Le réseau de transport d'électricité

Bilan prévisionnel et contrats pluriannuels

Groupe de travail n°8 – Refonte du mécanisme de capacité

16 novembre 2023

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)

1. Retours des parties prenantes sur la note de *design* de septembre 2023

2. Bilan prévisionnel et principaux constats pour le mécanisme de capacité

3. Modalités de contractualisation à long terme

   - Contrats pluriannuels

   - Enjeux de rémunération

4. Conclusions et prochaines étapes

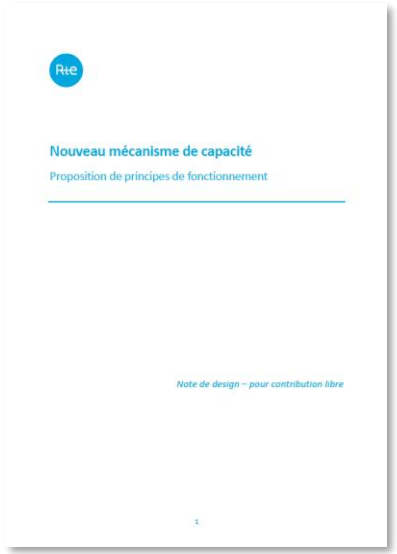
1 Retours des parties prenantes sur la note de *design* de septembre 2023

Synthèse des retours à la note de design publiée en septembre 2023

- Le 8 septembre 2023, RTE a adressé aux parties prenantes une note de design visant à formuler une première proposition, complète et cohérente, de fonctionnement du futur mécanisme de capacité. La note constituait une synthèse des 3 premiers GT organisés pendant le 1er semestre 2023, avant l'ouverture d'un nouveau cycle de GT.

- Même si cette note ne constituait pas formellement un appel à contributions, **11 retours écrits** ont été reçus par RTE (et d'autres lui ont été transmis sans support) :

AFIEG	**ENGIE**	**Eqinov**	**TotalEnergies**
Alpiq	**ENI**	**Exeltium**	**Voltalis**
EDF	**Energy Pool**	**Luciole**	



- En synthèse, les retours portent essentiellement sur le **nombre d'enchères**, les **modalités et la temporalité du financement**, ainsi que sur les possibilités de **rééquilibrage pendant la PL**.

- De nombreux autres points, faisant l'objet d'opinions moins largement partagées au sein des acteurs, ont également été abordés dans les réponses.

Modalités de financement du mécanisme

- Parmi les acteurs s'étant prononcés, **une large majorité est favorable au modèle « quote-part fournisseur »**
- Une minorité soutient le modèle « terme tarifaire ». Un acteur s'oppose à une architecture centralisée

- RTE rappelle que le modèle « terme tarifaire » n'implique pas nécessairement une généralisation des offres à pointe mobile : en effet, dans ce modèle, l'équivalent des jours PP1 peuvent être mobiles ou fixés *ex ante* (ce qui dans ce cas se rapproche plutôt d'une généralisation des offres de type HP/HC).

- RTE rappelle que, quel que soit le modèle de financement choisi, **les exploitants seront rémunérés à hauteur de leur engagement à une échéance réglementaire précise**. Sous réserve de leurs éventuels écarts, les exploitants disposeront donc d'une visibilité et d'une certitude complète sur leur niveau de rémunération.

→ Ce point est en cours d'examen par les pouvoirs publics et RTE poursuit avec Enedis l'instruction de la faisabilité opérationnelle des deux différents modèles. Il sera abordé à nouveau lors d'un prochain GT

Temporalité du paiement des exploitants

- **Une majorité d'acteurs souhaitent une rémunération plus rapide** afin de limiter leurs coûts de trésorerie. Des alternatives sont proposées, impliquant des paiements à différents moments sur la base des engagements de disponibilité plutôt que sur la disponibilité effective (estimée)
- Une minorité d'acteurs est favorable au principe d'une rémunération au plus vite après la période de livraison

- RTE rappelle que, le financement du mécanisme étant collecté pendant la PL, **le paiement effectif des exploitants ne peut s'effectuer qu'à l'issue de celle-ci**

  → L'alternative consistant en un paiement sur la base des engagements de disponibilité dès la fin de la PL impliquerait un règlement financier en 3 temps (un premier paiement, suivi d'une régularisation sur la base du réalisé estimé, puis d'une autre sur la base du réalisé définitif) et semble donc inutilement lourde pour un gain de temps de seulement quelques mois

- **RTE souhaite néanmoins viser un paiement des exploitants au plus proche de l'issue de la PL** (à ce titre, le contrat formant l'engagement de dispo. engagera réciproquement RTE à rémunérer l'exploitant à une échéance donnée)

- RTE reste ouvert à examiner toutes les pistes permettant d'offrir contractuellement aux exploitants des garanties de paiement les plus solides possibles, de sorte à faciliter leur financement.

Fonctionnement des enchères et contrôle du réalisé

Enchères

- **Une majorité d'acteurs soutiennent une deuxième enchère avec un volume réservé**, afin de permettre l'émergence des effacements. Certains proposent de rendre obligatoire la participation des capacités certifiables dès PL-4 à l'enchère PL-4, afin d'éviter des rétentions de capacité.

- D'autres positions, minoritaires, ont été exprimées par divers acteurs :
  - Il faudrait une enchère PL-4 couplée à une enchère PL-1 optionnelle en cas de besoin
  - Il faudrait une enchère PL-2 pour l'existant + un AOLT permettant de contractualiser à 10/15 ans
  - L'enchère PL-4 devrait mêler capacités existantes et nouvelles capacités
  - Une enchère contractualisant l'essentiel du besoin favorise le risque d'abus de pouvoir de marché

- La question du nombre d'enchères est en cours d'instruction par RTE et les pouvoirs publics et sera abordée lors d'un prochain GT.

Contrôle du réalisé

- Un acteur souhaite que le contrôle de disponibilité soit effectué à la maille du portefeuille de l'acteur (c'est-à-dire sur toutes les EDC, y compris celles qui n'ont pas été retenues sur les enchères).

- RTE ne considère pas cohérent de contrôler la disponibilité d'EDC qui n'auraient pas été contractualisées (rien n'empêcherait l'acteur de modifier les sites de ses EDC pour foisonner)

Autres thématiques ayant fait l'objet de retours

Rééquilibrages et marché secondaire

- **Une majorité d'acteurs souhaite une continuité du marché secondaire pendant la PL**, ainsi que la **valorisation des écarts positifs**.
- Un acteur propose l'organisation d'enchères supplémentaires en PL-1 voire en PL+1 pour permettre les rééquilibrages entre acteurs.

- **RTE est ouvert à faire évoluer le principe de continuité du marché secondaire**
- RTE considère que l'incitation à la disponibilité ne dépend pas de la valorisation des écarts positifs (par définition imprévisible puisque dépendante des écarts négatifs) mais du régime de pénalité. Cette valorisation conduirait en outre la collectivité à supporter un coût non nécessaire

Certification

- **Plusieurs acteurs préfèrent un processus de certification continu** au système de guichets proposé par RTE, notamment pour permettre un meilleur fonctionnement du marché secondaire.
- Un acteur propose d'assouplir les modalités proposées par l'ajout de diverses dispositions (possibilité d'*opt-out*, de dérogation à la certification normative, etc.)

- L'articulation entre les enchères et le marché secondaire, et notamment les possibilités d'arbitrage entre les deux, est en cours d'instruction et sera abordée lors d'un prochain GT.

2 Bilan prévisionnel et enseignements pour le mécanisme de capacité

Le Bilan prévisionnel vise à éclairer la période 2023-2035, première étape vers la neutralité carbone

Publication des *Futurs énergétiques 2050*



Octobre 2021

Actualisation des trajectoires 2030-2035 dans un contexte en forte évolution

1 Sur le plan des ambitions

- **Nouveaux objectifs climatiques européens à l'horizon 2030, plus ambitieux : *Fit for 55***
- **Volonté de renforcer la souveraineté énergétique française par la réindustrialisation et relocalisation** (France 2030, loi industrie verte)

La transformation doit aller plus vite et viser le haut des trajectoires des FE50

2 Sur le plan des paramètres

- Crise énergétique et guerre en Ukraine (impacts prix et disponibilité énergétique)
- Protectionnismes aux USA et en Chine
- Orientations de politique énergétique en France (Belfort, planification écologique)
- Révision à la baisse du potentiel de biomasse disponible pour décarboner l'économie

La transformation va s'opérer dans un contexte plus adverse et plus contraint

Les scénarios à l'horizon 2035 : les futurs souhaitables et les futurs possibles

Exercice de nature *prospective*

Scénarios A
« Accélération réussie »

Des options différentes d'atteinte des objectifs *autour de 3 mix consommation/production en fonction des mesures d'efficacité énergétique et de sobriété*

A - bas



A - ref



A - haut



Exercice *d'analyse de risque*

Scénarios B
« Atteinte partielle »

Un retard plus ou moins marqué *dans l'électrification, l'efficacité et la sobriété combiné à un faible développement des EnR qui soulèvent des questions de sécurité d'approvisionnement et d'atteinte des objectifs climatiques*

B - bas



B - haut



Scénarios C
« Mondialisation contrariée »

Deux réponses contrastées à un contexte macroéconomique dégradé pour ***maintenir l'atteinte des objectifs de décarbonation***

