Le réseau de transport d'électricité

GT Producteurs et Stockeurs

12 février 2026

Présentation externe

Copyright RTE – 2021. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

SOMMAIRE

Actualités

Convention d'Exploitation et de Conduite producteurs/stockeurs
Nouveau CART producteurs/stockeurs

Sommaire

1. **Concertation S3RENR**
2. **Bilan de la consultation SAS**
3. **Bilan de la consultation Services Système Tension**
4. **Indemnisation des systèmes de stockage par batteries**

Convention d'Exploitation et de Conduite (ConvEx)

A venir, lors du GT Producteurs & Stockeurs du 12 mars 2026

➔ Présentation de la mise à jour de la trame de ConvEx d'une Installation de production, qui deviendra la

Convention d'Exploitation et de Conduite
d'une Installation composée d'installations de production et/ou de stockage

Cette mise à jour :

- S'inscrit dans la démarche de simplification du corpus contractuel du raccordement et de l'accès au réseau, dont un panorama complet vous a été présenté lors du GT Producteurs & Stockeurs du 10 décembre 2025
- Reprend à l'identique certains éléments de la ConvRac à durée limitée, dont le dossier technique de l'Installation
- Ajoute les installations de stockage dans le champ d'application de cette ConvEx
- Apporte certaines précisions propres à l'exploitation et à la conduite des Installations de production et/ou de stockage
- Remplace le Code Général des Manœuvres (CGM) par le Document d'Interface Exploitation Conduite des Réseaux de Transport (DIECRT)
- N'apporte pas d'évolutions sur la forme de la ConvEx d'une Installation de production en vigueur

Actualités

Planning prévisionnel de mise en œuvre de la ConvEx

GT Producteurs et Stockeurs

du 12 mars 2026	➔ Présentation détaillée des évolutions proposées
Courant mars 2026	➔ Mise en consultation de la nouvelle trame sur le site concerte.fr pour 4 semaines
Juin 2026	➔ Bilan de consultation, information de la CRE et publication en DTR de la nouvelle trame

Actualités concernant le CART Producteur et stockeur

- ➔ Approbation de la trame type de CART P&S par la CRE le mardi 10 février.
- ➔ Déploiement via la publication en DTR dès la parution de la délibération de la CRE.
- ➔ Envoi de notifications aux clients titulaires d'un CART producteur pour les informer.

1 Concertation S3REnR

Renoncement à la mutualisation – rappel règlementaire

- Rappel de la philosophie poursuivie avec l'extinction des adaptations : l'arbitrage côté producteur consiste à **patienter jusqu'à la complétion d'une révision ou à financer seul des ouvrages** qui auraient eu vocation à être mutualisés.
- **Cet arbitrage doit néanmoins être encadré** pour ne pas mettre en péril le fonctionnement des schémas : il s'agit notamment d'éviter la concurrence entre ouvrages financés par le producteur et ouvrages mutualisés
- Par ailleurs, **pour éviter les effets d'aubaine, le code de l'énergie prévoit explicitement qu'hors coût des ouvrages propres, aucun producteur EnR ne peut payer moins que la quote part unitaire en vigueur * puissance à raccorder.**
- Lorsqu'il n'est pas possible de solutionner une demande de PTF en se basant sur les capacités réservées du schéma, par défaut, le délai d'instruction de la PTF est suspendu à moins que le producteur ne sollicite un renoncement à la mutualisation.

D 321-20-2

Le « renoncement à la mutualisation » sur demande du producteur

Les gestionnaires des réseaux publics proposent la solution de raccordement de référence sur le poste le plus proche, minimisant le coût des ouvrages propres définis à l'article D. 342-22 et disposant d'une capacité réservée(…) qui soit suffisante pour satisfaire la puissance de raccordement demandée. (…) Si aucune solution de raccordement ne répond à ces conditions, ***le délai de traitement d'une demande de raccordement prévu par les documentations techniques de référence des gestionnaires des réseaux publics d'électricité est suspendu jusqu'à révision du schéma*** *dans les conditions prévues aux articles D. 321-20-1 à D. 321-20-5. (…)*

Toutefois, sur demande du producteur, le gestionnaire de réseau peut proposer une offre de raccordement qui inclut le financement d'ouvrages non prévus au schéma et nécessaires au raccordement*, conformément à l'article L. 342-14 ; dans ce cas, il propose la solution de raccordement qui minimise la contribution dont le producteur est redevable au titre de ce même article.*

D 342-22

Encadrement financier des offres de type renoncement à la mutualisation pour éviter les effets d'aubaine

(…) En application de l'article L. 342-14, lorsque les ouvrages nécessaires au raccordement d'une installation de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables, autre que les ouvrages propres, ne sont pas prévus par le schéma, ***la part de la contribution portant sur les ouvrages créés et renforcés mentionnés à ce même article ne peut être inférieure au produit de la puissance à raccorder de l'installation de production par la quote-part unitaire du schéma ou du volet géographique****.*

Les conditions pour bénéficier d'une offre avec renoncement à la mutualisation

- **Un renoncement à la mutualisation se justifie lorsqu'en l'état de la file d'attente au moment de l'instruction de la demande de raccordement** :
  - ✓ pas de possibilité de proposer une solution de raccordement sur un poste existant ou à créer de la version de schéma en vigueur et d'attribuer de la capacité réservée pour la puissance de raccordement demandée par le client;
  - ✓ Lorsqu' une solution de raccordement reposant sur l'attribution de capacité réservée est très dégradée donc inacceptable (ouvrage propre très long pour viser un poste avec suffisamment de capacité réservée), le renoncement à la mutualisation n'a de sens que s'il permet de diminuer l'ensemble de la contribution financière du demandeur du raccordement

- **Les demandes de raccordement non prioritaires déposées pendant la période de priorisation ne sont pas éligibles au renoncement à la mutualisation** si, à l'issue d'une étude exploratoire, ou en cours d'instruction de PTF, RTE identifie la **possibilité d'un raccordement avec attribution de capacité réservée.**

- **Les offres avec renoncement à la mutualisation ne seront pas proposées sur la période située entre la fixation de la capacité globale de raccordement par le préfet du schéma à réviser et la mise à disposition de la version de schéma V0 en consultation**: en effet sur cette période, il y a un risque que ces offres désoptimisent le schéma en cours de révision.

