



Le réseau  
de transport  
d'électricité

# GT Tension: Synthèse - Rémunération du réglage de tension et compensation synchrone ou statique

---

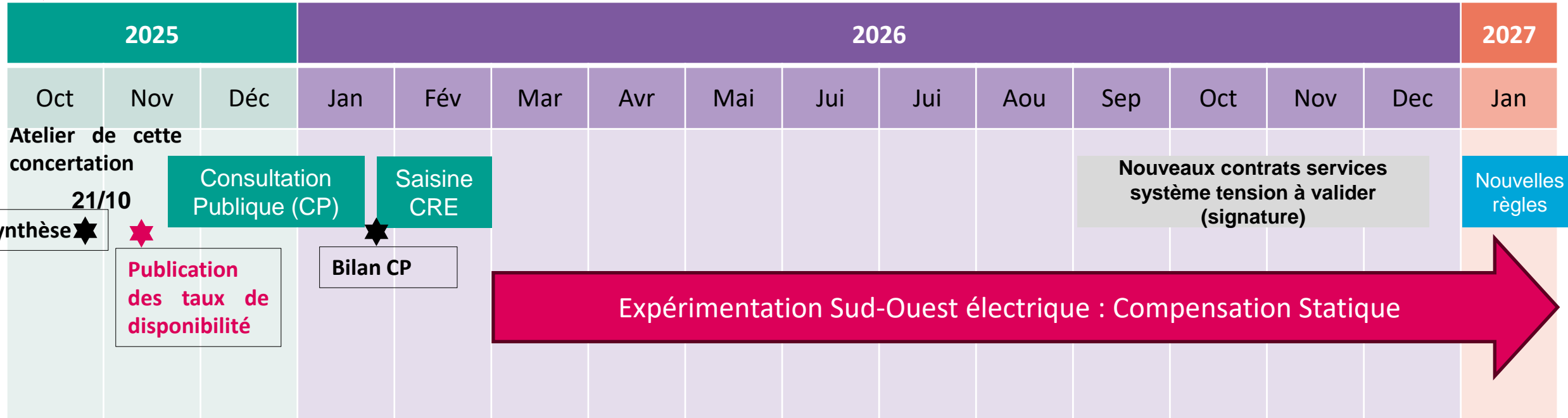
21/10/2025



# Planning de la concertation



## Planning de concertation sur les nouvelles règles services système tension



Mars à octobre 2025

Novembre à janvier 2026

Janvier à février 2026

Janvier 2027

Concertation sur les nouvelles règles

Consultation publique sur les nouvelles règles

Saisine CRE pour approbation

Implémentation des nouvelles règles (SI et commerciale)

# 1

## Rémunération du réglage de tension hors compensation synchrone ou statique

.....

# 1.1

## La rémunération du réglage de la tension (hors Compensation Synchronique ou statique)

.....  
*Modalités actuelles*



# La rémunération actuelle du réglage de la tension

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

2/3 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 ( $Q_+$ )

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

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

1/3 de la rémunération actuelle

## 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

$K_{PV}$  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)

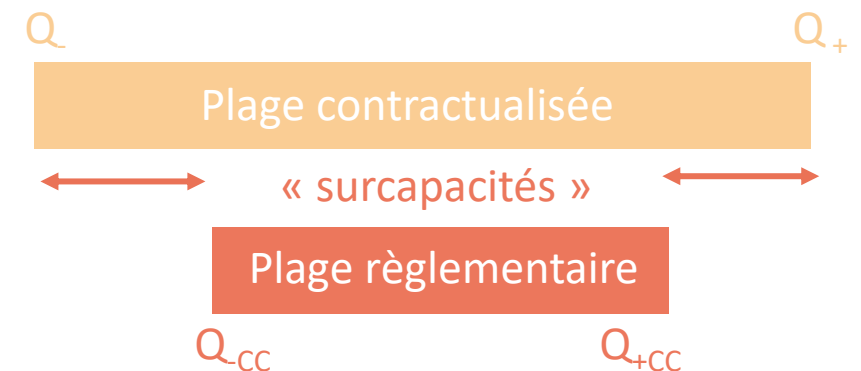


## Constats sur les règles actuelles

- Une rémunération fonction de  
la **durée de fonctionnement** en réglage  
la **plage de réactif contractualisée** (capacité offerte)
- 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 représentatif du service rendu au réseau ni  
de la réelle contribution de l'entité de réglage

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



# 1.2

## La rémunération du réglage de la tension (hors Compensation Synchronique ou statique)

.....  
*Future modalité*



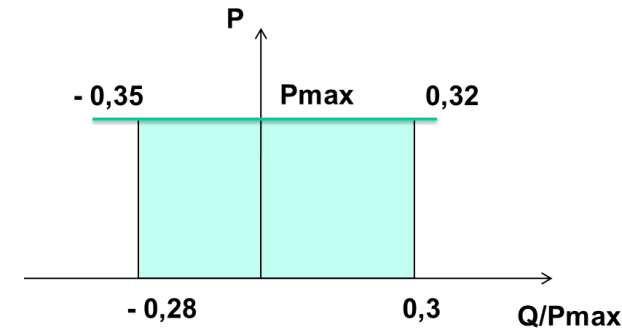
# Obligation de signer les règles services système tension

## L'article L. 321-11 du Code de l'énergie oblige les producteurs à faire du réglage de tension

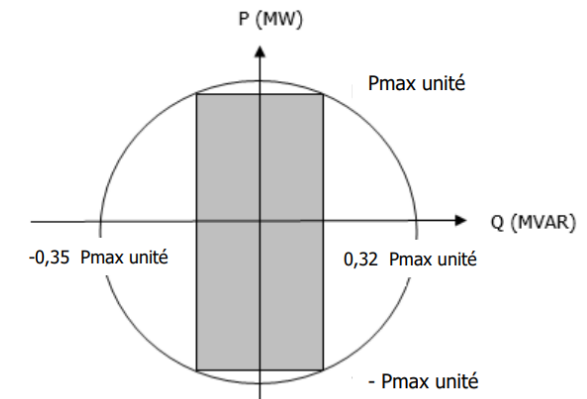
« Le gestionnaire du réseau public de transport veille également à la disponibilité et à la mise en œuvre des services nécessaires au fonctionnement du réseau. **Tout producteur dont les installations disposent d'une capacité constructive de réglage de la fréquence ou de la tension met, en application de l'article L. 342-25, cette capacité à la disposition du gestionnaire du réseau public de transport, selon des modalités de participation et des règles de détermination de la rémunération fondées sur des critères objectifs et non discriminatoires, qui sont élaborées et publiées par le gestionnaire du réseau public de transport. Ces modalités et règles sont approuvées par la Commission de régulation de l'énergie préalablement à leur mise en œuvre. Elles garantissent dans des conditions transparentes et non discriminatoires que toute entreprise d'électricité et acteur de marché, y compris ceux offrant de l'électricité produite à partir de sources renouvelables, les opérateurs d'effacement, les agrégateurs, les exploitants d'installations de stockage d'électricité peuvent offrir de tels services nécessaires au fonctionnement du réseau, dès lors que ces services permettent, moyennant un bon rapport coût/ efficacité, de réduire la nécessité de moderniser ou remplacer des capacités électriques et favorisent l'exploitation sûre et efficace du réseau de transport. Le gestionnaire du réseau public de transport conclut les contrats nécessaires à l'exercice de cette mission. »**

**Arrêté du 9 juin 2020** définit les prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité. **La DTR** (Documentation Technique de Référence) **via le Cahier des charges des capacités constructives** impose aux producteurs et aux unités de stockage non synchrones de disposer au minima des capacités de réglage de tension de **-0,35 Pmax à 0,32 Pmax**

Par conséquent, **tous les producteurs et les unités de stockage non synchrones raccordées sur le réseau HTB en tant que producteur doivent signer les règles services système tension.** Cette obligation de signer sera inscrite dans le CART-Producteur



Capacités constructives exigées pour les producteurs



Capacités constructives exigées pour les unités de stockage



Assurer la couverture des investissements par la part fixe

Encourager la disponibilité du service en modulant la part fixe de la rémunération selon le taux de disponibilité du groupe, comparé à une cible prédéfinie

Maintenir un niveau de rémunération équivalent aux années antérieures

Une rémunération évolutive, proportionnelle au niveau d'activité du service

Refléter plus justement l'équilibre entre la capacité à absorber et la capacité à fournir du réactif

$$Pf_{future} = K_{PF} * \left( \frac{Q_+ - Q_-}{0,32 P_{max} - -0,35 P_{max}} \right) * (Q_+ - Q_-) * d * \left( \frac{\text{taux de dispo année } N}{\text{taux de dispo cible}} \right)$$

$K_{PF}$  paramètre fixé chaque année en €/Mvar/an dans la continuité des règles actuelles soit dans notre exemple. Exemple sur 2024 à 612€/Mvar/an

$Q_+$  capacité réelle maximale en fourniture }  
 $Q_-$  capacité réelle maximale en absorption } ( $Q_+ - Q_-$ ) plage contractualisée

$d$  coefficient de disponibilité dédié aux parcs éoliens et solaires (le nombre de Mvar mis réellement à disposition de RTE en moyenne par rapport au nombre de Mvar installés)

Versé mensuellement: taux de disponibilité calculé mensuellement

$K_{PF}$  sera réinitialisé à l'implémentation des règles de manière à maintenir une invariabilité de part fixe avec un taux de disponibilité au niveau de la cible.

