Le réseau de transport d'électricité

GT Producteurs et Stockeurs

09 septembre 2025

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)

2 Services système tension

Planning de la concertation en cours

Planning de concertation sur les nouvelles règles services système tension

2025					2026	
Août	Sept	Oct	Nov	Déc	Jan	Fév

26/8 ■ **Retour des acteurs sur le questionnaire sur la CS et sur leurs coûts**

Ateliers de cette concertation

9/9 ★ **25/9** ★ **9/10** ★ **21/10** ★

Conclusion et synthèse

Consultation Publique lancée

Saisine CRE

Mars à octobre 2025 — Concertation sur les nouvelles règles

Novembre à décembre 2025 — Consultation publique sur les nouvelles règles

Janvier à février 2026 — Saisine CRE pour approbation

Implémentation des nouvelles règles (SI et commerciale)

2.1 Rémunération du réglage de tension hors compensation synchrone ou statique

Quelle suite?

Retours des acteurs

Objectifs de la concertation

- Adapter le cadre de rémunération de manière à rémunérer les acteurs en fonction du **service rendu** et pouvoir plus facilement **intercomparer le coût des différents leviers**
- Mettre en place un cadre de rémunération favorable au **développement de la compensation statique** de manière à accroître les capacités de réglage offertes par les acteurs (apport de capacités dynamiques et limite le développement en moyens de compensation)

Retour des acteurs

- **Un risque de couverture financière partielle des investissements via la part fixe ayant pour conséquence de ne pas de garantir dans le temps les capacités au-delà des capacités 0,32 Pmax et -0,35 Pmax et à la conception du parc**, avec le risque que l'ensemble de leurs coûts ne soient pas couverts, d'autant plus que la rémunération en fonction des Mvar absorbés/injectés est difficilement prévisible à long terme
- **Un manque de levier pour pouvoir répondre aux pénalités à 2 ans**

Un scénario alternatif à l'étude

Compte tenu de vos retours et du besoin de RTE de mobiliser l'ensemble des capacités de réglage de tension disponibles et à venir **pour sécuriser le réseau** via **une rémunération au service rendu, RTE est disposé à étudier un scénario alternatif :**

- **Assurer que les investissements soient tous couverts par la part fixe en revenant à la structure initiale, en continuant avec le niveau des règles actuelles**
- **La Part Fixe (PF) serait versée en fonction d'un taux de disponibilité normatif par filière**, constaté annuellement, avec suppression des souplesses permettant de s'exonérer des pénalités (jetons de maintenance). Le prix de la PF est dans la continuité des règles actuelles avec le Kpf 2025 à 650,7 €/Mvar/an. **Si un groupe présente une disponibilité inférieure au niveau normatif défini pour sa filière, la part fixe de sa rémunération est ajustée à la baisse selon un mécanisme dégressif**
- **Passage de la prime variable en €/Mvar.h absorbé/injecté** et non plus en €/h afin de pouvoir avoir une rémunération au service rendu. A date, l**e prix serait fixé à environ 0,30 €/Mvar.h.** La prime de RST de 50% est conservée.
- **Renforcement des pénalités dès 3 ans,** basées sur le coût d'indemnisation du préjudice subi par les utilisateurs du réseau. Ce coût est défini par l'installation d'un dispositif de réglage dynamique soit environ **3€/Mvar.h.** Ce mètre étalon a été calculé dans l'objectif de refléter les coûts induits par la défaillance de l'acteur pour l'ensemble du système électrique.

Formule de calcul des pénalités à 3 ans = **~3€/Mvar.h x coefficient d'abattement x plage contractuelle de réglage de tension x nombre d'heures de disponibilité du groupe**

Voici les 2 scénarii sur la rémunération du réglage de tension
Quelle suite pour le prochain atelier?

Auriez-vous une préférence pour les conditions du scénario alternatif, à répondre au plus tard le 23/09/2025?

L'objectif est d'avoir un seul scénario pour l'atelier du 25/09.

