Le réseau de transport d'électricité

GT n°14 – Concertation sur la refonte du mécanisme de capacité

15/07/2025

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)

Ordre du jour

1. Principes et objectifs du mécanisme de capacité
2. Financement du mécanisme
3. Contrats pluriannuels
4. Soutien aux flexibilités décarbonées
5. Certification
6. Fonctionnement des enchères
7. Participation transfrontalière
8. Marché secondaire
9. Règlements financiers des exploitants
10. Signaux
11. Planning

Objectifs du GT et actualités

- Lancée en 2022, la concertation a permis de définir les contours du nouveau mécanisme de capacité, formellement **établi par la loi de finances pour 2025**.

- Les principes du design ont par ailleurs été confortés grâce à la consultation publique de la DGEC qui a fait l'objet d'une restitution dédiée le 15 mai 2025 au cours du GT n°13.

- L'objectif de ce GT n°14 est de réaliser **un tour d'horizon complet** du design du nouveau mécanisme qui ouvre la voie au partage:
    - Du projet de décret d'application du mécanisme
    - D'une note de design décrivant le fonctionnement complet du mécanisme
    - D'une première version des règles avant une consultation formelle dans le courant du quatrième trimestre

- Les discussions avec la Commission Européenne se maintiennent avec **l'objectif d'une approbation à fin 2025**
- La **publication du CISAF le 25 juin dernier vient établir des critères d'analyse objectifs** permettant aux Etats membres d'accéder à une procédure d'approbation accélérée.
    - Compte tenu de la temporalité des travaux au niveau national, **l'approbation du nouveau mécanisme de capacité ne s'inscrit pas dans le cadre de cette procédure accélérée**
    - Néanmoins, afin de faciliter son approbation, **l'objectif est de converger au maximum vers le modèle décrit dans le CISAF**

1. Principes et objectifs du mécanisme de capacité

Principes et objectifs du nouveau mécanisme

1 La transition vers un mécanisme centralisé tirant parti du retour d'expérience du mécanisme décentralisé en vigueur

Définition du besoin de capacité



Contractualisation pour le compte de la collectivité des engagements de disponibilité des capacités (nouvelles ou existantes) nécessaires, plusieurs années à l'avance

Répercussion du coût de cette contractualisation aux consommateurs, *via leurs fournisseurs,* en fonction de leur consommation lors des points de façon à les inciter à maitriser leur consommation

- **Concentration de l'offre** et de la demande autour d'enchères organisées par RTE qui contractualise pour le compte de la collectivité le besoin nécessaire à la sécurité d'approvisionnement, et permettant d'améliorer la lisibilité du signal prix.
- **Centralisation des flux de financements** du mécanisme et disparition de la notion d'acteurs obligés
- **Simplification opérationnelle du dispositif en vigueur,** dont la complexité a été régulièrement relevée par les acteurs.

Principes et objectifs du nouveau mécanisme

2 Un mécanisme identifié comme levier pour l'émergence des nouvelles capacités dont le système a besoin…

- Le Bilan Prévisionnel 2023 a identifié dans son scénario de référence d'atteinte des objectifs de décarbonation et de réindustrialisation que des nouvelles capacités thermiques décarbonées et de flexibilités décarbonées devront émerger pour assurer la sécurité d'approvisionnement à horizon 2030.
- Le mécanisme de capacité est désormais identifié comme le principal vecteur pour faire émerger ces nouvelles installations, via **(i) la mise à disposition d'un dispositif de contractualisation pluriannuelle** et **(ii) un réajustement à la hausse du prix administré des enchères.**



… Tout en veillant à limiter l'impact sur le consommateur final.

- Afin d'éviter une hausse du coût du mécanisme dans un contexte de disparition de l'ARENh, et l'émergence de rentes particulièrement élevées, un **prix plafond intermédiaire** s'appliquerait aux capacités existantes
- Afin d'éviter un risque de *lock-in,* un **plafond de volumes contrats pluriannuels** serait introduit afin de borner la contractualisation au besoin de capacités supplémentaires identifié dans les études prospectives.

Principes et objectifs du nouveau mécanisme

3 Le mécanisme de capacité doit permettre l'atteinte d'objectifs de développement des flexibilités décarbonées…

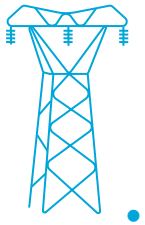
- **Les dispositifs de soutien AOE/AOFD seraient intégrés au mécanisme de capacité**
- Cette fusion est cohérente avec les nouvelles orientations relatives aux aides d'Etat (CISAF) qui promeuvent un principe de contractualisation conjointe lorsque des dispositifs de soutien pour les flexibilités décarbonées sont instaurés sur un marché où un mécanisme de capacité est déjà en vigueur
- Par conséquent, les enchères capacitaires intégreront des dispositions spécifiques favorables aux effacements et au stockage.


COMMISSION EUROPÉENNE

Bruxelles, le 25.6.2025
C(2025) 7600 final

COMMUNICATION DE LA COMMISSION

Encadrement des aides d'État visant à soutenir le pacte pour une industrie propre
(encadrement des aides d'État dans le cadre du pacte pour une industrie propre)



En s'assurant néanmoins que les capacités contractualisées répondent aux besoins du système électrique

- Dans le but d'assurer leur mise à disposition effective au bénéfice du système électrique, les effacements explicites seraient soumis à **des prescriptions particulières dans la continuité des AOE/AOFD**

Vue d'ensemble du mécanisme

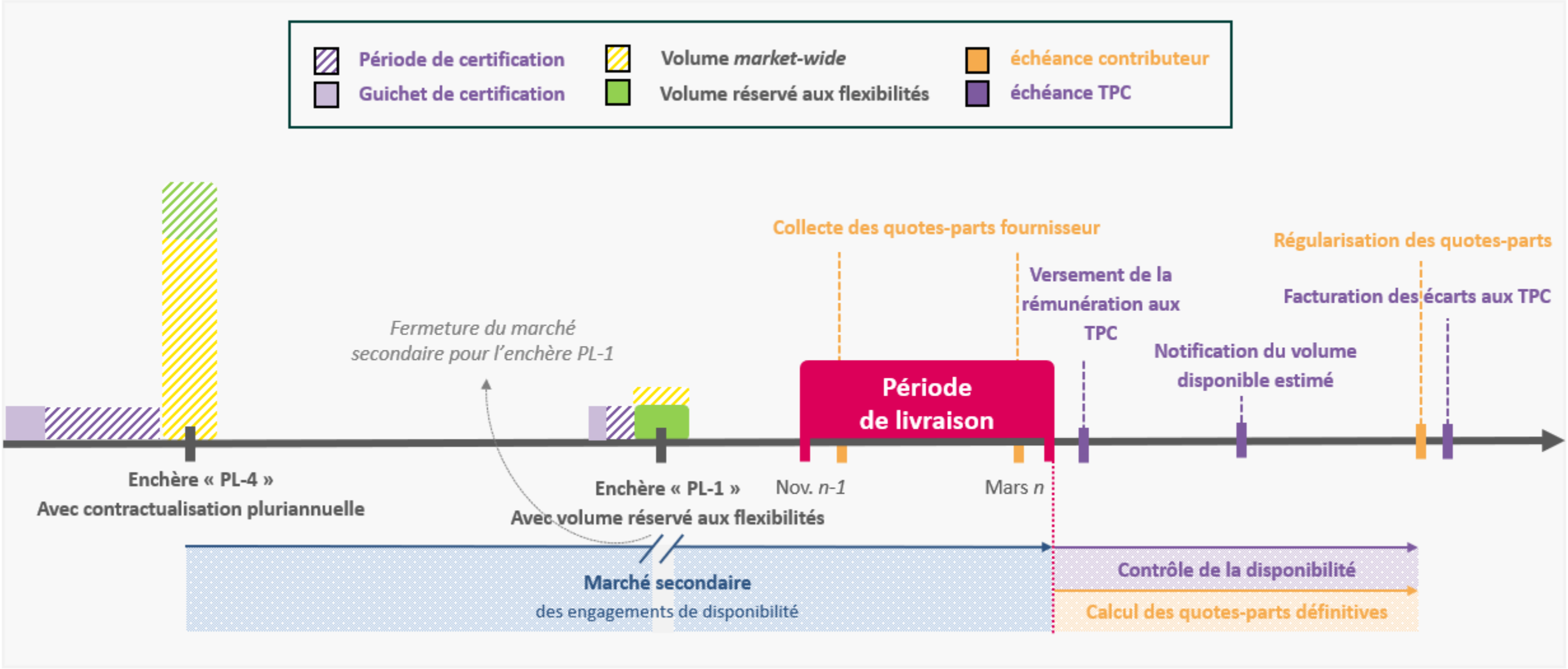


Schéma de principe du mécanisme de capacité en régime nominal

2. Financement du mécanisme

Un financement centralisé pour la rémunération des engagements de disponibilité

- RTE **contractualise pour le compte de la collectivité les engagements de disponibilité** des capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement
- Le résultat de l'enchère **vaut engagement de RTE sur le versement de la rémunération**, qui intervient le plus rapidement possible après la période de livraison
- Cette rémunération est versée au moyen d'une taxe, prélevée auprès des contributeurs, et affectée à RTE pour la rémunération des capacités
- Conformément à l'avis du Conseil d'Etat, la taxe est soumise à TVA, qui n'est pas déductible par RTE, et qui sera donc répercutée dans le coût du mécanisme facturé aux contributeurs

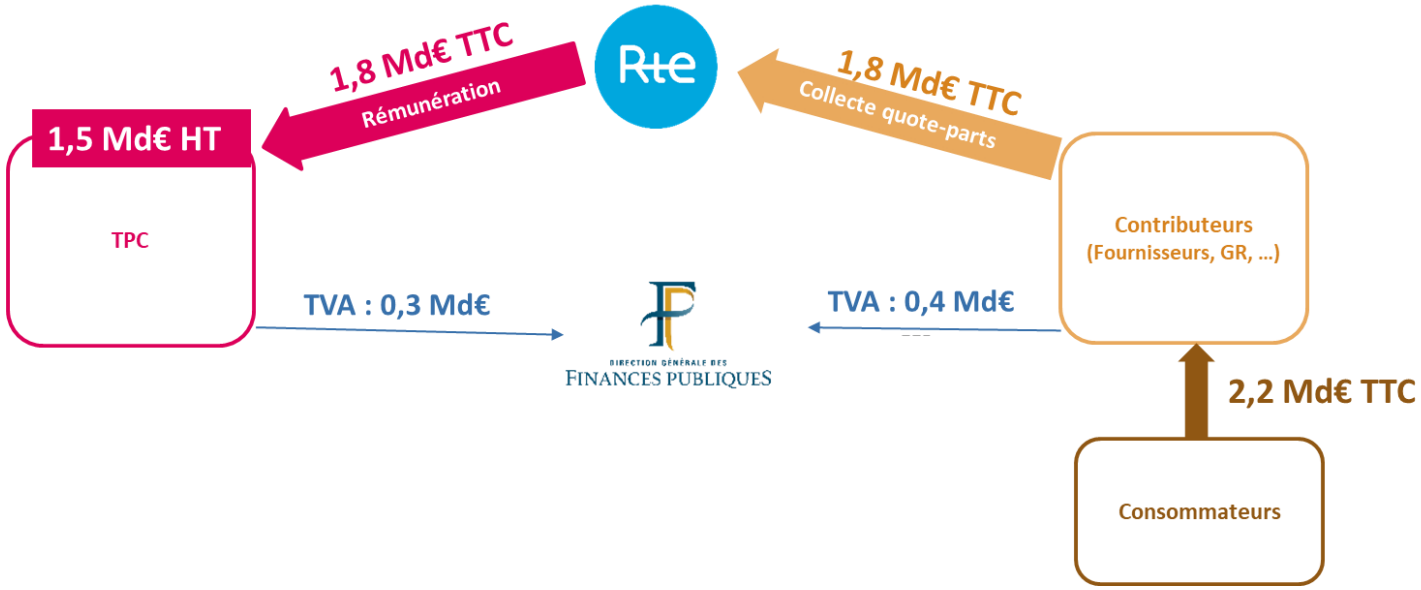


Schéma simplifié des flux de financement sur le mécanisme sous l'hypothèse d'un coût total induit par les enchères de 1,5 milliards d'euros - Exemple numérique à titre d'illustration

Un financement assuré via un modèle de quote-part fournisseur

Article L.322-8 du code des impositions sur les biens et services

Le contributeur au mécanisme de capacité s'entend de la personne suivante

- *1° La personne autorisée en application de l'article L. 333-1 du code de l'énergie, pour les quantités d'électricité qu'elle fournit à des personnes qui les consomment sur le territoire de taxation mentionné à l'article L. 322-10 du présent code*
- *2° La personne qui consomme de l'électricité sur le territoire de taxation, y compris pour compenser ses pertes, pour les quantités d'électricité qui ne sont pas fournies par une personne qui relève du 1°*

- Un fournisseur porte systématiquement une contribution pour les quantités qu'il fournit à un consommateur final.

- Contrairement au mécanisme actuel et **en conséquence de la disparition du statut d'acteur obligé**, il n'est plus possible de déléguer ou transférer sa contribution au titre du mécanisme de capacité à un tiers.

Un financement assuré via un modèle de quote-part fournisseur

- La taxe est définie au moyen d'un **quotient fixe au titre d'une période livraison**

$$\text{Quotient}_{(PL)} = \frac{\text{Coût du mécanisme}}{\text{Puissance de référence France}} \quad \left[\frac{€}{MW} \right]$$

- Chaque contributeur du mécanisme est prélevé **au niveau de sa puissance de référence.**

$$\text{Quote-part}_{(PL\ ;\ Contributeur)} = \text{Quotient}_{(PL)} \times \text{Puissance Contributeur} \quad [\ €\ ]$$

- Le fait générateur de la taxe est la consommation du portefeuille / du site de consommation sur les heures de tension du système (Cf. Partie Signaux)
- La taxe fait néanmoins l'objet d'acompte (L.322-19), et sera donc **prélevée au cours de la période de livraison**
- **Les contributeurs seront donc régularisés sur la base de leur puissance de référence définitive** constatée à l'issue de la période de livraison
- Les contributeurs sont libres des modalités de répercussion de leur quote-part même si conformément aux annonces de la DGEC au cours du GT du 15 mai, les principaux fournisseurs pourraient être tenus de communiquer à la CRE leur méthodologie de répercussion.

La définition du coût du mécanisme

- Le coût du mécanisme **est proposé annuellement par RTE au régulateur**, où seuls sont pris en compte les éléments établis au **1er octobre**. Il s'agit donc d'une échéance fixe à partir de laquelle le coût du mécanisme, et le quotient qui en résulte, doivent être connus des acteurs.
- Le coût du mécanisme est la somme de **5 briques différentes**.

1

Les rémunérations dues aux exploitants, majorées de la TVA, au titre de la PL considérée

Ces rémunérations résultent de l'organisation des enchères et sont ajustées des opérations sur le marché secondaire

2

La différence entre la taxe devenue exigible et établie au titre des précédentes PL

Si $(\sum \text{Puissance définitive} - \sum \text{Puissance estimée}) \times \text{Quotient}_{(PL)} > 0$
Le montant total devenu exigible est supérieur au moment total prélevé. Du point de vue de RTE, il s'agit d'une régularisation positive, devant entrainer une répercussion à la baisse du coût du mécanisme.

Si $(\sum \text{Puissance définitive} - \sum \text{Puissance estimée}) \times \text{Quotient}_{(PL)} < 0$
Le montant total devenu exigible est inférieur au montant total prélevé. Les contributeurs bénéficieront d'une régularisation positive, devant entrainer une répercussion à la hausse du coût du mécanisme.

3

La régularisation des exploitants au titre de PL ultérieures

Les éventuels trop ou moins perçus de rémunération des exploitants sont répercutées dans le coût du mécanisme. Ces régularisations incluent également les pénalités en cas d'indisponibilité constatée.

4

Les irrécouvrables constatés par RTE

Irrécouvrables au périmètre des contributeurs et des exploitants

5

Les majorations perçues par RTE

En cas de retards de paiement des contributeurs, RTE appliquera une majoration de 5% de la contribution, dont le versement par le contributeur concerné viendra en déduction du coût du mécanisme.