- **Ne sont pas éligibles à l'établissement d'offre de raccordement avec renoncement à la mutualisation :**
  - ✓ **Les solutions de raccordement sur poste à créer :**
  - ✓ **Les solutions de raccordement anticipée avec limitation temporaire à charge du demandeur du raccordement**

- **Les études exploratoires ne sont pas obligatoires. Toutefois, il est préférable qu'une étude exploratoire soit réalisée au préalable lorsque le producteur envisage un renoncement à la mutualisation,** afin de vérifier les conditions précitées, et notamment, **d'éviter les déboursements dans le cadre du principe de la PTF prépayante :**
  - ✓ s'il y a peu de chance que le client accepte l'offre vu de son consentement à payer
  - ✓ si la demande intervient pendant la période de priorisation, qu'elle porte sur une installation ne bénéficiant pas de la priorité d'instruction, mais pour laquelle une solution de raccordement s'appuyant sur les capacités réservées du schéma existe néanmoins

Renoncement à la mutualisation et schéma complet

- **Le schéma complet** est l'un des cas de figure dans lesquels il n'existe pas de solution de raccordement permettant de satisfaire la puissance de raccordement demandée en s'appuyant sur les capacités réservées, puisque celles-ci sont épuisées.
- Dans cette situation, le producteur est amené à faire l'arbitrage précédemment évoqué : attendre l'entrée en vigueur d'un schéma révisé ou financer seul des ouvrages.
- La notification de situation de complétude d'un schéma est :
  - ✓ envoyée par courrier aux parties prenantes qui sont identifiées comme intéressées par le suivi du schéma
  - ✓ Publiée sur le site internet du S3R régional
  - ✓ Indiquée sur Caparéseau sur l'interface de consultation des caractéristiques d'un poste de la région dont le schéma est complet
- **La notification de la situation de complétude n'est pas effectuée en temps réel**: en effet, s'assurer de la complétude nécessite un temps de rebouclage entre gestionnaires de réseau

D 342-22-2

Suppression de la possibilité d'émettre des PTF HTB en cas de schéma complet (ancien « régime de saturation »)

Les producteurs dont les installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables entrent dans la file d'attente ***en vue de leur raccordement au réseau public de distribution*** *alors que la totalité de la capacité globale de raccordement du schéma en vigueur a été attribuée sont redevables de la quote-part définie par ce schéma.*

Etat des lieux à fin janvier 2026 en région

Complétude du schéma déjà notifiée	Complétude du schéma à notifier	Complétude du schéma proche
IDF, Normandie	Grand Est	Centre Val de Loire, Nouvelle Aquitaine

Traitement des demandes de raccordement lorsque le schéma en vigueur est complet ou proche de la complétude

RTE propose d'appliquer les principes suivants lorsque la complétude du schéma a été officiellement notifiée, ou que sans être notifiée, la complétude du schéma est trop proche pour honorer une demande de raccordement pour une installation EnR seule, ou avec stockage et/ou consommation.

	Traitement demandes études exploratoires	Traitement demandes PTF
Offre reposant sur les capacités réservées	• ***Avant la mise en consultation du projet V0 du schéma révisé*:** ✓ **Les clients sont invités à attendre et à redéposer leur demande au plus tôt après la mise en consultation du projet V0 de schéma révisé** s'ils souhaitent disposer d'une étude de solution de raccordement reposant sur des capacités réservées • ***Après la mise en consultation du projet V0 du schéma révisé*** : ✓ étude réalisée en se projetant sur les capacités réservées futures ✓ la solution peut être invalidée, non seulement par les entrées en FA, comme pour une étude « classique », mais également selon les arbitrages de planification qui pourraient intervenir d'ici l'entrée en vigueur du schéma révisé ✓ une demande de PTF ne pourra pas être faite immédiatement pour espérer sécuriser la solution envisagée. Cela ne sera possible qu'après que le schéma révisé est entré en vigueur, éventuellement après un an d'attente si l'installation n'est pas prioritaire à l'instruction.	✓ RTE est susceptible d'indiquer, soit dans les 8 jours suivant le dépôt de la demande, soit en cours d'instruction, que le schéma est désormais complet ou trop proche de la complétude pour honorer la puissance demandée. Le client est invité à redéposer sa demande une fois le schéma révisé entré en vigueur, dans le respect du droit de priorité d'instruction. Le client sera alors remboursé du forfait pré-payant, même si le délai de rétractation est dépassé. ✓ **Si le client souhaite maintenir sa demande en vue de bénéficier d'une offre qui s'appuie sur des capacités réservées, le délai d'instruction est suspendu**, et après l'entrée en vigueur du schéma révisé, dans le respect du droit de priorité d'instruction. **RTE conserve les 42 k€.**
Offre avec renoncement à la mutualisation	✓ traitement dans les délais usuels. **Pour rappel, le coût du raccordement ainsi estimé est susceptible d'être très élevé car RTE est légitime a faire financer au client le renforcement.** ✓ une demande de PTF ne pourra pas être faite immédiatement pour espérer sécuriser la solution envisagée dans la période **entre la fixation de la capacité globale de raccordement du schéma à réviser et la mise en consultation du projet V0 de schéma révisé**	Pendant la période **entre la fixation de la capacité globale de raccordement du schéma à réviser et la mise en consultation du projet V0 de schéma révisé**, **aucune demande de PTF avec renoncement à la mutualisation ne sera acceptée**. RTE l'indique dans les 8 jours suivant le dépôt de la demande afin que le client puisse se rétracter, et redéposer sa demande une fois la V0 mise en consultation