Défaut de réaction

Hypothèses spécifiques

Résilience industrielle

Hypothèses spécifiques

Cadre macroéconomique favorable

Cadre macroéconomique de mondialisation contrariée

Les grandes conclusions et principaux résultats du Bilan prévisionnel

1. Renoncer à l'un des leviers rend très difficile l'atteinte des objectifs climatiques et de sécurité d'approvisionnement : il existe toutefois des marges de manœuvre, donc un choix public, dans leur dosage

2. Choisir une ambition élevée sur ces leviers doit se faire maintenant car ils déploieront leurs effets dans le temps

Les leviers identifiés pour atteindre les objectifs climatiques et de souveraineté énergétique à l'horizon 2035

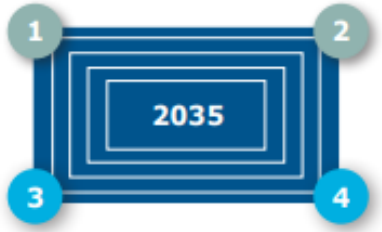
Des besoins d'électricité qui augmentent
dans tous les secteurs pour assurer la sortie des énergies fossiles et réindustrialiser la France

- Transport
- Tertiaire
- Résidentiel
- Industrie

Quatre leviers essentiels pour couvrir ces besoins
Quelques degrés de liberté subsistent dans les choix politiques et les solutions mais les marges de manœuvre restent limitées

Efficacité énergétique
Amélioration de la performance des procédés, équipements et bâtiments
-75 TWh minimum, -100 si possible

Sobriété
Baisse de la consommation reposant sur une évolution des modes de vie (à l'échelle individuelle et collective)
-25 TWh minimum, -60 si possible

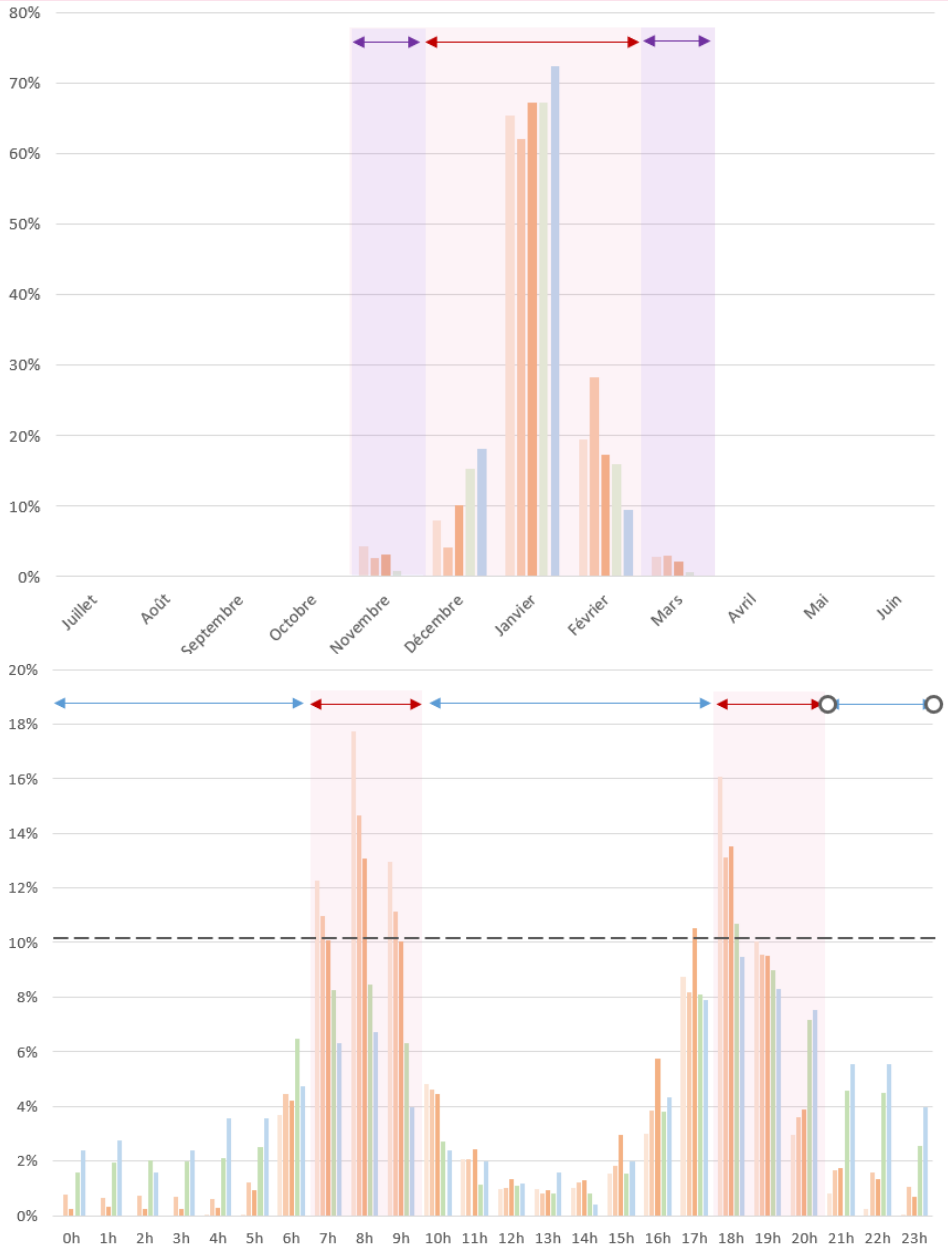


Nucléaire
Prolongation de l'exploitation des réacteurs et maximisation du productible
360 TWh minimum, 400 si possible

Renouvelables
Accélération du rythme de développement
270 TWh minimum, 320 si possible

Enseignements concernant les périodes de tension du système

- Ces résultats suggèrent qu'un engagement de disponibilité (PP2) susceptible d'être requis lors des mois de décembre, janvier et février serait pertinent pour le système
- S'il pourrait porter à court terme sur des plages 7-10h et 18-21h, l'évolution du système impliquera de les réévaluer
- Côté financement, la plage optimale dépendra du mode de financement et du choix quant à la fixité des jours PP1
- Il reste à identifier le meilleur compromis entre le nombre de jours, couverture de la défaillance et l'acceptabilité du coût (*cf.* règles v4 de l'actuel mécanisme)



Sur l'ensemble des horizons (court-terme, 2030 et 2035), les mois de décembre, janvier et février concentrent la quasi-totalité du risque de défaillance

Les mois de novembre et de mars n'incluent à court terme qu'une très faible part du risque, qui décroît encore en 2030 et 2035

Sur les horizons de court-terme, les périodes 7h-10h et 18h-21h concentrent plus de 10% du risque de défaillance

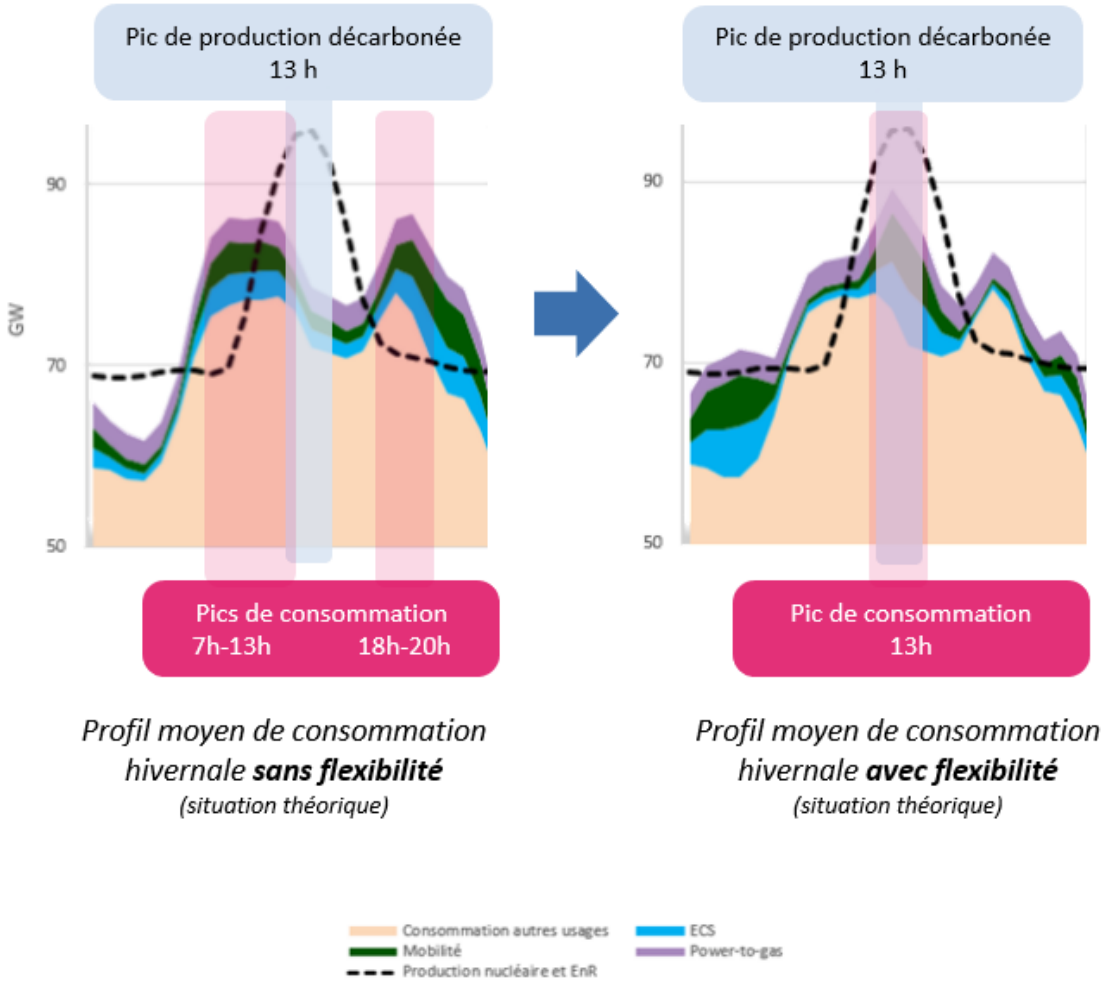
Aux horizons 2030 puis 2035, la répartition du risque de défaillance évolue et devient plus homogène, s'étendant sur davantage d'heures, notamment nocturnes

Selon le mode de financement et les futures plages PP1 (ou équivalent) retenues, l'incitation qui serait délivrée par le futur mécanisme varierait considérablement

Les besoins d'optimisation du fonctionnement du système en 2030 consistent essentiellement à maximiser l'énergie consommée lors des périodes de fort productible décarboné et à réduire la consommation lors des périodes où cette production est plus faible.