La définition de la puissance de référence

- La puissance de référence, qu'elle soit individuelle ou nationale, représente la consommation durant les périodes de tension du système, extrapolée à température extrême.
- Cette méthode dans la continuité de l'actuel mécanisme vise à dimensionner le système électrique face à l'éventualité d'une vague de froid, mais également à refléter la juste contribution de chaque consommateur à cette pointe.
- De la même manière que le coût du mécanisme, **le régulateur estime sur proposition de RTE, avant le 1er octobre**, la puissance de référence France applicable pour le calcul du quotient.

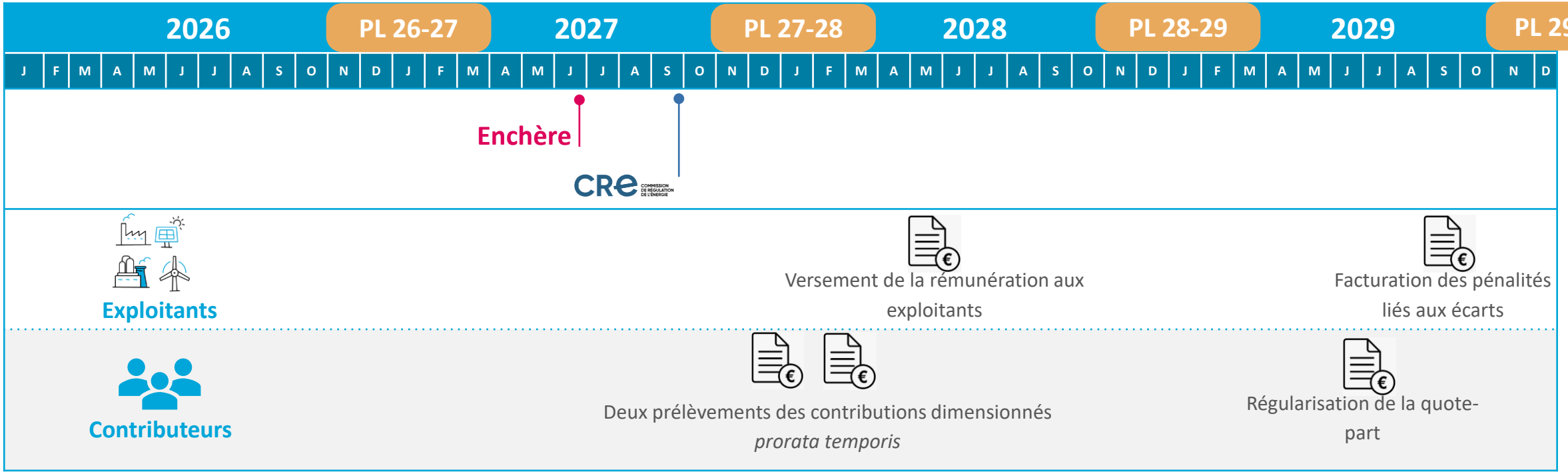
La méthodologie de définition de la température extrême sera présentée au cours du GT paramétrage à venir

- **En régime nominal,** les puissances de référence sont calculées sur la base des puissances de référence estimées de la PL précédente.
- **Pour l'initialisation du nouveau mécanisme** :
  - RTE n'a pas de comparable à disposition mais se fonde sur le principe que la puissance de référence doit résulter de la dernière estimation effectuée
  - En juillet 26, au moment d'établir les puissances de référence pour la première PL, les données les plus récentes disponibles pour le calcul du quotient seront les données estimées de l'obligation de l'Année de Livraison 2024.

RTE projette de mobiliser les données de l'AL24 pour le calcul des puissances de référence 2026/2027

Temporalité des flux de financement en régime nominal

Le schéma ci-dessous présente **le régime nominal qui serait applicable à compter de la PL 27/28**

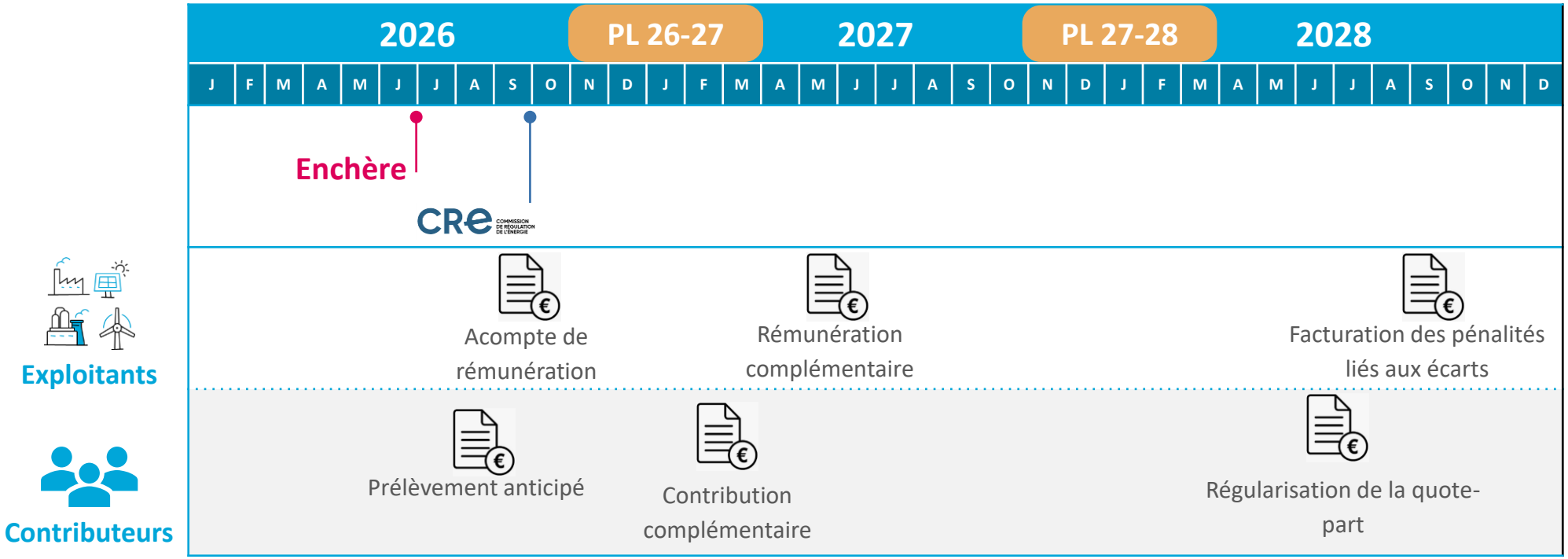


RTE fait néanmoins **évoluer sa proposition initiale de procéder à une rémunération en juillet « nette »** des écarts de disponibilité estimés :

- Les délais pour évaluer la disponibilité des capacités apparaissent en réalité trop contraints pour garantir aux acteurs un versement de la rémunération « nette » des écarts avant l'été
- La nouvelle proposition conduit à reproduire le processus en vigueur dans l'actuel mécanisme : un versement de toute la rémunération aux exploitants à l'issue de la période de livraison puis une facturation des écarts l'année suivante

Temporalité des flux de financement en régime transitoire

Le schéma ci-dessous présente **le régime transitoire qui serait applicable pour la PL 26/27**



- La transition de mécanisme génère pour les exploitants un décalage de près de 18 mois entre la rémunération perçue au titre du mécanisme en vigueur et la rémunération perçue au titre du nouveau mécanisme.
- **Un acompte transitoire, prélevé dès l'issue de l'enchère auprès d'un nombre limité de contributeurs, et reversé dès que possible aux exploitants serait introduit.**
- Les paramètres exacts du dispositif seront précisés ultérieurement, à savoir : (i) les seuils d'assujettissement pour les contributeurs, et (ii) le taux de couverture de l'acompte exploitant.

3. Contractualisation pluriannuelle

Critères d'éligibilité aux contrats pluriannuels

En cas de besoin pour la sécurité d'approvisionnement, le mécanisme doit favoriser l'émergence de nouvelles capacités, via la mise à disposition de contrats pluriannuels. Ces contrats seraient à destination :

- **De nouvelles capacités de production ou de stockage**
- D'installations de production réalisant **une augmentation de puissance –** le cas échéant le contrat couvrirait uniquement la part de la puissance faisant l'objet de la hausse
- D'installations de production réalisant des **investissements de réduction d'émissions de CO2** permettant d'atteindre un seuil d'émission prévu par arrêté
- **D'installations de production prolongeant leur durée de vie** - définies comme les installations qui ont fait l'objet d'un avis de fermeture définitif transmis au GRT ou au GRD concerné.

Pour être éligible au dispositif de contractualisation pluriannuelle:

- La capacité doit être située sur le territoire de la France métropolitaine continentale
- Ne doit pas bénéficier d'un mécanisme de soutien public, en application des articles L. 314-1 et suivants, L. 314-18 et suivants et L. 311-10 et suivants.

Les capacités d'effacement sont par défaut éligibles au pluriannuel. Les règles du mécanisme reprendraient néanmoins les critères d'éligibilité en vigueur dans les AOE/AOFD (Cf. Partie 4)

Procédure d'autorisation de soumettre une offre pluriannuelle aux enchères

- Le titulaire de périmètre de certification transmet à RTE une description technique du projet permettant au GRT d'attester du respect des critères d'éligibilité établis dans le cadre réglementaire.
- RTE transmet à la Commission de régulation de l'énergie la liste des installations respectant les critères d'éligibilité.

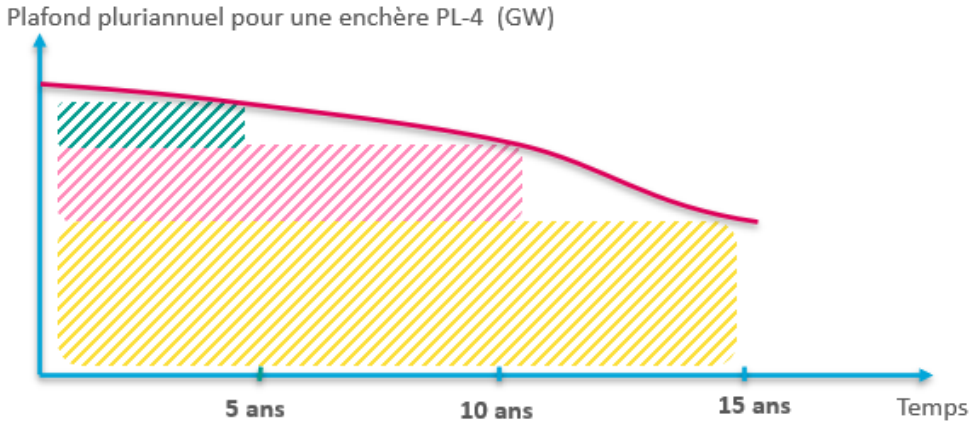
- Le TPC transmet une description de son projet selon un formalisme à définir par le régulateur
- L'accès à chaque durée standard de contrat sera conditionné par un seuil d'investissement. Suivant l'analyse des CAPEX du projet, la CRE délivre ou non, une autorisation **associée à une durée de contractualisation valable pour une unique enchère**
- Cette autorisation est délivrée en amont de l'ouverture du guichet de certification associé à l'enchère

- Au cours de la certification, le TPC certifie sa capacité et doit pouvoir transmettre au GR l'autorisation de la CRE

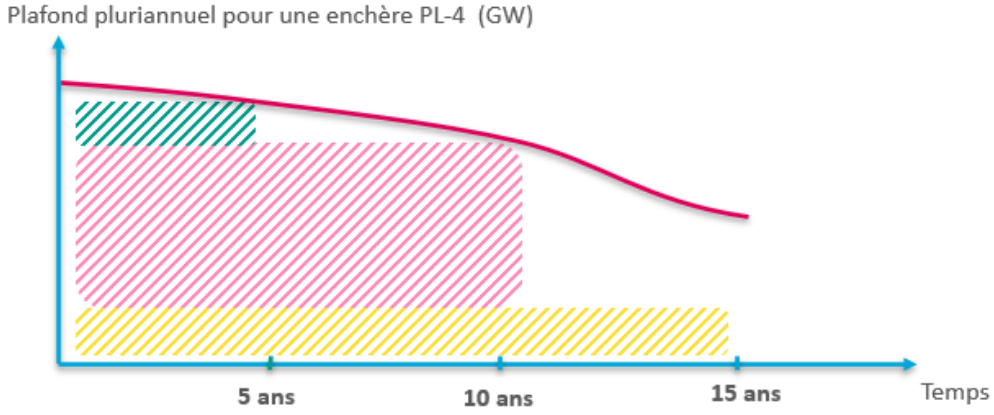
S'agissant des critères économiques: le nombre de contrats standards serait au nombre de trois, avec une durée maximale de 15 ans

Au cours de l'enchère, l'instauration d'un plafond en volume pour éviter les effets de *lock-in*

- Les contrats pluriannuels engagent la collectivité sur de longues durées, il est donc justifié de s'assurer que le mécanisme ne contractualise pas à long-terme des capacités qui ne seraient pas nécessaires à la sécurité d'approvisionnement.
- Cet enjeu est particulièrement prégnant lorsque dans un premier temps, **les besoins du système augmentent** justifiant l'entrée de nouvelles capacités, **puis se réduisent sous l'effet de facteurs divers** (*ex*: contributions de capacités financées hors mécanisme comme les ENR*)*
- Pour répondre à cet enjeu, il pourrait être défini un plafond applicable au pluriannuel, **permettant de circonscrire la sélection d'une nouvelle capacité, au besoin additionnel identifié pour chaque horizon de temps par les études prospectives**.
- **Modèle envisagé** : L'algorithme discrimine les capacités annuelles et pluriannuels, ainsi que les durées de contrat associées aux capacités pluriannuelles sans autre considération que : (i) la préséance économique et (ii) la contrainte de non-dépassement du besoin pour chaque horizon considéré.
- Ce fonctionnement est illustré ci-dessous avec des hypothèses de durées de contrats standards de **5 ans**, **10 ans** et **15 ans**.



Cas 1 : la procédure concurrentielle permet de respecter parfaitement les besoins de chaque horizon.



Cas 2 : les contrats 10 ans étant plus compétitifs, la contrainte est respectée sur chaque horizon mais le besoin n'est pas complétement couvert à horizon 15 ans via cette enchère.

Incitations pour garantir la disponibilité dans les temps de la capacité pluriannuelle

- **En amont de la période de livraison :**

  1) **La mise en place d'un comité de suivi d'avancement des projets copiloté par la CRE et RTE :**
     - A la demande d'éligibilité auprès du Régulateur, l'exploitant s'engagerait sur un calendrier de développement du projet
     - A intervalles réguliers (par exemple chaque semestre), l'exploitant transmettrait les documents attestant de l'avancement du projet
     - Ce suivi serait qualitatif ; en dernier ressort, la CRE pourrait mettre un terme au contrat, si les objectifs n'étaient pas remplis
     - Une capacité qui n'a pas démontré sa mise en service avant la fin de la PL ne pourrait se voir verser la rémunération prévue dès l'issue de la PL considérée.

  2) **Une incitation financière à sortir du contrat dans le cas où le projet serait abandonné** (cf. slide suivante)
     - Jusqu'au début de la période de livraison, l'acteur aurait la possibilité de mettre un terme à son contrat en s'acquittant d'une pénalité croissante à mesure que la période de livraison approche.