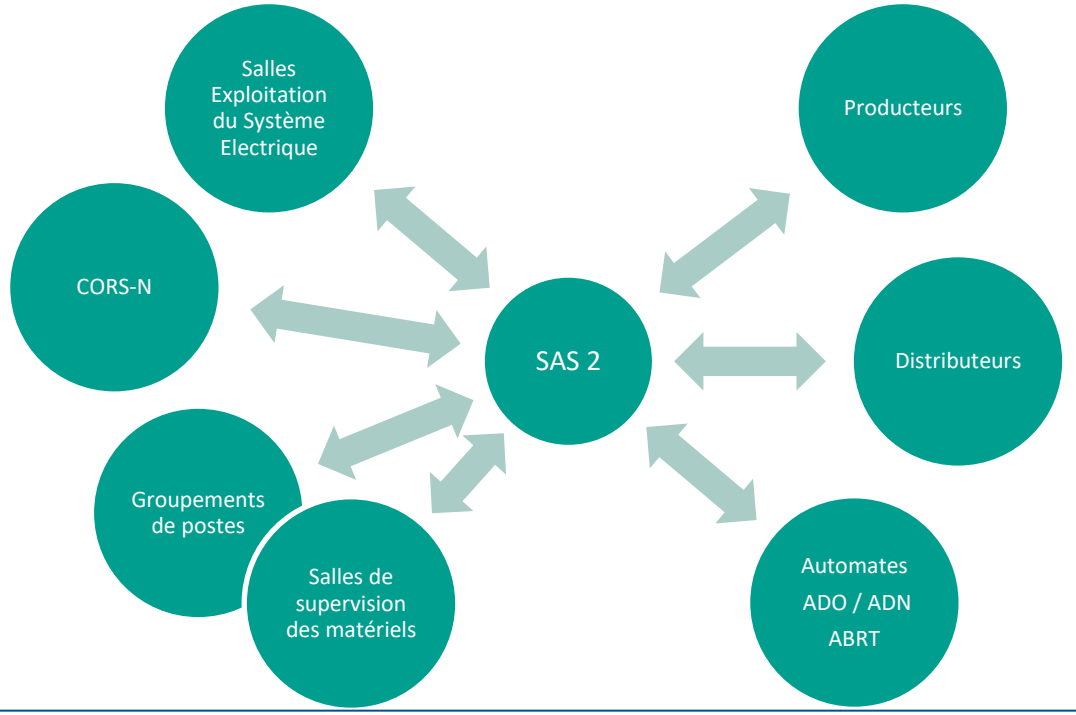
2 Bilan de consultation SAS

Projet SAS 2 : adapter et moderniser le SAS

- **L'objectif du projet SAS 2 est de renouveler l'outil SAS** pour adapter le dispositif de sauvegarde aux changements d'organisation actuels et futurs, tout en respectant les normes de cybersécurité.

- La consultation avait pour objectif de présenter les spécifications techniques du matériel nécessaire pour accéder au nouvel outil SAS.

Le futur SAS 2 : un outil centralisé hébergé en Datacenter



Bilan de consultation SAS 2

- **Choix du navigateur Firefox**

  Le projet travaille pour la mise en œuvre de nouveaux navigateurs. RTE est conscient de la difficulté pour les clients et met tout en œuvre pour que l'application SAS soit disponible sur d'autres navigateurs. A ce jour, seul Firefox permet de gérer les bascules invisibles entre les serveurs qui hébergent l'application SAS 2.

- **Mise à jour du poste de travail par clef USB ou carte réseau spécifique**

  L'utilisation d'une seconde interface réseau (qui n'a de sens que si elle est connectée à un réseau dédié séparé) réservée aux flux d'administration (dont les mises à jour font partie) est une best practice, notamment mentionnée par l'ANSSI. Pour RTE, c'est une recommandation.

  Il n'y a donc pas d'exigence pour l'utilisation d'un LAN dédié (en plus du LAN de « production » CRPT/Nordic), c'est simplement une recommandation d'architecture classique de séparation des réseaux, comme nous l'appliquons aujourd'hui à nos propres PO industriels.

  La seule exigence imposée par RTE : Pas d'accès direct des postes SAS2 à Internet, ou au réseau « d'entreprise » ou « bureautique » pour les mises à jour OS/sécurité/AV. Ces flux doivent être filtrés/routés par un Pare-Feu.

  La spécification SAS 2 sera mise à jour avec ces éclaircissements.

Bilan de consultation SAS 2

- **Approvisionnement des ordinateurs nécessaires au déploiement de SAS 2 / planning de déploiement**

  Le projet de déploiement du SAS commencera en 2027 et durera environ 6 mois. Le matériel nécessaire est standard et n'a pas de particularité faisant penser que son approvisionnement soit compliqué. Les sites concernés pourront échanger sur le planning de déploiement à l'été 2026.

- **Traçabilité des utilisateurs**

  Les installations devront répondre aux contraintes de cybersécurité. Ainsi, les clients seront responsables d'assurer la traçabilité physique des utilisateurs POUVANT accéder à tout instant à l'application SAS 2 et de la sécurité du matériel.

  Il ne s'agit pas de connaitre à tout instant les utilisateurs qui se connectent à l'application SAS2.