Scénario initial

Réglage de tension

Modification de la **structure** 2/3 PF et 1/3 PV à **1/3 PF et 2/3 PV** **Avec recalcul du niveau**
PV: rémunération basée sur la **quantité d'énergie réactive** fournie ou absorbée sur la base du comptage
PV basée sur le comptage par filière au lieu du temps de couplage
Modification de l'indice **d'actualisation des prix** : **IPC** au lieu du Kt
Facturation par site au lieu par groupe

Abattements et pénalités

Fin de la gestion des jetons : PF maintenue si indisponibilité inférieure à 1 an
Modification du cap des pénalités égale au maximum des pénalités
Introduction d'une pénalité à 2 ans : abattement x 2
Ajout d'un contrôle U2 pour le respect du réglage de type 2
Ajout d'un contrôle U5 pour le respect du réglage secondaire de tension et **renforcement du taux d'abattement**

Scénario alternatif

Réglage de tension

Pas de modification de la **structure des règles actuelles**: **PF versée en fonction du taux de disponibilité du groupe par rapport au taux normatif de la filière**
PV: rémunération basée sur la **quantité d'énergie réactive** fournie ou absorbée sur la base du comptage
PV basée sur le comptage par filière au lieu du temps de couplage
Modification de l'indice **d'actualisation des prix** : **IPC** au lieu du Kt
Facturation par site au lieu par groupe

Abattements et pénalités

Fin de la gestion des jetons : ~~PF maintenue si indisponibilité inférieure à 1 an~~
Modification du cap des pénalités égale au maximum des pénalités
Modification des pénalités : renforcement des pénalités dès 3 ans
Ajout d'un contrôle U2 pour le respect du réglage de type 2
Ajout d'un contrôle U5 pour le respect du réglage secondaire de tension et renforcement du taux d'abattement

2.2 Compensation synchrone et statique

Stratégie portée par RTE

La stratégie présentée par RTE dans le SDDR 2025 repose sur 3 piliers :

Accroître les investissements sur le RPT afin de disposer de davantage de moyens de compensation

Propositions portées par RTE :

- **26 GvaR installés à fin 2030, soit +13 Gvar par rapport à fin 24 (ou encore x2,5 entre 2020 et 2030)**
- **37 GvaR installés à l'horizon 2040**

En complément, RTE revoit sa politique d'approvisionnement en moyens de compensation et met en place des règles de priorisation dynamique des besoins de manière à pouvoir résorber rapidement les zones en plus fortes contraintes

Maitriser le refoulement des GRD

Propositions portées par RTE :

- **Révision du gabarit tarifaire réactif à destination des distributeurs afin de renvoyer les bonnes incitations économiques aux acteurs concernés pour maitriser le niveau de réactifs sur leurs réseaux**
- **D'autres propositions et actions sont à l'étude avec les GRD**

Accroitre les capacités de réglage fournies par les acteurs, en particulier durant les périodes où la consommation résiduelle est faible

Propositions portées par RTE :

- **+2,8 Gvar de moyens de réglage supplémentaires en CS d'ici fin 2030 (50% du potentiel)**

Objet de la réunion de concertation

Accroitre les moyens de réglage en Compensation Synchrone ou statique (CS)

Objectif: **rendre la compensation statique obligatoire**, en s'appuyant sur les exigences du diagramme P/Q réglementaire

- Exigence minimale: une capacité de compensation statique d'au moins -0,35 Pmax en absorption et 0,32 Pmax en fourniture
- Champ d'application: **Cette obligation s'appliquera à toutes les PTF signées après l'entrée en vigueur de la mesure**, pour renforcer durablement la stabilité du système électrique
- **De nouvelles concertations seront nécessaires pour y parvenir**

En attendant que la compensation statique devienne obligatoire, RTE prévoit :

- **De pouvoir contractualiser de la compensation statique avec toutes les entités de réglage disposant déjà de cette capacité et qui souhaitent fournir ce service**
- **La mise en place d'une incitation financière zonale temporaire pour accélérer le déploiement des capacités supplémentaires dans les zones où le besoin est immédiat** (exemple Sud-Ouest électrique)

CS: rappel de la proposition initiale

En complément de la rémunération du réglage de tension

Part Fixe + **Part Variable RPT + RST: rémunération à l'énergie réactive**

+

1) une rémunération égale au **surcoût de la facture d'utilisation du RPT aux points de connexion**

part fixe du prix annuel et de la Contribution Tarifaire sur l'Acheminement payés par le Participant pour la **sursouscription de Puissance Souscrite** (égale au delta de PS entre un fonctionnement en et hors CS)

+

part variable payée annuellement par le Participant pour l'énergie active soutirée nécessaire au fonctionnement en CS