- **En cours de période de livraison,** une capacité pluriannuelle serait redevable de pénalités de la même manière que l'ensemble des capacités engagées sur le mécanisme. Toutefois, **ces pénalités pourraient être majorées si l'indisponibilité résultait d'un retard dans la finalisation du projet.**

Des pénalités spécifiques pour inciter à la livraison d'une nouvelle capacité pourraient être introduites

- Jusqu'au début de la période de livraison, l'acteur aurait la possibilité de mettre un terme à son contrat pluriannuel en s'acquittant d'une pénalité croissante à mesure que la période de livraison approche.
- L'exploitant est incité, en cas d'impossibilité à livrer la capacité, à le déclarer le plus tôt possible de sorte que la capacité manquante puisse être contractualisée lors de l'enchère PL-1
- A partir du début de la période de livraison, le Régulateur aurait la possibilité de mettre un terme au contrat : l'acteur serait alors redevable de la pénalité maximale du tableau ci-dessous ainsi que des pénalités usuelles dues à son indisponibilité pendant la période de livraison

Exemple de pénalités pouvant s'appliquer à l'arrêt d'un contrat pluriannuel

Délai par rapport au début de la PL au moment de l'arrêt du contrat	Pénalité d'arrêt d'un contrat (€/MW)
Plus de 24 mois avant la PL	$20\%\ Prix_{clearing}$
Entre 24 et 12 mois avant la PL	$30\%\ Prix_{clearing}$
Entre 12 mois et le début de la PL	$50\%\ Prix_{clearing}$
A partir du début de la PL *(ou de l'enchère PL-1)*	$50\%\ Prix_{clearing}$ (+ pénalité due à l'indisponibilité éventuellement majorées pour retard)

$Prix_{clearing}$ représente le prix à laquelle la capacité contractualisée à long terme a été retenue sur l'enchère PL-4

4. Soutien aux flexibilités décarbonées

Conformément aux préconisations de la Commission Européenne, le design du futur mécanisme intègrera un dispositif de soutien aux flexibilités actuellement matérialisé par l'AOFD

Le mécanisme de capacité établira un cadre favorable au développement des « flexibilités » (**effacements – y compris EIF – et stockage**), en cohérence avec les objectifs publics de soutien de ces filières et les besoins de flexibilités mis en évidence par les études prospectives :

1. **Un volume sera réservé prioritairement aux flexibilités** sur l'enchère PL-1, en cohérence avec les objectifs publics de développement de ces filières. La méthodologie de définition de ce volume sera présentée lors d'un GT à venir

2. Ce volume réservé fera émerger un prix de *clearing* propre aux flexibilités

Par ailleurs, sans que cela ne soit intégré au dispositif de soutien, les effacements ne seront pas tenus de justifier leur caractère « nouveau », leur permettant de ***déroger systématiquement au PPI*** *ainsi que de solliciter des* ***contrats pluriannuels***



Les modalités de fonctionnement de l'enchère avec volume réservé sont décrites en Partie 6

Sous réserve de l'accord de la Commission européenne, les EIF pourront se certifier sur le futur mécanisme de capacité et bénéficier du cadre de soutien aux flexibilités décarbonées

- Dans le but d'assurer un traitement équitable de l'ensemble des effacements, **les EIF qui le souhaitent pourront se certifier dès la 1ère période de livraison du futur mécanisme**

- A l'instar de l'AOFD, seront éligibles **les sites rattachés à des offres à période mobile ou à bonus** dès lors qu'ils respectent les conditions suivantes :

  (i) ne pas bénéficier ou avoir bénéficié d'une option effacement des TRVE (TEMPO et EJP) au cours des 12 mois qui précèdent le rattachement à l'offre EIF

  (ii) disposer d'un compteur compatible à la gestion par le GRD de calendriers fournisseurs à période mobile *(hors exception pour les sites >36 kVA non compatibles avec le service de calendriers fournisseurs à pointe mobile, qui devront bénéficier d'un compteur communiquant apte à la télérelève)*

- **L'explicitation des EIF s'accompagnera en outre des conditions suivantes :**

  1) La certification nécessitera, en plus de la création d'EDC comme pour les autres capacités, **la transmission d'un calendrier fournisseur dédié** *(ou d'un groupe de période mobile associé)* au GRD *(hors exceptions mentionnées plus haut)*

  2) Le contrôle du réalisé sera réalisé **sur les jours PP via la méthode des panels** par Enedis pour les sites de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA, et par **la méthode par historique** pour les sites de puissance souscrite supérieure à 36 kVA

  3) Un même site ne pourra **pas valoriser simultanément un effacement explicite et un effacement implicite** sur le mécanisme de capacité

  4) Les **EIF ne pourront pas bénéficier d'une double-rémunération** : leur explicitation impliquera un « rebouchage » des courbes de consommation lors du calcul des P_{ref} afin qu'ils ne bénéficient pas également d'une diminution de leur contribution en tant que fournisseur

L’intégration de l’AOFD dans le mécanisme de capacité entrainerait également la mise en place de contraintes qui conditionneraient le versement de la rémunération capacitaire

Dans l’objectif d’assurer **leur mise à disposition effective au bénéfice du système électrique**, les effacements explicites seraient soumis à des contraintes largement reprises de l’AOFD, et qui s’articuleraient autour de 2 axes :

1. **Des contraintes générales** pour le dépôt des offres sur le MA (en particulier sur les conditions d'utilisation des offres) ou NEBEF **reprises des conditions générales des AOE/AOFD** et mises-à-jour

2. **Une contrainte spécifique** en contrepartie de l’octroi d’un contrat pluriannuel en PL-4, ou de la participation à l'enchère PL-1 avec un volume réservé, dans la continuité des sous-options qui conditionnent l’obtention de la prime dans l’AOE/AOFD (sans que cette dernière ne soit reprise)

- **Le non-respect de ces contraintes pendant un pas de temps d’un jour PP entrainerait la nullité de la contribution de l’EDE ou de l’EDA concernée au calcul du volume disponible sur ce pas de temps**

Le dispositif proposé a été présenté aux acteurs de la filière lors d'un atelier ad-hoc le 19 juin 2025

➢ **9 retours formels ont été reçus par RTE ou la DGEC à la suite de cet atelier**, de la part de *Alpiq*, *Enerdigit*, *Energypool*, *Octopus Energy*, *Smart Grid Energy*, *Symphonics*, *Tilt Energy*, *Tiko* et *Voltalis*.

➢ **En Synthèse :**

- **Sur le cadre général du soutien aux flexibilités et l'intégration des EIF:**
  - 1 acteur souhaite un volume réservé sur PL-4 également, et des contrats pluriannuels sur PL-1
  - 3 acteurs demandent des garanties sur la rémunération des flexibilités
  - 1 acteur demande un signal d'engagement resserré pour les EIF
  - 2 acteurs pointent que la participation aux SSY pour les effacements doit être autorisée

- **Sur la mise en place de contraintes sur les OE pour la mise à disposition du système électrique**
  - A l'exception d'un acteur, les acteurs se sont montrés majoritairement favorables au dispositif (avec des réserves plus ou moins fortes apportées sur le niveau des contraintes)
  - Aucun acteur n'est défavorable aux contraintes sur les CUO du MA

- **Sur l'accès aux contrats pluriannuels pour les effacements :**
  - Des acteurs demandent que les seuils d'éligibilité aux contrats pluriannuels puissent intégrer des OPEX pour mieux coller à la réalité de l'effacement industriel, ou que les CAPEX ne rentrent pas dans l'éligibilité aux contrats
  - 1 acteur pointe un risque sur l'évaluation du périmètre des CAPEX d'effacement qui conduiraient dans certains cas à rémunérer injustement des OPEX

- **Autres sujets abordés dans les retours**
  - Plusieurs acteurs pointent les délais resserrés entre guichet et période de livraison, voire demandent la possibilité de modifier leur volume proposé à l'enchère par rapport au volume certifié

Des dispositions générales reprises de l'AOFD s'appliqueraient à tous les OE

Dans le but de rendre les **offres des OE utilisables pour l'équilibrage du réseau électrique**, les contraintes standards applicables dans l'AOFD (qui conditionnent dans ce dispositif le versement de la rémunération capacitaire) seraient reprises dans le mécanisme de capacité :

Pour les offres sur NEBEF

Les offres NEBEF déposées par l'OE au titre des EDE liées à ses EDC devront respecter la condition suivante sur tous les pas de temps d'un jour PP où la puissance collectée par l'OE est non nulle :

$$Plafond\ de\ prix\ d'engagement = 60\% \cdot Prix\ Spot\ max$$

Pour les offres sur le MA

Les offres d'ajustement déposées par l'OE au titre des EDA liées à ses EDC devront respecter les conditions suivantes sur tous les pas de temps d'un jour PP où la puissance collectée par l'OE est non nulle :

1) $DMO + DOmin \leq 75\ minutes^*$
2) $Plafond\ de\ prix\ d'engagement$ = $Plafond\ de\ prix\ d'engagement\ MKP^*$ + 100 €/MW

Le non-respect de ces contraintes entrainerait la nullité de la contribution de l'EDE ou de l'EDA concernée au calcul du volume disponible sur le pas de temps PP concerné

** Contre 120 minutes pour l'AOFD. Cette mise-à-jour prend en compte l'évolution de la fenêtre opérationnelle et le passage à 96 guichets de re-déclaration, permettant à un acteur de modifier son offre toutes les 15 min contre une heure actuellement*

** $60\% \cdot Prix\ Spot\ max$ dans le cas général, ou bien un plafond plus bas tel que défini sur la slide suivante*

Additionnellement, l'octroi d'un contrat pluriannuel ou l'inclusion au sein du volume réservé aux flexibilités entrainerait l'application de dispositions particulières pour les OE

En contrepartie du bénéfice d'un contrat pluriannuel ou de l'activation de l'option volume réservé en PL-1, les effacements devraient s'engager à **fixer un plafond de prix d'engagement compétitif,** applicable sur le MA et sur NEBEF. **Lors d'un jour PP, l'OE serait tenu de :**

- **Sur le MA** : proposer son volume dans les conditions exposées sur la slide précédente avec un prix d'engagement inférieur ou égal au plafond
- **Sur NEBEF** : proposer son volume sur NEBEF en collectant un prix d'engagement inférieur ou égal au plafond

	L'OE sollicite un contrat pluriannuel en PL-4 ou participe à l'enchère PL-1 avec volume réservé	Toute autre situation
Plafond de prix d'engagement	Niveau du plafond fixé à **Barème versement + 150 €/MWh** *(il s'agit du niveau permettant de bénéficier de la totalité du bonus à l'activation dans l'AOFD)*	Niveau du plafond fixé à **60% · Prix Spot max**

Les critères d'éligibilité aux contrats pluriannuels et au volume réservé pour les OE et le stockage seraient repris des AOE/AOFD

- Ne serait pas éligible au soutien, toute capacité d'effacement composée d'au moins un site présentant l'une des caractéristiques suivantes :
  - ❑ Un site participant simultanément à un contrat AOE/AOFD ou à un contrat AOLT
  - ❑ Un site participant au dispositif Interruptibilité
  - ❑ Un site ayant recours à l'autoproduction conventionnelle, y compris à partir de biocarburants
  - ❑ Un site dont l'effacement génère une augmentation de sa consommation en gaz naturel ou un report de consommation électrique supérieur à 150% du volume réalisé

- Concernant le stockage, ne seraient éligibles que les sites dont le rendement serait supérieur à 67%

5. Certification

Rappel : un processus de certification repensé et simplifié, en cohérence avec le retour d'expérience de l'actuel mécanisme

- **La centralisation du mécanisme** impose de repenser la temporalité de la certification **en concentrant l'intégralité du processus sur des échéances plus restreintes, sous la forme de guichets**

- Le processus de certification a été identifié comme une **source majeure de complexité** dans le retour d'expérience de l'actuel mécanisme. Il fait donc l'objet de nombreuses simplifications déjà concertées avec les acteurs:

Cf. supports des AT TPC

  - **Simplification de l'architecture contractuelle :** création d'un unique rôle (TPC), accord de participation unique

  - **Simplifications SI :**
    - Mise à disposition d'un outil centralisé (GIPSE) permettant de suivre et de consulter les EDC certifiées
    - Suppression de la collecte de liaisons des EDC ; la collecte des contraintes de stock devient facultative ; les collectes restantes se font via un outil centralisé (RMC)

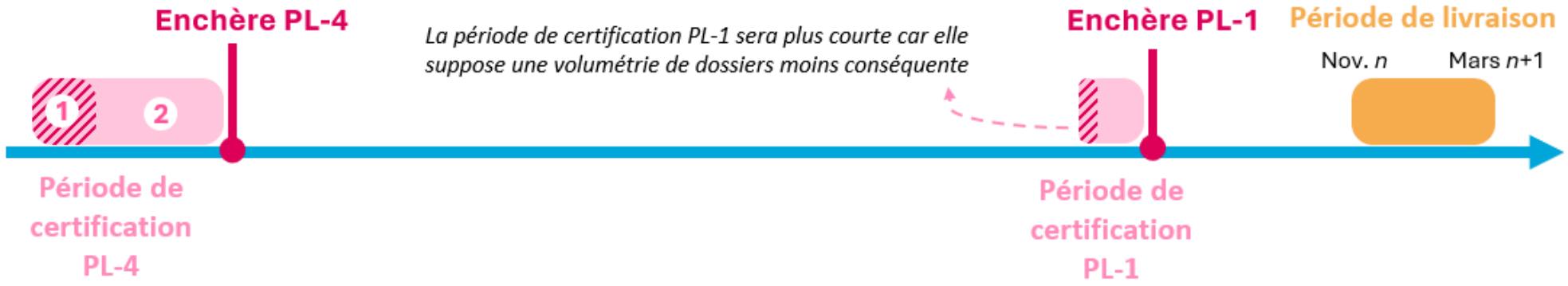
Cf. support du GT n°12

  - La méthode de **certification normative** appliquée aux capacités non pilotables est très significativement simplifiée pour en faciliter la gestion *(ces capacités représentant une part significative du nombre d'EDC pour une part très faible du volume certifié)*

Le processus de certification est désormais concentré en un temps plus restreint, au plus proche de l'enchère

Chaque période de certification est séquencée en **2 temps :**

1. Un **guichet de certification** lors duquel le TPC **créé son EDC** et **dépose une demande de certification complète** auprès du gestionnaire de réseau concerné
2. Un temps dédié au **traitement des demandes de certification des EDC** par les gestionnaires de réseaux (GR) et aux échanges avec les TPC afin de compléter, amender et corriger les demandes de certification



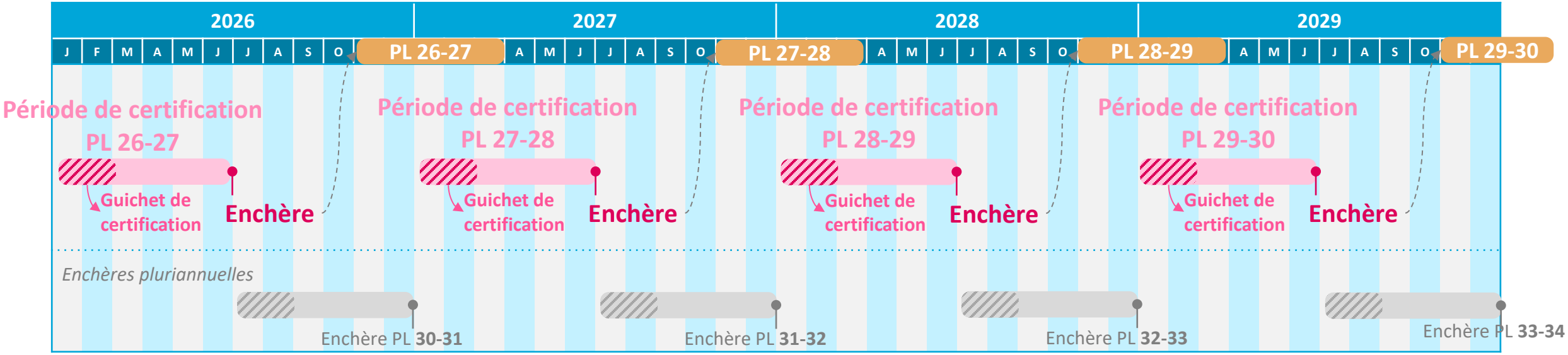
RTE et les GRD ont tiré parti du retour d'expérience de l'actuel mécanisme pour **simplifier le processus et alléger substantiellement la charge opérationnelle supportée par les acteurs**. Néanmoins, la nécessité de **parvenir à certifier l'intégralité du parc dans des délais contraints** demeure : **les GR ne peuvent s'engager sur la possibilité de modifier une EDC déjà certifiée pendant la période de certification**

Cette temporalité est pensée pour permettre aux GRD et à RTE de traiter l'ensemble des demandes de certification dans un délai le plus court possible, tout en rapprochant au maximum le processus de l'ouverture de l'enchère

Temporalité de la certification par rapport à la période de livraison

Le calendrier prévisionnel de positionnement des périodes de certification par rapport aux périodes de livraison est établi avec pour objectif :