Bilan de consultation SAS 2

- **Solution d'alarme sonore**

  Le lien pour la solution d'alarme est reprécisé ici : Contrôleurs PFC200 (750-8212/040-000) | WAGO FR

  Le terme « organisation » correspondant à « la limitation de "maximum 3 boîtiers d'alarming sonore par organisation » définit le centre de conduite du client.

- **Horodatage**

  Le client léger SAS2 sera synchronisé directement sur les serveurs SAS 2. L'outil SAS 2 n'utilisera pas la synchronisation utilisée actuellement par le SAS. RTE ne demande pas de synchronisation NTP du poste par les serveurs SAS2.

- **Disponibilité** :

  Il y a une interrogation sur la pertinence du paragraphe "3.5 Disponibilité" dont le contenu concerne davantage les RGE SAS que le document de spécifications matériel.

  RTE fera une mise à jour de la spécification avec une modification du § pour renvoyer vers les RGE/CDC TCD.

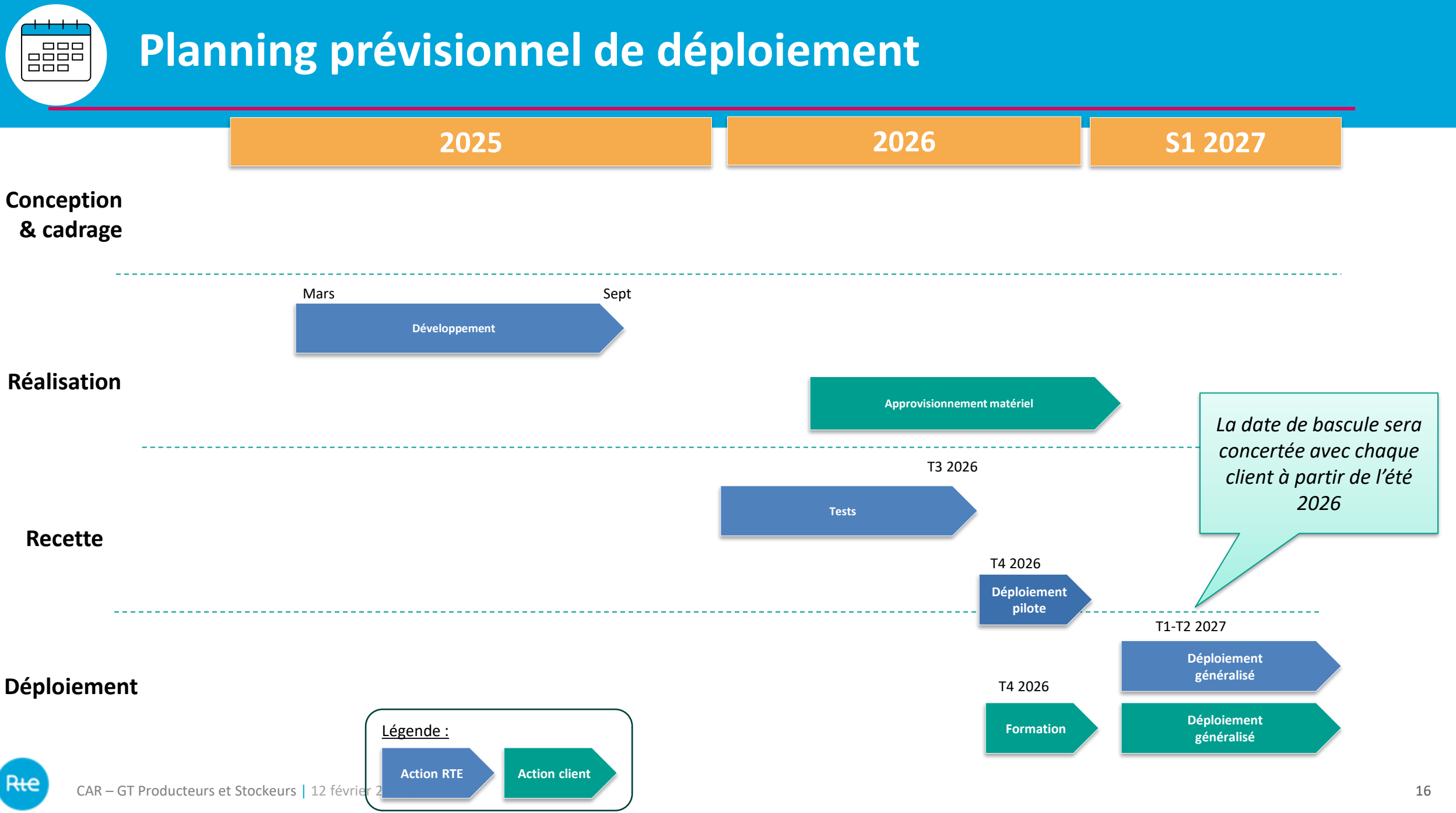
Bilan de consultation SAS 2

- **Participation des clients à la rédaction des spécifications / délai de réponse aux sollicitations SAS**

  L'outil SAS est un dispositif propriété de RTE conçu pour répondre aux enjeux de sûreté du réseau de transport d'électricité. Le SAS 2 a été développé spécifiquement pour accompagner ces besoins. Des évolutions restent envisageables : les utilisateurs sont invités à partager leurs propositions d'amélioration, que RTE s'engage à étudier avec attention.

  La consultation actuelle ne visait pas des règles métier mais uniquement l'interface d'accès aux messages SAS. Il n'est donc pas prévu de revenir sur les délais mise en œuvre des sollicitations SAS (5min).

Planning prévisionnel de déploiement



Planning de consultation



Concertation

Consultation

Bilan de consultation
(Saisine CRE pour information)

3 Services Système Tension

Présentation du bilan de consultation

Remarques générales

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.

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.

