Le réseau de transport d'électricité

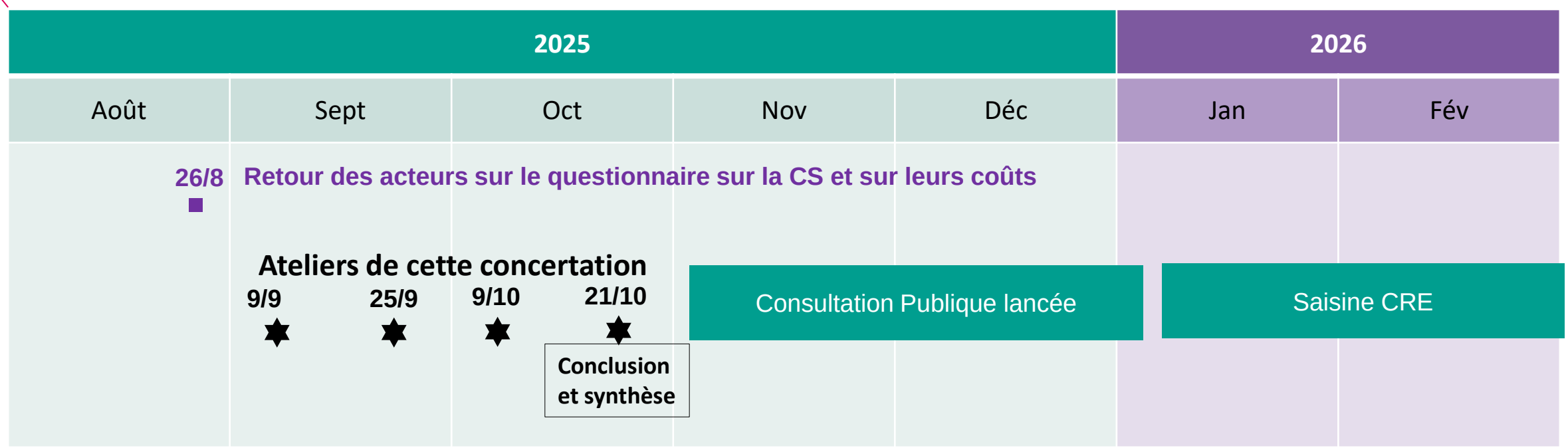
GT Tension: Rémunération du réglage de tension et compensation synchrone ou statique

25/09/2025

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)

Planning de la concertation en cours

Planning de concertation sur les nouvelles règles services système tension



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)

1

Compensation synchrone et statique (CS)

Rappel de la proposition

Demande de volontariat pour faire de la CS :
Acceptation de RTE 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 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

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. **Elle remplacerait la part fixe dédiée CS.**

Incitation financière zonale et temporaire

La mise en place de cette incitation financière 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.

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)

→

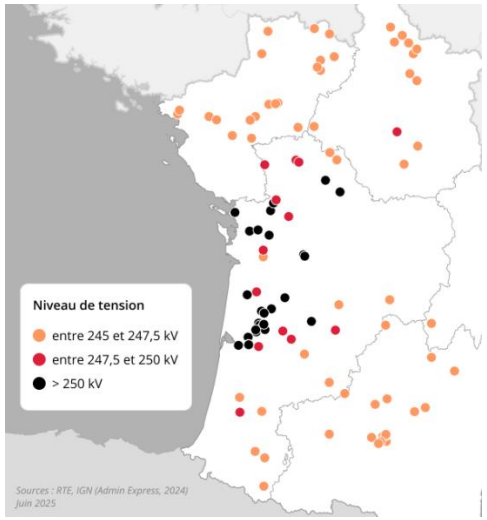


Illustration du plan de tension pour la journée du 8 juin – avant activation des actions hors marché