En 2030, le développement des flexibilités de la demande (configuration médiane) permet à ce titre de réduire la pointe de consommation résiduelle hivernale de l'ordre de 6 GW (par rapport à une configuration contrefactuelle « sans flexibilité de la demande »).

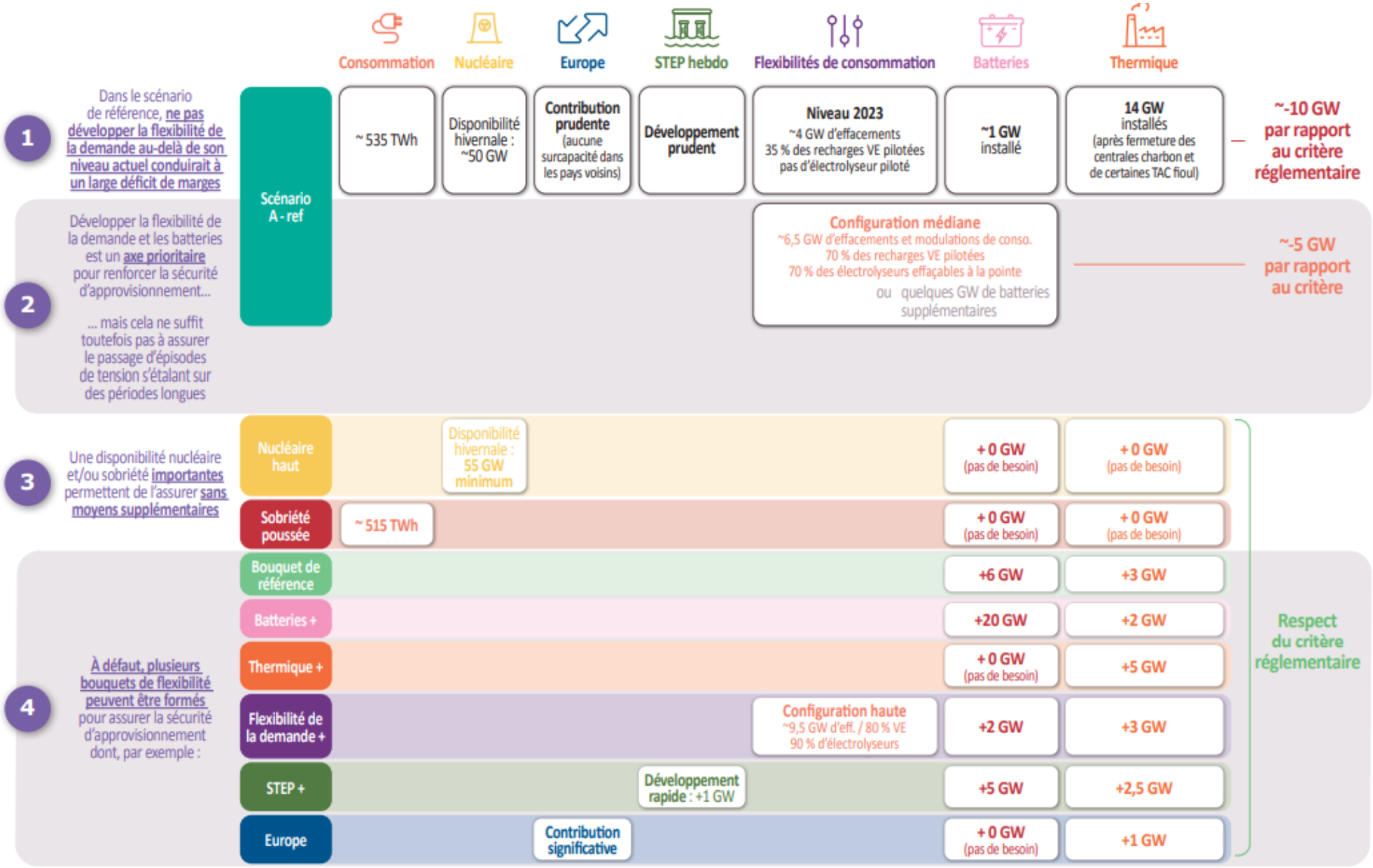
La mise en place de jours PP1 fixes et définis *ex ante* permettrait de faire du mécanisme un dispositif qui ne véhiculerait plus un signal de tension système (rôle qui serait occupé par Ecowatt) mais un signal régulier et fixe d'heures pleines contribuant à moduler structurellement la consommation.



*Profil moyen de consommation hivernale **sans flexibilité***
(situation théorique)

*Profil moyen de consommation hivernale **avec flexibilité***
(situation théorique)

Certaines configurations conduisent à identifier un besoin de capacités supplémentaires



Le futur mécanisme est une composante essentielle du cadre réglementaire et financier qui permettra de sécuriser ces nouveaux investissements

3 Organisation d’un cadre propice à l’investissement au sein du futur mécanisme

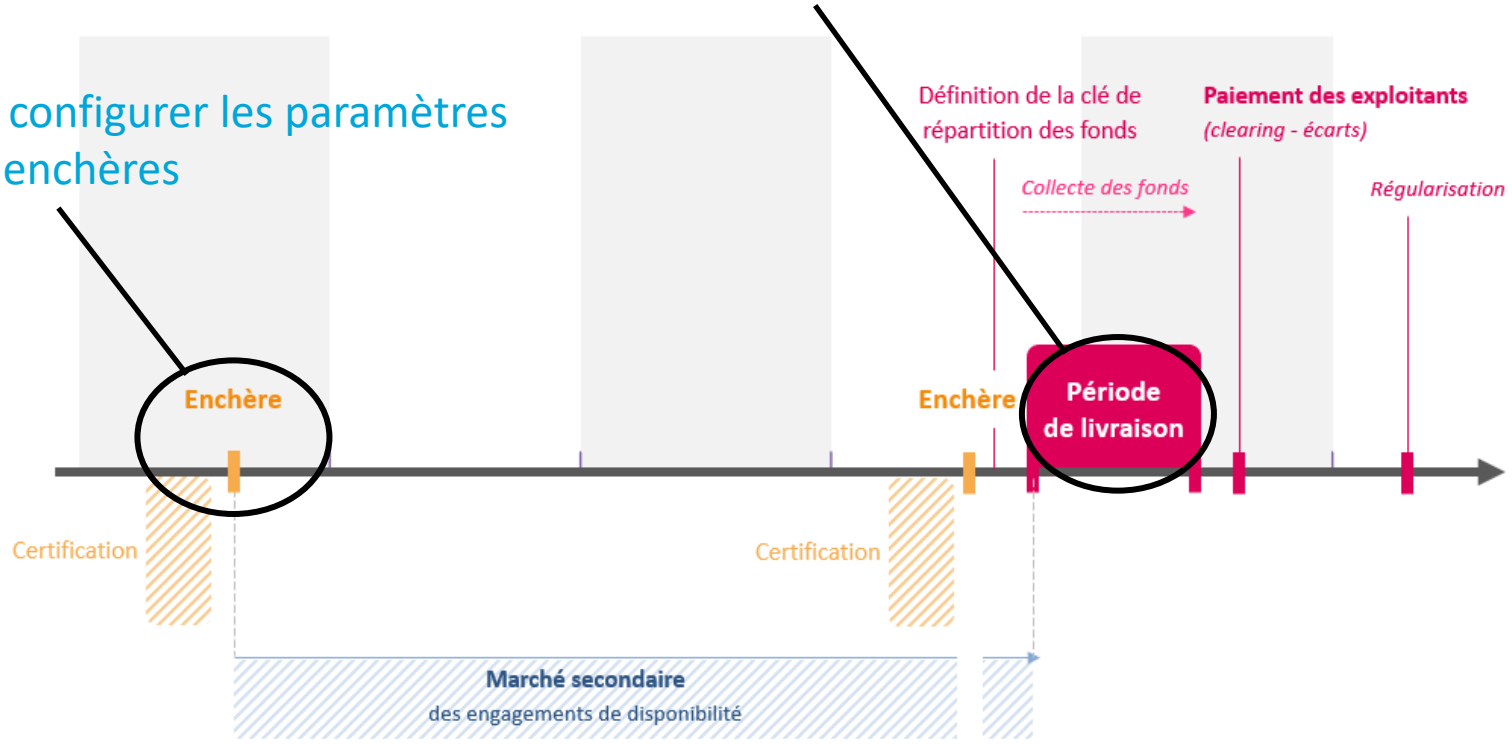
L'émergence de nouvelles capacités requiert la déclinaison de certains éléments du *design* de base du futur mécanisme

- Le *design* de base du futur mécanisme décrit au sein de la note diffusée en septembre a été conçu pour être **modulable**, de sorte à ce que des « briques » supplémentaires puissent y être greffées.