Maintien des principes soumis à consultation

Souhait de 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

Texte des règles services système tension modifié

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. »

Remarques générales

Demande d'introduction de clauses contractuelles de révision périodique, permettant d'ajuster les éléments déclarés en fonction des évolutions observées. Ces réajustements offriraient la possibilité de tester des capacités supplémentaires et de mettre à jour les niveaux de disponibilité, susceptibles d'évoluer rapidement.

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
Maintien des principes soumis à consultation

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.

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.
Maintien des principes soumis à consultation

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.

Dans cette concertation et consultation publique, il n'y a pas de remise en cause de la méthodologie actuellement en vigueur.
Maintien des principes soumis à consultation

Réglage de tension - Définitions

Suggestion 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.

Texte des règles services système tension modifié

«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

Suggestion 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.

Texte des règles services système tension modifié

« 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 »

Proposition 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"

La proposition a été acceptée.

Texte des règles services système tension modifié

«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.»

Réglage de tension

Modification de la 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

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.**»

Estimation 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

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 afin d'en améliorer sa compréhension par tous :

Texte des règles services système tension modifié : « $PV = PV_{hors\ RST} + PV_{en\ RST}$

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

$$PV_{en\ RST} = 1{,}5 \times KWQ \times WQ_{.en\ RST}$$

« $PV_{hors\ RST}$ » 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% »

Réglage de tension - Comptage

Demande que les **compteurs d'énergie réactive** (permettant également le comptage de l'énergie active), dont les entités de réglages 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.

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.

Maintien des principes soumis à consultation

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

Le pas des points de mesure utilisé est de 5 minutes. Les règles ont été modifiées

Texte des règles services système tension modifié

««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. »

Clarification sur ce que RTE prévoit concrètement dans le cas où le compteur n'est plus opérationnel au-delà de 1h. En effet, il y a une interrogation 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. ?

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.

Maintien des principes soumis à consultation

Formules de correction de l'énergie réactive lorsque le compteur n'est pas au point de connexion

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 sites de production concernés.

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.

Maintien des principes soumis à consultation

Concernant les pertes inductives lignes, 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)

$Pertes_inductives_ligne = 3XI^2$

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

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

Maintien des principes soumis à consultation

Formules de correction de l'énergie réactive lorsque le compteur n'est pas au point de connexion

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.

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'ils 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.

Texte des règles services système tension: remplacement de U_{NOM} par U_{RMOY} qui est défini en fonction de la tension nominale

« U_{RMOY} la tension moyenne du réseau définie dans le tableau»

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

Demande de compréhension sur 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.

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.

Maintien des principes soumis à consultation

Réglage de tension

Reporting sur la rémunération du réglage de tension
Souhait d'une simplification et surtout d'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.

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.
Maintien des principes soumis à consultation

La modification des règles de rémunération lierait 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

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.
Maintien des principes soumis à consultation

Réglage de tension – révision des prix

Révision des prix

Suggestion 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.

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.

Maintien des principes soumis à consultation

Taux de disponibilité – calcul du taux de disponibilité

Souhait qu'il soit précisé le fait qu'une installation nucléaire arrêtée, typiquement 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 d'un accord amont du J-1.

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.

Maintien des principes soumis à consultation

Demande à RTE de bien prévoir d'exclure/de neutraliser les causes liées soit à l'indisponibilité du réseau soit aux limitations/arrêts (Ordre MA, congestions, prix négatif…quelques 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

Texte des règles services système tension modifié

«Ce taux prend en compte les Indisponibilités Programmées et les Indisponibilités Fortuites. **Sont exclues de ces deux catégories les indisponibilités résultant de contraintes du réseau, 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.

Proposition 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 »

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. »»

Taux de disponibilité

Souhait de modifier la méthode du calcul du taux des groupes de la filière hydraulique lac et éclusé qui est basé 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.

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 à partir des données de programmation d'indisponibilités hebdomadaires périodiques prévues entre les Parties
Si les groupes 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 et en excluant celles pour cause réseau. »

Estimation 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), et par RTE également, 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 sites concernés ne possédant qu'une installation de cette filière.

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 ajusté en fonction des acteurs individuellement. 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.

Maintien des principes soumis à consultation

Taux de disponibilité

Demande quelle méthodologie de détermination du taux de disponibilité est appliqué aux interconnexions en HVDC

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 de production d'énergie active et les offres du Mécanisme d'Ajustement.

Maintien des principes soumis à consultation

Taux de disponibilité

Souhait d'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

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.

Maintien des principes soumis à consultation

Part Fixe: définition du taux de disponibilité

Mise à jour de taux pour l'hydraulique

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Taux Cible
Nucléaire basé sur le kd REMIT	80,6%	72,2%	73,0%	74,3%	72,2%	66,3%	70,1%	56,5%	63,4%	69,9%	71,2%
Thermique basé sur le kd REMIT	80,8%	82,8%	86,0%	82,0%	84,3%	79,3%	76,2%	74,9%	70,0%	75,8%	80,1%
Eolien onshore						90,7%	85,4%	84,9%	85,3%	83,7%	85,3%
Eolien offshore									88,8%	92,4%	90,6%
Solaire						49,6%	36,3%	41,9%	41,3%	40,0%	41,3%
Batterie								79,2%	74,0%	83,3%	79,2%
HVDC									98,2%	73,7%	86,0%
Hydraulique Fil de l'eau	63,0%	66,5%	56,8%	64,0%	65,5%	66,5%	69,6%	63,2%	69,1%	74,0%	66,0%
Hydraulique Lac			81,8%	81,9%	80,3%	84,0%	81,3%	81,0%	76,6%	75,8%	81,1%
Hydraulique Eclusé			80,7%	80,3%	84,3%	83,7%	76,2%	82,3%	80,9%	77,8%	80,8%