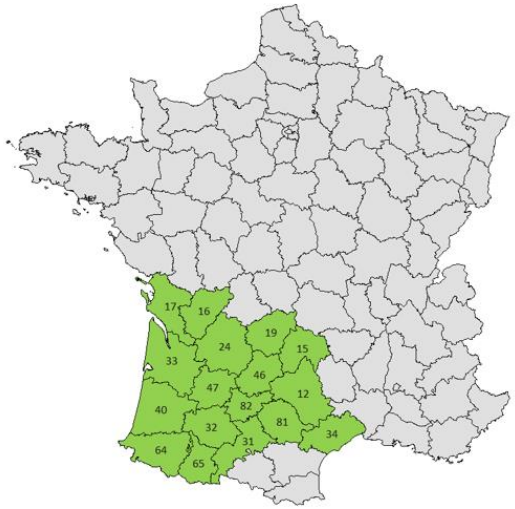
Les résultats du marché ne conduisent pas « naturellement » à un plan de tension équilibré (volumes plus importants et localisation spécifiques)

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 – Incitation financière zonale et temporaire pour le Sud-Ouest électrique 26 à 28

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)**

Cette incitation financière zonale et temporaire prend la forme d'une **prime fixe.**
Le service de compensation synchrone ou statique est **primordial pendant la période du 15/3 au 31/10 de chaque année.**



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)
Eolien	2560	3840
PV	4000	6000

+

Les parts variables

- Activation sur demande en fonction du coût d'activation
- 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

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€)

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

\+ Incitation financière 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**

$$PV_{CS\ pour\ les\ éoliens} = k_{cs}\, P_{max}\, D_{cs} \left(\frac{1}{3}\, P_{pointe} + \frac{2}{3}\, P_{base}\right) \text{ ou } PV_{CS\ pour\ le\ solaire} = k_{cs}\, P_{max}\, D_{cs}(P_{base})$$

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

Règles actuelles adaptées

\+ **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
Règles nouvelles

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**

+ Incitation financière zonale et temporaire

+ **part variable** qui couvre le remboursement de l'énergie active soutirée **(règles actuelles adaptées)**

$PV_{CS\ pour\ les\ éoliens}$ ou $PV_{CS\ pour\ les\ solaires}$

k_{cs} part de la P_{max} **soutirée dédiée à la CS**

+ **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

Rémunération de la CS composée de:

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

+ Incitation financière 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

CS : nouvelle proposition – Incitation financière zonale et temporaire pour le Sud-Ouest électrique 26 à 28

Pour 2026

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
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**
Rémunération trimestrielle avec une incitation entière pour l'année 2026	Rémunération trimestrielle avec une incitation prorata temporis du service 2026	Rémunération trimestrielle **sans incitation sur 2026**

Pour 2027 et 2028

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
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 incitation totale sur l'année	Rémunération trimestrielle avec une incitation prorata temporis du service	Rémunération trimestrielle **sans incitation sur 2027**

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

2

Rémunération du réglage de tension hors compensation synchrone ou statique

Les scénarii

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 part variable en €/Mvar.h absorbé/injecté** et non plus en €/h afin de pouvoir avoir une rémunération au service rendu. A date, **le 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

La durée de disponibilité est la période pendant laquelle le groupe est opérationnel et prêt à produire (même s'il ne produit pas effectivement). Elle inclut la durée de couplage (période pendant laquelle le groupe produit de l'énergie active).

Taux de disponibilité d'un groupe = durée de disponibilité / 8760 heures

Un scénario alternatif à l'étude
Modulation de la part fixe

- 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 capaciter à fournir du réactif

$$Pf\ future = \text{Kpf} * \left(\frac{Q_+ - Q_-}{0{,}32\ \text{Pmax} - (-0{,}35\ \text{Pmax})}\right) * (Q_+ - Q_-) * d * \left(\frac{taux\ de\ dispo\ année\ N}{taux\ de\ dispo\ cible}\right)$$

Kpf 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 : Kpf 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.

Définition du taux de disponibilité et proposition de cibles par filière

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.