Exemple en 2024 :  $K_{PF}$  2024 serait à 612€/Mvar/an

- Part fixe réalisé 2024: 77,9 M€ avec  $Q_+$  à 39 Gvar et  $Q_-$  à 49 Gvar
- Part fixe simulée avec un taux de disponibilité de tous les groupes égal à leur taux cible sur 2024 : 77,9 M€

=> **A iso-service rendu, la rémunération est stable par rapport à la situation actuelle**

- Si en 2024, on disposait de  $Q_+ = 53$  Gvar et  $Q_- = 64$  Gvar, la part fixe serait de 101,6 M€

=> **L'enveloppe n'est pas figée. Elle évoluera de manière proportionnelle à la capacité mise à disposition par les acteurs.**



# Part Fixe: définition du taux de disponibilité

**Principe général :** Le taux de disponibilité désigne l'ensemble des périodes au cours desquelles le groupe délivre de l'actif ou est à l'arrêt mais est en capacité de démarrer sur demande de RTE. Pour les groupes présentant des contraintes dynamiques fortes (par exemple temps minimum d'arrêt entre deux démarrages), le groupe doit avoir fait une offre sur le MA pour permettre à RTE de prolonger son fonctionnement si requis avant arrêt.

## Proposition ou exemple de proposition pour définir le taux de disponibilité

Différenciation entre les groupes qui font des publications sur REMIT et ceux qui n'en font pas

- Pour les groupes > 100 MW, le calcul du taux de disponibilité pourrait s'appuyer sur les données publiées par les producteurs sur la plateforme REMIT
- Pour les groupes où l'information par groupe n'est pas disponible sur le portail REMIT, taux de disponibilité basé sur la production d'énergies actives et réactives complétées par des offres disponibles sur le MA par groupe
- Pour les groupes hydrauliques hors fil de l'eau pour lesquels les données sont agrégées par site: utilisation du PDIJ en cours d'analyse

## Définition du taux cible

Une fois la méthode définie comme ci-dessus, le taux cible est calculé sur une médiane des 10 dernières années

+ Proposition de réviser les taux cibles à chaque TURPE

## Proposition en cours d'analyse

Le taux de disponibilité calculé sur les données du contrat relatif à la gestion prévisionnelle du réseau où les acteurs nous informent uniquement des indisponibilités pour travaux programmés ne peut pas être retenu du fait qu'il n'intègre pas les avaries et fortuits

Si les fichiers contiennent la mise à jour des avaries et fortuits (exemple PDIJ), cette solution est envisageable (en cours d'analyse)



## Part Fixe: exemple illustratif

- Cas d'un groupe dont les cycles de maintenance sont récurrents sur une période de 10 ans, qui toucherait une prime actuelle de 100 par an, avec un taux normatif pour la filière fixé à 90%
- Sous réserve que le groupe respecte ces engagements contractuels en terme de plage de réglage, le tableau ci-dessous présente les flux financiers au titre de la part fixe :

	Système actuel	Système futur	
	Prime fixe actuelle	Taux de dispo constatée	Prime versée
année 1	100	85%	94,44
année 2	100	88%	97,78
année 3	100	84%	93,33
année 4	100	97%	107,78
année 5	100	95%	105,56
année 6	100	91%	101,11
année 7	100	85%	94,44
année 8	100	96%	106,67
année 9	100	90%	100,00
année 10	100	89%	98,89
<b>Total sur 10 ans</b>	<b>1000</b>	<b>90%</b>	<b>1000</b>

Les années au cours desquelles des actions de maintenance renforcée/des fortuits plus élevés se produisent conduisent à une moindre rémunération, mais qui est compensée par une plus forte rémunération les années où la disponibilité est supérieure à la cible



# Proposition sur la part variable

Part variable ( $PV_{RPT}$ )

$PV_{RST}$

$$PV = PV_{RPT} + PV_{RST}$$

~ 1/3 du niveau pour le scénario alternatif

$$PV_{RPT} = K_{WQ} \cdot W_Q$$

$$PV_{RST} = 0,5 \cdot K_{WQ} \cdot W_Q \quad \text{majoration 50\% si RST (Réglage secondaire de Tension)}$$

$W_Q$  quantité d'énergie réactive (fournie et absorbée) mesurée via les **compteurs** au point de connexion

$K_{WQ}$  paramètre en €/Mvar.h/an soit ~0,3 €/Mvar.h pour le scénario alternatif

+ de **variabilité sur la PV** car les volumes d'énergie dépendent des besoins du réseau

Des **règles de gestion** nécessaire pour exclure l'énergie réactive mesurée lorsque les entités sont à l'arrêt

**Une phase d'implémentation nécessaire pour :**

- Identifier les compteurs pour chaque site
- Définir la formule électrotechnique de correction pour le compteur d'un site non situé au point de connexion
- Un délai incompressible pour une évolution des outils SI
- Contractualiser les points de comptage retenus et les éventuelles formules de correction



La **rémunération**, et par conséquent **les abattements et pénalités**, sont calculés à partir des **données d'énergie réactive** mesurées ou ramenées via correction au point de connexion.

**Afin de prendre en compte les sites multi filières** (éolien, stockage, photovoltaïque, thermique, nucléaire, hydraulique...),

- Si un compteur au point de connexion existe par groupe, il sera utilisé
- S'il y a un ou plusieurs compteurs au point de connexion et aucun compteur par groupe, ce sont la somme des compteurs au point de connexion qui sera utilisé
- S'il y a un ou plusieurs compteurs au point de connexion et des compteurs en décompte par groupe
  - Si le site a plusieurs groupes d'une seule filière (éolien, stockage, photovoltaïque, thermique, nucléaire, hydraulique), le ou les compteurs au point de connexion seront utilisés
  - Si le site a plusieurs groupes composés de différentes filières, les compteurs en sortie des groupes (en décompte) seront utilisés

**Seuls les compteurs référencés dans les règles services système tension disposeront des données d'énergies réactives corrigées au point de connexion et dont les données seront utilisées pour la rémunération et les abattements et pénalités.**





# Proposition de formules de corrections

La formule de correction générique si le compteur n'est pas situé à la limite de propriété est :

Formule à adapter pour chaque site et à inclure dans l'Accord de Participation aux règles services système tension

$$W_{Q_{A \text{ facturer}}} = W_{Q_{\text{mesuré groupe}}} - \text{Pertes}_{\text{inductives\_transfo}} - \text{Pertes}_{\text{inductives\_ligne}} - \text{Pertes}_{\text{capacitives\_ligne}}$$

$$\text{Pertes}_{\text{inductives\_transfo}} = X_{\text{transfo}} * I_{\text{secondaire}}^2$$

$$\text{Pertes}_{\text{inductives\_ligne}} = X_{\text{ligne}} * I_{\text{ligne}}^2$$

$$\text{Pertes}_{\text{capacitives\_ligne}} = - U_{\text{nom}}^2 * Y$$

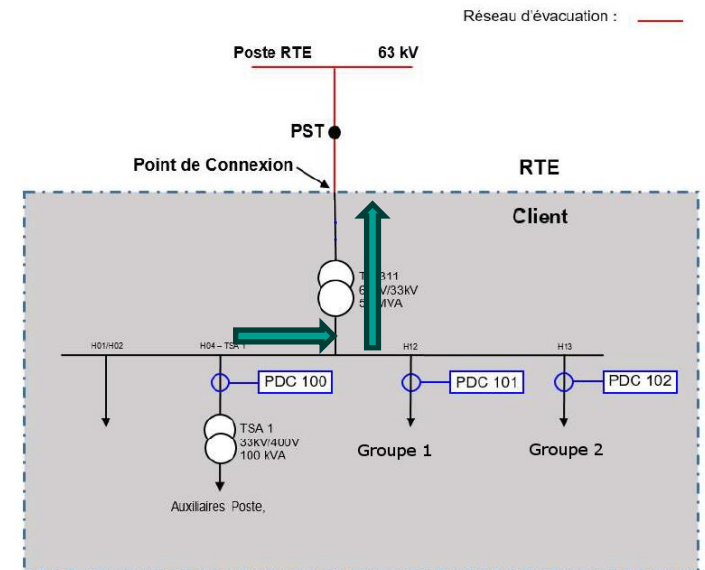
$$\text{avec } I_{\text{secondaire}}^2 = (P_{\text{mesuré groupe}}^2 + Q_{\text{mesuré groupe}}^2) / U_{\text{secondaire}}^2$$

$$\text{avec } I_{\text{ligne}}^2 = (P_{\text{stator}}^2 + (Q_{\text{mesuré groupe}} - \text{Pertes}_{\text{inductives\_transfo}})^2) / U_{\text{nom}}^2$$

$$\text{avec } Y = (2\pi \cdot 50 \cdot C_{\text{ligne}})$$

Les données nécessaires à fournir par le client pour définir la formule de correction sont:

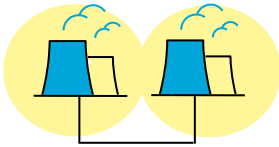
- La réactance  $X_{\text{transfo}}$  du transformateur
- La réactance  $X_{\text{ligne}}$  de la ligne
- La capacité  $C_{\text{ligne}}$  de la ligne



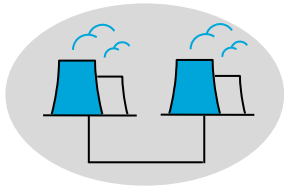


# Proposition d'une facturation à la maille du site

Il se peut qu'il n'y ait qu'un seul compteur au point de connexion, et par uniformisation avec la facturation du TURPE :

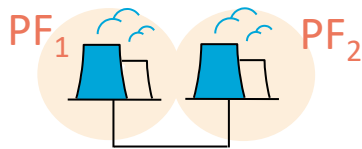


Les **contrôles de performance** sont réalisés à la maille des entités de réglage



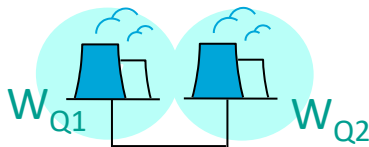
La **facturation s'effectue à la maille du site**

soit par centrale pour le nucléaire et par usine pour l'hydraulique



Les **parts fixes** sont calculées par entité de réglage puis additionnées

$$PF = PF_1 + PF_2$$



La **part variable** est calculée en additionnant les énergies réactives relevées par les compteurs au(x) point(s) de connexion

$$PV = K_{WQ}(W_{Q1} + W_{Q2})$$

**PV**

S'il n'y a qu'un seul point de comptage pour plusieurs entités, les Mvar.h mesurés au niveau du compteur sont facturés sans distinguer ce que chaque entité aura fourni ou absorbé.



# Proposition d'une nouvelle indexation des prix

**Constat :** Le  $K_t$  actuel est le résultat de la pondération de 2 indices

$$K_t = 0,2 + 0,4 \frac{ICHT - revTS_{n-1}}{ICHT - revTS_0} + 0,4 \frac{FSD1_{n-1}}{FSD10}$$

- ICHT (Cout horaire du travail des industries mécaniques et électrique)
- FSD (Frais et services divers) lui-même la pondération de deux indices dont la représentativité vis-à-vis des coûts supportés est discutable :
  - TCH (Transports, communications et hôtellerie)
  - EBI (Energie et biens intermédiaires)

Par ailleurs, ce  $K_t$  est basé sur des indices qui ne sont pas publics, dont les séries peuvent être arrêtées et pour lesquels il n'existe pas de projections.

## Proposition :

**Indexation du  $K_t$  sur l'IPC** (dont la corrélation avec les précédents indices ( $K_t$ ) est supérieure à 0,9 en série longue depuis 2017)

$$Kt_n = \frac{IPC_{n-1}}{IPC_{202A}}$$

Avec  $IPC_{n-1}$  indice du mois de juillet de l'année  $n-1$  et  $IPC_{202A}$  où 202A est l'année de mise en service des règles afin que le nouveau  $Kt_{202A}$  soit fixé à 1

# 2

## Les abattements et pénalités

.....

# 2.1 Les abattements et pénalités

.....

*Modalités actuelles*

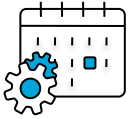


Selon les modalités actuelles suivantes :



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



# Règle de non cumul en défaillance et en indisponibilité

Réglage	Code d'écart	Description	Pris en compte dans le calcul
<b>RPT, Réglage Primaire de la Tension</b>	U1	Respect Zone d'Engagement Contractuelle pour le RPT	[Taux] abattement RgUQ
	U7	Défaillance de TM (TéléMesure)	Abattement sur la somme PF + PV
<b>RST, Réglage Secondaire de la Tension</b>	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 $U_s$ est conforme à la tension stator estimée par l'identification du régulateur primaire appelée $U_s$ 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



## 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)

$$\text{Abattement mensuel (en Euros)} = J_{\text{def}} \times \%_{\text{def}} \times (PF_j + PV_j)$$

$J_{\text{def}}$  nombre de Jours en écart dans le Mois,

$\%_{\text{def}}$  part de réglage indisponible,

$PF_j$  Part Fixe de l'Entité de Réglage de la Tension défaillante calculée sur une Journée (en Euros),

$PV_j$  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).

$$\text{Abattement mensuel (en Euros)} = J_{\text{def}} \times \%_{\text{def}} \times PV_j$$



## 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)

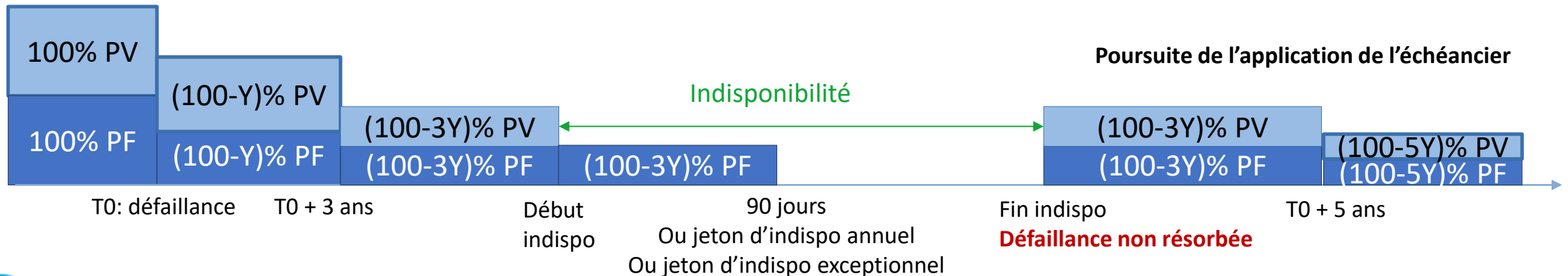
**Pénalité mensuelle Niveau 2 = 5 Abattement mensuel = 5 x Jpen x %def x PVj**



# Règle de non cumul en défaillance et en indisponibilité

Dans le cas où une Entité de Réglage de la Tension est en Défaillance de Réglage à la date de début de son Indisponibilité, les dispositions suivantes s'appliquent durant la période d'Indisponibilité :

- les modalités d'Abattement de la rémunération prévues s'appliquent (Abattement pour Défaillance de Réglage) ;
- aucune Pénalité n'est appliquée sur la période comprise entre la date de début de l'Indisponibilité et la date de retour à la disponibilité de l'Entité de Réglage de la Tension ;
- au-delà du délai convenu pour l'Indisponibilité, l'Abattement total de la part fixe prévu s'applique à la place de l'Abattement pour Défaillance de Réglage ;
- si à la fin de l'Indisponibilité, la performance est toujours défaillante, l'échéancier graduel d'Abattements et de Pénalités s'applique au-delà de cette date.



Où Y est la part de réglage indisponible



# Abattements et pénalités : règles actuelles

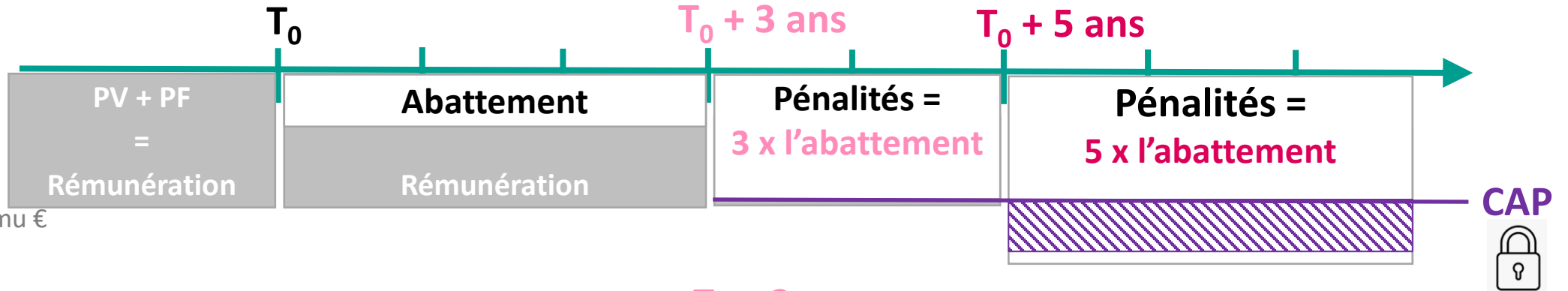
## Des pénalités **au montant capé**

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.