- Faire du futur mécanisme un cadre propice à l'investissement implique ainsi d'y greffer deux briques additionnelles :

Brique 1 : permettre des durées d'engagement plus longues, parallèlement à des contrats d'une durée annuelle par défaut

Brique 2 : configurer les paramètres de prix des enchères



Brique n°1 : principes et fonctionnement des contrats pluriannuels

Rappel sur les modalités privilégiées par les acteurs

- La question de savoir si le futur mécanisme de capacité devait être conçu de façon à permettre l'émergence de nouvelles capacités en cas de nécessité pour la sécurité d'approvisionnement avait fait l'objet d'interrogations spécifiques dans le cadre de l'appel à contributions organisé en 2022.

  Les retours alors reçus sur ce point avaient été restitués par RTE lors d'un GT *ad hoc* :

La quasi-totalité des acteurs est favorable au fait d'attribuer ce rôle au futur mécanisme

- Le mécanisme est considéré comme l'outil permettant de dimensionner le parc au niveau requis pour respecter le critère.
- La grande majorité est ainsi favorable à l'introduction de modalités pluriannuelles de sécurisation financière (par exemple, des contrats long-terme dont la durée pourrait être fonction du niveau de CAPEX du projet) au sein des enchères du futur mécanisme.



→ Ce type de modalités a été instruit par RTE et fait l'objet du présent GT.

- Si cette question restait alors largement théorique, elle prend désormais une acuité particulière au regard des résultats du Bilan prévisionnel 2023.

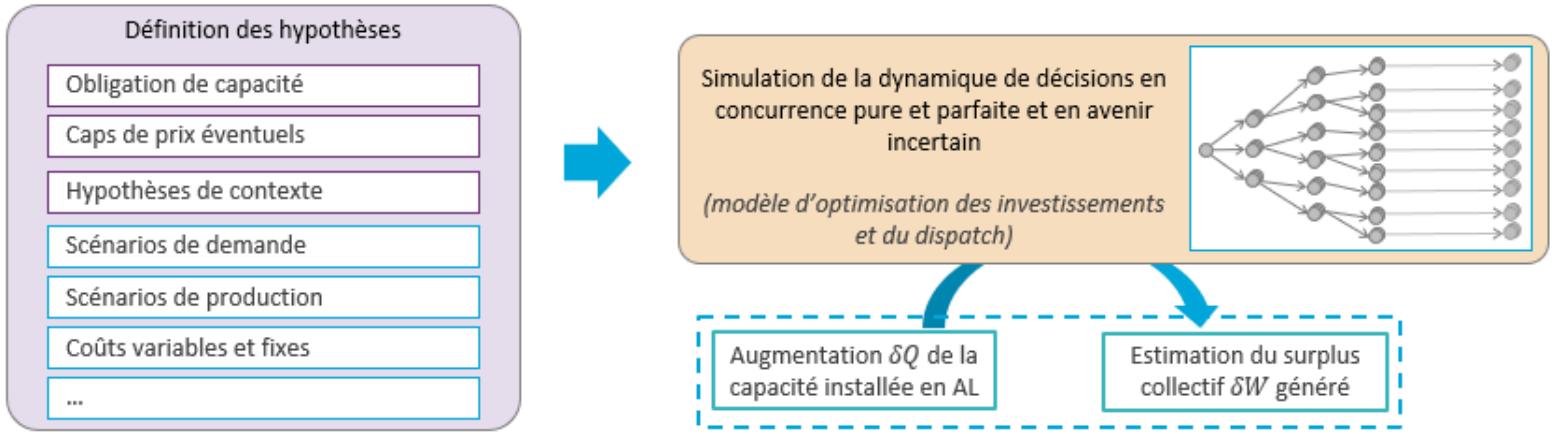


Le point de départ : l'actuel AOLT

- L'AOLT actuel consiste en un appel d'offres organisé 4 ans à l'avance et réservé aux nouveaux projets décarbonés : les lauréats obtiennent pour 7 ans un contrat pour différence par rapport au prix de la capacité
  - il visait à répondre aux préoccupations de la Commission quant à la faculté du mécanisme à assurer l'émergence de nouveaux moyens
  - il a permis de sécuriser l'émergence d'environ 400 MW de nouvelles capacités décarbonées

- Il repose sur l'élaboration d'une courbe de demande complexe sur le plan calculatoire et une optimisation poussée visant à estimer non seulement le besoin de nouvelles capacités pour assurer le respect du critère de sécurité d'approvisionnement mais également le bénéfice collectif (*welfare*) procuré par leur émergence.

→ Il s'agit de calculs extrêmement précis et dépendants des hypothèses d'entrées tandis que l'horizon éloigné (jusqu'à 11 ans) sur lequel ils portent sont marqués par des cônes d'incertitudes conséquents.



Le point de départ : l'actuel AOLT

- Au-delà de la complexité de la courbe, ce dispositif conduit à faire émerger deux références de prix et contribue à la complexité du mécanisme car deux dispositifs y coexistent :
  - les capacités retenues sur l'AOLT ne participent pas directement à la formation du prix sur les enchères
  - elles connaissent une temporalité, un système de rémunération (prix garanti sous forme de CfD pour l'AOLT) et un fonctionnement spécifiques (règlement des écarts simple pour le mécanisme, flux financiers complexes avec appel de fonds itératif auprès des acteurs obligés pour l'AOLT)

- La reconduction de l'AOLT pérenniserait cette situation et nécessiterait d'élaborer pour les mêmes horizons deux courbes de demande – celle de l'AOLT et celle du mécanisme, désormais centralisé – aux finalités différentes (par définition, seule celle de l'AOLT et non celle du mécanisme révélerait un éventuel besoin de capacité)

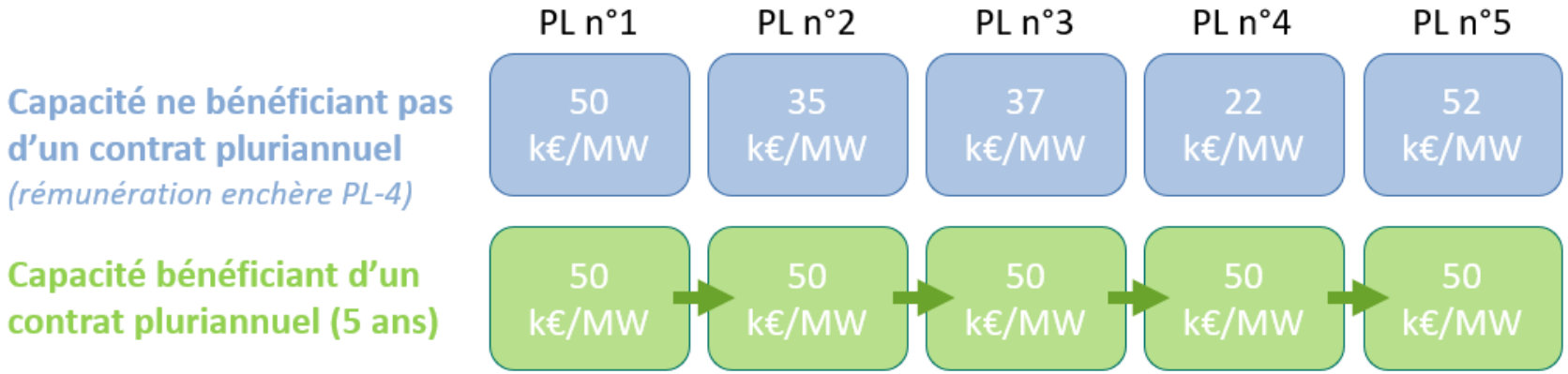
→ Compte tenu de ces éléments, RTE a instruit des modalités alternatives selon le cahier des charges suivant :

- ✓ **privilégier un dispositif intégré**, afin d'assurer la lisibilité de l'ensemble
- ✓ **assurer la formation du prix par toutes les capacités – nouvelles comme existantes –, sur les mêmes enchères**
- ✓ **éviter les processus spécifiques et prévoir des flux financiers simples**, afin de limiter la complexité opérationnelle et de favoriser l'investissement

Le schéma alternatif proposé vise à intégrer des contrats pluriannuels au sein du futur mécanisme

- A l'instar de l'AOLT actuel, le schéma proposé vise à garantir la sécurisation pluriannuelle d'un revenu capacitaire, requise pour l'émergence de technologies pouvant être intensives en capital et soumises à des durées d'amortissement longues.