Détermination du taux de disponibilité de référence (encore appelé taux cible) :

- L'objectif poursuivi par RTE est de déterminer un taux de disponibilité de référence représentatif des performances moyennes passées des unités de production, intégrant donc un niveau moyen d'indisponibilité programmées et non programmées ce qui justifie de supprimer les jetons d'indisponibilité. Afin que le taux cible n'intègre pas de biais méthodologique, il est proposé de

  1/ définir la méthode de calcul qui permettra d'apprécier chaque année le taux de disponibilité effectif. Cette méthode de calcul doit être objectivable et simple à mettre

  2/ appliquer cette méthode sur un historique long, hors évènements exceptionnels, pour déterminer le taux cible de manière à ce que celui-ci soit réellement représentatif

  Par exemple 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.

RTE est à l'écoute des acteurs pour construire ensemble ces méthodes de calcul (par filière, par puissance,…)

- A défaut de proposition, la cible normative pour chaque filière pourrait être définie en se basant sur des benchmarks internationaux avec déclaration volontaire par les producteurs de chaque inaptitude au réglage de tension et contrôle par RTE

Filière	Borne basse	Borne haute
Nucléaire	77%	80%
Thermique à flamme	77%	80%
Solaire	44%	50%
Eolien terrestre	80%	98%
Stockage	95%	99%
Hydraulique	A définir	A définir
Eolien en mer	A définir	A définir

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
Total sur 10 ans	**1000**	**90%**	**1000**

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

Un scénario alternatif à l'étude
Abattement et Pénalités

Les abattements sont modifiés : abattement seulement de la PF au lieu de la PF + PV

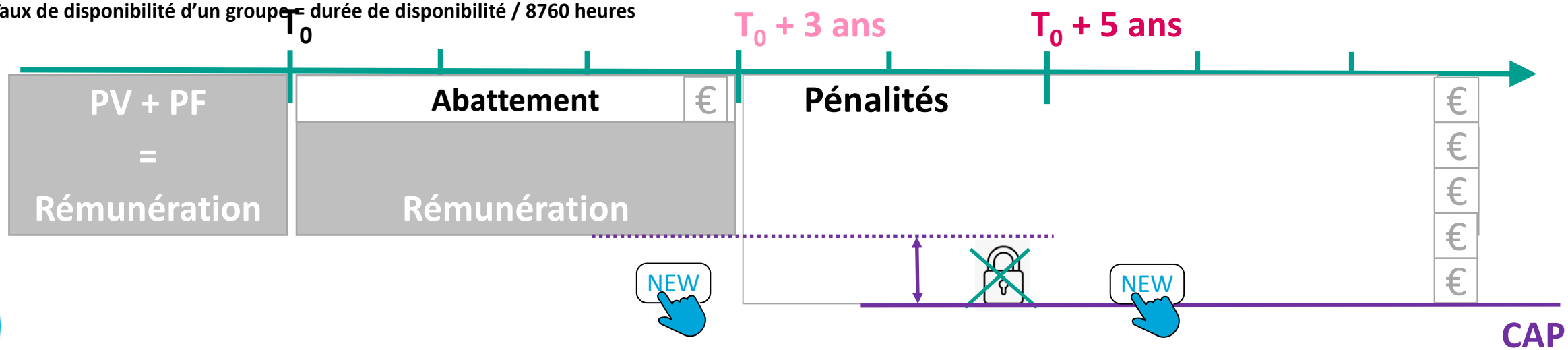
La PV étant rémunérée au Mvar.h, le non-respect de la plage contractuelle induit de fait un abattement de la PV. Le renforcement des abattements du scénario initial est repris avec le renforcement des pénalités

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 = ~3€/Mvar.h x coefficient d'abattement x plage contractuelle de réglage de tension x nombre d'heures de disponibilité du groupe