TURPE

2) une rémunération spécifique couvrant **les coûts propres au fonctionnement en CS**

part fixe qui couvre l'annuité d'investissement liés aux équipements supplémentaires dédiés au fonctionnement en CS

+

part variable qui couvre le remboursement de l'énergie active soutirée dédiée à la compensation synchrone ou statique :
Quantité d'énergie active soutirée dédiée à la compensation synchrone ou statique x prix SPOT horaire

+

part variable (technologique par démarrage) qui couvre les éventuels coûts supplémentaires d'exploitation/maintenance des équipements dédiés au fonctionnement en CS
Coût par démarrage x Nombre de démarrages

+ Bonus 3% sur toute la rémunération de la compensation synchrone ou statique pour rémunérer le service (y compris part fixe et part variable)

Retour sur le questionnaire Compensation Synchrone ou statique (CS)

Retour sur la compréhension de la compensation synchrone ou statique

- Une méconnaissance des coûts de réglage de tension par les acteurs éoliens et solaires
- **Pas ou peu de retours d'expériences sur la compensation statique avec une hétérogénéité des parcs**
- Un système de rémunération de la CS qui leur semble complexe
- Une prise en compte dans le modèle des pertes qui leur semble incomplet. Certains groupes sont tout le temps en butée d'absorption ou de fourniture. Dans ce cas, la perte de puissance active en MWh n'est pas perçue comme prise en compte dans sa globalité (une perte plus grande qu'un réglage de tension centrée en Qmin, Qmax ou 0)
- Un remboursement de l'énergie soutirée soit au prix du règlement des écarts négatifs pour ceux qui sont responsable d'équilibre ou un prix SPOT + la prime de gestion du fournisseur car plusieurs acteurs sont en contrat de fourniture d'énergies.

Le retour d'expérience à ce sujet est pour l'instant faible malgré un frémissement mondial pour développer le service de compensation synchrone ou statique.

Rappel de la Commission Perspectives Système et Réseau qui s'est tenue le 23/6/2025

Contexte : zoom sur le printemps 2025

Les épisodes de faibles prix de marché conduisent à l'arrêt de groupes de production raccordés au réseau de transport.

Or, ces producteurs disposent de fortes capacités d'absorption de réactif.

+

Les niveaux de soutirage en provenance des gestionnaires de réseau de distribution sont bas (volumes d'injection élevés sur les réseaux de distribution + consommations faibles)

→

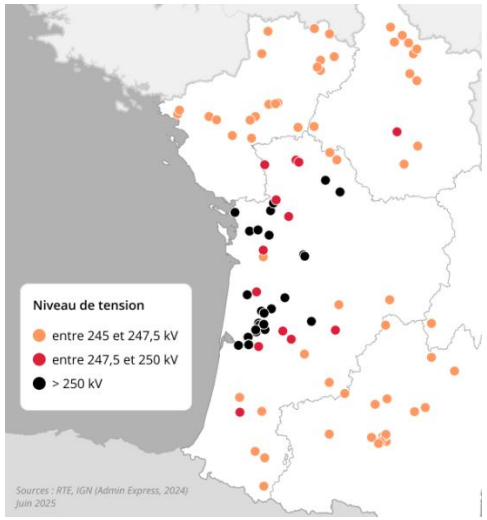


Illustration du plan de tension pour la journée du 8 juin – avant activation des actions hors marché

Les résultats du marché ne conduisent pas « naturellement » à un plan de tension équilibré (volumes plus importants et localisation spécifiques)

La tension mesurée dans certains postes serait de nature à dépasser les 250 kV. RTE met donc en place des actions « hors marché » pour modifier le plan de production. Ces actions sont financées par le TURPE

Incitation financière zonale et temporaire pour augmenter le service de CS dans les zones à besoin

L'objectif étant d'augmenter les capacités du service de compensation synchrone ou statique rapidement et surtout dans des zones spécifiques comme la zone du Sud-Ouest électrique

Proposition de mettre en place une incitation financière zonale et temporaire pour accélérer le déploiement de la CS sur les zones à besoin **basée sur un montant que RTE est prêt à rémunérer. Elle remplacerait la part fixe dédiée CS.**

Incitation financière zonale et temporaire

Sur justificatifs à fournir à RTE s'il y a ou a eu des investissements dans des équipements dédiés et les coûts d'exploitation et maintenance

Ces justificatifs permettraient d'avoir un retour d'expérience et de pouvoir définir à terme des prix normatifs par filière