Part Fixe: définition du taux de disponibilité

Mise à jour de taux pour l'hydraulique

La filière dont le calcul est basé sur les données de production d'énergies actives et réactives hors période de compensation synchrone car l'hydraulique fil de l'eau ne fait pas d'offres sur le MA. Le calcul est basé sur les heures rémunérées pour le réglage de tension sur les années passées hors compensation synchrone

- Hydraulique au fil de l'eau à ~~**65,6%**~~ **66,0% (Révision du périmètre des groupes concernés)**

Les filières dont le calcul est basé soit sur les données REMIT si elles sont disponibles par entité de réglage sinon les données de programmation périodique définie entre le Participant des règles et RTE auxquelles on a enlevé toutes les causes RSO (réseau qu'on assume être nos placements d'indisponibilité pour le groupe)

Mise à jour des données liées à la modification de la méthodologie

- Hydraulique Lac à ~~**80,6%**~~ **à 81,1%**
- Hydraulique Eclusé à ~~**84,5%**~~ **à 80,8%**

Défaillances de réglage

Notification de défaillance
Demande à ce que les notifications de défaillances incluent également le montant de l'abattement, de la pénalité mais également la nouvelle rémunération qui en découle

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

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

Contrôles des défaillances de réglage
Souhait d'avoir des éclaircissements sur le fondement de l'augmentation des taux d'abattement retenus par RTE pour les contrôles U5a,b,c et U6

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.

Maintien des principes soumis à consultation

Abattements et Pénalités

« 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). »
Demande d'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.

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.
Maintien des principes soumis à consultation

Calcul du plafond des pénalités
Demande de précision dans les règles la méthode de calcul du plafond des pénalités basé 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 défaillante exigible sur une période de 12 mois. Celle-ci doit dans tous les cas être décrite dans les règles notamment des lors qu'il s'agit de calculer des montants de pénalités contractuelles. Certains acteurs suggèrent à RTE d'utiliser la moyenne des données passées sur les 10 dernières années par exemple (simple et mesurable par les parties), utiliser l'historique dès lors qu'il existe.

Texte des règles services système tension modifié
«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. »

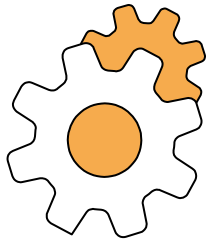
Pénalités

Proposition de mettre en place un processus de figeage des pénalités dans l'objectif de mieux prendre en compte des réalités industrielles 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 ou d'une maintenance lourde ou de grands travaux, etc.) : cela prive d'une part les pénalités de leur caractère incitatif à notifier RTE au plus tôt la date de mise en conformité et d'autre part cela traduit un caractère excessif du montant final des pénalités qui entache ainsi leur validité (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 de l'article 4.5.4.1 soient **figées à la date de notification de la mise en conformité par le participant dûment justifiée.**

Proposition de supprimer les Pénalités de niveau 3. Le plafond cette pénalité semble excessif et déséquilibré en ce qu'il est la concrétisation de la décorrélation entre la rémunération du service rendu et de sa valeur. En effet, le montant de la pénalité ainsi obtenu apparait manifestement excessif et traduit le déséquilibre de la relation imposé par RTE subi par les Producteurs dans ce contrat d'adhésion que les producteurs sont contraints de L'acteur demande ainsi le retour au plafond de pénalité antérieur, se limitant au niveau 2 pour toutes les durées d'indisponibilité supérieures à 5 ans.

Suggestion de revoir la pénalité afin qu'elle soit proportionnée au préjudice réel, et non calculée 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.

En cours d'instruction



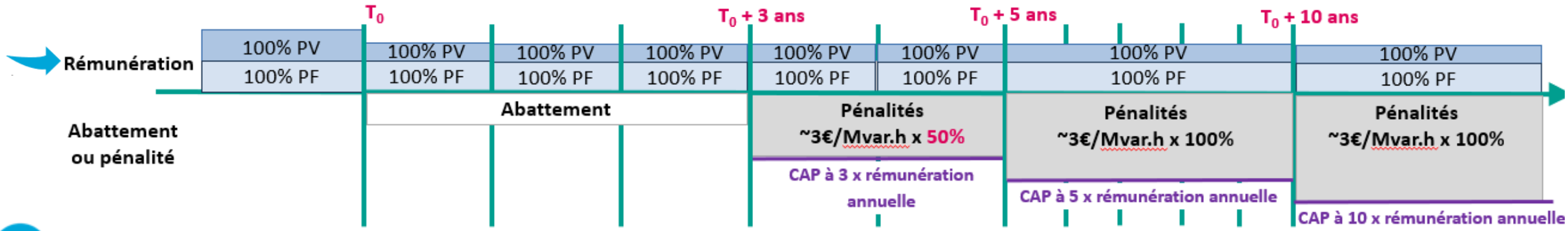
Défaillances de réglage

Cas de Défaillances de Réglage n'entraînant pas de Pénalités
Proposition 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."

RTE rejette la demande. En effet, le fait d'attendre la prochaine visite décennale ne découle ni d'une obligation législative ou réglementaire, ni d'une décision judiciaire, 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
Maintien des principes soumis à consultation

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

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



Compensation Synchrone ou Compensation Statique

Demande si la compensation statique est obligatoire

Le service de compensation statique est un service facultatif, reposant entièrement sur le volontariat des acteurs impliqués

Maintien des principes soumis à consultation

Demande si le bonus de 3 % appliqués sur l'ensemble de la rémunération de la compensation synchrone ou compensation statique (fixe + variable) qui étaient présentés sont toujours d'actualité

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.

Maintien des principes soumis à consultation

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 n'y a pas de compensation statique.

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.