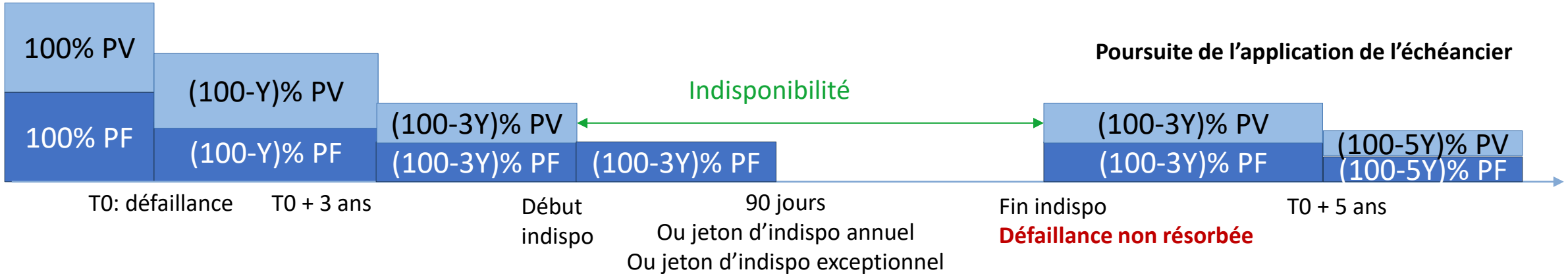
La durée de disponibilité est la période pendant laquelle le groupe est opérationnel et prêt à produire (même s'il ne produit pas effectivement). Elle inclut la durée de couplage (période pendant laquelle le groupe produit de l'énergie active).

Taux de disponibilité d'un groupe = durée de disponibilité / 8760 heures

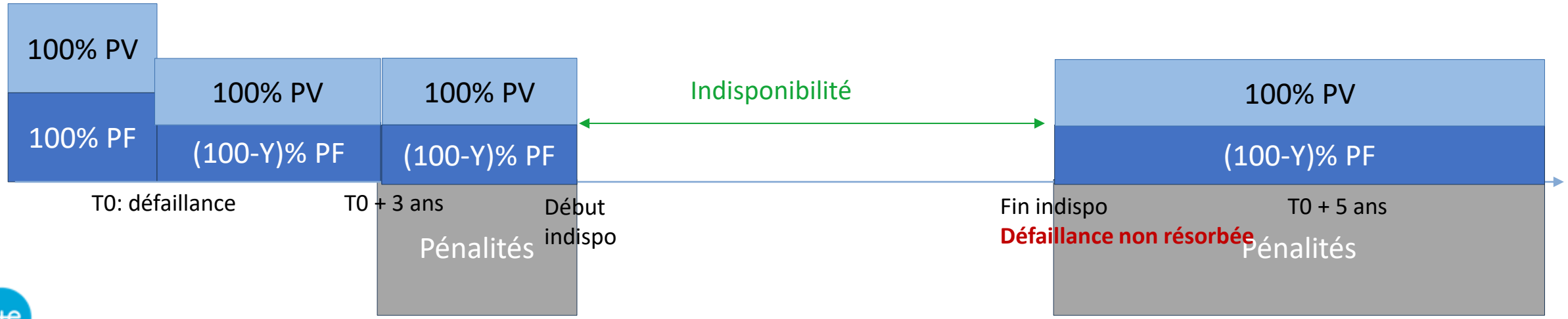


Un scénario alternatif à l'étude
Abattement et Pénalités

La règle actuelle



La règle proposée avec le scénario alternatif



Un scénario alternatif à l'étude
Abattement et Pénalités

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

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

PF du mois de mars = (650 x ((10 - -10)/((0,32 x 25)-(-0,35 x 25))) x 20) /12 **= 1 293,53 €**

PV du mois de mars = 0,3 x 1,5 x 744 (nombre d'heures du mois) x 8 (absorption moyenne dans le mois) = **3 348 €**

Kpv en RST = 1,5 x 0,3 €/Mvar.h

Rémunération du mois de mars = **4 641,53 €**

Défaillance avec un écart de 10%

Abattement mensuel entre T0 et T0+3ans = taux d'abattement x PF mensuelle = 10% x 1 293,53 € = 129,35 €

Pénalité mensuelle à partir de 3 ans = ~3€/Mvar x taux d'abattement x nombre d'heures disponible du groupe x plage contractuelle

Pénalité du mois de mars = ~3€/Mvar x 10 % x 744 x 20 = **4 464 €**

Si le groupe est indisponible tout un mois, la pénalité est à 0€

Retours à date sur la proposition alternative

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 abattements et pénalités : renforcement des pénalités dès 3 ans avec une pénalité à ~3€/Mvar.h et suppression des pénalités à 2 ans Abattement que sur la part fixe
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

Retours

Accueilli très positivement
Avec quelques craintes sur la définition du taux de disponibilité cible et le calcul de taux de disponibilité du groupe

Un cap potentiellement inacceptable

Fort mécontentement de cette proposition avec une impression de pénalités disproportionnées

Un scénario alternatif à l'étude
Proposition alternative des Pénalités annoncée en séance

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.