Déclinaison de la nouvelle proposition

Demande de volontariat pour faire de la CS:
Acceptation sous réserve d'une analyse coûts bénéfices pour la collectivité

Rémunération de la CS composée de:

\+ Une rémunération égale au **surcoût de la facture d'utilisation du RPT aux points de connexion : PF + PV**

\+ Part Fixe pour équipements dédiés CS sur approbation des justificatifs **OU** Incitation financière zonale et temporaire

\+ **part variable:** remboursement de l'énergie active x Prix SPOT

\+ **part variable** (technologique par démarrage) par installation qui couvre les **éventuels** coûts supplémentaires d'exploitation/maintenance des équipements dédiés au fonctionnement en CS soumis à approbation de RTE sur justificatifs

2.3 Annexes

2.3.1 La rémunération du réglage de la tension (hors Compensation Synchrone ou statique)

Modalités actuelles

La rémunération actuelle du réglage de la tension

Part Fixe $= K_{PF}\left(\frac{Q_+}{0{,}32\ P_{max}}\right)(Q_+ - Q_-) \times d$

Part Variable $= K_{PV}(Q_+ - Q_-)\,D_h \times d$

2/3 de la rémunération actuelle

1/3 de la rémunération actuelle

Part fixe couvre les surcoûts d'investissement liés au réglage

- Surdimensionnement de l'alternateur / des onduleurs
- Surdimensionnement du transformateur
- Coût du régulateur de tension
- Impact du surdimensionnement sur les pertes électriques (gain car le surdimensionnement diminue les pertes)

Pondération appliquée uniquement sur la fourniture d'énergie réactive (Q_+)

Part variable couvre les coûts de fonctionnement liés au réglage

- Coûts de maintenance liés au réglage de tension (préventive et « fortuite »)
- Pertes liées au réglage de la tension

La puissance réactive réellement délivrée n'est pas prise en compte, seules les plages [Q- ; Q+] et la durée de fonctionnement en réglage sont considérées

K_{PF} paramètre fixé chaque année en euros/Mvar/an - 657,40 en 2024
0,32 Pmax correspond aux capacités constructives demandées en fourniture de réactif (Q_{+cc})
d coefficient de disponibilité

K_{PV} paramètre fixé chaque année en euros/Mvar/demi-heure de fonctionnement en réglage primaire de tension (0,02932 en 2024)
D_h nombre de demi-heure de fonctionnement au titre du Réglage Primaire de Tension (*pour la production éolienne ou PV, correspond à une **durée forfaitaire annuelle** déclarée par le Titulaire)*

La rémunération actuelle du réglage de la tension

Constats sur les règles actuelles

- Une rémunération fonction de
  - la **durée de fonctionnement** en réglage
  - la **plage de réactif contractualisée** (capacité offerte)

Pas représentatif du service rendu au réseau ni de la réelle contribution de l'entité de réglage

- Une rémunération de la capacité **qui n'incite pas toujours l'entité de réglage à offrir plus de service que le strict réglementaire**
- Une **dissymétrie de pondération** entre la capacité de fourniture Q+ et d'absorption Q-

Pas d'incitation actuelle à offrir plus en absorption de réactif



2.3.2 La rémunération du réglage de la tension (hors Compensation Synchrone ou statique)

Proposition initiale d'évolutions

Proposition initiale de la rémunération du réglage de tension

$$PF = K_{PF}\left(\frac{Q_+}{0{,}32\ P_{max}}\right)(Q_+ - Q_-)\ d \qquad PVRPT = K_{PV}\,(Q_+ - Q_-)\,D_h\,d \qquad + PV_{RST}$$

2/3soit 77 M€ — 1/3soit 38 M€

Rémunération proportionnelle au temps de présence en réglage de tension

Vers la sollicitation réelle du réseau.

$$PF = K_{PF}\left(\frac{Q_+}{Q_{+CC}}\right)\left(\frac{Q_-}{Q_{-CC}}\right)((Q_+ - Q_-) - (Q_{+cc} - Q_{-cc}))\ d \qquad PV_{RPT} = K_{WQ}.W_Q \qquad + PV_{RST} = 0{,}5\ .\ K_{WQ}.W_Q$$

1/3soit 38 M€ — 2/3soit 77 M€

Sur la base du parc d'entités de réglage à fin 2024

La PF rembourse seulement les surinvestissements liés aux capacités **extra réglementaires**