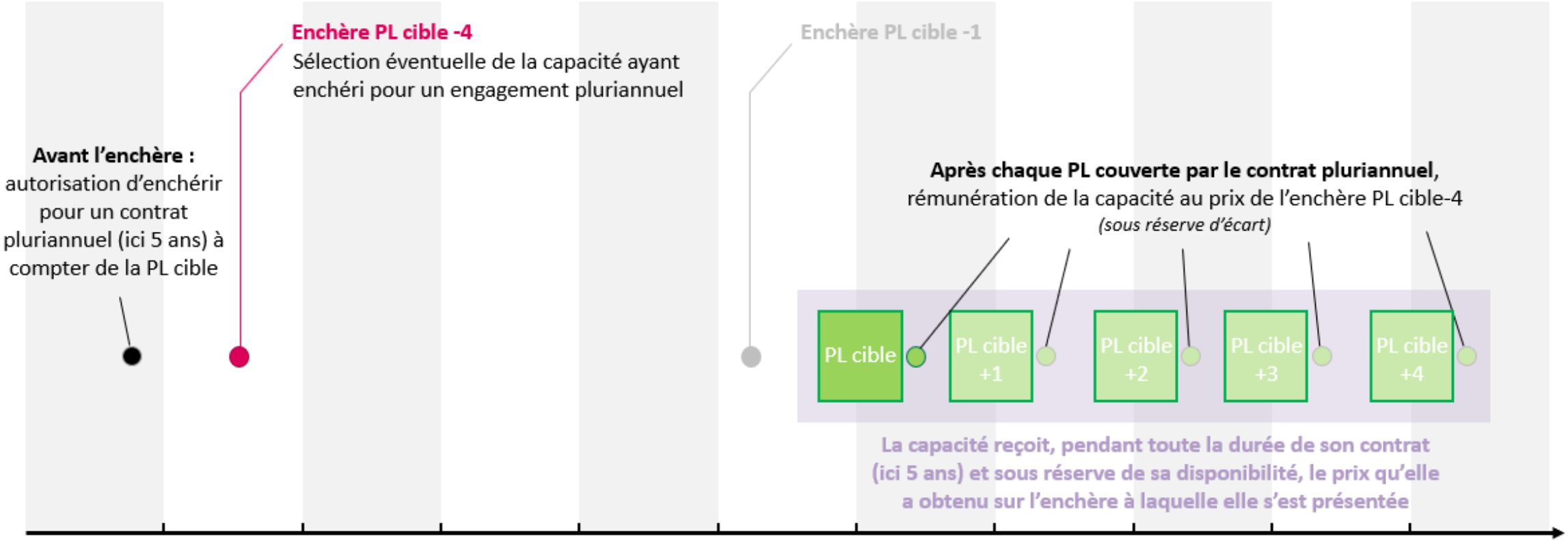
- Le contrat pluriannuel « intégré » permettrait alors la perception sur plusieurs années de la rémunération obtenue sur l'enchère lors de laquelle la capacité a été contractualisée.



- Ces contrats seraient accessibles aux « nouvelles capacités » ou aux « nouveaux investissements », dont la définition exacte resterait à préciser mais qui pourrait inclure : les nouvelles capacités au sens strict, les capacités faisant l'objet d'un *repowering* (au-delà d'un seuil d'augmentation de puissance), etc.

Dans le schéma proposé, le bénéfice d'un contrat pluriannuel serait conditionnée à une autorisation administrative préalable

- En raison de la diversité des projets susceptibles de la solliciter et du fait qu'ils engageraient la collectivité à long terme, l'obtention de ces contrats serait conditionnée à un régime d'autorisation administrative préalable.



→ L'autorisation définirait également la durée du contrat auquel l'exploitant pourrait prétendre, en fonction de son intensité capitalistique. L'exploitant lauréat de cette autorisation serait alors autorisé à offrir sa capacité sur les enchères au même titre que les capacités prétendant à une rémunération annuelle.

L’éligibilité à un contrat pluriannuel répondrait ainsi à un processus spécifique…

- Toute capacité ou projet souhaitant solliciter une rémunération capacitaire pluriannuelle devrait ainsi, préalablement à l’enchère, être déclarée éligible par l’autorité compétente

- L’enjeu posé par cette mission d’analyse de l’éligibilité, qui peut impliquer d’accéder à des données commercialement sensibles ou confidentielles, justifie qu’elle soit assurée par une autorité publique dûment habilitée pour ce faire

- Deux types de modes de gouvernance pourraient alors être envisagés :



… et à des critères prédéfinis, publics et transparents

Les critères d'éligibilité à l'actuel AOLT offrent de premiers exemples qui pourraient être reconduits ou ajustés :

• respect d'un seuil d'émission de 200 gCO_2/kWh (plus ambitieux que pour les moyens existants)	➡ ce critère pourrait être rendu plus contraignant pour ne bénéficier qu'aux nouvelles capacités décarbonées (*cf.* proposition de réforme du *market design* de la Commission)
• ne pas disposer d'une convention de raccordement avant d'avoir été sélectionné au titre de l'AO	➡ ce critère pourrait évoluer : faut-il que le mécanisme soutienne l'émergence de projets à partir de zéro (*greenfield*) ou soit un levier de financement de projets déjà engagés ?
• être une nouvelle capacité ou avoir fait l'objet d'une augmentation de puissance d'au moins 20%	➡ ce seuil de *repowering* pourrait être abaissé
• ne pas bénéficier d'un autre mécanisme de soutien	

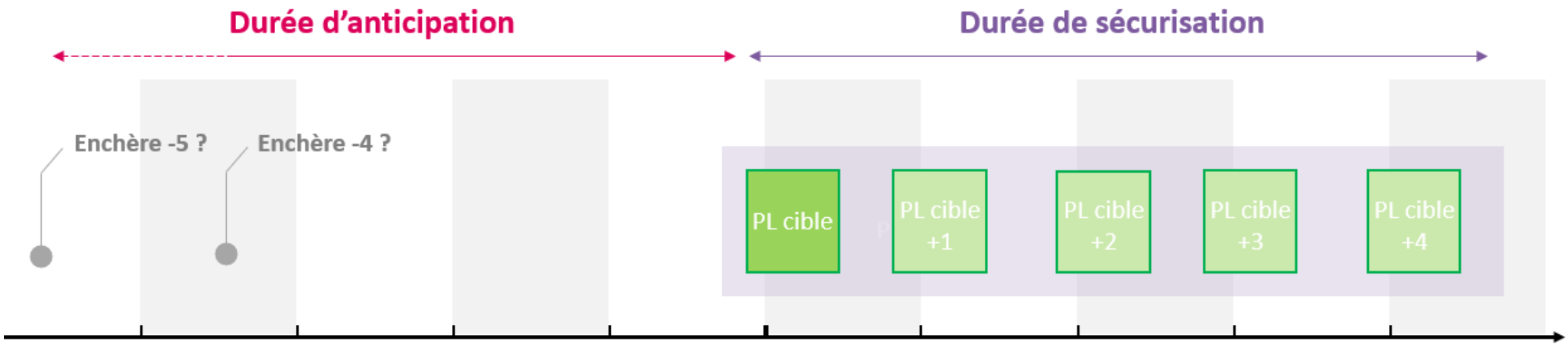
La durée des contrats au sein du mécanisme belge dépend de critères de CAPEX :

(NB : le seuil de 360 k€/MW correspond à 80% du coût catalogue d'un CCG en 2019, les deux autres seuils sont définis en conservant la même annuité)

→ En France, des critères de CAPEX similaires, fondés sur une méthodologie *ad hoc*, pourraient conditionner l'accès aux contrats pluriannuels et leur durée.

Durée du contrat *(en équivalent de PL)*	Seuil de coûts d'investissement *(en k€/MW)*
15	360
8	239
3	106

Ce type de schéma repose sur deux types de questions fondamentales



- Le nombre d'enchères fait l'objet de débats mais la durée d'anticipation retenue conditionnera le **positionnement de l'unique ou première enchère**
- **Quelle durée** faudrait-il selon vous privilégier ? une **anticipation de 4 ans** (AOLT et mécanisme actuels), une **anticipation de 5 ans** (à l'instar du mécanisme polonais) ou **plus longue** pour tenir compte des délais de *permitting* des nouvelles capacités ?

- Faut-il prévoir **plusieurs durées** ? Faut-il qu'elles soient **standardisées** ou laissées à la discrétion de l'autorité en charge de prononcer l'éligibilité ?
- Si elles étaient standardisées, **quelles durées** seraient nécessaires ? 3, 7 (à l'instar de l'actuel AOLT), 15 ans ?

→ **Pour que ce *design* réponde aux attentes des investisseurs, RTE souhaiterait fonder ces durées sur des besoins et cas concrets remontés par les acteurs**