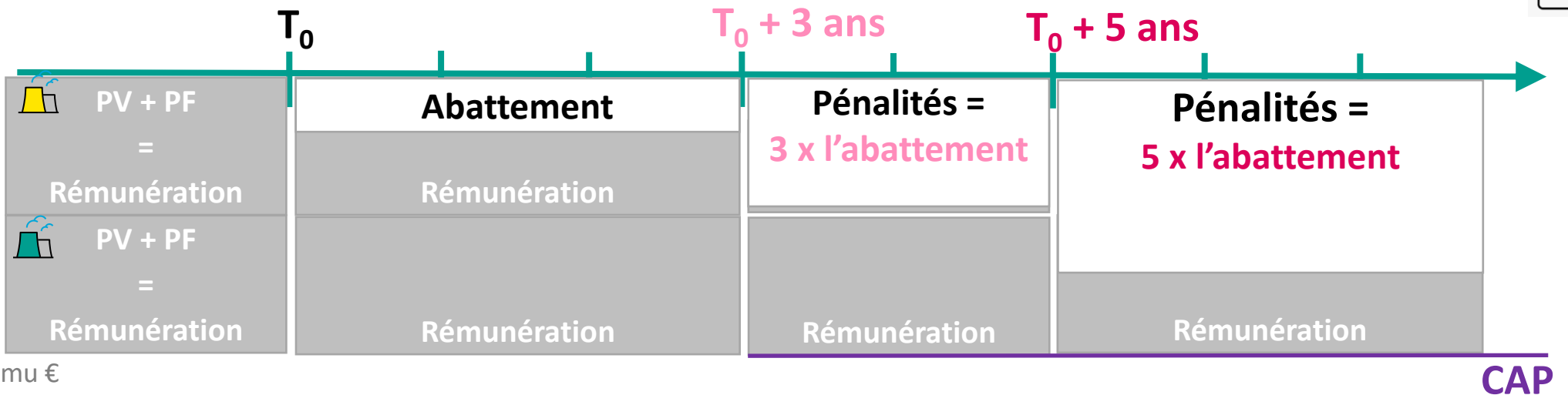
Parc en écart

Pénalités € ≤ Rému €



1 groupe en écart

Pénalités € ≤ Rému €



# 3.2 Les abattements et pénalités

.....

*Modalités futures*



Réglage	Code d'écart	Description	Pris en compte dans le calcul
RPT, Réglage Primaire de la Tension	U1	Respect Zone d'Engagement Contractuelle pour le RPT	[Taux] abattement RgUQ  Abattement
	U2	Réactif fourni au Point de Livraison avec un réglage de type 2 (réseau ou mixte)	
	U7	Défaillance de TM (TéléMesure)	
RST, Réglage Secondaire de la Tension	U4	Respect Zone d'Engagement Contractuelle pour le RST	Abattement
	U5a	Fourniture de puissance réactive en RST en sortie du générateur conforme au contrat	[Taux] abattement RST Abattement sur la PV <b>De 8% à 16%</b> <b>De 16% à 25%</b>
	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 $U_s$ est conforme à la tension stator estimée par l'identification du régulateur primaire appelée $U_s$ 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	[Taux] abattement RST Abattement sur la PV <b>De 16% à 25%</b>

Fin de la gestion jetons, **remplacement par le taux de disponibilité du groupe**  
**par rapport au taux cible**



# Abattements et pénalités : proposition d'évolution

## Modifications du contrôle U2, Réactif fourni au Point de Livraison avec un réglage de type 2 (réseau ou mixte) d'un critère statistique à un critère de contrôle

**U2** contrôle que la **puissance réactive fournie au Point de Livraison** est conforme à la valeur calculée en fonction des paramètres de réglage définis par RTE pour les installations participant au réglage de tension de Type 2 dont tous ceux qui utilisent un onduleur (groupes photovoltaïque, éolien, HVDC et Stockage)

$$\text{Ecart élémentaire (en kV)} = (U_{\text{PDC}} + \lambda Q) - U_{\text{cons}}$$

- $U_{\text{PDC}}$  est la tension mesurée au point de connexion
- $U_{\text{cons}}$  est la tension consigne

### Période d'observation :

- Durée de 1 à 6 mois avec plus de 100h de fonctionnement
- Exclut les périodes où l'Entité De Réglage est en butée  $U_{Q-}$  ou  $U_{Q+}$

### Critère et Seuil de Notification :

- Critère d'écart  $> \max(1\text{kV} ; 0.5\%U_n)$
- Notification si Durée  $> 10\%$  du temps de fonctionnement en RPT
- Notification de l'écart si écart  $> 10\%$

### Règle d'abattements:

- Dès l'écart validé entre Rte et le client, abattement de 30 % (PF + PV)
- Si écart  $\geq 12$  mois, abattement de 100% (PF + PV)



# Abattements et pénalités : proposition d'évolution

**Modifications du contrôle U5, performance statique Réglage Secondaire de Tension: réactif fourni d'un critère statistique à un critère de contrôle et ajout du contrôle U5c, Performance statique RST: respect de la tension consigne**

U5 contrôle la performance de l'énergie réactive en Réglage Secondaire de Tension (RST) que ce soit en sortie de générateur ou en sortie d'onduleur(s)

**Modification du contrôle U5 qui sera renommé U5a, qui contrôle la performance de l'énergie réactive en RST et en sortie du générateur**

**Ecart élémentaire (en kV) =  $(U_{ref} - U_{cons}) > \text{à } 10\% U_{SN}$  « en type 3» (en valeur absolu)**

- $U_{ref}$  : tension de consigne envoyée par le RST
- $U_{cons}$  : tension retournée par le client
- Télésignalisations « En/Hors RST »

**Critère et Seuil de Notification :**

- Ecart  $>$  à 10 % du temps de fonctionnement en RST
- La période d'observation est comprise entre 1 à 6 Mois et comprend plus de 100 heures de fonctionnement de l'Entité en RST et exclut les périodes où l'Entité de Réglage de la Tension est en butée RST.

**Modification des Règles d'abattements pour les contrôles U5a (U5 renommé), U5b et U5c:**

- Dès l'écart validé entre Rte et le client, abattement de **16% au lieu de 8%**
- Si plusieurs performances ne sont pas respectées entre U5, U5b et U6, la part de réglage indisponible est au maximum de **25% au lieu de 16 %**.

**Ajout du contrôle U5c qui contrôle la performance de l'énergie réactive en RST et en sortie du ou des onduleur(s)**

**Ecart élémentaire (en kV) =  $(U_{ref} - (U_{prod} + \lambda Q_{prod})) > \text{à } 10\% U_n$  « en type 2»**

- $U_{ref}$  : tension de consigne envoyée par le RST
- Télésignalisations « En/Hors RST »
- $U_{prod}$  : tension mesurée
- $Q_{prod}$  : puissance réactive mesurée



# Abattements et pénalités : proposition d'évolution

## Rééquilibrage des % d'abattements sur U1, Performance statique RPT : zone d'engagement (U1)

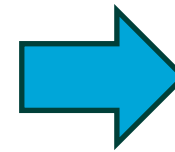
Les % d'abattements sont modifiés pour être en corrélation avec les besoins actuels fourniture comme absorption.

### Règles actuelles

Pour un écart en absorption $x$ exprimé en % de $Q_{min}$ (ZEC RPT)	Taux d'abattement pour un écart en absorption	Pour un écart en fourniture $x$ exprimé en % de $Q_{max}$ (ZEC RPT) :	Taux d'abattement pour un écart en fourniture
$x < 15\%$	3%	$x < 15\%$	6%
$15\% \leq x < 30\%$	8%	$15\% \leq x < 30\%$	16%
$30\% \leq x < 45\%$	13%	$30\% \leq x < 45\%$	26%
$45\% \leq x < 60\%$	18%	$45\% \leq x < 60\%$	36%
$60\% \leq x < 75\%$	23%	$60\% \leq x < 75\%$	46%
$75\% \leq x < 90\%$	28%	$75\% \leq x < 90\%$	56%
$x > 90\%$	33%	$x > 90\%$	67%

### Nouvelles règles

Pour un écart <b>%def<sub>PF</sub></b> en fourniture $x$ exprimé en % de $Q_{max}$ (ZEC RPT) ou un écart en absorption $x$ exprimé en % de $Q_{min}$ (ZEC RPT)	Taux d'abattement pour un écart en fourniture ou en absorption
$x < 15\%$	5%
$15\% \leq x < 30\%$	12%
$30\% \leq x < 45\%$	20%
$45\% \leq x < 60\%$	27%
$60\% \leq x < 75\%$	35%
$75\% \leq x < 90\%$	42%
$x > 90\%$	50%