La **PV** devient la **rémunération du service en fonction de la sollicitation réelle des entités de réglage** pour les besoins du réseau

Synthèse pour la rémunération du réglage de la tension - proposition initiale

Un niveau (ou enveloppe budgétaire) **à affiner avec votre contribution**

Règles actuelles: sur un exemple d'enveloppe à 115 M€ - facturation par groupe

K_t Révision annuelle des prix
Formule historique basée sur différents indicateurs

Part Fixe 2/3 de l'enveloppe budgétaire 77 M€
Remboursement du surdimensionnement nécessaire pour fournir des capacités de réglage de la plage contractualisée

Part Variable 1/3 de l'enveloppe budgétaire 38 M€
Fonction de la durée de couplage et de la plage de réactif [Q- ; Q+] pour toutes les installations.

Evolutions proposées sur un exemple d'enveloppe à 115 M€ - facturation par site

K_t Révision annuelle des prix
Basé sur l'inflation (IPC)

Part Fixe dépendante des surcapacités du parc ~1/3 de l'enveloppe budgétaire sur le parc de 2024 : 38 M€
Remboursement du surdimensionnement pour fournir uniquement **les capacités de réglage au-delà de la plage réglementaire**

Part Variable ~2/3 de l'enveloppe budgétaire sur le parc de 2024 : 77 M€

Rémunération au service rendu : à l'énergie réactive

2.3.3 Les abattements et pénalités

Modalités actuelles

Règle actuelle de non cumul en défaillance et en indisponibilité

Réglage	Code d'écart	Description	Pris en compte dans le calcul
RPT	U1	Respect Zone d'Engagement Contractuelle pour le RPT	[Taux] abattement RgUQ Abattement sur la somme PF + PV
	U7	Défaillance de TM (TéléMesure)	
RST	U4	Respect Zone d'Engagement Contractuelle pour le RST	[Taux] abattement RST Abattement sur la PV
	U5	Fourniture de puissance réactive conforme au contrat	
	U5b	Fourniture de puissance réactive conforme au contrat (groupes RSCT) : L'Entité de Réglage de la Tension est conforme au critère U5b si la tension stator mesurée Us est conforme à la tension stator estimée par l'identification du régulateur primaire appelée Us estimée	
	U6	Temps de réponse à une consigne de RST envoyée par RTE U6a : pour les groupes ayant une limitation technique à la variation de puissance réactive U6b : pour les groupes n'ayant pas de limitation technique	
		Indisponibilité (au-delà des seuils autorisés)	Abattement 100% sur la PF

