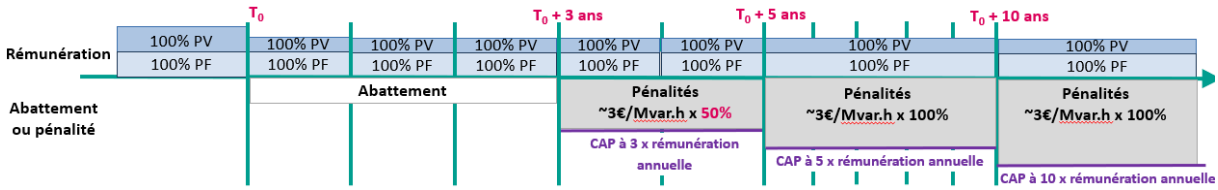
RTE rejette cette demande. En effet, le fait d'attendre la prochaine visite décennale ne découle ni d'une obligation législative ou réglementaire, ni d'une décision d'une juridiction, ni d'une décision émise par une autorité administrative. À ce titre, cette situation ne peut pas être considérée comme un motif de dérogation à l'application des pénalités.

3.5.7 Conséquences financières des Défaillances de Réglage

Pour le tableau qui figure dans le chapitre 4.5.4 - Conséquences financières des Défaillances de Réglage et afin d'apporter une bonne compréhension, un acteur suggère de mettre une légende en ordonnée : pour les 2 premières lignes explicitant qu'il s'agit de la rémunération et pour les autres lignes que ce sont des abattements/pénalités.

Réponse RTE *:*

RTE a mis à jour les Règles en prenant en compte cette suggestion.



3.6 Compensation Synchrone ou Compensation Statique (CS)

3.6.1 Rémunération de la compensation synchrone ou statique

Un acteur demande si le service de Compensation Statique est obligatoire.

Réponse RTE *:*

Le service de compensation statique est un service facultatif, reposant sur le volontariat des acteurs disposant des capacités constructives permettant de réaliser ce service.

Un acteur demande si le bonus de 3 % appliqué sur l'ensemble de la rémunération du service de Compensation Synchrone ou Statique (part fixe + variable) qui ont été présentés en début de cette concertation sont toujours d'actualité.

Réponse RTE *:*

Dans les règles actuellement en vigueur, aucun dispositif de bonus n'est prévu pour la compensation synchrone ou statique. Dans l'objectif de favoriser l'engagement des parcs de production dans la fourniture de compensation statique, l'introduction d'un bonus de 3 % avait été envisagée. Toutefois, ce niveau de bonus a été jugé par les acteurs comme insuffisant pour constituer un signal incitatif pertinent. Par ailleurs, les mécanismes de rémunération associés à la compensation statique ne sont pas encore

suffisamment consolidés. En conséquence, RTE a décidé de ne pas retenir la mise en place de ce bonus à ce stade.

Un acteur demande des précisions sur les parcs éoliens où des éoliennes peuvent injecter et d'autres soutirer, ce qui fait qu'au compteur de l'Installation un fonctionnement soutirage peut apparaitre alors qu'il ne réalise pas de compensation statique.

***Réponse RTE** :*

Les compteurs ou télémesures à la sortie des Entités de Réglages sont utilisés pour caractériser le fonctionnement en compensation statique. Si une Installation est composée de plusieurs parcs éoliens, chaque parc éolien devrait avoir un compteur ou une télémesure qui permet d'identifier les périodes de compensation statique.

3.6.2 *L'activation et la désactivation de la compensation synchrone ou de la compensation statique*

Un acteur nous informe qu'il n'est pas possible en l'état pour certaines installations d'activer et de désactiver le mode de fonctionnement en compensation statique sur demande de RTE, avec un délai de mise en œuvre défini entre le Participant et RTE et inférieur à 15 minutes.

Cela nécessiterait une mise à jour importante des programmes de contrôle des parcs éoliens pour permettre un paramétrage anticipé de 2 modes de fonctionnement différents et rendre accessible une activation/désactivation de la compensation statique sous forme de signal.

Il n'est pas clair :

- si la valeur de désactivation est P=0kW sans hystérésis ? Alors il y aura du bagotage autour de la valeur car à faible production mais forte demande de réactif, l'Installation basculera en P<0 (consommation), arrêtera alors la compensation statique, repassera en production faible, puis reprendra la consigne en Q, etc...

- si une rampe en Q (forme de diagramme PQ en V) est prévue à l'atteinte de la puissance P d'activation/désactivation : pour éviter des sauts de consignes en puissance réactive néfastes au matériel et au réseau.

- s'il est attendu de rendre Q=0kvar au point de livraison en cas de désactivation de la compensation statique. En cas de désactivation de la compensation statique directement au niveau des éoliennes, alors l'effet capacitif des câbles n'est plus compensé. S'il fallait le compenser pour être à Q=0kvar au point de livraison, alors il ne s'agit pas de "désactiver" la compensation statique, mais il s'agit de modifier le comportement de la régulation pour atteindre une nouvelle cible qui serait Q=0kvar ou de modifier le diagramme PQ de l'installation pour réduire les butées à faible puissance.