# Abattements et pénalités : proposition d'évolution

**Le taux d'abattement doit être représentatif de l'impact de la défaillance du groupe sur le système électrique**

## Formule 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) et Réactif fourni au Point de Livraison (U2) - suppression de l'abattement sur la part variable sauf pour les situations de non manœuvrabilité du réactif ( groupe en Qfixe, groupe limité qu'en absorption ou qu'en fourniture)**

$$\text{Abattement mensuel (en Euros)} = J_{\text{def}} \times ( (\% \text{def}_{\text{PF}} \times \text{PF}_{\text{jgroupe}}) + (\% \text{def}_{\text{PV}} \times \text{PV}_{\text{jgroupe}}) )$$

- $J_{\text{def}}$  nombre de Jours en écart dans le Mois
- $\% \text{def}_{\text{PF}}$  part de réglage indisponible applicable sur la Part Fixe
- $\% \text{def}_{\text{PV}}$  part de réglage indisponible applicable sur la Part Variable
- $\text{PF}_{\text{jgroupe}}$  Part Fixe de l'Entité de Réglage de la Tension défaillante calculée sur une Journée (en Euros)
- $\text{PV}_{\text{jgroupe}}$  Part Variable de l'Entité de Réglage de la Tension défaillante calculée sur une Journée (en Euros)

- **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).

$$\text{Abattement mensuel (en Euros)} = J_{\text{def}} \times \% \text{def} \times (\text{PV}_{\text{j}})$$

- $\text{PV}_{\text{jgroupe}}$  rémunération moyenne journalière du groupe appartenant à l'Entité de Réglage de la Tension défaillante, au titre de la part variable, dans le Mois considéré (en Euros)

## Définition de la part de réglage indisponible applicable sur la Part Variable pour U1 et U4

$\% \text{def}_{\text{PV}} = 100\%$  en Qfixe ou

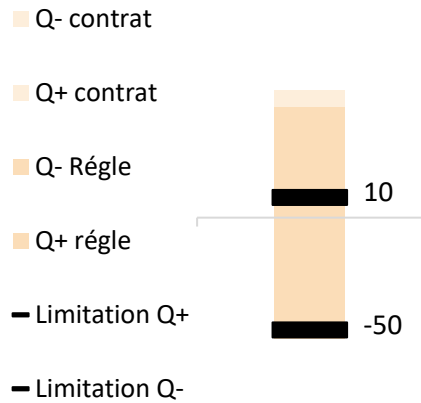
$$\% \text{def}_{\text{PV}} \text{ en cas de limitation qu'en absorption ou qu'en fourniture} = \frac{Q_{+ \text{ limité}} \text{ ou } Q_{- \text{ limité}}}{Q_{+} - Q_{-}} \quad \text{sinon} \quad \% \text{def}_{\text{PV}} = 0\%$$



# Abatement sur U1: pas d'abatement de la PV

## Cas nominal

### Limitation des butées



Le groupe ne peut que régler entre 10 et -50 Mvar.

Si le réseau amène le groupe en fourniture, le groupe peut fournir jusqu'à 10 Mvar. Il est de fait abattu par rapport à ses pleines capacités.

Si le réseau amène le groupe en absorption, le groupe peut absorption jusqu'à 50 Mvar. Il est également de fait abattu par rapport à ses pleines capacités.

⇒ Pas d'abatement de la PV car le groupe est toujours manœuvrant en fourniture ou en absorption

### Abatement de la PF lié aux limitations et $\%def_{PV} = 0\%$

$$\text{Abatement mensuel (en Euros)} = J_{def} \times ( (\%def_{PF} \times PF_{j_{groupe}}) + (\%def_{PV} \times PV_{j_{groupe}}) )$$

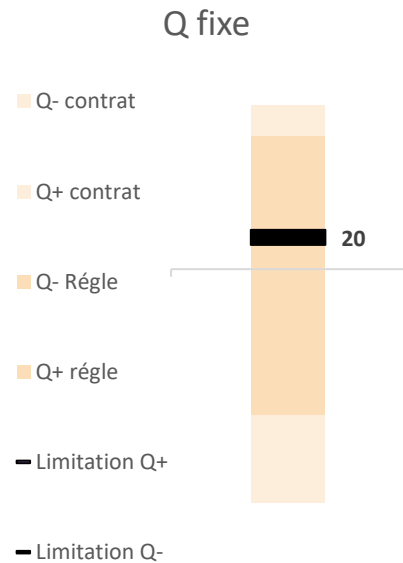
$J_{def}$	nombre de Jours en écart dans le Mois
$\%def_{PF}$	part de réglage indisponible applicable sur la Part Fixe
$\%def_{PV}$	part de réglage indisponible applicable sur la Part Variable
$PF_{j_{groupe}}$	part Fixe de l'Entité de Réglage de la Tension défailante calculée sur une Journée (en Euros)
$PV_{j_{groupe}}$	part Variable de l'Entité de Réglage de la Tension défailante calculée sur une Journée (en Euros)

Pour un écart $\%def_{PF}$ en fourniture x exprimé en % de $Q_{max}$ (ZEC RPT) ou un écart en absorption x exprimé en % de $Q_{min}$ (ZEC RPT)	Taux d'abatement pour un écart en fourniture ou en absorption
$x < 15\%$	5%
$15\% \leq x < 30\%$	12%
$30\% \leq x < 45\%$	20%
$45\% \leq x < 60\%$	27%
$60\% \leq x < 75\%$	35%
$75\% \leq x < 90\%$	42%
$x > 90\%$	50%



# Abattements sur U1 et U4: PV à corriger

Si la défaillance du groupe l'amène à faire du Qfixe



Le groupe dès qu'il produit de l'énergie active fournit 20 Mvar

A la fin du mois, le groupe aurait pu être rémunéré pour ses 20 Mvar fois tout le temps où il est couplé (au Mvar.h du mois)

Or le groupe ne fait pas de réglage de tension.

Dans les règles, rappel le réglage en Q fixe ou en tangente phi ne sont pas rémunérés.

Par conséquent abattement à 100% de la PF et de la PV

$\%def_{pF} = 100\%$  et  $\%def_{pV} = 100\%$

**Abattement mensuel (en Euros) =  $J_{def} \times ( (\%def_{pF} \times PF_{j_{groupe}}) + (\%def_{pV} \times PV_{j_{groupe}}) )$**

$J_{def}$  nombre de Jours en écart dans le Mois

$\%def_{pF}$  part de réglage indisponible applicable sur la Part Fixe

$\%def_{pV}$  part de réglage indisponible applicable sur la Part Variable

$PF_{j_{groupe}}$  part Fixe de l'Entité de Réglage de la Tension défaillante calculée sur une Journée (en Euros)

$PV_{j_{groupe}}$  part Variable de l'Entité de Réglage de la Tension défaillante calculée sur une Journée (en Euros)



# Abattements sur U1 et U4: PV à corriger

Si la défaillance du groupe l'amène à être limité qu'en absorption

Le groupe est limité côté réseau qu'en absorption entre -30 et -50 Mvar

Si le réseau amène le groupe en fourniture, le groupe absorbera tout de même 30 Mvar. Le groupe dégrade la tension et amène d'autres groupes à augmenter leur énergie en fourniture pour compenser cette dégradation. **Le groupe ne devrait pas être rémunéré pour les 30 Mvar en absorption.**

Si le réseau amène le groupe en absorption, le groupe peut absorber entre 30 et 50 Mvar. Par contre il ne peut pas absorber entre 0 et 29 Mvar.

- Si le réseau demande moins que 30 Mvar, d'autres groupes devraient compenser cette absorption. **Le groupe ne devrait pas être rémunéré pour les 30 Mvar en absorption alors que le réseau nécessite moins.**
- Si le réseau demande plus que 30 Mvar, le groupe respecte le réglage demandé.

**Abattement de la PV via un taux  $\%def_{PV} = Q_{min} \text{ limité} / \text{plage contractuelle}$**

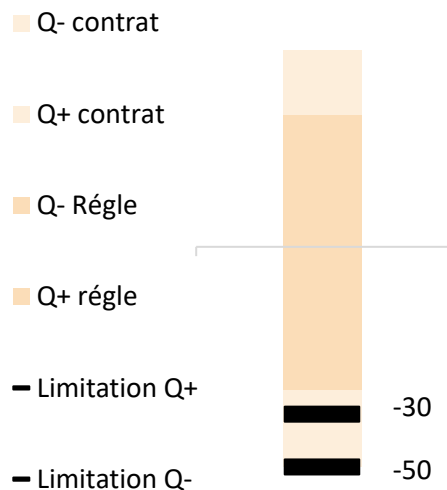
Exemple taux abattement  $\%def_{PV} = 30 / 100 = 30\%$

Abattement de la PF  $\%def_{PF}$  à 85% composé d'un abattement en fourniture à 50% et d'un abattement en absorption de 35% (-30/-50 = 60% donnant donc taux d'abattement à 35% cf tableau à gauche)

**Abattement mensuel (en Euros) =  $J_{def} \times ( (\%def_{PF} \times PF_{j_{groupe}}) + (\%def_{PV} \times PV_{j_{groupe}}) )$**