1) D'assurer un séquencement opérationnellement soutenable des enchères les unes vis-à-vis des autres
2) De garder des délais acceptables pour valider le coût du mécanisme et les quotes-parts prélevées auprès des fournisseurs

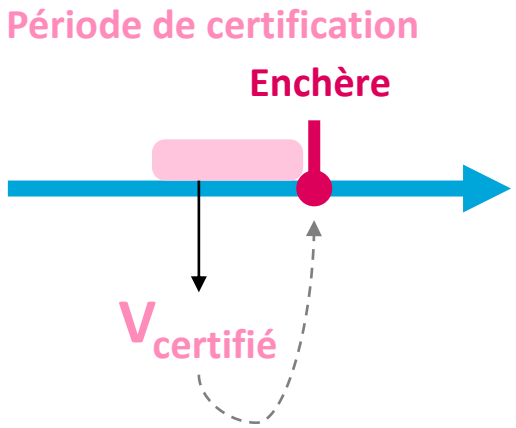


Le calendrier proposé pour les enchères des PL postérieures à 26/27 est prévisionnel : leur positionnement n'est pas fixé (ni ne sera inscrit dans les règles) et pourra évoluer en fonction du REX de(s) première(s) enchère(s) et des souhaits des acteurs

La certification vise à constituer le *pool* de capacités devant s'offrir à l'enchère

- Lors d'un guichet de certification, les acteurs peuvent anticiper l'évolution de leur périmètre au cours de la période de livraison :
  - Une EDC peut être déclarée **en service** (en renseignant au moins 1 site) **ou en projet** (sans renseigner de sites)
  - Le périmètre de sites rattachés à l'EDC peut évoluer jusqu'au dernier jour de la PL : **contrairement au mécanisme actuel, la puissance anticipée ne correspond pas nécessairement au périmètre de sites déclaré à la certification**

- Le volume certifié ne constitue pas l'engagement de l'acteur ; celui-ci n'est effectif que dans le cas où le volume est retenu sur l'enchère:
  - Le volume certifié lors de la période de certification **doit être présenté en intégralité à** l'enchère qui suit
  - **Néanmoins, l'acteur est libre de sa stratégie de vente**



Les modalités de participation à l'enchère sont abordées en détails dans la Partie 6

En réponse aux demandes des acteurs, RTE fait évoluer les contraintes sur la gestion des périmètres de sites entre EDC de soutirage, EDA et EDE ainsi que la gestion des sites mixtes

- A la demande des acteurs, RTE procède à une **forte simplification** des modalités de gestion des liaisons EDC-EDA/EDE, **mettant fin aux pénalités en cas d'absence de stricte concordance à tout instant des périmètres de sites EDC et EDA/EDE***
  - La contribution d'une EDA/EDE dans le calcul du V_{dispo} de l'EDC sera ainsi pleinement prise en compte dès lors **(i) qu'il existe une liaison entre l'EDA/EDE et l'EDC** (au moins un site de l'EDC en commun avec l'EDA / EDE), et **(ii) que cette liaison est conforme** (l'EDA/EDE ne doit être liée qu'à des EDC appartenant au même TPC)

- **Par ailleurs, de nombreux acteurs ont pointé l'impossibilité technique de certifier des sites mixtes** (par ex. Effacement + PV) raccordés au RPD et pointent la perte de gisement de capacité engendrée

- **Cette impossibilité technique n'est pas spécifique au mécanisme de capacité** mais est liée au référentiel commun d'identification des sites entre ENEDIS et RTE : Il est impossible de déclarer un nouveau site si le PRM déclaré par l'acteur est déjà rattaché à un autre site

- RTE et les GRD mettront en place, dès la première PL, une **solution de contournement** permettant, à titre dérogatoire, que **les sites d'injection certifiés en méthode normative puissent également être valorisés dans une EDC soutirage** dans le cas où le site fait des effacements. Cette solution résout pour cette typologie de site les blocages de référentiels au périmètre du mécanisme de capacité pris isolément

- Quatre cas de blocage plus marginaux continueront néanmoins d'exister :
  - Effacement EIF + Effacement EE *(pour des raisons différentes : l'absence de sous-comptage rend impossible la mesure des différents effacements)*
  - Effacement + Stockage
  - Effacement + Site de production non normative.
  - Effacement + Site de production normative participant au MA

Pour rappel, comme annoncé lors d'un GT précédent, les agrégats multi-EDC - multi-EDA/EDE seront désormais autorisés

6. Fonctionnement des enchères

Rappel sur les principes régissant les enchères

- Les enchères constitueront **l'unique vecteur** de la collectivité pour contractualiser des engagements de disponibilité. Elles doivent permettre de :
  - **Contractualiser de façon transparente et efficace** le besoin nécessaire au respect du critère de sécurité d'approvisionnement (i.e. offrir un revenu complémentaire aux revenus « énergie » pour couvrir le *missing money* des actifs le nécessitant et rémunérer les autres pour leur contribution)
  - Confronter l'offre avec la demande exprimée de façon centralisée par RTE, dans le but d'**émettre un signal-prix lisible et représentatif des conditions de sécurité d'approvisionnement**
- En régime nominal, deux enchères seront organisées :
  - **Une enchère «principale » en PL-4,** permettant de confronter l'ensemble de l'offre au périmètre *market-wide*, incluant si besoin la mise à disposition de contrats pluriannuels, afin de faire émerger les nouvelles capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement
  - **Une enchère « d'ajustement » en PL-1,** permettant de réserver un volume aux flexibilités décarbonées ne pouvant se présenter quatre ans avant la période de livraison et, au besoin, de réajuster la demande à la hausse en cas de tension sur la sécurité d'approvisionnement.

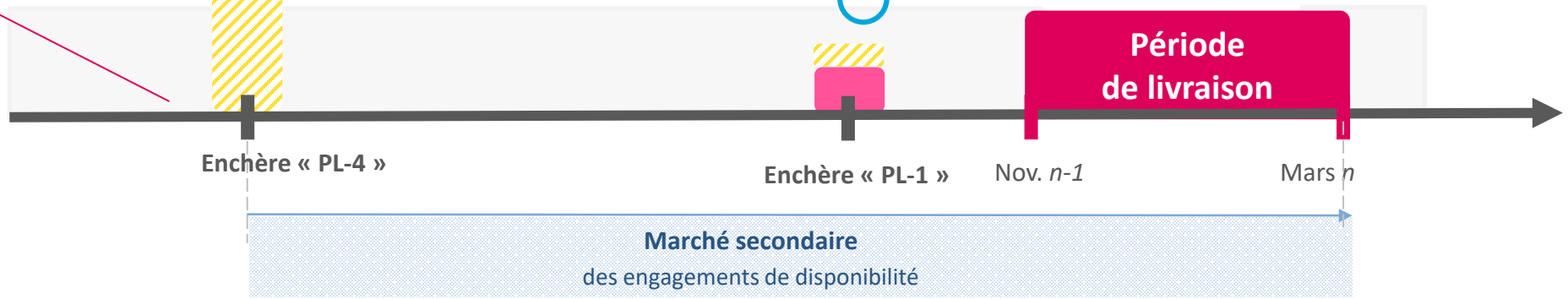
Rappel d'un principe majeur du nouveau mécanisme : le volume d'engagements de disponibilité au périmètre France reste stable, et ne peut croître, qu'à l'occasion d'une enchère ultérieure.

Schéma du fonctionnement des enchères en régime nominal

Définition d'un objectif de développement des flexibilités ≈ V_{flex} ventilé sur les deux enchères via un coefficient α permettant de réserver un volume en PL-1

Enchère principale *market wide* : Les capacités existantes et nouvelles, bénéficiant ou non d'un contrat pluriannuel, concourent sur la même enchère. Les flexibilités peuvent concourir également en *market wide*, avec un objectif des pouvoirs publics fixé à : $(1-\alpha) \times V_{flex}$

Enchère d'ajustement : un volume réservé $\alpha \times V_{flex}$ est offert aux flexibilités. Le besoin global offert en *market wide* peut-être réhaussé en cas de tensions sur la sécurité d'approvisionnement



- Le volume V_{flex} et le coefficient α sont connus en amont de l'enchère PL-4
- Si le volume de flexibilités décarbonées contractualisé en PL-4 est inférieur à $(1-\alpha) \times V_{flex}$ alors le delta, appelé $V_{flex,résiduel}$ sera mis de nouveau aux enchères à tout prix en PL-1, dans le volume réservé $\alpha \times V_{flex}$. A l'inverse, s'il est supérieur, le volume réservé en PL-1 restera $\alpha \times V_{flex}$

Processus de déroulement des enchères – Définition d'une courbe de demande

RTE transmet à la CRE un rapport de paramétrage, fondé sur les sorties de ses bilans prévisionnels, qui comprend :

- Un nombre défini de scénarios de courbe de demande reflétant différents niveaux de risque de défaillance vis-à-vis desquels la collectivité chercherait à se prémunir
- L'ensemble des coefficients technico-économiques traduisant la contribution de chaque filière à défaillance

La courbe de demande est établie au moyen d'une méthodologie approuvée par le ministre chargé de l'énergie, sur une proposition de la CRE formulée sur la base d'éléments transmis par RTE

La CRE propose au ministre la courbe de demande devant être retenue à l'enchère, parmi les scénarios transmis par RTE

MINISTÈRE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

La courbe de demande est **approuvée par le ministre en charge de l'énergie**

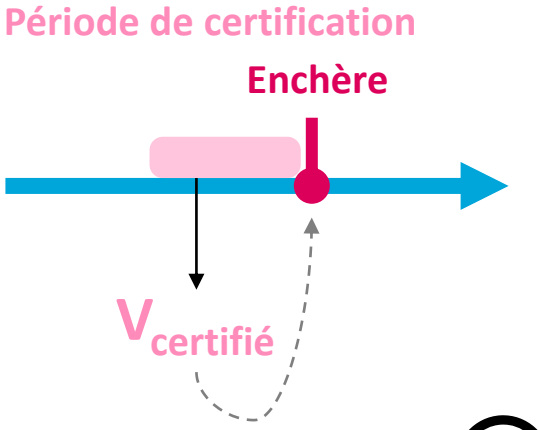
Les méthodologies ainsi que les premiers résultats des paramètres permettant de définir la courbe de demande pour l'enchère 26/27 seront présentés au cours du GT paramétrage à venir.

Processus de déroulement des enchères – Participation à l'enchère

- L'intégralité du **Volume certifié ($V_{certifié}$)** d'une Entité de Certification (EDC) **doit être présenté à l'enchère pour laquelle elle s'est certifiée**

- Le volume retenu à l'enchère constitue son **Volume enchère ($V_{enchère}$).** Ce $V_{enchère}$ est automatiquement contractualisé entre RTE et le Titulaire de Périmètre de Certification (TPC).

- Le **Volume contractualisé ($V_{contractualisé}$)** de l'EDC constitue l'engagement de disponibilité vis-à-vis de RTE et ouvre droit à une rémunération dans le mécanisme de capacité.



$$V_{certifié} \geq V_{enchère} \geq 0$$

En fonction de la compétitivité de l'offre, des conditions de la demande et des caractéristiques propres à l'enchère (volume réservé ou plafonné …)

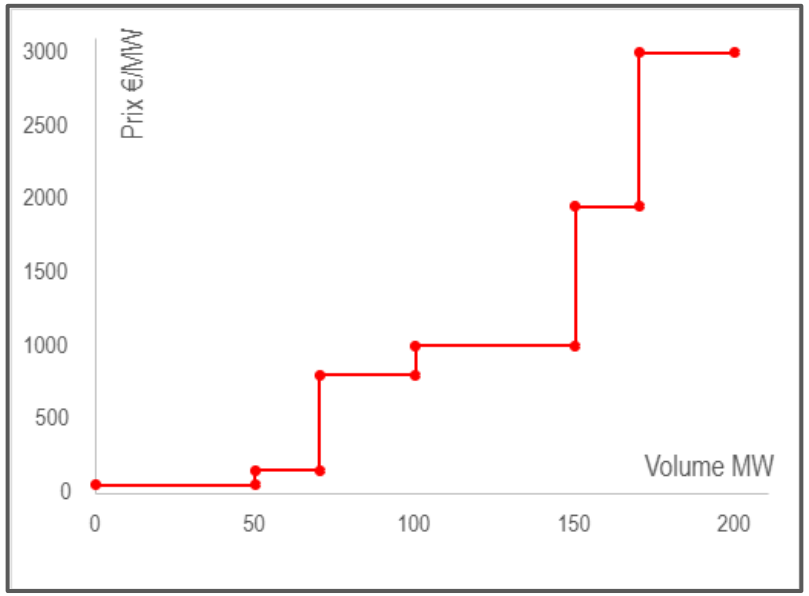
$$V_{enchère} = V_{contractualisé}$$

Immédiatement après la première enchère à laquelle le TPC a participé

Les modalités de participation au processus de certification (ainsi que les planning associés) sont présentées en Partie 5

Processus de déroulement des enchères – Participation à l'enchère

- Au cours de l'enchère, **les TPC sont libres de définir la stratégie de vente** de leur entité de certification
- Ils constituent pour cela un ordre de vente par EDC :
  - L'ordre de vente est constitué d'un ensemble de combinaisons prix/volume présentant (i) des quantités offertes croissantes jusqu'au volume certifié et (ii) des prix associés compris entre 0 € et le prix plafond de l'enchère
  - L'ordre de vente peut inclure une quantité indivisible**.**
- Les ordres de vente de toutes les EDC constituent la courbe d'offre.
- **Les EDC sont rémunérées au *Pay-as-Clear***



Exemple d'un ordre de vente pour une EDC de 200MW

L'obligation de soumettre son volume certifié à l'enchère est une contrainte nécessaire pour se prémunir de situations d'abus de rétention de capacités.

- **Si un acteur n'a pas vendu toute sa capacité** à l'enchère PL-4 : **il n'est pas tenu** de proposer son volume restant à l'enchère PL-1, mais a la possibilité de le faire.
- Si cet acteur **se recertifie à la hausse en PL-1**, alors **il doit soumettre l'ensemble du volume certifié non contractualisé**.