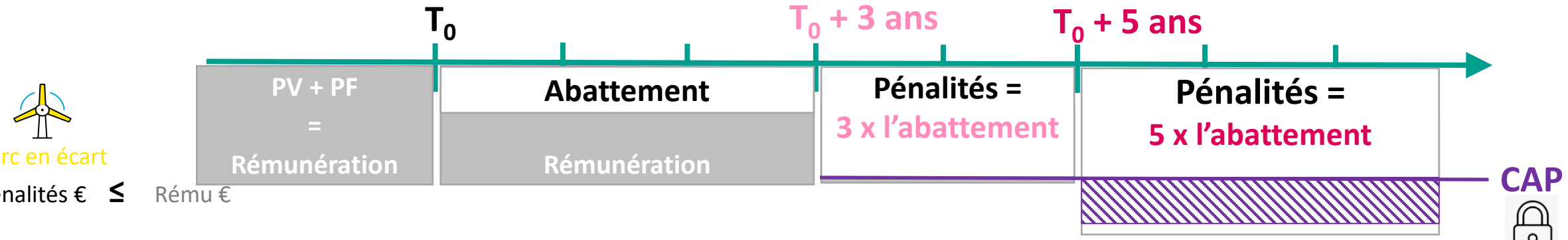
RPT : Réglage Primaire de la Tension

RST : Réglage Secondaire de la Tension

Abattements et pénalités : règles actuelles

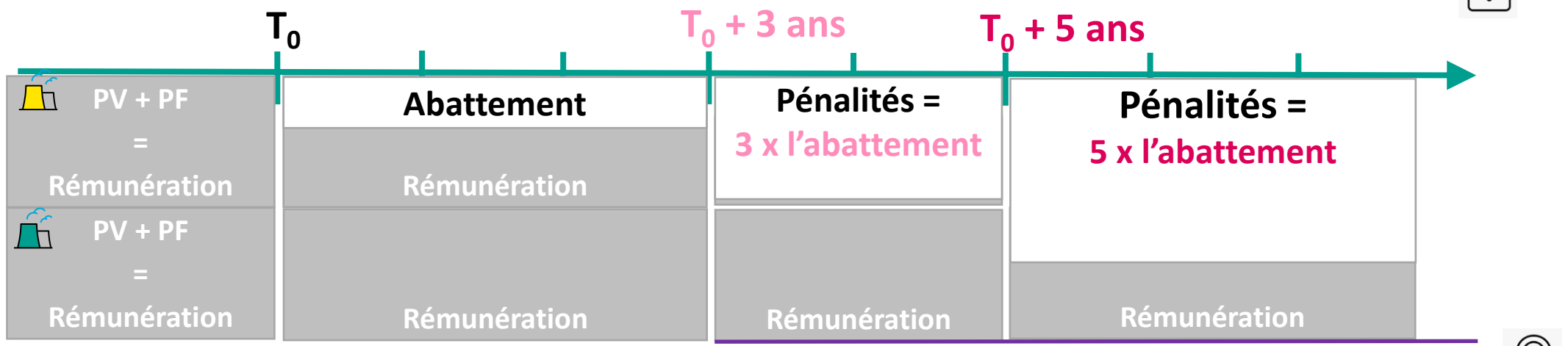
Des pénalités **au montant capé**

Le montant des Pénalités exigible sur une période de 12 mois est capé à la rémunération que le Participant aurait perçue en l'absence de défaillance, pour l'ensemble des Entités de Réglage de la Tension décrites dans l'Annexe 4.



Parc en écart

Pénalités € ≤ Rému €



1 groupe en écart

Pénalités € ≤ Rému €

Abattements et pénalités : règles actuelles

Formules de calcul des abattements

Défaillances de Réglage affectant la capacité de l'Entité de Réglage de la Tension à participer au Réglage Primaire de Tension (U1)

Abattement mensuel (en Euros) = Jdef x %def x (PFj + PVj)

Jdef	nombre de Jours en écart dans le Mois,
%def	part de réglage indisponible,
PFj	Part Fixe de l'Entité de Réglage de la Tension défaillante calculée sur une Journée (en Euros),
PVj	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, au RSCT, ou asservies à une télécommande issue du dispatching de RTE, la part variable utilisée dans la formule ci-dessus comprend la majoration de 50 % de la rémunération variable.

Défaillances de Réglage uniquement sur le Réglage Secondaire de Tension : limitations par rapport à la Zone d'Engagement Contractuelle en RST (U4), limitations portant sur les variations possibles de la tension stator (U5), temps de réponse au RST (U6).

Abattement mensuel (en Euros) = Jdef x %def x PVj

Abattements et pénalités : règles actuelles

Calcul des pénalités

Pénalité niveau 1 à partir de 3 ans

Défaillances de Réglage affectant la participation au Réglage Primaire de Tension (U1)

Pénalité mensuelle Niveau 1 = 3 Abattement mensuel = 3 x Jpen x %def x (PFj + PVj)

Jpen est le nombre de Jours en écart dans le Mois, au-delà de 3 ans après le Début de la Défaillance de Réglage

Défaillances de Réglage affectant uniquement le Réglage Secondaire de la Tension (U4, U5 et U6)

Pénalité mensuelle Niveau 1 = 3 Abattement mensuel = 3 x Jpen x %def x PVj

Pénalité niveau 2 à partir de 5 ans

Défaillances de Réglage affectant la participation au Réglage Primaire de Tension (U1)

Pénalité mensuelle Niveau 2 = 5 Abattement mensuel = 5 x Jpen x %def x (PFj + PVj)

Jpen est le nombre de Jours en écart dans le Mois, au-delà de 5 ans après le Début de la Défaillance de Réglage

Défaillances de Réglage affectant uniquement le Réglage Secondaire de la Tension (U4,U5 et U6)

Pénalité mensuelle Niveau 2 = 5 Abattement mensuel = 5 x Jpen x %def x PVj

Gestion des indisponibilités ou jetons

Selon les modalités actuelles suivantes :

Si indisponibilité < 10 jours consécutifs → pas d'abattement de la PF

Sinon

Si utilisation de jetons d'indisponibilité (gestion des interventions programmées ou fortuites)