$J_{def}$  nombre de Jours en écart dans le Mois  
 $Nb_{j_{mois}}$  nombre de Jours du Mois concerné  
 $\%def_{PF}$  part de réglage indisponible applicable sur la Part Fixe  
 $\%def_{PV}$  part de réglage indisponible applicable sur la Part Variable  
 $PF_{j_{groupe}}$  Part Fixe de l'Entité de Réglage de la Tension défaillante calculée sur une Journée (en Euros)

Limitation - le groupe ne peut qu'absorber



Pour un écart $\%def_{PF}$ en fourniture x exprimé en % de $Q_{max}$ (ZEC RPT) ou un écart en absorption x exprimé en % de $Q_{min}$ (ZEC RPT)	Taux d'abattement pour un écart en fourniture ou en absorption
$x < 15\%$	5%
$15\% \leq x < 30\%$	12%
$30\% \leq x < 45\%$	20%
$45\% \leq x < 60\%$	27%
$60\% \leq x < 75\%$	35%
$75\% \leq x < 90\%$	42%
$x > 90\%$	50%



# Abattements sur U1 et U4: PV à corriger

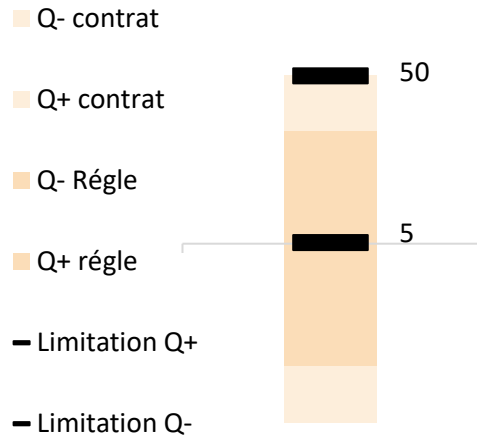
Si la défaillance du groupe l'amène à être limité qu'en fourniture

Le groupe est limité côté réseau pour ne fournir qu'entre 5 et 50 Mvar

Si le réseau amène le groupe en fourniture, le groupe fournira entre 5 et 50 Mvar

Si le réseau amène le groupe en absorption, le groupe fournira toujours 5 Mvar. Le groupe dégrade la tension et amène d'autres groupes à augmenter leur énergie en fourniture pour compenser cette dégradation. **Le groupe ne devrait pas être rémunéré pour les 5 Mvar en fourniture**

**Limitation - le groupe ne peut que fournir**



**Abattement de la PV via un taux  $\%def_{PV} = Q_{min} \text{ limité} / \text{plage contractuelle}$**

Exemple taux abattement  $\%def_{PV} = 5 / 50 = 10\%$

Abattement de la PF  $\%def_{PF}$  à 60% composé d'un abattement en fourniture à 5% ( $5/50 = 10\%$  donnant donc taux d'abattement à 5% cf tableau à gauche) et d'un abattement en absorption de 50%

**Abattement mensuel (en Euros) =  $J_{def} \times ( (\%def_{PF} \times PF_{j_{groupe}}) + (\%def_{PV} \times PV_{j_{groupe}}) )$**

$J_{def}$  nombre de Jours en écart dans le Mois  
 $Nb_{j_{mois}}$  nombre de Jours du Mois concerné  
 $\%def_{PF}$  part de réglage indisponible applicable sur la Part Fixe  
 $\%def_{PV}$  part de réglage indisponible applicable sur la Part Variable  
 $Pf_{j_{groupe}}$  Part Fixe de l'Entité de Réglage de la Tension défaillante calculée sur une Journée (en Euros)

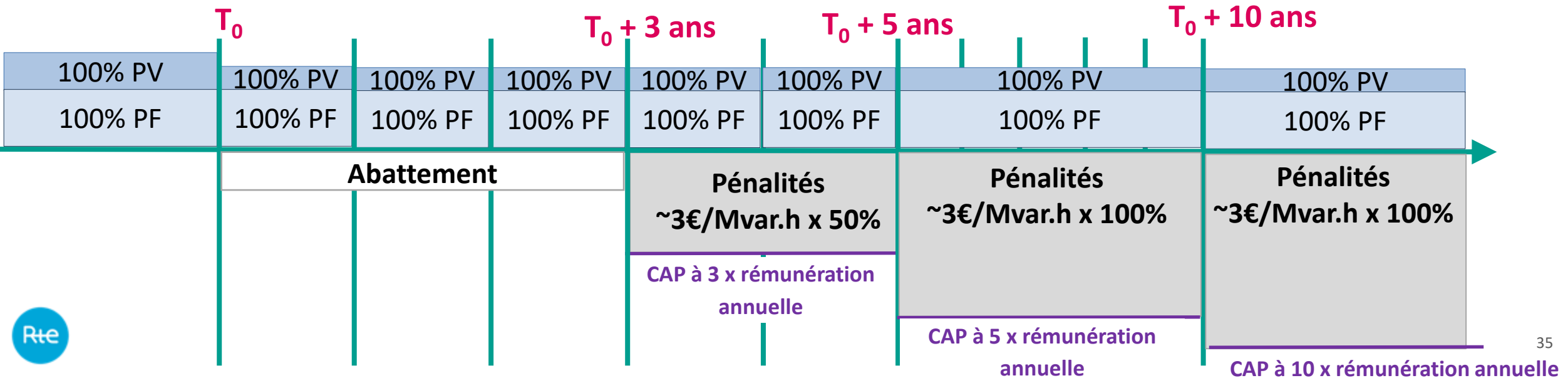
Pour un écart $\%def_{PF}$ en fourniture $x$ exprimé en % de $Q_{max}$ (ZEC RPT) ou un écart en absorption $x$ exprimé en % de $Q_{min}$ (ZEC RPT)	Taux d'abattement pour un écart en fourniture ou en absorption
$x < 15\%$	5%
$15\% \leq x < 30\%$	12%
$30\% \leq x < 45\%$	20%
$45\% \leq x < 60\%$	27%
$60\% \leq x < 75\%$	35%
$75\% \leq x < 90\%$	42%
$x > 90\%$	50%



# Pénalités

**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** =  $\sim 3\text{€/Mvar.h} \times 50\%$  x coefficient d'abattement x plage contractuelle de réglage de tension x nombre d'heures de disponibilité du groupe
- **Formule de calcul des pénalités à 5 ans** =  $\sim 3\text{€/Mvar.h} \times 100\%$  x coefficient d'abattement x plage contractuelle de réglage de tension x nombre d'heures de disponibilité du groupe
- **Cap des pénalités entre 3 et 5 ans** à 3 fois la rémunération annuelle du groupe
- **Cap des pénalités entre 5 et 10 ans** à 5 fois la rémunération annuelle du groupe
- **Cap des pénalités au-delà de 10 ans** à 10 fois la rémunération annuelle du groupe





## Exemple de pénalités

Groupe 1 en RST avec une Pmax à 25 MW, un Q+ à 10 Mvar et un Q- à -10 Mvar soit une plage de 20 Mvar et en moyenne 8 Mvar mesurés sur l'année pendant 8760 heures soit 70 080 Mvar.h mesurées

Part Fixe avec un taux de disponibilité correspondant à celui normatif en 2025 soit

**PF annuelle** =  $(650 \times ((10 - -10) / ((0,32 \times 25) - (-0,35 \times 25)))) \times 20 = 15\ 522,39\ €$

**PV annuelle** =  $0,3 \times 1,5 \times 70\ 080\ \text{Mvar.h mesurées au compteur} = 31\ 536\ €$

Kpv en RST =  $1,5 \times 0,3\ €/\text{Mvar.h}$

**Rémunération annuelle = 47 058,39 €**

## Défaillance avec un écart de 10%

**Abattement annuel** entre T0 et T0 + 3ans =  $\text{taux d'abattement} \times \text{PF} = 10\% \times 15\ 522,39\ € = 1\ 552,24\ €$

**Pénalité annuelle entre T0 + 3 ans et T0 + 5 ans est de 26 280 €** soit  $\sim 1,5\ €/Mvar \times 10\ \% \times 8760 \times 20 = 26\ 280\ €$  **capée à 141 175,16 €** (3 fois la rémunération annuelle)

***Si le groupe est indisponible tout une année, la pénalité est à 0 €***

**Pénalité annuelle entre T0 + 5 ans et T0 + 10 ans est de 52 560 €** soit  $\sim 3\ €/Mvar \times 10\ \% \times 8760 \times 20 = 52\ 560\ €$  **capée à 235 291,94 €** (5 fois la rémunération annuelle)

**Pénalité annuelle au-delà de T0 + 10 ans est de 52 560 €** soit  $\sim 3\ €/Mvar \times 10\ \% \times 8760 \times 20 = 52\ 560\ €$  **capée à 470 582,88 €** (10 fois la rémunération annuelle)

# 3

## Compensation synchrone et statique (CS)

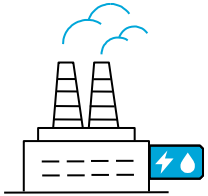
.....