Processus de déroulement des enchères – Encadrement des rémunérations

- **Le PPI s'applique de manière standard à toutes les capacités existantes**
- Toutefois, **une capacité peut déroger au PPI** dans les cas suivants:

  1) Il s'agit d'une capacité d'effacement

  2) La capacité bénéficie d'un contrat pluriannuel

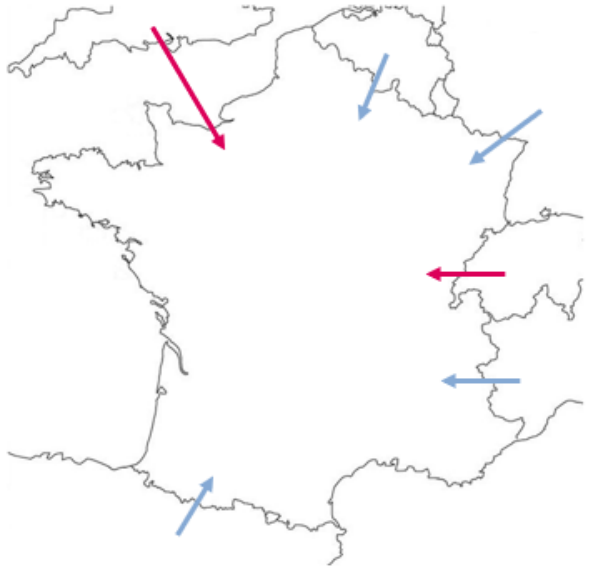
  3) Elle obtient une dérogation, auprès de la CRE, à la suite d'une procédure transparente et après avoir fourni les éléments requis, pouvant être à titre d'exemple : *estimation du missing money, volume certifié estimé pour la PL, hypothèses de coûts, etc*

  → Cette dérogation devrait être obtenue avant la clôture du guichet de certification associé à l'enchère

7. Participation transfrontalière

Participation des capacités transfrontalières au mécanisme de capacité

Participation en procédure approfondie)	Prise en compte implicite
Frontières UE (Allemagne, Belgique, Espagne, Italie)	Royaume-Uni (interconnexions régulées et dérogatoires), Suisse

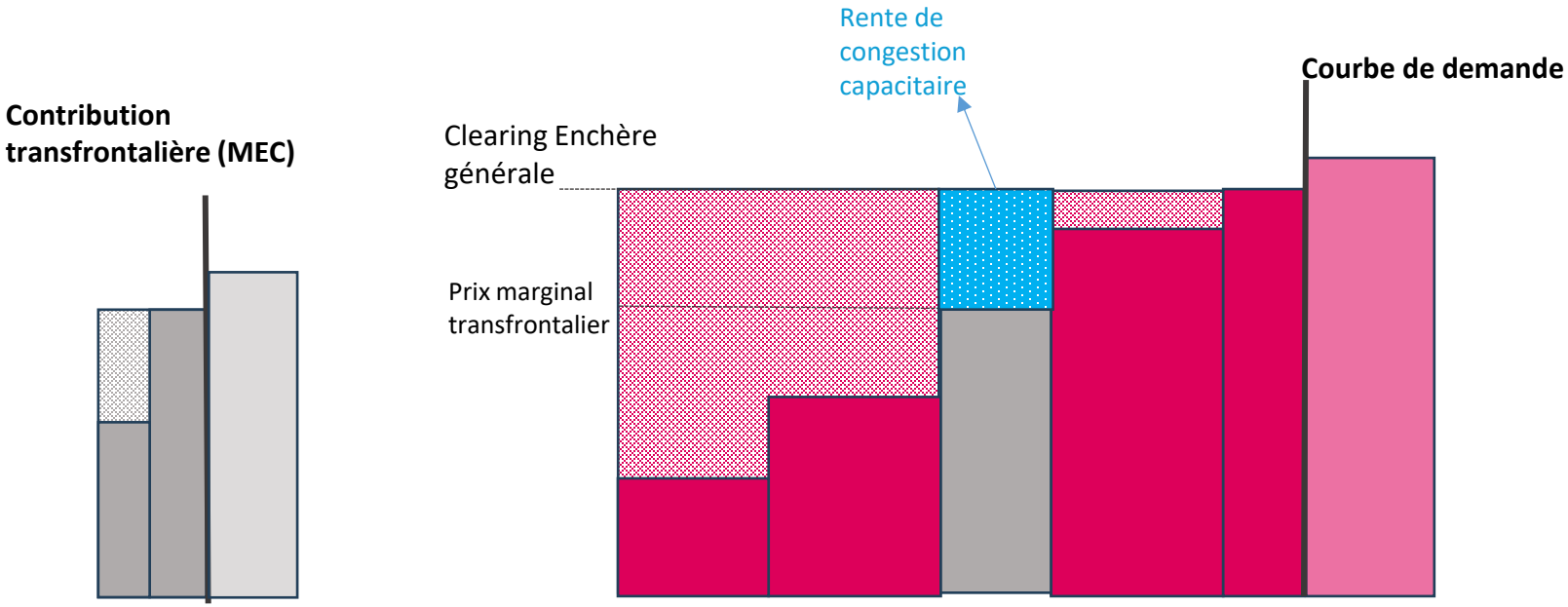


- Du point de vue du périmètre, la contribution du Royaume-Uni n'est plus valorisée explicitement.
- Pour les Etats concernés par la participation explicite, en l'absence de convention entre GRT, la contribution de la frontière serait **prise en compte implicitement dans la courbe de demande**. Cette option reste néanmoins **sujette à approbation de la Commission Européenne**.
- **Le Belgique serait la première frontière** ouverte pour la participation directe des capacités. En vue de l'approbation du mécanisme par la Commission, **RTE communiquera un calendrier indicatif d'intégration des autres Etats dans le mécanisme de capacité**

Les méthodologies d'évaluation des contributions transfrontalières ainsi que les premiers résultats seront présentées au cours du GT paramétrage à venir

Modèle de participation transfrontalière – Prix applicable à chaque frontière

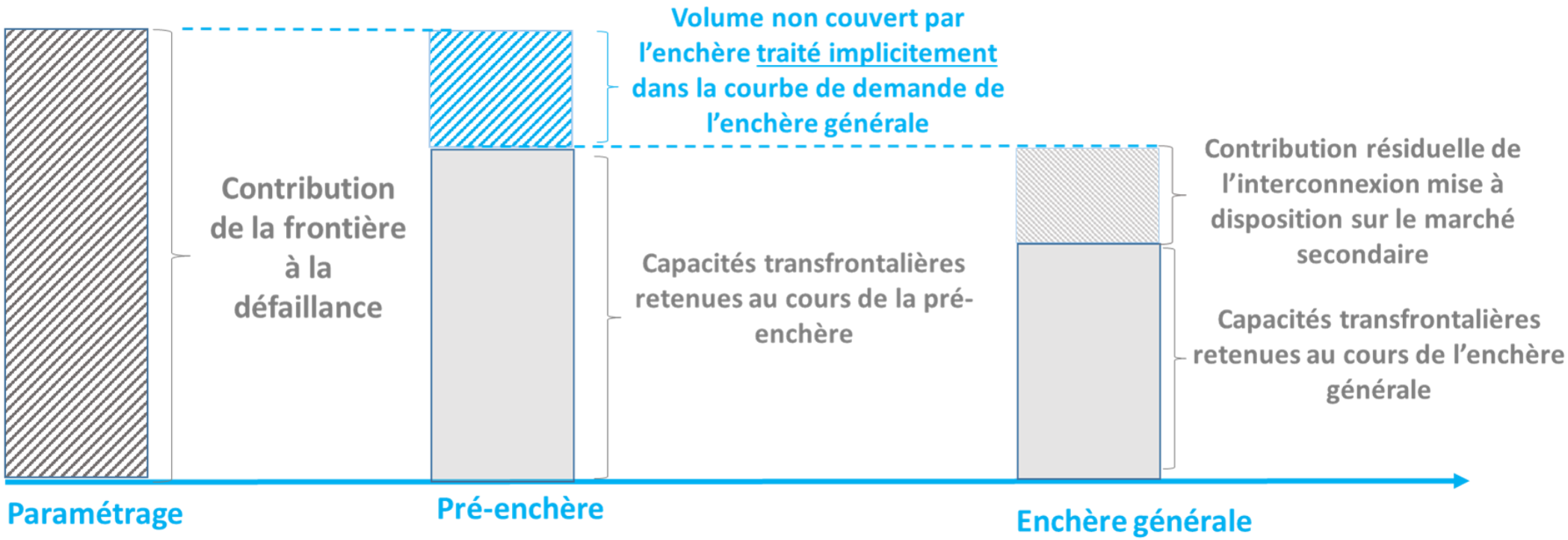
- Les capacités étrangères **participent à une pré-sélection**, réservée aux capacités situées dans leur Etat et sur laquelle la demande exprimée par RTE s'élève à la *maximum entry capacity (MEC)* définie pour la frontière concernée.
- Les capacités transfrontalières retenues à l'enchère principale sont rémunérées **au minimum entre (i) le prix de clearing de l'enchère générale, (ii) le prix plafond intermédiaire et (iii) le prix marginal transfrontalier**.
- **Afin de s'assurer de la concurrence effective de la pré-sélection, des mesures complémentaires pourraient être prises.** Le risque identifié est celui d'une faible participation pouvant conduire à l'exercice d'un pouvoir de marché d'un nombre limité de capacités. Une solution pourrait être la soumission d'un ordre additionnel reflétant de manière normative le *missing-money* des capacités bénéficiant d'un dispositif de soutien. **Ce principe est sujet à l'approbation de la Commission Européenne.**



Rappel du schéma présenté par la DGEC au cours du GT n°13

Modèle de participation transfrontalière – Volume retenu sur une enchère

- La pré-sélection d'une capacité ne lui garantit pas de rémunération sur le mécanisme.
- Les capacités retenues sont automatiquement transférées dans l'enchère générale au prix proposé au cours de la pré-sélection.
- L'algorithme **discrimine les capacités étrangères et domestiques sans autre considération que la préséance économique.**



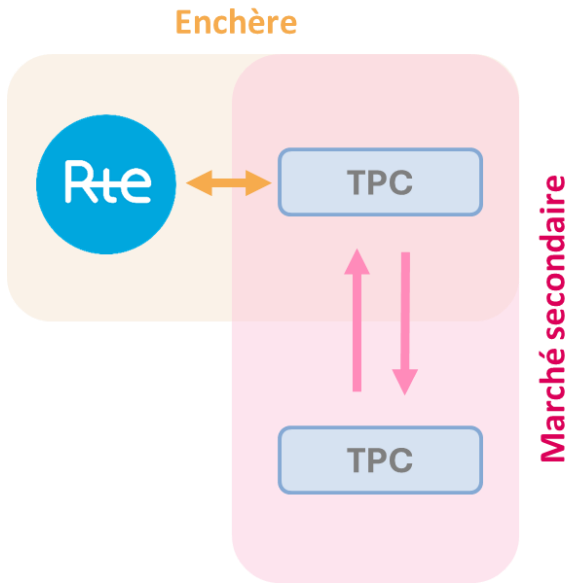
8. Marché Secondaire

Le Marché Secondaire permettra aux TPC d'ajuster leur engagement de disponibilité via un échange avec un autre TPC

- **Si les enchères constituent l'unique vecteur pour la collectivité (*via* RTE) pour contractualiser des engagements de disponibilité**, la tenue d'enchères quatre ans en amont de la PL et la fermeté de l'engagement constitué conduit les exploitants à devoir s'engager à long terme sur un niveau susceptible d'évoluer dans le temps, notamment du fait de la survenue d'aléas

- Pour ajuster leurs engagements (**à la hausse ou à la baisse**), les TPC pourront ainsi s'échanger des engagements de disponibilité sur le marché secondaire (même s'ils n'ont pas été retenus sur l'enchère). **Ces échanges ne font pas évoluer le volume total contractualisé par RTE auprès de tous les TPC : ils modifient seulement la répartition de ce volume entre les acteurs**

- **RTE n'est pas l'organisateur de ce marché :** ces échanges seront néanmoins facilités par la mise à disposition d'une plateforme de déclaration d'intérêt (intégrée à la future plateforme d'enchère)



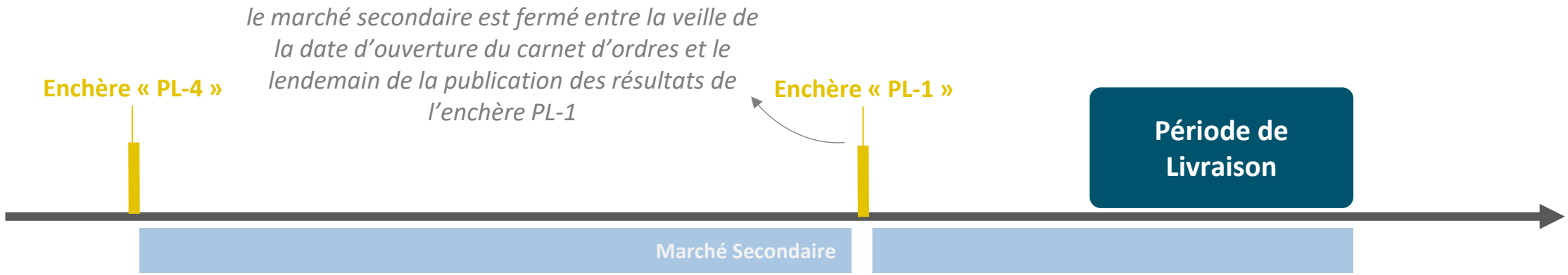
➢ **Le Marché Secondaire permet ainsi aux TPC de s'échanger des engagements de disponibilités <u>préexistants</u> : il ne permettra en aucun cas de « créer » un nouvel engagement vis-à-vis de la collectivité** (cette faculté étant réservée à l'enchère, permettant de concentrer les volumes et d'assurer la meilleure formation du prix)

L’accès au marché secondaire sera conditionné à la participation aux enchères

- A l’exception de quelques jours autour de l’enchère PL-1, **le marché secondaire est ouvert aux acteurs de marché sur l’ensemble de la période courant de l’issue de l’enchère PL-4 jusqu’au dernier jour de la PL**

- **La participation aux enchères est un prérequis pour participer au marché secondaire.** Une EDC souhaitant céder ou récupérer un volume contractualisé sur le marché secondaire doit avoir préalablement :
  - (i) été certifiée ;
  - (ii) avoir offert tout son volume certifié sur une enchère.

- Pour être cédé sur le marché secondaire, un volume doit naturellement avoir été contractualisé auparavant sur une enchère. Il n’est en revanche **pas nécessaire d’avoir été retenu sur l’enchère pour pouvoir récupérer un engagement :** il est simplement nécessaire d’y avoir participé

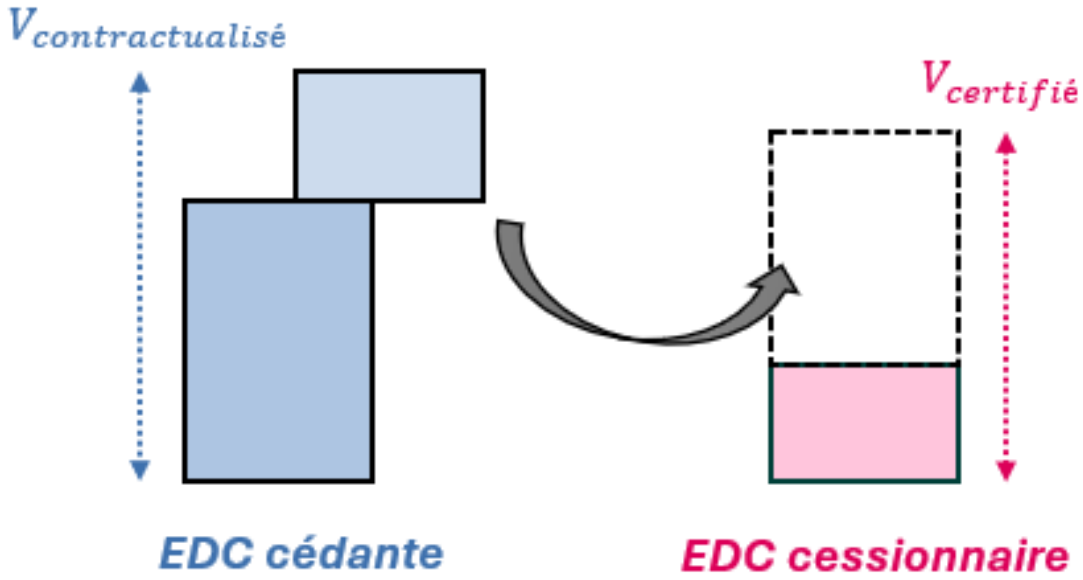


Principe général de fonctionnement du Marché Secondaire

- Un échange sur le marché secondaire concerne 2 EDC : l'EDC « cédante » cède tout ou partie de son volume contractualisé à une EDC « cessionnaire »

- Les 2 contreparties souhaitant procéder à une telle transaction devront la **déclarer à RTE via la plateforme d'enchère** *(NB : une page dédiée à la recherche de contreparties sera également disponible sur la plateforme)*

- Une fois la transaction validée par RTE, les volumes contractualisés des 2 EDC impliquées dans l'échange seront mis à jour. **L'EDC cessionnaire deviendra donc redevable de l'engagement de disponibilité concerné envers la collectivité**, et sera rémunérée en échange de ce service



- Les cessions d'engagements de disponibilité entre 2 EDC appartenant au même TPC seront permises

- **Le prix de la transaction résultera quant à lui de l'accord libre entre les 2 contreparties**, et RTE n'a vocation ni à le connaître, ni à le rendre public

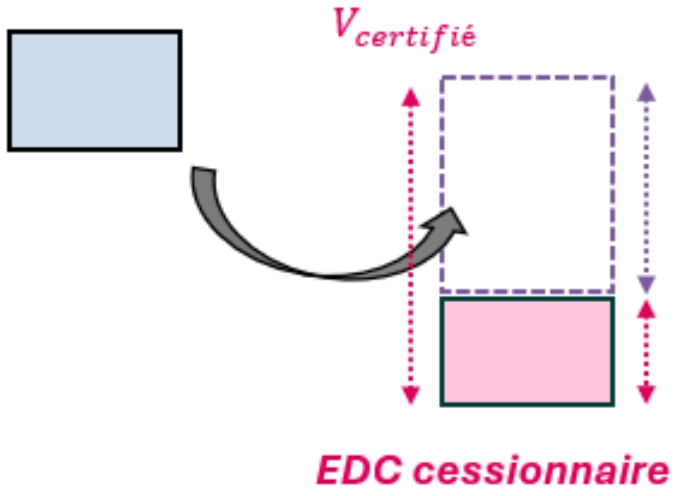
Le volume de capacité pouvant être récupéré sur le marché secondaire est contraint jusqu'à l'approche de la période de livraison