Le schéma proposé diffère de celui qu'incarne l'AOLT actuel

Schéma AOLT actuel

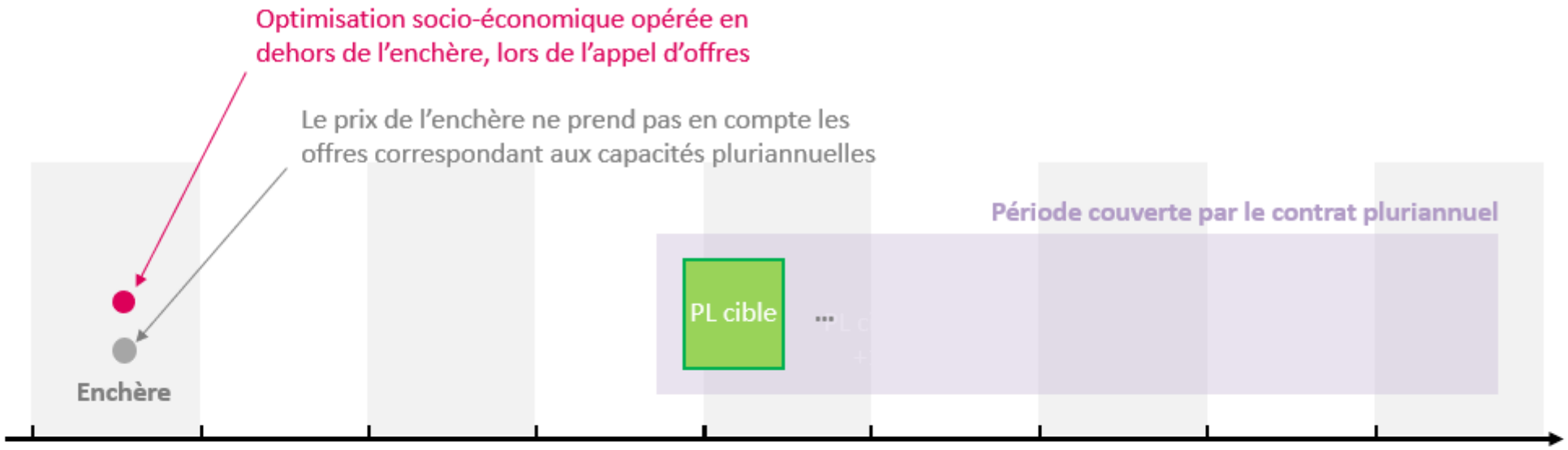
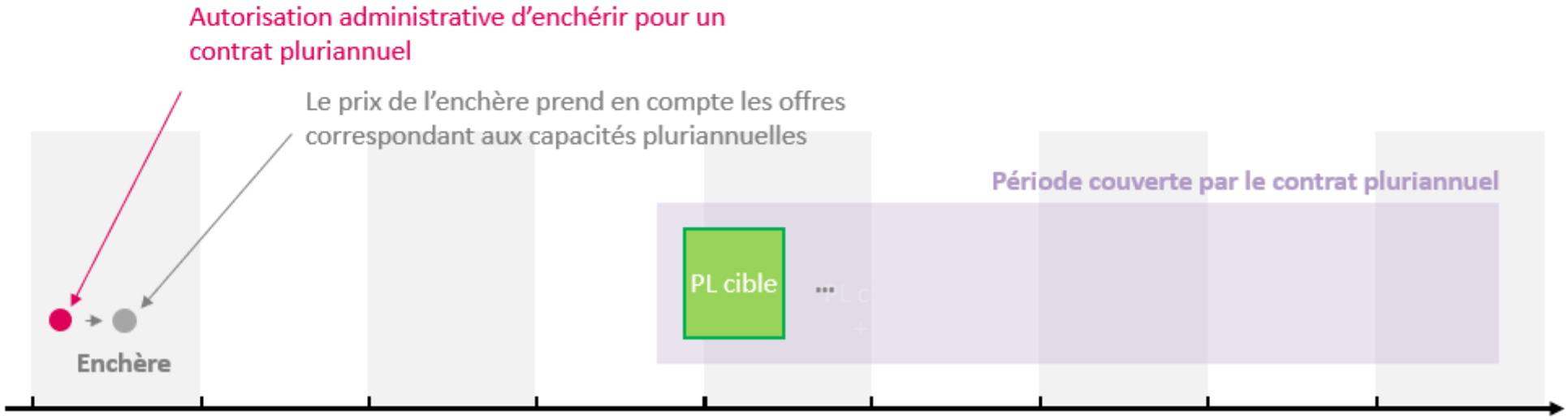


Schéma proposé pour le futur mécanisme

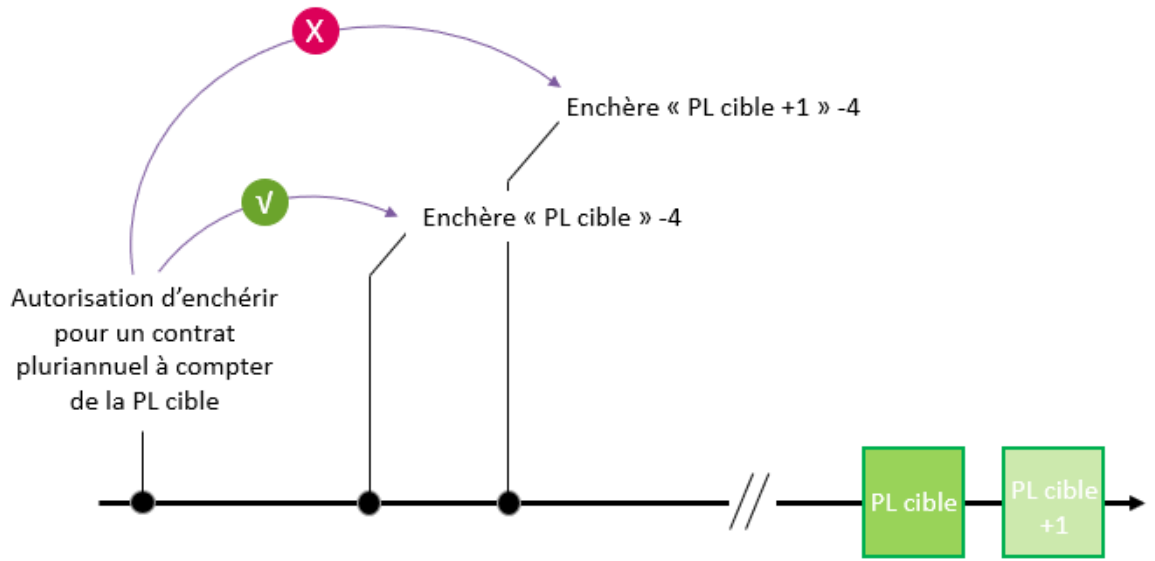


Modalités opérationnelles spécifiques à la contractualisation pluriannuelle (1/3)

- Un projet déclaré éligible à l'obtention d'une rémunération pluriannuelle serait soumis à l'obligation de se certifier

- Afin de faciliter le contrôle de sa disponibilité le cas échéant, la capacité sollicitant une rémunération pluriannuelle devrait nécessairement être certifiée au sein d'une EDC qui ne comprendrait qu'elle : l'agrégation de capacités « annuelles » et « pluriannuelles » ne serait donc pas possible

- La capacité devrait obligatoirement se certifier pour la PL « cible » identifiée par la décision d'éligibilité, afin de participer à l'enchère correspondante



- La certification pourrait en outre impliquer la présentation de garanties bancaires

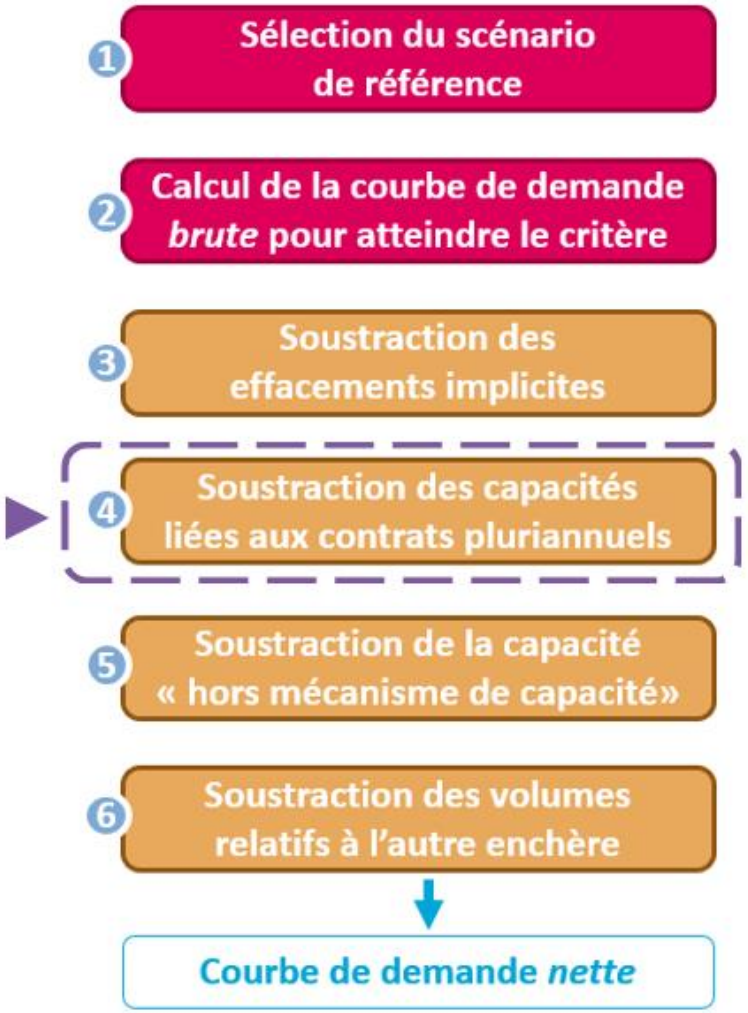
→ plusieurs acteurs souhaitent qu'il soit renoncé à ce principe jugé préjudiciable à l'émergence de nouveaux moyens

→ RTE est ouvert à examiner d'autres modalités offrant le même niveau de protection pour la collectivité

Modalités opérationnelles spécifiques à la contractualisation pluriannuelle (2/3)

- La certification de la capacité « pluriannuelle » retenue sur une enchère devrait être reconduite à l'occasion de chaque guichet précédant l'enchère PL-4 de chaque période de livraison concernée par son contrat pluriannuel.

- Cette certification systématique permettrait à RTE de retirer le volume correspondant des courbes de demande élaborées pour chaque enchère concernant les périodes de livraison concernée par le contrat pluriannuel.