Pour un parc éolien fonctionnant en RST et en CS, quel comportement le parc doit-il adopter lorsqu'on désactive la CS ? Dans quel cas les désactivations de CS sont-elles envisagées ? Est-ce que ces désactivations sont anticipées comme exceptionnelles ou bien habituelles ?

Réponse RTE *:*

Lorsque RTE sollicite explicitement le service d'activation et de désactivation de la compensation statique auprès de l'acteur concerné, et que celui-ci a accepté cette demande, RTE et l'acteur concerné examinent conjointement les exigences ainsi que les processus techniques nécessaires à sa mise en œuvre.

La désactivation du service de compensation statique signifie que l'entité de réglage n'est pas tenue d'assurer le réglage de tension lorsqu'elle ne produit pas d'énergie active. Elle reste toutefois soumise à l'obligation de neutralité en puissance réactive au point de connexion en l'absence de production d'énergie active, ainsi qu'à l'obligation de réaliser le réglage de tension lorsque le parc repasse en production d'énergie active.

Les périodes d'activation ou de désactivation du service sont communiquées en amont ou en temps réel en fonction du processus technique défini et relèvent d'une pratique courante. Elles sont utilisées en fonction des leviers technico-économiques disponibles, de manière à garantir un réglage de tension optimal pour la collectivité selon les différentes situations rencontrées sur le réseau.

Un acteur demande une clarification sur le calcul de l'annuité de l'investissement initial. Si l'investissement initial est amorti sur la durée de vie de l'installation, cette part fixe n'est pas incitative à réaliser des investissements pour rendre un service de Compensation Statique.

Réponse RTE *:*

La phrase suivante a été ajouté dans le texte des Règles : « Le calcul de l'annuité de l'investissement initial est basé sur la durée d'amortissement comptable de l'investissement*. »*

3.6.3 L'indisponibilité de la compensation synchrone ou de la compensation statique

Deux acteurs souhaitent que soit précisée la notion "d'Indisponibilité de la Compensation Synchrone ou Compensation Statique". S'agit-il de situations où l'installation est disponible, mais la fonction est indisponible, ou englobe-t-elle également les périodes d'indisponibilité de l'installation ? En effet, la part fixe spécifique vise à rémunérer un investissement effectué par le producteur. Or, priver ce dernier de rémunération au titre de la CS, pendant des périodes de maintenance revient à ne pas couvrir l'intégralité de l'investissement, sauf à intégrer, dans cette part fixe une composante visant précisément à couvrir ces périodes de maintenance. Il convient donc de clarifier ce point pour permettre aux acteurs le cas échéant d'intégrer la perte de rémunération pendant les périodes d'indisponibilité dans leurs évaluations des parts fixes.

Réponse RTE *:*

L'indisponibilité de la Compensation Statique ne prend en compte que le cas où l'Installation est disponible mais où la CS est, elle, indisponible. En revanche, si l'Installation elle-même est indisponible, et que la CS l'est donc également, la part fixe des investissements dédiés à la CS reste maintenue. Les Règles sont modifiées comme suit :

Paragraphe 5.5.1 - Défaillance de Réglage

« La notion de Défaillance de Réglage s'applique donc à l'indisponibilité de la fonction Compensateur Synchrone ou Compensateur Statique lorsque l'Entité de Réglage, elle, reste disponible. Elle est nommée par la suite « Défaillance Compensateur Synchrone ou Compensateur Statique ».

En cas de Défaillance Compensateur Synchrone ou Compensateur Statique, le taux d'abattement pour la part fixe propre à la Compensation Synchrone ou Compensation Statique est égale à 100%.

Lorsque l'Entité de Réglage est indisponible et que, par conséquent, la fonction de Compensation Synchrone ou Statique l'est également, la part fixe associée à cette fonction de compensation reste intégralement maintenue.».

3.6.4 *Le remboursement de l'énergie active soutirée pour faire le service de compensation synchrone ou compensation statique*

Deux acteurs demandent que l'indemnisation de l'énergie active soutirée en CS pour les responsables d'équilibre soit calculée sur la base du Prix de Règlement des Écarts Négatifs (PREN) plutôt que sur le Prix SPOT. À défaut, ils proposent que le prix SPOT soit utilisé mais majoré d'un talon. Dans cette seconde option, il avait été convenu en concertation avec RTE que, lorsque le prix spot devient négatif, celui-ci serait corrigé et ramené à 0.