En règle générale, l'acquéreur d'un engagement de disponibilité sur le marché secondaire est contraint par son Volume Limite (V_{limite}) :

- Chaque EDC certifiée dispose d'un volume limite qui **représente l'engagement maximal que le TPC peut contractualiser avec RTE avant l'approche de la PL**, que ce soit via les enchères ou via le marché secondaire

- Le volume limite d'une EDC représente la différence entre son volume certifié et son volume contractualisé total. Il est mis à jour par RTE à l'issue de chaque Enchère et de chaque transaction sur le Marché Secondaire

- Le volume contractualisé total de capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement étant figé à l'issue de la dernière enchère avant le début de la PL, **cette contrainte ne sera plus applicable à cette échéance** : le volume contractualisé cumulé pourra dès lors excéder le volume certifié, offrant aux acteurs une plus grande flexibilité pour ajuster leurs engagements jusqu'à la fin de la PL



V_{limite} : volume maximal que l'EDC peut contractualiser sur une enchère ou récupérer sur le marché secondaire

Somme des volumes contractualisés préalablement sur les enchères ou le marché secondaire par l'EDC

2 cas particuliers s'appliquent pour les transactions impliquant une EDC pluriannuelle ou une EDC transfrontalière

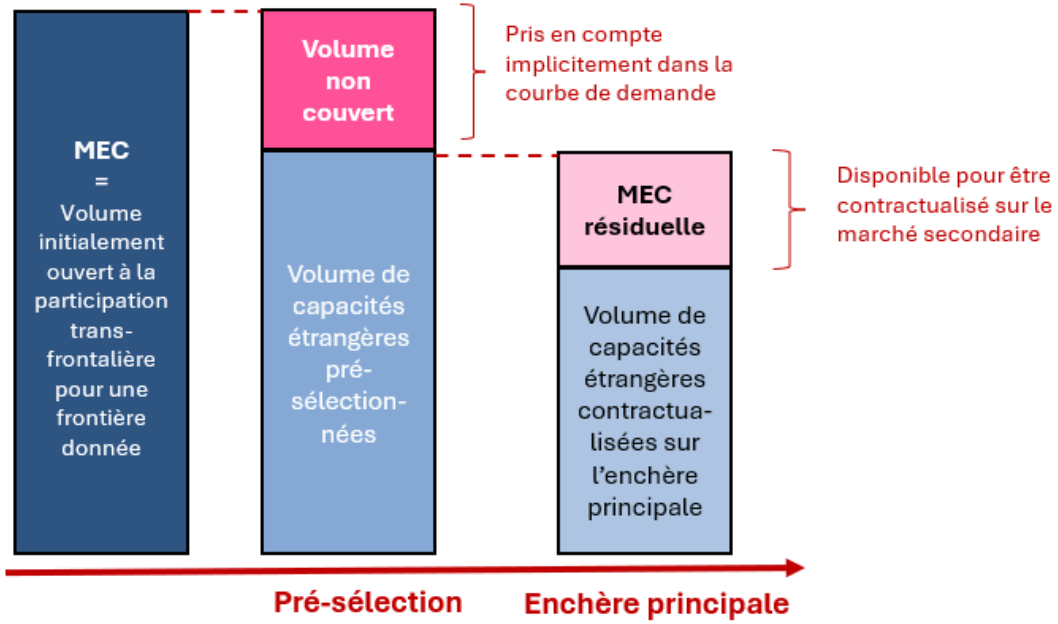
Cas particulier n°1 – Les EDC pluriannuelles

Une transaction qui implique une EDC pluriannuelle ne peut concerner qu'une PL donnée : toute cession sur le marché secondaire est réalisée sur le $V_{Contractualisé}$ annuel et non pluriannuel. Par ailleurs, une EDC pluriannuelle peut uniquement céder un engagement, et non pas en récupérer un afin d'augmenter son volume contractualisé

Cas particulier n°2 – Les transactions transfrontalières sont contraintes par la MEC (*Maximum Entry Capacity*)

- Les échanges doivent être réalisés dans **la limite de la contribution résiduelle d'interconnexion (MEC résiduelle)**
- Elle correspond à tout instant et pour une frontière donnée à la différence entre le volume total présélectionné et la somme des volumes contractualisés à ce même instant des EDC étrangères associées à la frontière concernée

Les modalités de contractualisation pluriannuelle et de participation transfrontalière sont abordées en détails respectivement en Partie 3 et en Partie 7



La rémunération des engagements de disponibilité récupérés sur le marché secondaire serait plafonnée au prix plafond intermédiaire

- Dans l'objectif **d'assurer un fonctionnement simple et transparent du marché secondaire** pour l'ensemble des acteurs, la rémunération d'un volume transitant par le marché secondaire serait retraitée et **plafonnée au prix plafond intermédiaire.** Il s'agit d'un plafonnement : **il ne s'appliquerait que lorsque le prix de rémunération associé au volume contractualisé est supérieur au PPI**

- Cela permet de se ramener à un **« produit » le plus standard possible, d'assurer la lisibilité du marché, et de faciliter les transactions entre les acteurs,** tout en assurant que les échanges ne conduisent pas à une augmentation du coût du mécanisme *a posteriori* des enchères

- Le fonctionnement du marché secondaire serait **alors cohérent avec le design général du mécanisme** : les enchères étant **l'unique vecteur de contractualisation d'engagements de disponibilité envers la collectivité, ce sont elles qui permettront d'accéder aux niveaux de rémunération les plus élevés**. Le marché secondaire permettra aux acteurs d'ajuster leurs engagements à la hausse ou à la baisse, et d'augmenter leur rémunération dans les limites du PPI le cas échéant



Quelques illustrations du fonctionnement du dispositif sont présentées sur les planches suivantes. Le cas général est visible en annexe

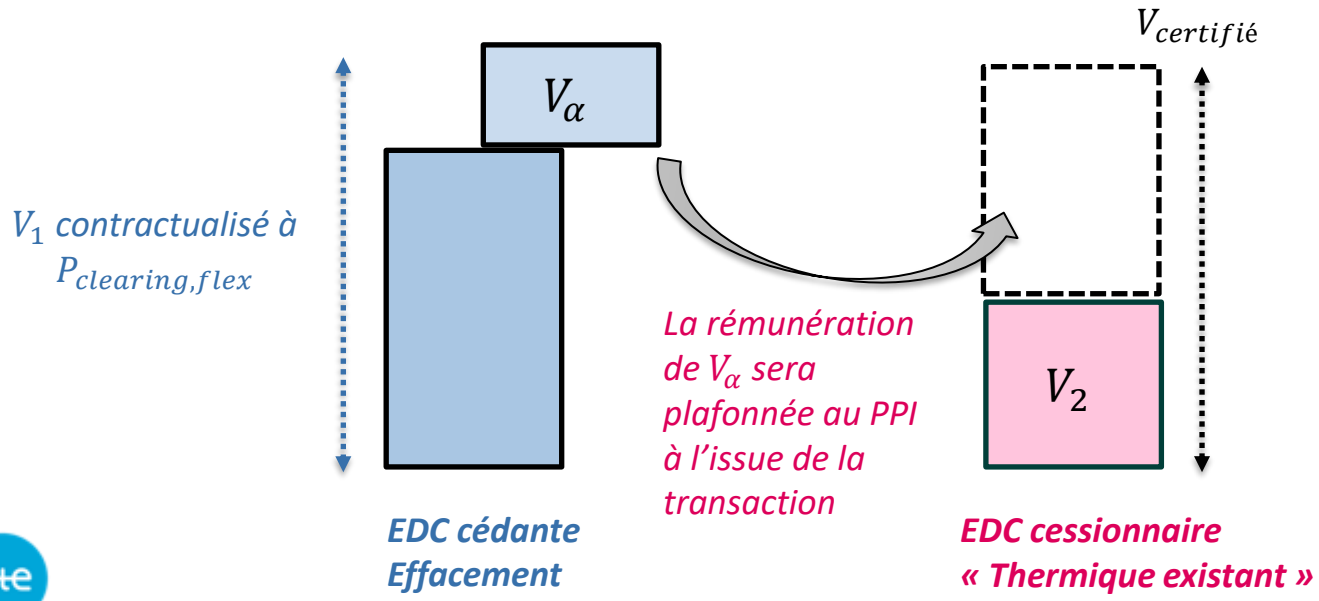
Illustration n°1 : une EDC d'effacement cède son engagement à une EDC « thermique existante »

TPC A : EDC d'effacement

- Le TPC A a certifié une EDC d'effacement qui a été retenue à hauteur du volume V1 sur l'enchère PL-1 avec volume réservé
- Le volume V1 doit donc être rémunéré au prix de *clearing* des flexibilités : $P_{clearing,flex}$
- Il anticipe une baisse de la disponibilité de son EDC et souhaite céder un volume V_α sur le marché secondaire

TPC B : EDC « thermique existante »

- Le TPC B a certifié une EDC « thermique existante » qui a été retenue à hauteur de V2 (moins que son $V_{certifié}$) sur l'enchère PL-4
- Le prix de *clearing* de PL-4 est supérieur au PPI : le volume V2 doit donc être rémunéré au PPI.
- Il anticipe une hausse de la disponibilité de son EDC et souhaite récupérer un volume V_α sur le marché secondaire



A l'issue de la transaction entre A et B sur le marché secondaire, le TPC B sera engagé à hauteur de $V_2 + V_\alpha$ envers la collectivité, et sera rémunéré au PPI

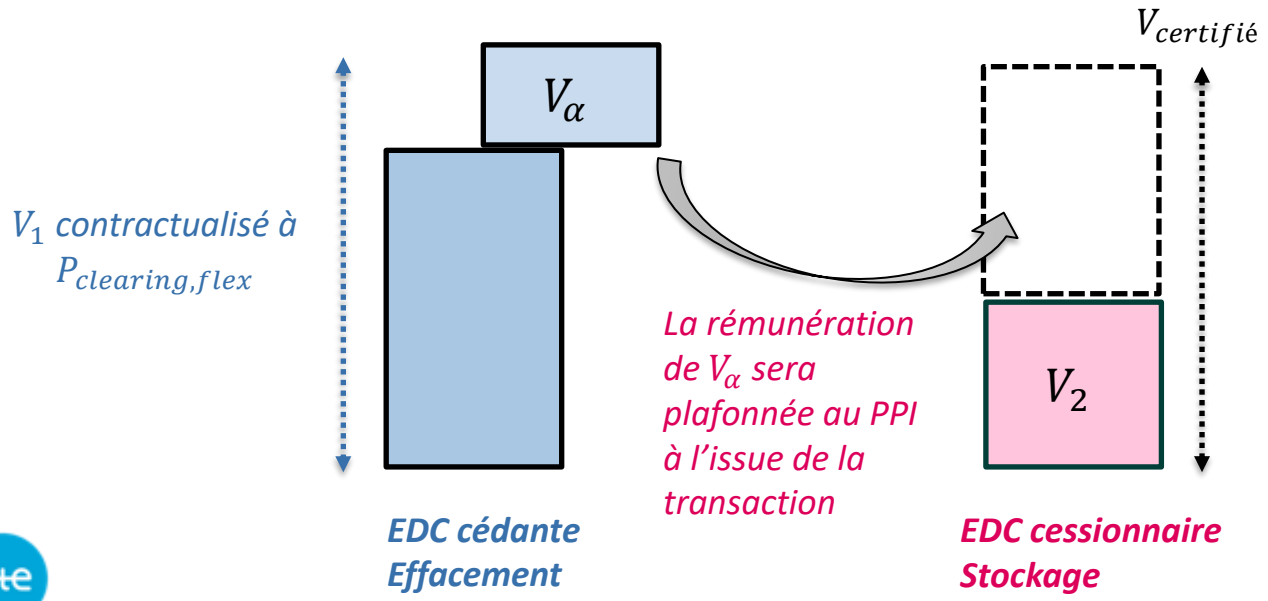
Illustration n°2 : une EDC d'effacement cède son engagement à une EDC stockage ayant obtenu une dérogation au PPI

TPC A : EDC d'effacement

- Le TPC A a certifié une EDC d'effacement qui a été retenue à hauteur du volume V1 sur l'enchère PL-1 avec volume réservé
- Le volume V1 doit donc être rémunéré au prix de *clearing* des flexibilités : $P_{clearing,flex}$
- Il anticipe une baisse de la disponibilité de son EDC et souhaite céder un volume V_α sur le marché secondaire

TPC B : EDC de stockage

- Le TPC B a certifié une EDC de stockage qui a été retenue à hauteur de V2 (moins que son $V_{certifié}$) sur l'enchère PL-4
- Le prix de *clearing* de PL-4 est supérieur au PPI. Le volume V2 doit donc être rémunéré au prix de *clearing* de l'enchère PL-4 : $P_{clearing,PL-4}$
- Il anticipe une hausse de la disponibilité de son EDC et souhaite récupérer un volume V_α sur le marché secondaire



A l'issue de la transaction entre A et B sur le marché secondaire, le TPC B sera engagé à hauteur de $V_2 + V_\alpha$ envers la collectivité, et sera rémunéré à $\boldsymbol{P_{clearing,PL-4}}$ au titre de V_2 et au PPI au titre de V_α

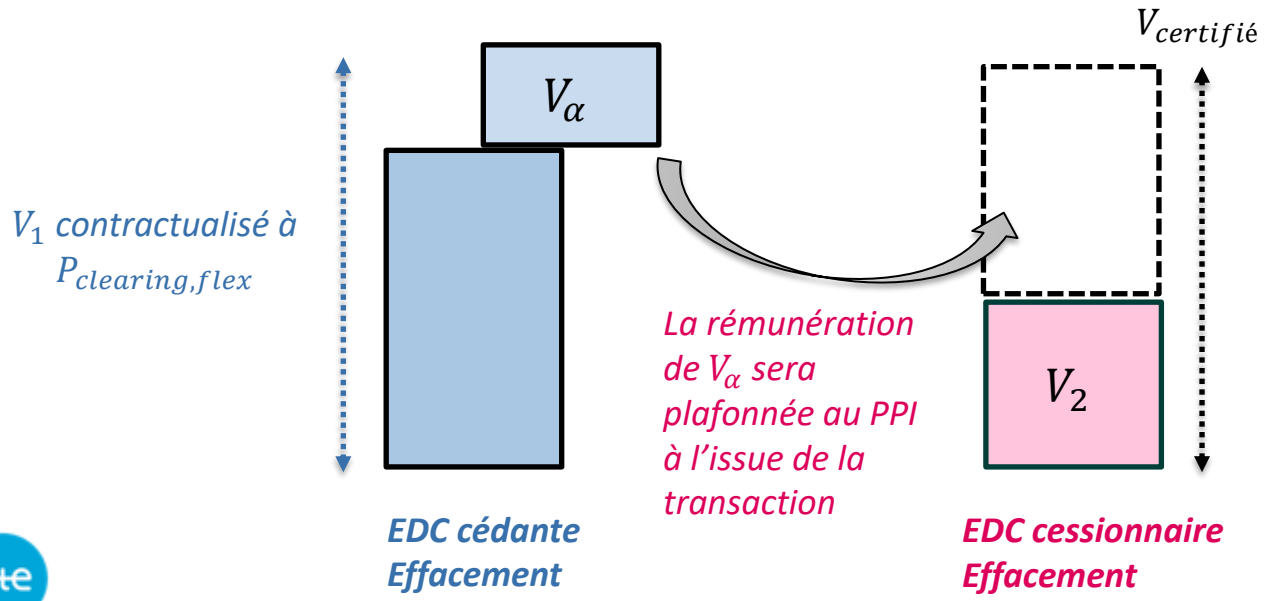
Illustration n°3 : une EDC d'effacement cède son engagement à autre une EDC d'effacement