Maintien des principes soumis à consultation

Evolution du système électrique

Compensation Synchrone ou Compensation Statique – activation et désactivation du service

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

Il ne semble 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, le site 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 bûtées 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 ?

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.

Maintien des principes soumis à consultation

Compensation Synchrone ou Compensation Statique – Part Fixe dédiée CS et indisponibilité CS

Demande d'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 très incitative à acheter l'option CS

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. »

Souhait 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 un premium 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.

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. Cependant la part fixe des investissements non dédiés à la CS n'est pas maintenue. Les règles ont été 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 ~~ou d'Indisponibilité de la Compensation Synchrone ou Compensation 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.

Compensation Synchrone ou Compensation Statique

Demande 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.

Acceptation de la demande : RTE propose deux options: le PREN pour les Participants qui sont aussi Responsables d'Equilibre et le SPOT capé à 0 si le prix SPOT est négatif pour les autres

Pour ceux qui seront au PREN:

- RTE rembourse le participant en cas de PREN positif
- Le participant rembourse RTE en cas de PREN négatif

Pour les producteurs disposant d'un contrat de fourniture d'énergie, merci de nous transmettre votre position vis-à-vis de cette proposition avant le 20/02/2026 par mail à wings.yeun@rte-france.com.

Sans réponse de votre part à cette date, les options PREN et SPOT seront automatiquement retenues.

Compensation Synchrone ou Compensation Statique

Souhait de modifier « **équipements dédiés** à la fonction de Compensation Synchrone ou de Compensation Statique » en « **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 autre 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

RTE modifie les règles avec les mentions proposées.

« La part variable technologique qui couvre l'exploitation et la maintenance des équipements ~~dédiés~~ utilisés pour assurer à 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~~ »

Mise à jour des paramètres de rémunération

Formule de révision: $Kt_n = 1 + IPC_{n-1}$

Actualisation des paramètres à partir des indices de prix de 2024 à 2026, afin de permettre une application simplifiée de la formule de révision en 2027

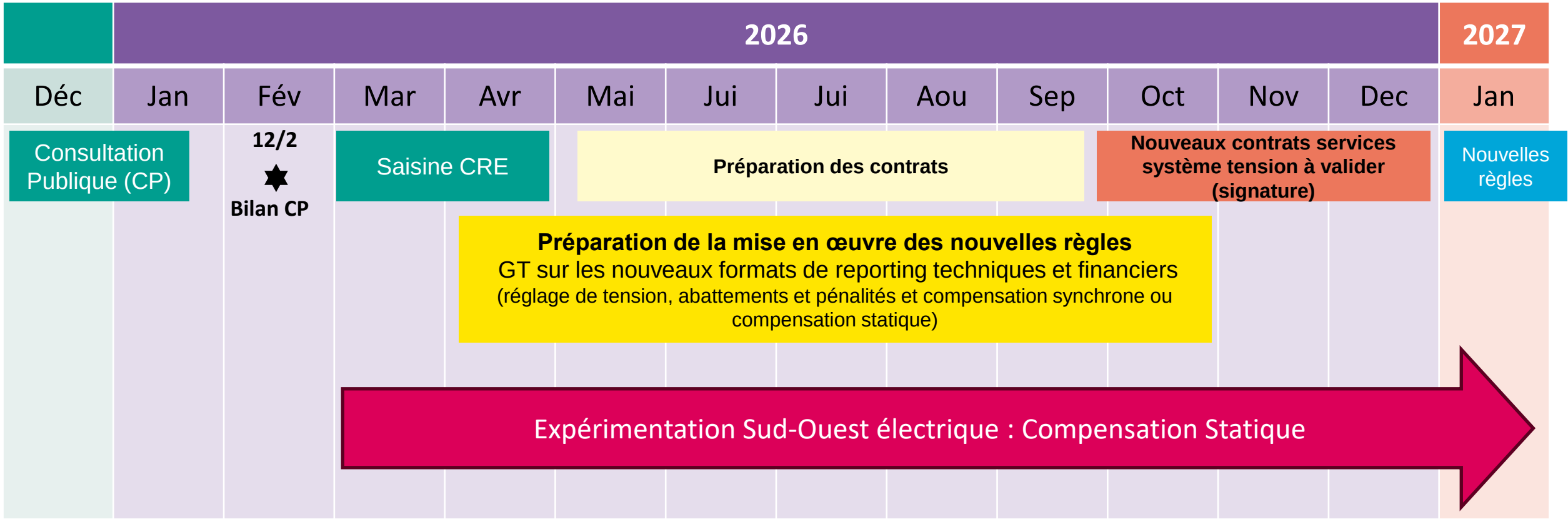
- **Paramètre de rémunération part fixe du réglage de la tension K_{PF}**
  - En 2024 Règles actuelles : 657,4€/Mvar/an → Nouvelles règles K_{PF} 2024 : 612€/Mvar/an
  - En 2026 Règles actuelles : 644,7€/Mvar/an → **Nouvelles règles K_{PF} 2026 : 600,2€/Mvar/an**

- **Paramètre de rémunération part variable du réglage de la tension K_{WQ}**
  - En 2024 Règles actuelles : 0,02932 €/Mvar/demi-heure de fonctionnement → Nouvelles règles K_{PV} 2024 : 0,30443€/Mvar.h
  - En 2026 Règles actuelles : 0,02876 €/Mvar/demi-heure de fonctionnement → **Nouvelles règles K_{WQ} 2026 : 0,29862€/Mvar.h**

Formule de mise à jour des paramètres: $K_{PF_n} = Kt_n \times K_{PF_{n-1}}$ et $K_{WQ_n} = Kt_n \times K_{WQ_{n-1}}$

Planning externe

Planning de consultation publique et mise en œuvre des nouvelles règles services système tension