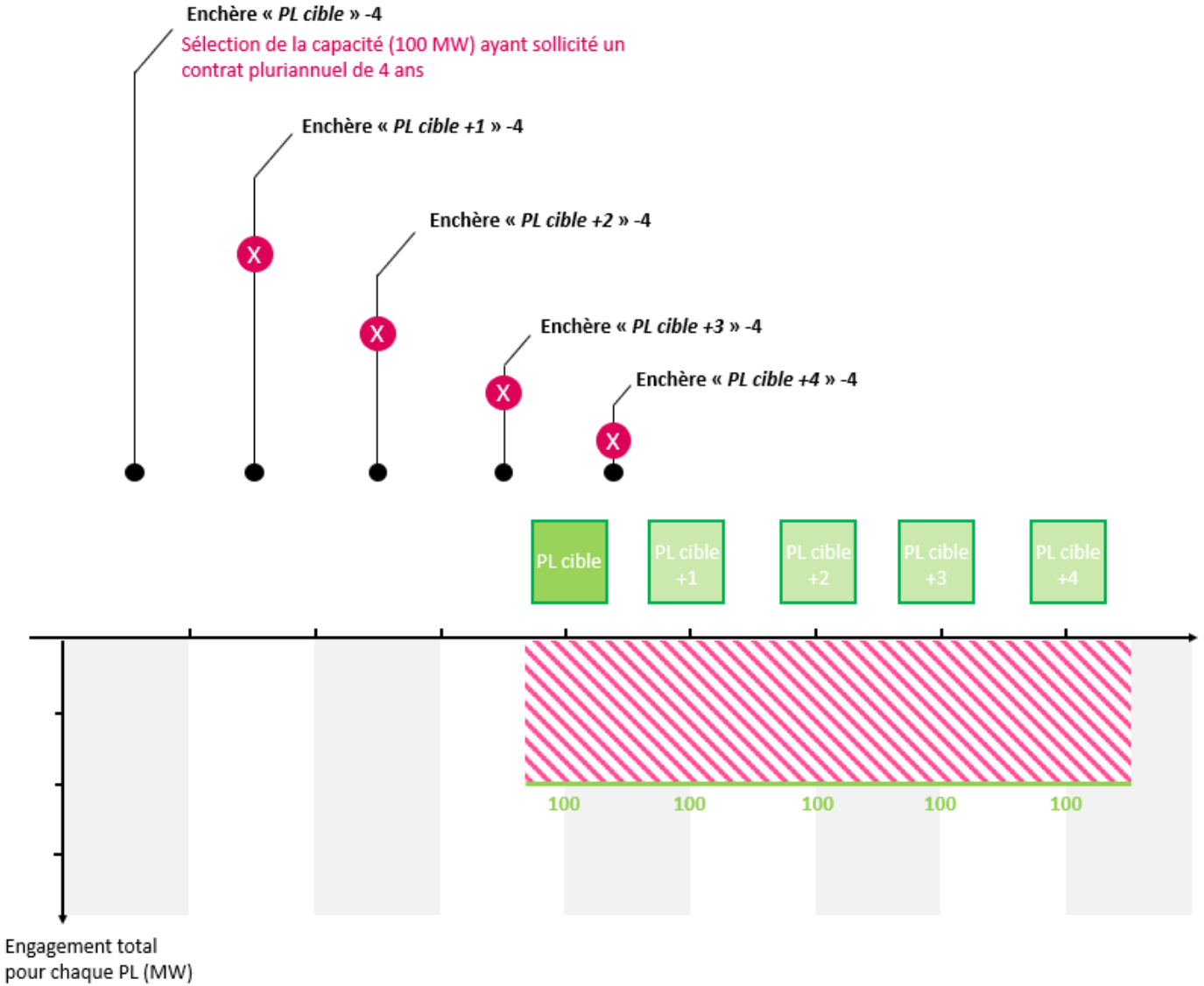


Modalités opérationnelles spécifiques à la contractualisation pluriannuelle (3/3)

- Le volume retenu $V_{enchère}$ ne varierait pas durant toute la période concernée par le contrat pluriannuel

- Néanmoins, si l'exploitant anticipait une baisse de sa disponibilité lors d'une PL concernée par le contrat, il pourrait procéder à un échange d'engagement pour cette PL avec un autre exploitant sur le marché secondaire

- La capacité ne pourrait pas participer aux enchères ultérieurement organisées pour des PL concernées par son contrat pluriannuel



Résumé du cycle de vie proposé d'un contrat de capacité pluriannuel

Eligibilité

Après envoi des informations et garanties nécessaires, l'autorité compétente accepte la demande et décide notamment du nombre d'années à laquelle la capacité est éligible

Première certification

Le titulaire de contrat certifie sa capacité au guichet de certification pour la PL correspondante au début du contrat (PL cible) définie par la décision d'autorisation

Participation à l'enchère

Le titulaire offre son EDC sur l'enchère de la PL cible de son contrat

S'il est retenu à hauteur de $V_{enchère}$, le prix de l'enchère constitue le niveau de sa rémunération pour toute la durée du contrat (sous réserve de ses écarts)

Certifications ultérieures

Le titulaire certifie sa capacité obligatoirement et *a minima* à hauteur de $V_{enchère}$ lors de chaque guichet de certification correspondant à une PL concernée par le contrat

La capacité relevant d'un contrat pluriannuel ainsi certifiée est défalquée de la courbe de demande centralisée

Marché secondaire

Si le titulaire anticipe une baisse de sa disponibilité pendant une des PL concernées par le contrat, il peut transférer une partie de son engagement de disponibilité à un autre acteur

RTE met alors à jour l'engagement des deux titulaires de contrats pour la PL concernée

Périodes de livraison

Le titulaire remplit son engagement de disponibilité durant chaque PL concernée par son contrat

Le contrôle de disponibilité et la rémunération qui en découle est effectué pour chacune des PL, selon les mêmes modalités que les autres capacités

Brique n°2 : conditions de fonctionnement des enchères et de rémunération en découlant

Permettre la définition d'un prix plafond potentiellement plus élevé qu'aujourd'hui

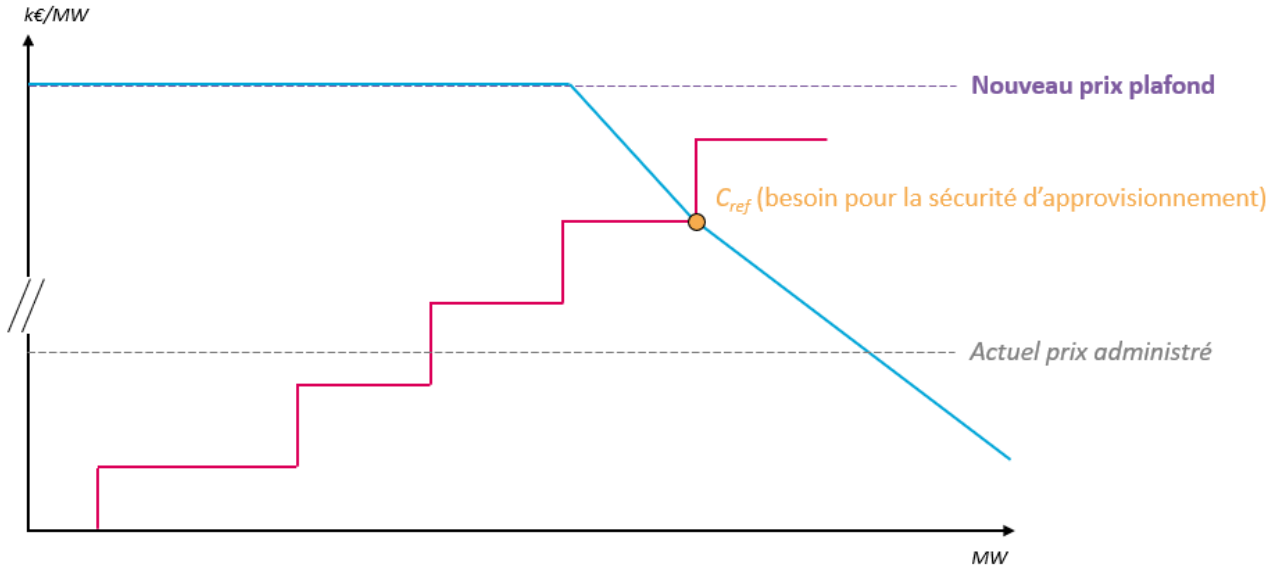
- Aujourd'hui, le prix administré constitue le plafond de règlement des écarts et est donc assimilé à un prix plafond :

  → il est fondé sur le coût d'entrée d'une nouvelle capacité (CoNE) net des revenus tirés des marchés de l'énergie

  → depuis l'AL 2020, il s'élève à 60 k€/MW du fait du besoin modéré de nouvelles capacités et du type de capacités susceptibles d'émerger pour le combler (effacements) dans la temporalité (non-nominale) des enchères

  → les nouvelles capacités retenues par l'AOLT n'ont en outre pas directement participé à la formation du prix sur les enchères

- Le besoin identifié par le Bilan prévisionnel 2023 durant l'horizon du futur mécanisme et les filières susceptibles d'y répondre (pouvant être relativement capitalistiques) devraient nécessiter que le prix de la capacité puisse s'établir à un niveau couvrant le coût d'investissement annualisé de la dernière nouvelle capacité satisfaisant le besoin



Méthodologie de définition du prix plafond

Deux approches semblent envisageables pour définir le prix plafond :

1. Le définir à hauteur de l'annuité de CAPEX de la nouvelle capacité permettant de satisfaire le besoin (CoNE brut) — permet de pallier l'incertitude liée à l'estimation des revenus tirés des marchés de l'énergie