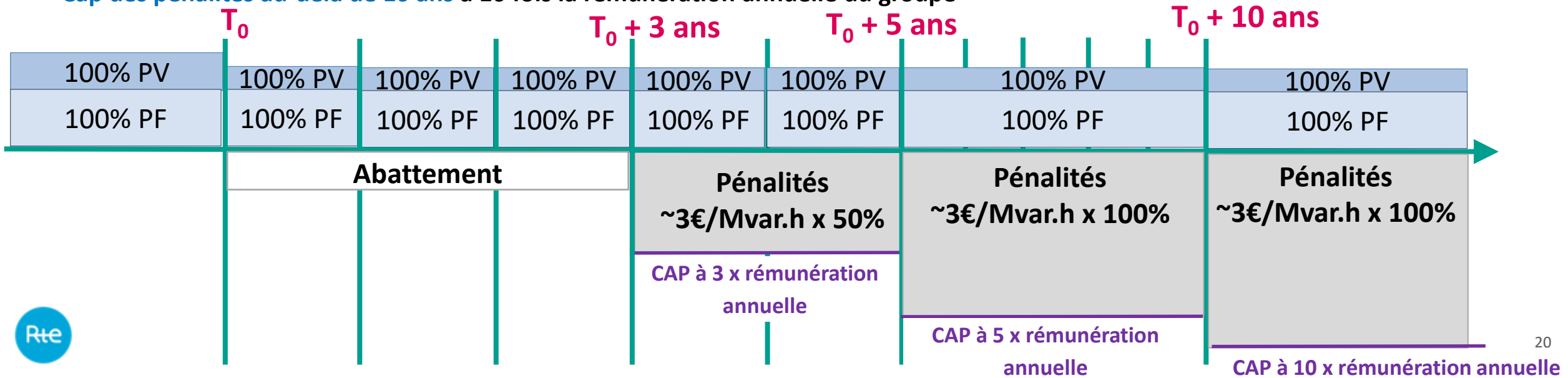
Formule de calcul des pénalités à 3 ans = ~3€/Mvar.h x 50% x coefficient d'abattement x plage contractuelle de réglage de tension x nombre d'heures de disponibilité du groupe et

Formule de calcul des pénalités à 5 ans = ~3€/Mvar.h x 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



Les 2 scénarii sur la rémunération du réglage de tension

Positionnement en séance?

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

3

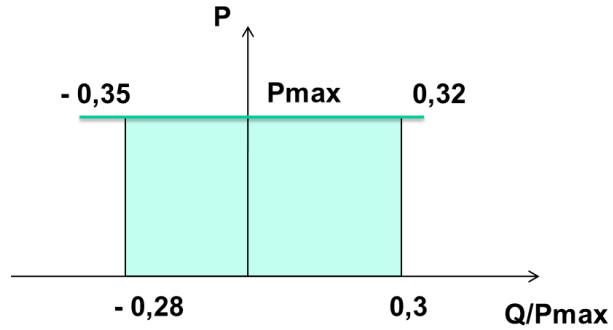
Rémunération du réglage de tension hors compensation synchrone ou statique

Quelques rappels

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

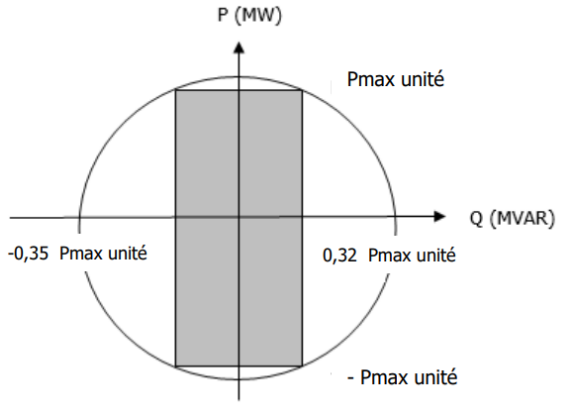
« Le gestionnaire du réseau public de transport veille également à la disponibilité et à la mise en œuvre des services nécessaires au fonctionnement du réseau. ***Tout producteur dont les installations disposent d'une capacité constructive de réglage de la fréquence ou de la tension met, en application 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. »*