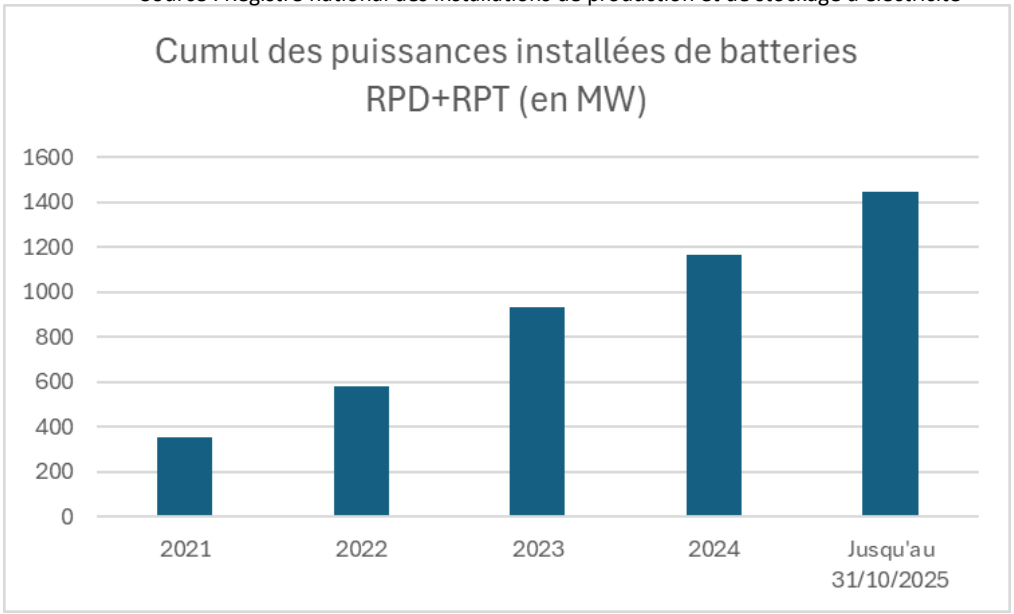
4 Indemnisation des systèmes de stockage par batteries

Contexte

La capacité installée des systèmes de stockage par batteries connaît une croissance soutenue.

Près de **13 GW de projets de stockage en file d'attente,** témoignant d'une forte dynamique et d'une volonté marquée de développement la filière.

Source : Registre national des installations de production et de stockage d'électricité

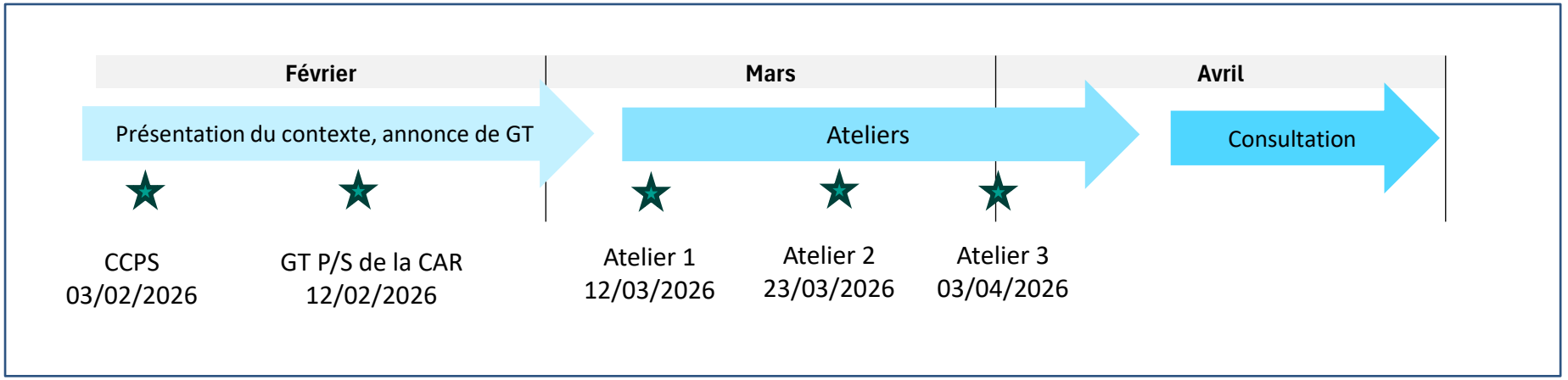


Pour garantir la bonne exploitation du réseau, **les gestionnaires de réseau peuvent être amenés à limiter ou interrompre des clients**. Cela peut se produire lors de situations particulières, tels que des travaux, des aléas ou des situations d'exploitation contraintes.

Des volumes de limitation/interruption n'ouvrant pas droit à une indemnisation, lorsqu'ils existent, sont précisés dans les documents de raccordement ou d'accès au réseau. Au-delà de ces volumes, ou en leur absence, une indemnisation est due par le gestionnaire de réseau. **Enedis et RTE** souhaitent **préciser les principes d'indemnisation et proposer une méthode d'estimation des préjudices** applicable aux batteries (en standalone pour le moment) pour anticiper ces situations.

Planning prévisionnel pour l'évolution des documents contractuels

Février	Présentation du contexte menant à la volonté d'instruire une méthode d'indemnisation pour les batteries et l'annonce d'ateliers dédiés (CCPS Enedis, GT Producteurs et Stockeurs de la CAR RTE)
De mars à mi-avril	Concertation au travers d'ateliers de présentation des principes proposés / recueil des avis et échange avec les stockeurs.
A partir de mi-avril	Début de la phase de consultation aboutissant à la révision de la DTR (notamment la note Enedis-MOP-CF_087E pour Enedis et la création d'un article dédié pour RTE)



Merci !