Un jeton annuel

(pour indisponibilité < 90 jours consécutifs)

Un jeton exceptionnel

(pour indisponibilité < 6 mois tous les 4 ans ou
pour indisponibilité < 12 mois tous les 10 ans)

→ pas d'abattement de la PF
sauf si dépassement de la période

sinon → abattement de la PF

Constat :

Plus de la moitié des groupes utilise un **jeton annuel** (Jeton A)
soit 90 jours d'arrêt pendant lesquels la part fixe est maintenue

Le suivi et la gestion des jetons sont réalisés manuellement => complexe et chronophage

2.3.4 Les abattements et pénalités

Proposition initiale d'évolutions

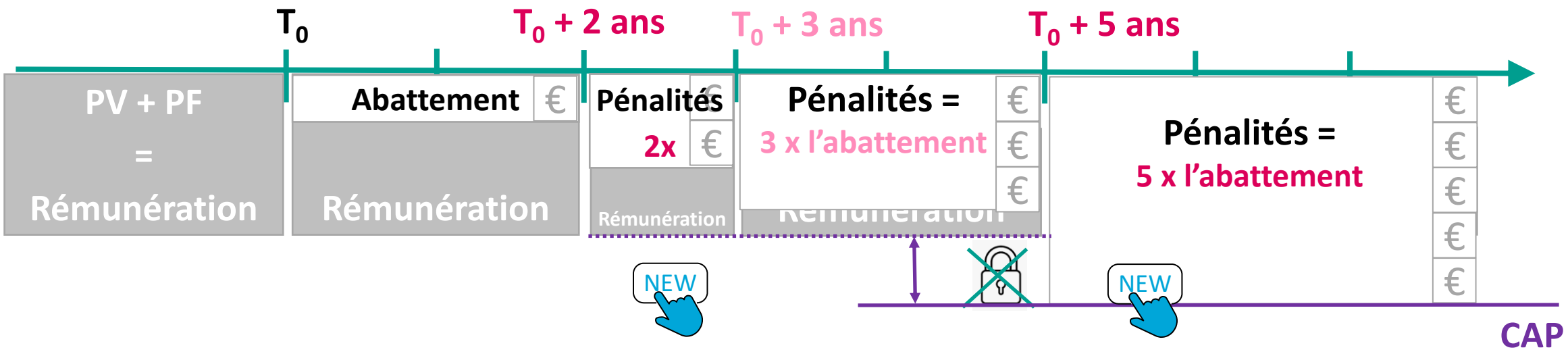
Abattements et pénalités : propositions initiales d'évolution

1 Ajout d'un jalon de pénalité : dès 2 ans de défaillance

- La majorité des groupes en écarts soldent leur écart en moins de 2 ans

=> Inciter les groupes à résorber plus vite

2 Modification du cap des pénalités à appliquer dès la date mise en œuvre des nouvelles règles



Règle de non cumul en défaillance et en indisponibilité – proposition initiale

Réglage	Code d'écart	Description	Pris en compte dans le calcul
RPT	U1	Respect Zone d'Engagement Contractuelle pour le RPT	[Taux] abattement RgUQ Abattement sur la somme PF + PV
	U2	Réactif fourni au Point de Livraison avec un réglage de type 2 (réseau ou mixte)	
	U7	Défaillance de TM (TéléMesure)	
RST	U4	Respect Zone d'Engagement Contractuelle pour le RST	[Taux] abattement RST Abattement sur la PV
	U5a	Fourniture de puissance réactive en RST en sortie du générateur conforme au contrat	
	U5b	Fourniture de puissance réactive conforme au contrat (groupes RSCT) : L'Entité de Réglage de la Tension est conforme au critère U5b si la tension stator mesurée Us est conforme à la tension stator estimée par l'identification du régulateur primaire appelée Us estimée	
	U5c	Fourniture de puissance réactive en RST en sortie du ou des onduleur(s) conforme au contrat	
	U6	Temps de réponse à une consigne de RST envoyée par RTE U6a : pour les groupes ayant une limitation technique à la variation de puissance réactive U6b : pour les groupes n'ayant pas de limitation technique	
		Indisponibilité (au-delà des seuils autorisés)	Abattement 100% sur la PF

RPT : Réglage Primaire de la Tension

RST : Réglage Secondaire de la Tension

Merci !