# Compensation Synchrones ou statique

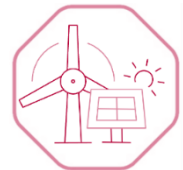
La compensation synchrone ou statique est un service de réglage de la tension (fourniture ou absorption d'énergie réactive) alors que le moyen de production est à l'arrêt (ne produit pas d'énergie active). Le moyen de production fournit ou absorbe de l'énergie réactive en soutirant de l'actif.

Il s'agit d'un **service optionnel** fourni par le producteur contre une **rémunération complémentaire** encadrée par les règles Services Système tension (SSY-U).



**Les groupes hydrauliques ou thermiques**, dont l'alternateur synchrone fonctionne en mode moteur quand ces moyens sont sollicités, font de la **Compensation Synchrones**.

Le principe de la compensation synchrone pour les groupes hydrauliques : par exemple la turbine, qui se trouve habituellement dans l'eau, doit tourner dans l'air pour éviter des frottements hydrauliques.



Producteurs ENR

On parle de **Compensation Statique** lorsque le réglage de la tension est effectué à partir d'équipements à base **d'électronique de puissance** non synchrones (par exemple producteurs éoliens et photovoltaïques...).

# 3.1 La rémunération de la Compensation Synchrone ou statique

.....

*Modalités actuelles*



En complément de la rémunération du réglage de tension

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 les heures de fonctionnement en CS pendant lesquelles le PdL est en soutirage

**TURPE**

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

**part fixe** qui couvre **l'annuité d'investissement** et les **coûts d'exploitation/maintenance** liés aux équipements supplémentaires dédiés au fonctionnement en CS

+

**part variable** qui couvre le **remboursement de l'énergie active** soutirée

$$PV_{CS} = k_{cs} P_{max} D_{cs} \left( \frac{1}{3} P_{pointe} + \frac{2}{3} P_{base} \right)$$

$k_{cs}$  part de la  $P_{max}$  soutirée

1,5% pour le Thermique ; 2,8% pour l'hydraulique ; 2,5% pour l'éolien et le PV

$D_{cs}$  nombre d'heures de fonctionnement en CS dans le mois

$P_{pointe}$  et  $P_{base}$  prix à terme France (EEX Power Derivatives France)

Cette PF comprend des éléments variables dépendant des heures de sollicitation ou du nombre de démarrages en CS

# 3.2 La rémunération de la Compensation Synchrone ou statique

.....

*Modalités futures*



## Les entités de réglage qui peuvent faire de la CS

- Groupe hydraulique
- TAC
- Groupe éolien
- Groupe Photovoltaïque

### Dispositif:

- Service de Compensation Synchrone ou statique sur demande de RTE concerne toutes les entités de réglage capable d'activer ou de désactiver le mode du service de Compensation synchrone ou statique sur demande de RTE
- Service de Compensation Statique automatiquement concerne uniquement les groupes éoliens et photovoltaïques pour lesquels l'activation et désactivation de ce service n'est pas possible avec un coût pour la collectivité raisonnable. Ces groupes font de la compensation statique automatiquement dès qu'il n'y a pas de vent pour les groupes éoliens ou dès qu'il n'y a pas de soleil pour les groupes photovoltaïques.

## 2 types de CS

- Service de Compensation Synchrone ou statique sur demande de RTE
- Service de Compensation Statique automatiquement



**Une entité fonctionne en compensation synchrone ou statique si la somme des compteurs d'une filière est en soutirage d'énergie active.** Ce soutirage d'énergie active doit être supérieur au soutirage nécessaire au fonctionnement des auxiliaires.



# Planning pour la compensation synchrone ou statique

Mars à  
oct 2025

Nov 2025 à  
janv 2026

Janv à  
fév 2026

Mars à  
déc 2026

Du 1<sup>er</sup> janvier 2027

**Concertation**  
sur les règles  
SSY-U

Consultation  
publique sur  
les règles  
SSY-U 2027

Saisine CRE  
pour  
approbation  
sur les règles  
SSY-U 2027

Préparation de  
l'implémentation des  
règles SSY-U 2027

**Implémentation des règles SSY-U 2027**

Des connaissances de **coûts de réglage de tension** par les acteurs éoliens et solaires en cours d'acquisition  
**Peu de retours d'expérience** sur la compensation statique, complexifiés par l'hétérogénéité des parcs

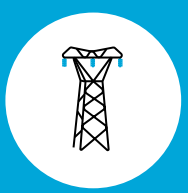
Dès mars 2026

**Expérimentation** dont rémunération forfaitaire zonale et temporaire

Nouvelle concertation  
basée sur le retour des  
expérimentations CS

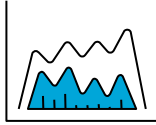
**Nouvelles règles  
CS**

Objectif de cette nouvelle concertation est de  
déterminer des parts fixes normatives dédiées  
CS



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

## Contexte : zoom sur le printemps 2025

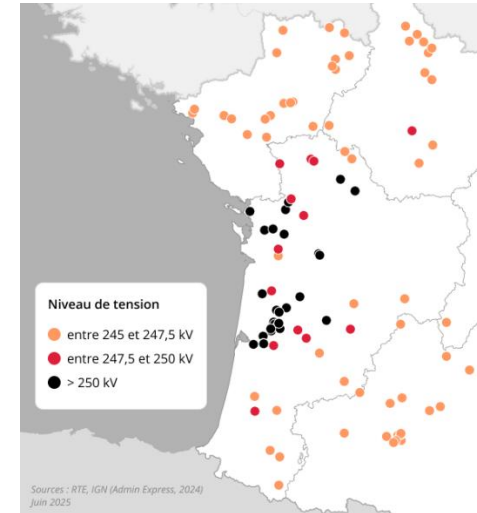


Les épisodes de faibles prix de marché conduisent à l'arrêt de groupes de production raccordés au réseau de transport.

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)

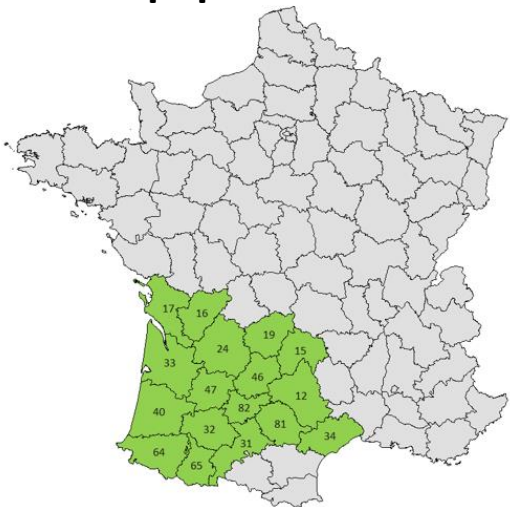
La tension mesurée dans certains postes serait de nature à dépasser les 250 kV. RTE met donc en place des actions « hors marché » pour modifier le plan de production. Ces actions sont financées par le TURPE



# CS: nouvelle proposition – Rémunération forfaitaire zonale et temporaire pour le Sud-Ouest électrique 26

Accélération sur le déploiement de la compensation statique sur la zone du Sud-Ouest électrique dès 2025 **mis en œuvre** sous forme expérimentale **en attendant les nouvelles règles pour en disposer dès le printemps 2026 (soit 15/03/2026)**

- **La rémunération forfaitaire est accessible à tout acteur qui peut nous proposer des capacités supplémentaires en absorption aux capacités contractualisées en CS dans la zone définie ci-dessous en vert**
- **Cette rémunération ne s'applique que sur les capacités contractualisées supplémentaires du max des 3 dernières années**
- **Soumis à un retour d'expériences réalisé annuellement sur le coût et la maintenance de l'implémentation des équipements dédiés CS**



## Prime fixe (€/Mvar/an)

- Calculée sur la capacité d'absorption maximale
- Versée au prorata temporis du service réalisé de CS sur la période 2026-2028
- Majoration de 50% si raccordement au RST

(€/MVAR/an)	Réglage primaire de tension (RPT)	Réglage secondaire de tension (RST)
<b>Eolien</b>	<b>2560</b>	<b>3840</b>
<b>PV</b>	<b>4000</b>	<b>6000</b>

## Exemple

Pour un **PV en RST** qui peut faire une **absorption de 80 Mvar** : une prime fixe de **480 k€/an** (80 Mvar x 6 000€)

Pour un **éolien en RPT** qui peut faire une **absorption de 25 Mvar** : une prime fixe de **64 k€/an** (25 Mvar x 2 560€)

Cette rémunération forfaitaire, limitée dans le temps et ciblée géographiquement, a pour objectif de compenser les coûts d'investissement engagés par les acteurs ainsi que le risque encouru, compte tenu du caractère novateur de ces investissements et du faible retour d'expérience disponible.