TPC A : EDC d'effacement

- Le TPC A a certifié une EDC d'effacement qui a été retenue à hauteur du volume V1 sur l'enchère PL-1 avec volume réservé
- Le volume V1 doit donc être rémunéré au prix de *clearing* des flexibilités : $P_{clearing,flex}$
- Il anticipe une baisse de la disponibilité de son EDC et souhaite céder un volume V_α sur le marché secondaire

TPC B : EDC d'effacement

- Le TPC B a certifié une EDC d'effacement qui a été retenue à hauteur de V2 sur l'enchère PL-1 avec volume réservé
- Le volume V2 doit donc être rémunéré au prix de *clearing* des flexibilités : $P_{clearing,flex}$
- Il anticipe une hausse de la disponibilité de son EDC et souhaite récupérer un volume V_α sur le marché secondaire



A l'issue de la transaction entre A et B sur le marché secondaire, le TPC B sera engagé à hauteur de $V_2 + V_\alpha$ envers la collectivité, et sera rémunéré à $\boldsymbol{P_{clearing,flex}}$ au titre de V_2 et au PPI au titre de V_α

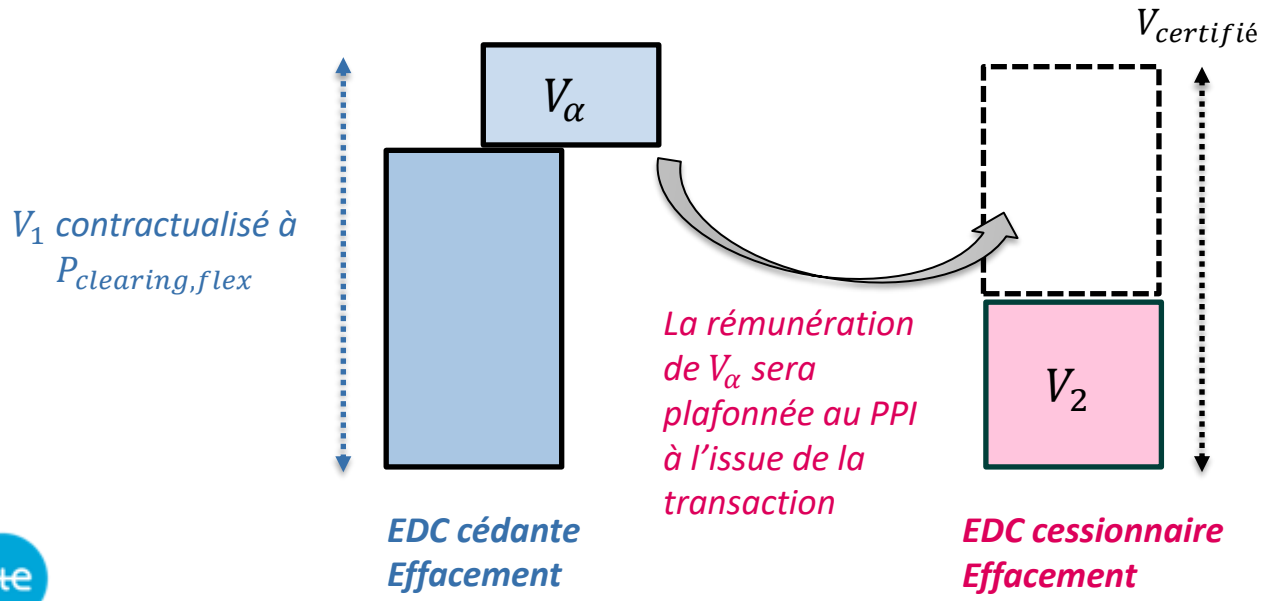
Illustration n°4 : une EDC pluriannuelle cède son engagement à une EDC thermique ayant obtenu une dérogation au PPI

TPC A : EDC pluriannuelle

- Le TPC A a certifié une EDC pluriannuelle qui a été retenue à hauteur du volume V1 sur l'enchère PL-4 de la PL X
- Le volume V1 doit donc être rémunéré au prix de *clearing* PL-4 de la PL X : $P^{X}_{clearing,PL-4}$. Par ailleurs, le prix de *clearing* est inférieur au PPI
- Il anticipe une baisse de la disponibilité de son EDC pour la PL Y et souhaite céder un volume V_α sur le marché secondaire

TPC B : EDC thermique

- Le TPC B a certifié une EDC d'effacement qui a été retenue à hauteur de V2 sur l'enchère PL-4 de la PL Y
- Le prix de *clearing* de PL-4 est supérieur au PPI. Le volume V2 doit donc être rémunéré au prix de *clearing* de l'enchère PL-4 de la PL Y : $P^{Y}_{clearing,PL-4}$
- Il anticipe une hausse de la disponibilité de son EDC et souhaite récupérer un volume V_α sur le marché secondaire



A l'issue de la transaction entre A et B sur le marché secondaire, le TPC B sera engagé à hauteur de $V_2 + V_\alpha$ envers la collectivité, et sera rémunéré à $\boldsymbol{P^{Y}_{clearing,PL-4}}$ au titre de V_2 et à $\boldsymbol{P^{X}_{clearing,PL-4}}$ au titre de V_α

9. Règlements financiers des exploitants

Rappel : la temporalité des règlements financiers évolue par rapport à la proposition initiale de GT

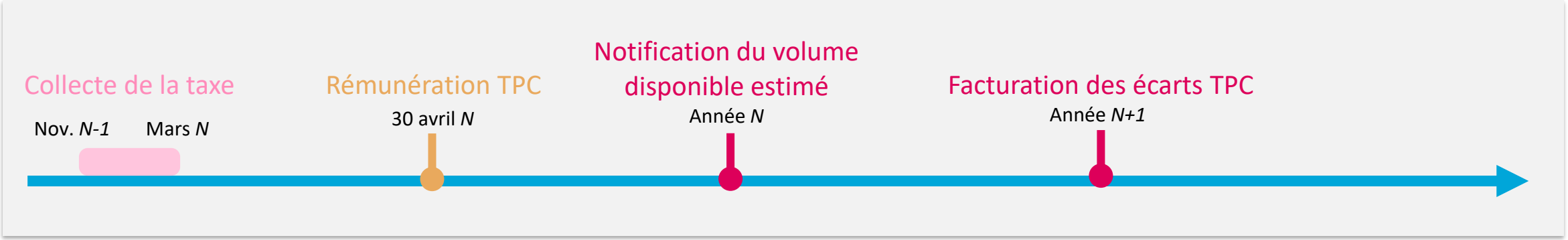
- Comme présenté depuis le début de la concertation, le résultat de l'enchère vaut engagement de RTE sur le versement de la rémunération, qui intervient le plus rapidement possible après la période de livraison

- RTE fait néanmoins évoluer sa proposition initiale de procéder à une rémunération en juillet « nette » des écarts de disponibilité estimés :

  - Les délais pour évaluer la disponibilité des capacités apparaissent en réalité trop contraints pour garantir aux acteurs un versement de la rémunération « nette » des écarts avant l'été

  - La nouvelle proposition conduit à reproduire le processus en vigueur dans l'actuel mécanisme : un versement de toute la rémunération aux exploitants à l'issue de la période de livraison puis une facturation des écarts l'année d'après

Schéma de financement du futur mécanisme de capacité



Cette temporalité permet de rémunérer les exploitants plus tôt que prévu initialement : un versement de la rémunération est ainsi envisageable courant mai (pour une facturation au 30 avril)

Cette nouvelle temporalité rend caduque la formule de calcul des règlements financiers présentée lors du GT n°11 (17 juillet 2024)

Les deux termes donneront désormais lieu à 2 règlements distincts *intervenant à 2 moments différents :*

- *La rémunération sera versée à l'issue de la période de livraison*
- *Le règlement financier lié aux écarts sera effectué en année N+1*

Rémunération | **Pénalisation de l'écart**

Obsolète

$$RF = \sum_{EDC} (V_{contractualisé}(EDC) \times Prix) \times \tau_{dispo} - k \times PRPE \times \sum_{EDC} Ecart$$

Le taux de disponibilité n'a plus lieu d'être *puisqu'au rémunère désormais les exploitants intégralement à l'issue de la PL, avant d'avoir constaté sa rémunération réelle*

La formule de pénalisation des écarts ***doit désormais tenir compte du fait que les exploitants ont touché l'intégralité de leur rémunération***

NB : PRPE = prix de référence de pénalisation des écarts

Les règlements financiers se tiendront désormais en 2 temps distincts

Rémunération → *versée à l'issue de la période de livraison (~mai)*

1

$$RF_{rémunération} = \sum_{EDC} (V_{contractualisé}(EDC) \times Prix)$$

Pénalisation de l'écart → *facturée en septembre PL+2*

L'écart est calculé à la maille du périmètre complet du TPC

2

$$RF_{écart} = -(1 + k) \times PRPE \times \max\left(0, \sum_{EDC} (V_{contractualisé,EDC} - V_{dispo,EDC})\right)$$

Pour un focus sur les différents termes des équations, voir le support de présentation du GT n°11

- **Le facteur *k* doit être remplacé par *(1+k)*** pour tenir compte de la rémunération complète perçue par le TPC (disparition du taux de disponibilité)
- Comme dans le mécanisme actuel, le facteur *(1+k)* permet d'approximer une situation où **seule la disponibilité réelle est rémunérée**

NB : PRPE = prix de référence de pénalisation des écarts

Un prix de référence des écarts propre à chaque TPC serait calculé pour chaque période de livraison

- Il n'est pas évident de définir un prix de référence de la pénalité pour une PL donnée, étant donnée la cohabitation de plusieurs prix différents : prix de *clearing market wide*, prix de *clearing* des flexibilités, prix plafond intermédiaire… Par ailleurs, **les options présentées en GT n°11 (16 juillet 2024)** n'ont pas réellement obtenues d'adhésion

- Il apparaît ainsi pertinent de calculer **un prix de référence des écarts propre à chaque TPC pour chaque PL**, représentatif de la diversité des capacités présentes dans son périmètre (certaines retenues sur une enchère PL-4, d'autres sur une enchère PL-1; certaines potentiellement soumises au PPI, d'autres non, etc.)

- **Ce prix de référence serait appliqué de manière unique à l'écart global du TPC**, permettant de conserver le principe de foisonnement des écarts à la maille de son périmètre, et calculé selon la formule suivante :

$$PRPE(TPC, PL) = \frac{\sum_{EDC}\left(V_{contractualisé,EDC} \times Prix^{*}\right)}{\sum_{EDC} V_{contractualisé,EDC}}$$

* Le prix associé à chaque volume contractualisé de l'EDC est le prix de l'enchère sur laquelle il a été retenu, le prix de *clearing* des flexibilités, ou le prix plafond intermédiaire le cas échéant

- Il sera possible de **faire varier la valeur du coefficient *k*** pour refléter un écart individuel important (supérieur à une valeur à définir). Le prix plafond global pourrait également être substitué terme $k \times PRPE$ en cas de « sécurité d'approvisionnement menacée » (*i.e. en cas d'écart global supérieur à 2GW comme dans le mécanisme actuel, par exemple*)

La définition du PRPE ainsi que celle du coefficient *k* feront l'objet d'une délibération de la CRE au moment de l'approbation du cadre règlementaire du futur mécanisme

10. Signaux

Synthèse de la proposition concernant les signaux des périodes de tension

Un signal PP unique pour le contrôle des engagements de disponibilité et le calcul des contributions

Période de livraison	**1er novembre à 31 mars** (prudence par rapport aux résultats du BP)
Plage horaire	**[7h – 10h[et [17h – 20h[** (cohérence assurée avec l'interdiction de placement des heures creuses du TURPE)
Nombre de jours	**22 jours ouvrés** (132 heures de tension – compatible avec la loi de finances) (Inclus les vacances scolaires)
Critère de tirage	○ **Consommation résiduelle** ○ **Signal Ecowatt Orange / Rouge dans la limite des stocks disponibles**
Temporalité du signal	**J-1 à 9h30** (hors écoWatt orange/rouge) (étude faisabilité en cours pour J-2 Cf. slides)

Ces paramètres auraient vocation à être revus au cours du cycle de vie du mécanisme pour tenir compte des évolutions du système électrique, par exemple tous les 5 ans au plus tard

La consultation publique de la DGEC invite RTE à faire évoluer à la marge sa proposition

- Les acteurs dans leur large majorité considèrent que le mécanisme de capacité transmet un signal prix à même d'inciter les consommateurs à réduire leurs consommations à la pointe. Par ailleurs, la consultation a fait **émerger 5 propositions permettant de renforcer l'effet de ce signal.**



- **Trois propositions sont compatibles** avec celle portée par RTE en concertation
  - La réduction du nombre d'heures de tension
  - La simplification et la convergence des signaux existants
  - Le maintien de règles de répartition des jours de tensions tout au long de la période de livraison



- **La proposition de placer des jours fixes de tension** sur le calendrier, indépendamment des prévisions de consommation à court terme s'écarte trop significativement du fonctionnement envisagé des signaux PP pour le prochain mécanisme, à savoir mobiliser les capacités lorsque le système en a besoin.



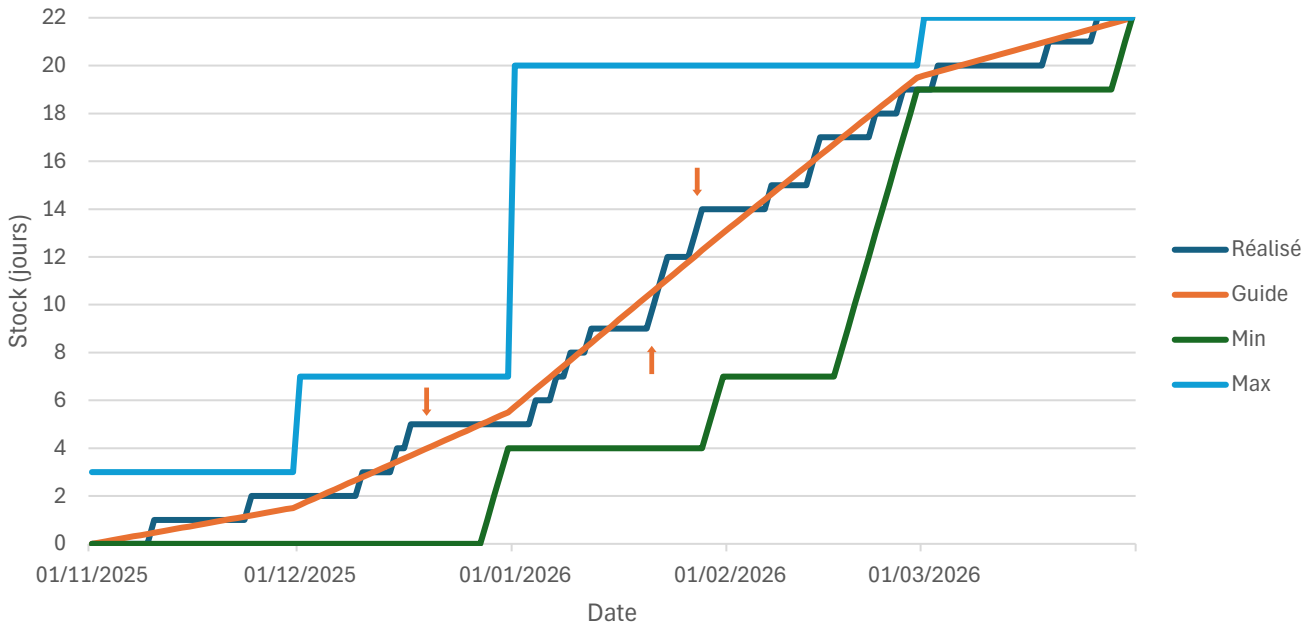
- **La proposition de tirer un signal PP en J-3** (au lieu de 09h30 en J-1 actuellement) est instruite au sein de RTE, qui comprend l'intérêt en termes de visibilité pour les acteurs. A ce titre un tirage J-2 est en cours d'instruction. RTE rappelle néanmoins qu'un tirage anticipé ne doit pas négliger sa fiabilité compte tenu de l'imperfection des données disponibles avant J-1(cf slides suivants).