Réponse RTE *:*

RTE confirme que les producteurs assumant la responsabilité d'équilibre doivent bénéficier de la neutralisation des coûts liés au remboursement de l'énergie soutirée. Par ailleurs, au regard des retours transmis par les acteurs disposant de fourniture d'énergie, il a été décidé de maintenir la méthode de cotation long terme actuellement en vigueur. RTE modifie les règles avec les mentions proposées «

Afin de couvrir les coûts supportés par le Participant, l'énergie active soutirée pour permettre le fonctionnement en Compensation Synchrone ou Compensation Statique est remboursée :

- *au prix du règlement des écarts négatifs (PREN) et au pas de temps du prix du règlement des écarts négatifs (t) associé pour les Participants qui sont Responsables d'Equilibres*
- *sur la base d'un prix déterminé annuellement pour les Participants qui ne sont pas responsables d'Equilibre.*
    - *Pour ces derniers, le prix applicable pour l'année N est calculé par RTE en N-1 à partir des prix à terme France pour l'année N (EEX Power Derivatives France) selon la pondération suivante : un tiers du prix pointe (Ppointe) et deux tiers du prix base (Pbase), quelle que soit la filière. Les prix de référence utilisés sont une moyenne des prix à terme pour l'année N de tous les Jours de publication du Mois de novembre de l'année N-1 (EEX Power Derivatives France).*

Pour les Participants qui sont Responsables d'Equilibres :

$$PV_{CS\ base} = \sum_{t=1}^{t=n} (\boldsymbol{WP_{CSt}} \times \boldsymbol{Prix_{tPREN}})$$

Où

- *t représente le pas de temps de fonctionnement en Compensation Synchrone ou Compensation Statique de l'Entité de Réglage (et n est le nombre total de pas de temps en Compensation Synchrone ou Compensation Statique)*
- *WP_{CSt} Énergie active totale soutirée lors du fonctionnement en Compensation Synchrone ou Compensation Statique à laquelle est retranchée l'énergie active dédiée aux auxiliaires pendant le pas de temps t*
- *$Prix_{t\ PREN}$ est le prix PREN du pas de temps t qui est de 15 minutes depuis le 1er octobre 2025.*
- *Dans le cas où le PREN est positif, RTE rembourse le Participant.*
- *Dans le cas où le PREN est négatif, le Participant rembourse RTE.*

Pour les Participants qui ne sont pas Responsables d'Equilibres :

$$PV_{CS\ base} = \sum_{t=1}^{t=n} \left(\boldsymbol{WP_{CSt}} \times \left(\frac{1}{3} \times P_{pointe} + \frac{2}{3} \times P_{base} \right) \right)$$

Où

- *t représente le pas de temps de fonctionnement en Compensation Synchrone ou Compensation Statique de l'Entité de Réglage (et n est le nombre total de pas de temps en Compensation Synchrone ou Compensation Statique)*
- *WP_{CSt} Énergie active totale soutirée lors du fonctionnement en Compensation Synchrone ou Compensation Statique à laquelle est retranchée l'énergie active dédiée aux auxiliaires pendant le pas de temps t¨*
- *P_{pointe} prix pointe*
- *P_{base} prix base*

3.6.5 La part variable technologique

Deux acteurs souhaitent modifier la notion d'« **équipements dédiés** à la fonction de Compensation Synchrone ou de Compensation Statique » en notion d'**« équipements utilisés** pour assurer la fonction de Compensation Synchrone ou Compensation Statique » dans la phrase « La part variable technologique qui couvre l'exploitation et la maintenance des équipements dédiés à la fonction de Compensation Synchrone ou Compensation Statique non

rémunérée par la rémunération du réglage de tension (PVCS Tech). », et modifier **« équipements qui y sont dédiés » en « équipements qui y concourent** ». Cette part variable technologique ne couvre pas seulement l'exploitation et la maintenance des équipements dédiés à la fonction Compensation Synchrone ou Compensation Statique (clutch, dénoyeur), mais également à l'ensemble des coûts variables autres que le TURPE et l'électricité consommée induits par le fonctionnement en Compensateur Synchrone, à savoir : combustible, part des coûts de maintenance de l'installation mobilisés lors du fonctionnement en CS au prorata de l'utilisation en CS.

Réponse RTE *:*

RTE modifie les Règles avec les mentions proposées comme suit :

« La part variable technologique couvre l'exploitation et la maintenance des équipements ~~dédiés~~ utilisés pour assurer la fonction de Compensation Synchrone ou Compensation Statique non rémunérée par la rémunération du réglage de tension (PVCS Tech). »

« La part variable technologique (par démarrage ou par heure de CS) par Entité de Réglage rémunère les éventuels coûts supplémentaires d'exploitation et/ou de maintenance des équipements utilisés pour assurer le ~~dédiés au~~ fonctionnement en Compensation Synchrone ou Compensation Statique et qui ne sont pas couverts par la rémunération du réglage de tension. »

« La sollicitation du service de Compensation Synchrone ou Compensation Statique peut engendrer des coûts de maintenance et d'exploitation supplémentaires des équipements qui y concourent ~~sont dédiés~~ »

3.7 Autres remarques

Dans l'article 3.9.1 – Responsabilité, un acteur souligne qu'il y a une coquille dans la phrase :

« *La Partie qui estime avoir subi un dommage en informe l'autre 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~~ et d'un dommage 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.* »

Réponse RTE *:*

Il s'agit effectivement d'une coquille et nous prenons en compte la remarque de l'acteur afin de faire évoluer la rédaction comme proposé.

Les acteurs remercient RTE d'avoir fait évoluer le projet de nouvelles Règles SSY-U en tenant compte des différents échanges avec les acteurs.