Capacités constructives exigées pour les producteurs

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 synchrone 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 unités de stockage

Proposition sur la part fixe scénario initial

Part Fixe

~ 1/3 du niveau

$$PF = K_{PF}\left(\frac{Q_+}{0{,}32\ Pmax}\right)\left(\frac{Q_-}{-0{,}35\ Pmax}\right)((Q_+ - Q_-) - (Q_{+cc} - Q_{-cc}))\ d$$

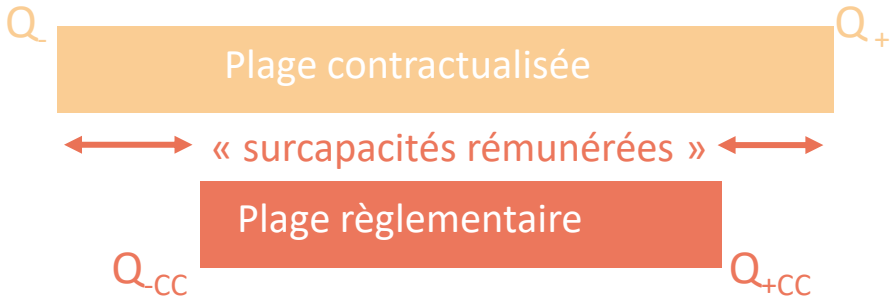
K_{PF} paramètre fixé chaque année en €/Mvar/an soit dans notre exemple 649€/Mvar/an

Q_+ capacité réelle maximale en fourniture

Q_- capacité réelle maximale en absorption

d coefficient de disponibilité

(Q_+ - Q_-) plage contractualisée



Une contribution pour les capacités de réglage de tension **supérieures aux capacités réglementaires** avec une meilleure rémunération des surcapacités de **fourniture ET d'absorption** de réactif.

PAS de Part Fixe pour les entités qui proposent des **capacités égales ou en deçà des capacités réglementaires**, pour inciter les acteurs à avoir des capacités de réglage supérieures et de les mettre à disposition du réseau.
(il n'y a pas de part fixe négative)

Proposition sur la part fixe scénario alternatif

Part Fixe

~ 2/3 du niveau

$$\mathbf{PF} = K_{PF}\left(\frac{Q_+ - Q_-}{0{,}32\ Pmax\ -\ -0{,}35\ Pmax}\right)(Q_+ - Q_-)\ d\left(\frac{taux\ de\ disponibilité\ du\ groupe}{taux\ cible}\right)$$

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)

Proposition sur la part variable

Part variable (PV_{RPT}) | PV_{RST}

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

~ 2/3 du niveau pour le scénario initial
~ 1/3 du niveau pour le scénario alternatif

$$PV_{RPT} = K_{WQ} . W_Q$$

$$PV_{RST} = 0,5 . K_{WQ} . W_Q$$ 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 **0,62 €/Mvar.h** dans notre exemple à 115 M€ pour le scénario initial et ~**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

Comptage – tout scénario

La rémunération, et par conséquent les abattements et pénalités, sont calculés à partir des données d'énergie réactive mesurées et/ou corrigées si nécessaire au point de connexion.

Proposition initiale: Ce sont les compteurs au point de connexion (exemple ceux du **PLIC**, Point de Livraison et d'Injection Contractuel servant déjà à la facturation du TURPE, Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité) **qui devraient être utilisés**

Voici la nouvelle proposition 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.

Comptage

Proposition d'une nouvelle indexation des prix tout scénario

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

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

- 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 Kt sur l'IPC (dont la corrélation avec les précédents indices (Kt) 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

MERCI!