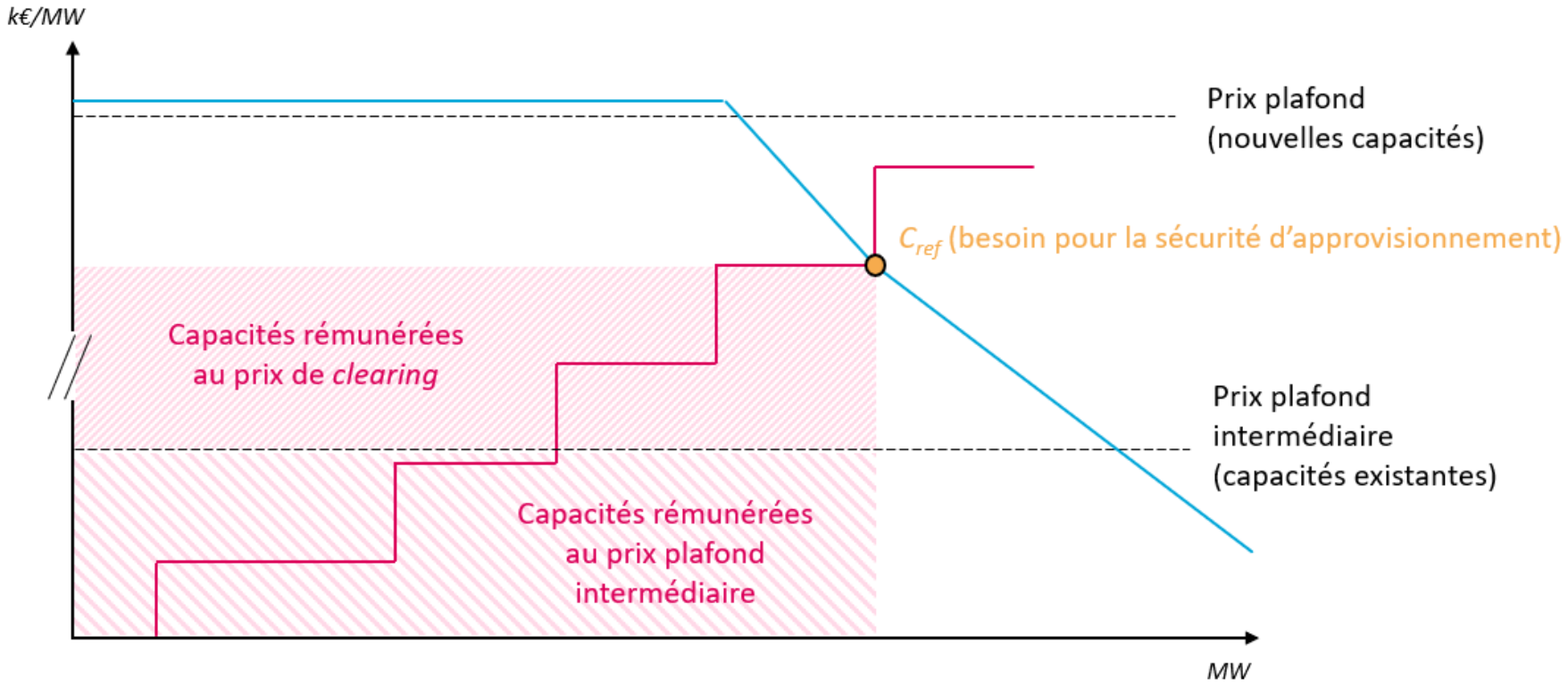
2. Le définir à hauteur du CoNE net, multiplié par un facteur de sécurité à définir, par exemple 1,5 à l'instar des mécanismes italiens et belges — permet de pallier les incertitudes liées à l'estimation (i) des revenus tirés des marchés de l'énergie et (ii) des gisements de capacités susceptibles d'assurer le besoin

Outre qu'elle a été privilégiée au sein d'autres mécanismes, l'approche consistant à se fonder sur le CoNE net semble plus appropriée et le choix d'un facteur de sécurité permet de pallier les incertitudes et limiter les conséquences d'éventuelles erreurs dans la définition du prix plafond

En contrepartie, les capacités existantes recevraient l'application d'un prix plafond

- En contrepartie, de façon à limiter les effets d'aubaine, la rémunération des capacités existantes pourrait être limitée par un prix plafond intermédiaire, défini à hauteur du *missing money de court terme* (OPEX fixes, diminués de l'espérance de revenus sur les marchés de l'énergie) le plus élevé.

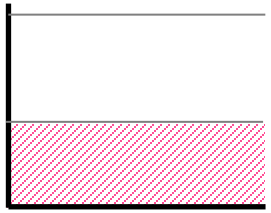
- **Un seul prix de la capacité se formerait donc : le prix de *clearing***. Néanmoins, lorsqu'il excèderait le prix plafond intermédiaire, il serait perçu différemment par une capacité en fonction de son caractère nouveau ou existant.



Synthèse du schéma proposé

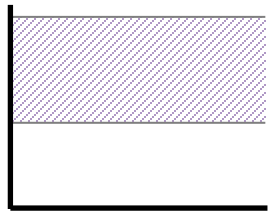
Synthèse du dispositif proposé, en plus du *design* de base

Capacités existantes

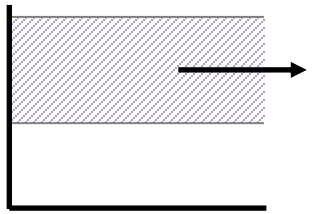


Les capacités existantes se verraient appliquer, pour chaque PL, un plafond de rémunération intermédiaire

Capacités nouvelles

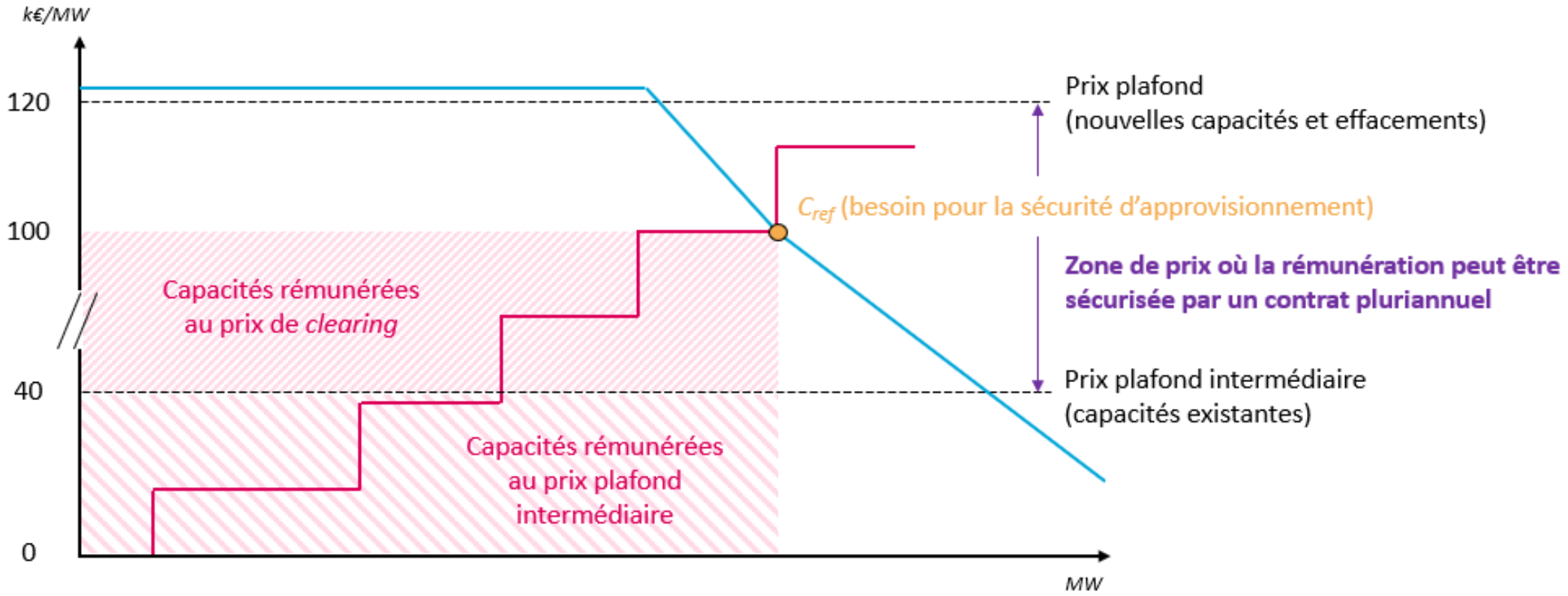


Les nouvelles capacités ne seraient pas concernées par ce plafond : elles percevraient le prix de *clearing*, même s'il lui est supérieur



Pour celles qui auraient sollicité le bénéfice d'un contrat pluriannuel, elles percevraient ce prix durant la durée du contrat

Synthèse du dispositif proposé, en plus du *design* de base



4 Conclusions et prochaines étapes

Prochaines étapes

- **Les acteurs sont invités à faire part de leurs retours à RTE sur le dispositif décrit au cours de ce GT**, et notamment sur les durées d'anticipation et de sécurisation nécessaires aux nouveaux investissements sur la base, dans la mesure du possible, d'exemples chiffrés et de cas concrets.

  → les retours reçus à cette occasion seront traités de façon confidentielle

- Des retours sur la note de design diffusée en septembre restent également possibles et bienvenus.

- Sur le modèle de cette dernière, souhaitez-vous que soit diffusée une note complémentaire précisant le dispositif décrit au cours du présent GT ?

Prochain GT : jeudi 21 décembre de 9h30 à 12h30

Merci de votre participation