Processus de tirage d'un jour PP

La calibration des seuils de tirage doit **permettre une répartition homogène des tirages sur l'ensemble de la période de livraison. Deux leviers sont mobilisés** pour que le tirage des jours PP soit lissé sur l'ensemble de la période de livraison.

1 **Le tirage est limité chaque mois par une contrainte Min/Max**

Objectifs : Assurer une cohérence globale de répartition des jours PP et donner de la visibilité aux acteurs chaque mois



2 **Le tirage est guidé par un mécanisme de rappel complémentaire – « *la courbe guide* »**

Objectifs :

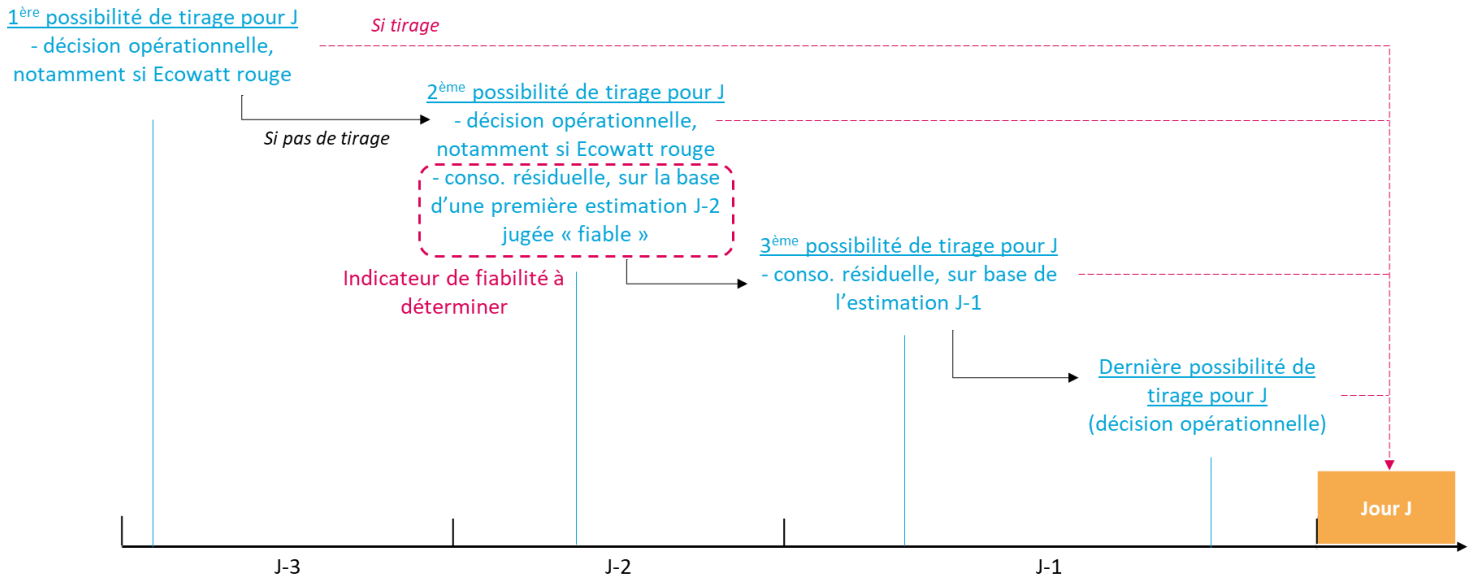
- Se prémunir des risques de vidange/blocage de tirage en cas d'hiver dit « atypique ». La courbe guide permet d'augmenter ou diminuer les seuils de décision si le profil de tirage s'écarte « anormalement » d'un profil fixé a priori.

- La courbe guide est fondée sur des scénarios prévisionnels et reflète la distribution moyenne des jours les plus tendus sur la période de livraison.

RTE instruit la faisabilité d'un tirage dès J-2

- Le tirage est réalisé sur critère de consommation résiduelle. Sa faisabilité est conditionnée à la **disponibilité et la fiabilité des données nécessaires pour dimensionner les seuils de décision** (ie les prévisions de consommation et de production éolienne et solaire). Ces données ne sont pas disponibles en J-3.
- Sauf tirage EcoWatt rouge sur décision opérationnelle, **un tirage à cet horizon n'est pas accessible pour le lancement du mécanisme**.
- Cependant, **RTE estime qu'un tirage J-2 avant midi est envisageable** :
  - N'étant pas une solution « sur étagère », RTE a d'ores et déjà lancé les études nécessaires
  - L'incertitude des prévisions en J-2 et ses impacts sur l'algorithme doivent encore être analysés. Des marges de précaution pourraient être définies, en cohérence avec les résultats de l'analyse.

Objectif : maximiser le nombre de jours tirés en J-2, sans le systématiser, au risque de dégrader la performance de l'algorithme.



11. Planning de la concertation et des échéances règlementaires

Macro-planning jusqu'au premier jour de livraison

Le planning ci-dessous est proposé à titre indicatif et peut évoluer du fait des processus règlementaires en cours

2025							2026										
Juin	Juil	Août	Sept	Oct	Nov	Dec	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Juin	Juil	Août	Sept	Oct	Nov

CONCEPTION ET PARAMETRAGE

- Partage d'une **première version des Règles** Accompagnée de la **note de design V2**
- Consultation publique des Règles
- Publication des Règles
- Partage du rapport de paramétrage
- Publication du rapport de paramétrage
- Proposition à la CRE des quotes-parts pour la PL 26-27
- Validation par la CRE des quotes-parts et du coût du mécanisme
- **GT BP 25 / MKP** Méthodologies de paramétrage et résultats préliminaires
- **GT présentation CP : règles et Paramétrage technique & économique** de la première PL 26/27

ECHEANCES OPERATIONNELLES

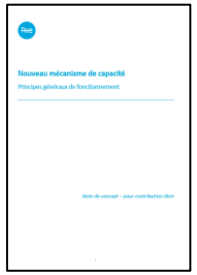
- Déploiement des accords de participation
- Déploiement GRD dans GIPSE (accès et mandats)
- **Guichet de certification**
- **Traitement des demandes**
- Processus de certification
- **Enchère PL 26/27**
- **Début de la PL 26/27**

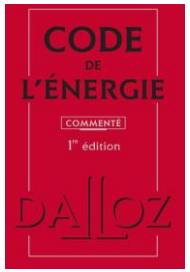
Plusieurs ateliers techniques ont d'ores et déjà été organisés par RTE et continueront à l'être sur l'ensemble de cette séquence

Micro-planning des deux prochains mois

- **23 juillet 2025 – GT BP25/MKP :** Présentation des méthodologies proposées pour le paramétrage du mécanisme ainsi que des résultats préliminaires pour la PL 26/27

- **RTE et la DGEC partageront conjointement prochainement** :
  - (i) Une note formulant une proposition complète et « non silotée » du *design* du mécanisme
  - (ii) Le projet de décret d'application du mécanisme
  - (iii) Une version préliminaire des règles du mécanisme







Les observations et contributions sur ces documents seront à adresser avant le 15 septembre

- **Septembre 2025 :**
  - GT de présentation des résultats de paramétrage pour la PL 26/27
  - AOLT : RTE lancera une concertation avec les acteurs concernés sur le devenir des contrats AOLT dans le futur cadre règlementaire
  - Si nécessaire : un GT de rebouclage sur le *design*

A Annexes

Annexe – Processus de calibration

Les jours PP sont signalés sur un critère de tension - une phase de calibration permet de définir pour chaque jour de la PL le seuil de déclenchement d'un jour PP

Phase de calibration (amont)

Données de consommation résiduelle

Données prospectives de consommation nette des productions éoliennes et photovoltaïques fondées sur des scénarios climatiques

Calibration des seuils

Calcul des seuils de signalement PP correspondant à une politique optimale de tirage

Seuils de décision

Seuils de déclenchement PP journaliers (en MW) pour chaque jour en fonction du stock disponible

Phase de tirage (J-1)

Pointe de consommation résiduelle

Prévision de consommation résiduelle (en MW) maximale anticipée pour le jour J sur la plage horaire PP

Pointe > Seuil de décision

(dans la limite des contraintes de stock)

Jour PP

Annexe - Conditions financières applicables à la cession d'un engagement sur le marché secondaire – Cas général

Illustration des conditions de rémunérations appliquées à un volume acquis sur le marché secondaire

Le TPC A cède un engagement sur le marché secondaire  Le TPC B récupère l'engagement sur le marché secondaire

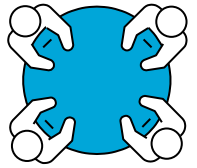
Conditions de rémunération initiales du volume cédé		**Conditions de Rémunération du volume acquis, à la suite de la transaction sur le marché secondaire**	
Type de rémunération de l'EDC	**Prix de rémunération associé au volume échangé sur le marché secondaire**	**Rémunération de l'EDC domestique**	**Rémunération de l'EDC étrangère**
« Flexibilité »	*Clearing PL-X*	*Min(Clearing PL-X ; PPI)*	*Min(Clearing PL-X ; PPI ; PMT PL-X)*
	Clearing Flex	*Min(Clearing PL-1 ; PPI)*	$Min(Clearing\ PL{-}1\ ;\ PPI\ ;\ PMT\ PL{-}1\ )$
« Encadrement » pour une EDC étrangère	$Min\ (Clearing\ PL{-}X\ ;\ PPI\ ;$ PMT $PL{-}X$ de la frontière concernée)	$Min\ (Clearing\ PL{-}X\ ;\ PPI)$*	$Min\ (Clearing\ PL{-}X\ ;\ PPI\ ;\ PMT\ PL{-}X$ de la frontière concernée)
« Générale » pour une EDC pluriannuelle	$Clearing\ PL{-}4\ de\ la\ PL\ de\ début\ de\ contrat$	$Min\ (Clearing\ PL{-}4\ de\ la\ PL$ de début de contrat; $PPI)$	$Min\ (Clearing\ PL{-}4\ de\ la\ PL$ de début de contrat; PPI ; PMT $PL{-}4$ de la frontière concernée)

Clearing PL-X = Prix de clearing de l'enchère PL-X
PPI = Prix plafond intermédiaire
PMT = Prix marginal transfrontalier

** Dans ce cas précis, le coût du mécanisme pourrait théoriquement augmenter si le PPI est supérieur au PMT. Mais l'écart entre ces 2 prix serait pris en compte par l'existence de la rente de congestion (qui serait revue à la baisse suite à l'échange sur le Marché secondaire)*

Participer aux GT/AT de la CAM ou aux sessions plénières

Pour vous inscrire aux listes de diffusion relatives aux groupes de travail (GT) et aux ateliers techniques (AT) organisés dans le cadre de la Commission Accès au Marché (CAM) du Comité des Clients Utilisateurs du Réseau de Transport d'Electricité (CURTE), ou pour rejoindre la liste de diffusion de la plénière CAM, merci de **faire la demande** uniquement à la BAL suivante :



RTE-CONCERTE-CAM@rte-france.com

et de **préciser** le ou les groupes auxquels vous souhaitez participer :

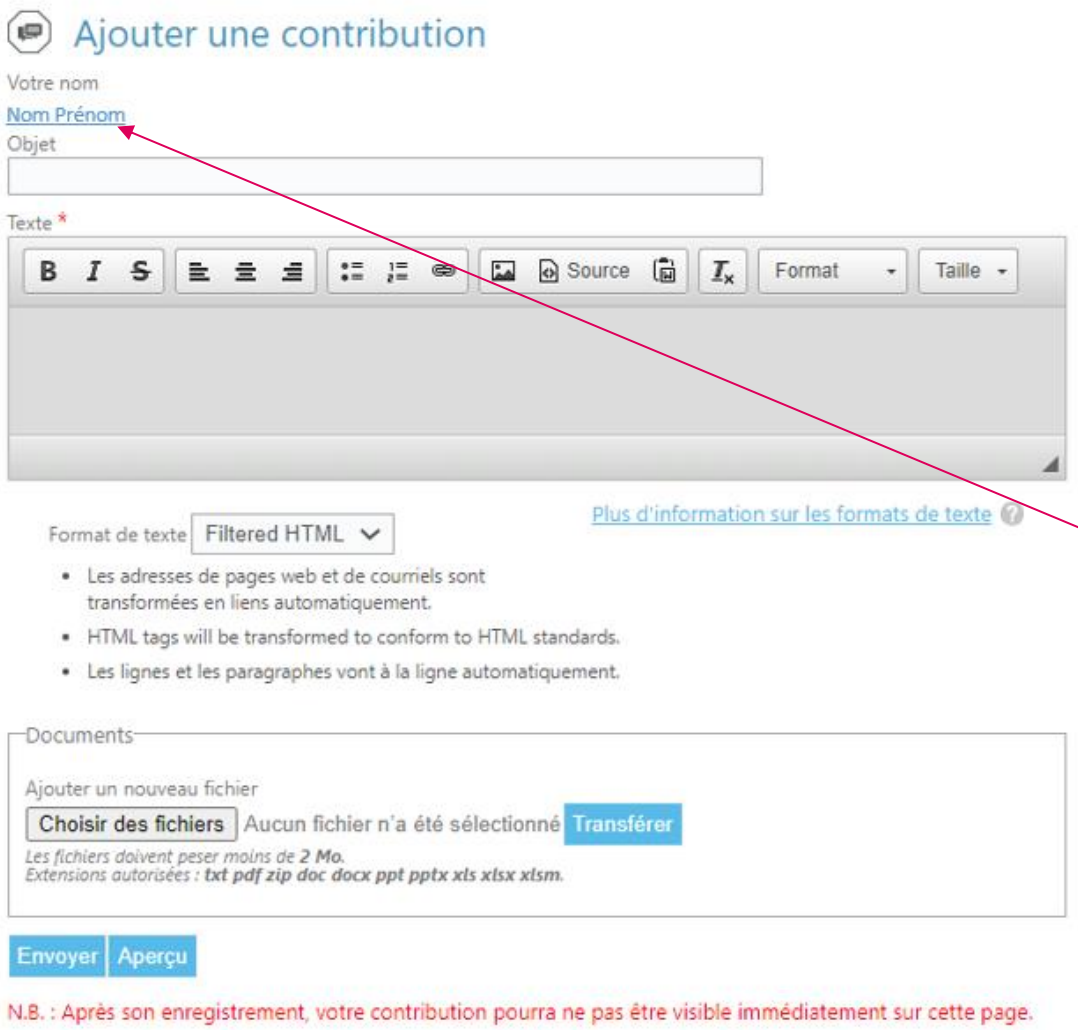
- ❑ Sessions plénières de la CAM
- ❑ *GT RR-RC*
- ❑ *GT PROG-MA*
- ❑ *GT SSY*
- ❑ *GT RE*
- ❑ *GT Pas de règlement des écarts 15 min*
- ❑ *GT Effacement Transverse*
- ❑ *GT Stockage*
- ❑ *GT Interruptibilité*
- ❑ *GT AO Flexibilités Décarbonées*
- ❑ *GT Mécanisme de capacité*
- ❑ *AT dédiés aux responsables de programmation (RP)*
- ❑ *AT dédiés aux acteurs d'ajustement (AA)*
- ❑ *AT dédiés aux responsables de réserve (RR)*
- ❑ *AT dédiés aux responsables d'équilibre (RE)*
- ❑ *AT dédiés aux GRD et ELD*
- ❑ *AT relatifs aux effacements*

Inscription aux Ateliers Techniques relatifs au mécanisme de capacité

Pour toute inscription aux ateliers techniques, envoyer un mail à la boîte-aux-lettres nouvellement créée:

rte-nouveaumecapa-reglementaire@rte-france.com

Vérifier que vous disposez des droits de réponse à une consultation sur le site Concerte



L'accès au site Concerte est donné par défaut avec un rôle de simple consultation des documents déposés sur le site.

Pour les personnes participant à une concertation et souhaitant répondre à une consultation, il est nécessaire de disposer des droits correspondants.

Lorsque qu'une consultation est ouverte, les acteurs doivent voir l'option « Ajouter une contribution » comme affichée ci-contre.

Vous retrouvez ici votre identité

Si vous souhaitez répondre à une consultation et que vous constatez ne pas avoir les droits pour déposer un document sur Concerte, merci de contacter la BAL RTE-CONCERTE-CAM <rte-concerte-cam@rte-france.com> pour en faire la demande. »