**Le service de compensation synchrone ou statique est primordial pendant la période du 15/3 au 31/10 de chaque année.**



# Rémunération forfaitaire 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 rémunération forfaitaire zonale et temporaire** pour accélérer le déploiement de la CS sur les zones à besoin. Elle remplacerait la part fixe dédiée CS **pendant l'expérimentation**

## Rémunération forfaitaire zonale et temporaire

La mise en place de cette rémunération s'accompagne d'un retour d'expériences réalisé chaque année sur le coût et la maintenance de l'implémentation des équipements dédiés CS.

Les bénéficiaires devront fournir à RTE des justificatifs en cas d'investissements réalisés dans des équipements dédiés à la CS, ainsi que sur les coûts d'exploitation et de maintenance associés.

**La facturation est réalisée trimestriellement, sur la base de la disponibilité et réalisation du service de CS et du respect de plage contractualisée**

**Aucune pénalité n'est appliquée en cas de non-réalisation du service**



# CS : nouvelle proposition – Rémunération forfaitaire zonale et temporaire pour le Sud-Ouest électrique 26

## Pour 2026

## Pour 2027 et 2028

**Contractualisation avant le 1/3/2026 pour l'année 2026**

**Contractualisation entre le 1/3/2026 et 30/09/2026 pour l'année 2026**

**Contractualisation entre le 1/10/2026 et 31/12/2026 pour l'année 2026**

**Contractualisation avant le 01/01/2027 ou 2028**

**Contractualisation dans l'année 2027 ou 2028**

**Contractualisation entre le 1/10/2027 et 31/12/2027 pour l'année 2028**

**Être apte à faire de la CS à partir du 15/3/2026**

**Être apte à faire de la CS entre le 15/3/2026 et le 31/10/2026**

**Être apte à faire de la CS dès 2027**

**Faire de la CS toute l'année**

**Etre apte à faire de la CS avant le 31/10/2027 ou 2028**

**Etre apte à faire de la CS dès 2028**

Rémunération trimestrielle avec une part fixe CS entière pour l'année 2026

Rémunération trimestrielle avec une part fixe CS prorata temporis du service 2026

Rémunération trimestrielle **sans part fixe sur 2026**

Rémunération trimestrielle avec une part fixe CS totale sur l'année

Rémunération trimestrielle avec une part fixe CS prorata temporis du service

Rémunération trimestrielle **sans part fixe sur 2027**

**Le service de CS est primordial pendant la période du 15/3 au 31/10 de chaque année, ce qui explique une rémunération basée sur la disponibilité du service pendant cette période**



# Déclinaison de la nouvelle proposition pour le Sud-Ouest électrique

Dès 2026, en attendant l'approbation des nouvelles règles

**Contractualisation sous forme expérimentale (proposition d'un mix des règles actuelles et futures) pour faciliter le back office en attendant l'implémentation des nouvelles règles**

## Rémunération de la CS composée de:

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

+ Rémunération forfaitaire zonale et temporaire versée au prorata temporis de la disponibilité du service de CS Règles nouvelles

+ Part variable qui couvre le **remboursement de l'énergie active soutirée dédié CS**  

$$PV_{CS \text{ pour les éoliens}} = k_{cs} P_{max} D_{cs} \left( \frac{1}{3} P_{pointe} + \frac{2}{3} P_{base} \right)$$
 ou  $PV_{CS \text{ pour le solaire}} = k_{cs} P_{max} D_{cs} (P_{base})$   
 $k_{cs}$  part de la  $P_{max}$  **soutirée dédiée à la CS définie par groupe**  
 $D_{cs}$  nombre d'heures de fonctionnement en CS dans le mois Règles actuelles adaptées  
 $P_{pointe}$  et  $P_{base}$  prix à terme France (EEX Power Derivatives France)



# Déclinaison de la nouvelle proposition pour le Sud-Ouest électrique

Dès 2026, en attendant l'approbation des règles  
**Sous forme expérimentale (proposition mixant les règles actuelles et règles futures)** pour faciliter le back office

A l'implémentation des nouvelles règles qui devraient être validées en T1- 2026

## Rémunération de la CS composée de:

- + Une rémunération égale au **surcoût de la facture d'utilisation du RPT aux points de connexion : PF + PV**
- + **Rémunération forfaitaire zonale et temporaire**
- + **part variable** qui couvre le **remboursement de l'énergie active** soutirée (**règles actuelles adaptées**)  
 $k_{CS} \frac{PV_{CS \text{ pour les éoliens}} \text{ ou } PV_{CS \text{ pour les solaires}}}{P_{max}}$  **soutirée dédiée à la CS**

## Rémunération de la CS composée de:

- + Une rémunération égale au **surcoût de la facture d'utilisation du RPT aux points de connexion : PF + PV**
- + **Rémunération forfaitaire zonale et temporaire**
- + **part variable:**  
**remboursement de l'énergie active dédiée CS x Prix SPOT**
- + **part variable** (technologique par démarrage ou par heure de CS) 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**



Demande de volontariat pour faire de la CS :  
**Acceptation de RTE sous réserve d'une analyse coûts bénéfiques 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** Rémunération forfaitaire zonale et temporaire pour les groupes en expérimentation
- + **part variable: remboursement de l'énergie active x Prix SPOT**
- + **part variable** (technologique par démarrage ou par heure de CS) 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**



# Remboursement de l'énergie active pour la CS

Règle actuelle : une part variable qui couvre le remboursement de l'énergie active soutirée via un forfait de soutirage

$$PV_{CS} = k_{CS} \times P_{max} \times D_{CS} \times \left( \frac{1}{3} \times P_{pointe} + \frac{2}{3} \times P_{base} \right)$$

$k_{CS}$  part de la  $P_{max}$  soutirée soit 1,5% pour le Thermique ; 2,8% pour l'hydraulique ; 2,5% pour l'éolien et le PV

$D_{CS}$  nombre d'heures de fonctionnement en CS dans le mois

$P_{pointe}$  et  $P_{base}$  prix à terme France (EEX Power Derivatives France)



**Dans un objectif de couvrir au plus juste les coûts supportés par l'acteur**, proposition de rembourser la somme des coûts horaires de l'énergie active dédiée à la CS au prix horaire SPOT.

$$PV_{CS} = \sum_{h=1}^{h=n} (W_{P_{CS}h} \times \text{Prix}_h \text{ SPOT horaire})$$

$h$  représentant chaque heure de fonctionnement en CS du groupe

$W_{P_{CS}h}$  Energie active totale soutirée en CS sans le soutirage de l'énergie active dédiée aux auxiliaires pendant l'heure  $h$

$W_{P_{CS}h}$  = énergie active mesurée – énergie active de soutirage des auxiliaires

Energie active de soutirage des auxiliaires = nb d'heures en CS x la puissance de soutirage des auxiliaires

**Si le groupe ne dispose pas de compteurs**, il est possible de mettre en place une puissance de soutirage dédiée à la CS hors auxiliaires à définir par groupe

où  $W_{P_{CS}h}$  = puissance d'énergie active de soutirage dédiée CS x nombre d'heures en CS



# CS: nouvelle proposition – Coût de maintenance et exploitation dédié CS lorsque la CS est optionnelle

**part variable** (technologique par démarrage ou heure de CS) qui couvre les éventuels **coûts supplémentaires d'exploitation/maintenance** des équipements dédiés au fonctionnement en CS dont l'usure des équipements dédiés CS **et qui n'ont pas été rémunérés par la rémunération du réglage de tension soumis à approbation de RTE et sur justificatif**

**Coût par démarrage x Nombre de démarrages**

**Ou**

**Coût par heure en CS ou par Mvar.h**

- **TAC:** coût par démarrage fourni par l'entité de réglage en septembre de l'année A-1

Formule de rémunération de la TAC: **coût par démarrage x nombre de démarrage**

- **Groupes hydrauliques, Groupes solaires et Groupes éoliens. Mise à jour des coûts par l'IPC basé sur justificatif**

Pour ces groupes, il y a une part variable d'exploitation et de maintenance dédié à la CS qui dépend de la sollicitation du réseau.

- **Formule de rémunération des groupes autres que la TAC: coût par heure de CS x nombre d'heure en CS**

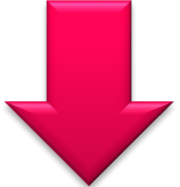
Exemple pour les hydrauliques où c'est le temps en fonctionnement en CS qui provoque des coûts supplémentaires

A ce jour, il n'y a pas de coûts supplémentaires sur les éoliens



## Rémunération égale au surcoût de la facture d'utilisation du RPT aux points de connexion.

Ce surcoût est la somme :

- de la 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 du besoin en PS entre un fonctionnement en et hors CS),
  - de la part variable payée annuellement par le Participant **pour les heures de fonctionnement en CS** pendant lesquelles le PdL est en soutirage.
-  devient
- Part variable payée annuellement par le Participant **pour les énergies actives en CS diminuées de l'énergie active des auxiliaires** pendant lesquels le PdL est en soutirage

Homogénéisation des processus via l'extraction des énergies actives pour calculer la part PV de la CS – reprise de cette donnée pour le remboursement du TURPE en soutirage pour effectuer le service de CS

**MERCI!**