Le réseau de transport d'électricité

Modalités de centralisation de la demande

Groupe de travail n°5 – Refonte du mécanisme de capacité

3 mai 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. Actualités et environnement de la concertation

2. Modalités de définition centralisée de la demande

3. Modalités de contractualisation centralisée de la demande

4. Prochaines étapes

1 Actualités et environnement de la concertation

Le contexte de la concertation a significativement évolué en quelques mois

- **La concertation menée en 2022 a permis de stabiliser les contours d'un nouveau mécanisme de capacité.**

- Plusieurs incertitudes, liées essentiellement au contexte inédit de crise énergétique et aux perspectives de réforme du *market design* au niveau européen, avaient toutefois été identifiées comme pouvant potentiellement perturber la finalisation des travaux de refonte.

- Ces incertitudes ne peuvent être considérées comme levées mais le contexte a depuis largement évolué avec **la soumission au Parlement européen et au Conseil par la Commission européenne d'une proposition de règlement relative à la réforme du *market design*.**


EUROPEAN COMMISSION

REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL

EN EN

Market design : la proposition législative de la Commission fait suite aux mesures d'urgence mises en place en 2022

1 Les mesures d'urgence

Applicables depuis le 1er décembre 2022 pour une durée limitée (pour l'instant, jusqu'à fin 2023 en France)

Plafonnement des revenus des producteurs d'électricité à 180 €/MWh, notamment

Plafonnement du prix du gaz pour la production d'électricité

Applicable à la péninsule ibérique mais non étendu à l'ensemble du continent

2 La réforme structurelle

Publication de la proposition législative le 14 mars, suite à une consultation publique menée du 23 janvier au 13 février

- **La proposition vise à amender plusieurs textes** (directive et règlement sur le marché de l'électricité issus du *Clean Energy Package*, règlements REMIT et sur l'ACER)
- La proposition devra être débattue et adoptée selon la **procédure ordinaire** (Parlement européen et Conseil) : **son contenu pourra donc évoluer très significativement en fonction de l'issue des trilogues**.

Market design : la proposition législative ouvre des perspectives pour le cadre de régulation français

1 **Premier pilier de la proposition :**
Préserver, voire renforcer, le fonctionnement actuel des marchés de court terme

2 **Deuxième pilier de la proposition :**
Encourager l'investissement dans les actifs de production décarbonés *via* des signaux de prix de long terme

Compléter les marchés de court terme **de contrats de long terme :**

- **PPA** : contrats privés entre producteurs et consommateurs
- **CfD** : contrats pour différence à contrepartie publique

Tout soutien aux nouveaux investissements dans les filières nucléaire, éolien, solaire, géothermie, hydraulique sans réservoir doit prendre la forme de CfD (un « *nouvel investissement* » étant largement entendu: construction d'un nouvel actif, *repowering* ou prolongation de la durée de vie de l'existant).

En l'état, le texte pourrait conférer une assise juridique à l'application de CfD sur la production bas carbone française :

- il ne prohibe pas la coexistence de CfD et d'un mécanisme de capacité (sous réserve de non cumul de rémunération)
- l'approche en scénarios d'articulation de ces dispositifs avec le futur mécanisme mise en débat par RTE en 2022 reste pertinente et à creuser pour chaque « thème » de la refonte en 2023

Market design : les mécanismes de capacité sont mentionnés par la proposition législative mais leur introduction n'est pas facilitée

Contrairement à ce que la Commission avait pu laisser entendre, la question des mécanismes de capacité n'est pas ré-ouverte par sa proposition. **En l'état, le texte ne contient donc aucune mesure d'allègement des contraintes pesant sur l'introduction de ces mécanismes : la mise en œuvre de la refonte ne serait donc pas facilitée.**

1. Le texte contient toutefois dans ses considérants des recommandations concernant les limites d'émissions de CO_2 pour participer à ces mécanismes.

> To support environmental protection objectives the CO2 emissions' limit, set out in Article 22(4) of Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council, should be seen as an upper limit. Therefore, Member States could set technical performance standards and CO2 emissions' limits that restrict participation in capacity mechanisms to flexible, fossil-free technologies in full alignment with the Guidelines on State aid for climate, environmental protection and energy[27] which encourage Member States to introduce green criteria in capacity mechanisms.

2. Le soutien au stockage et à l'effacement devrait prioritairement passer par un mécanisme de capacité .

   Le besoin d'un soutien *ad hoc* peut être démontré mais le *design* du soutien serait alors très contraint (ouverture à la participation transfrontalière).

   → Compatible avec le modèle français mais interroge sur sa pérennité à l'avenir (les futurs AOE devraient soit être davantage intégrés dans le mécanisme, soit s'ouvrir à la participation transfrontalière)

> Article 19e
>
> Flexibility support schemes
>
> Member States which apply a capacity mechanism in accordance with Article 21 shall consider the promotion of the participation of non-fossil flexibility such as demand side response and storage by introducing additional criteria or features in the design of the capacity mechanism.
>
> Where the measures introduced in accordance with paragraph 1 to promote the participation of non-fossil flexibility such as demand response and storage in capacity mechanisms are insufficient to achieve the flexibility needs identified in accordance with19d, Member States may apply flexibility support schemes consisting of payments for the available capacity of non-fossil flexibility such as demand side response and storage.
>
> Member States which do not apply a capacity mechanism may apply flexibility support schemes consisting of payments for the available capacity of non-fossil flexibility such as demand side response and storage.

Etudes prospectives : des enjeux de premier ordre pour la refonte du mécanisme

- **A l'échelle nationale, RTE a lancé les travaux autour du prochain Bilan prévisionnel** notamment au travers d'une consultation publique fin février sur le cadrage et les hypothèses et de premières réunions.

- Le Bilan prévisionnel visera à alimenter le débat public sur la future programmation énergie-climat. Il présentera des trajectoires actualisées entre 2023 et 2035, avec un point de passage spécifique sur l'échéance 2030 : **il s'agit ainsi du même horizon que le futur mécanisme de capacité** .

- Dans le prolongement des GT « Mécanisme de capacité » menés en 2022, ses résultats permettront **de préciser le paysage de sécurité d'approvisionnement sur l'horizon considéré et d'en déduire des éléments de *design* structurants** (période de livraison, heures de pointe, etc.).



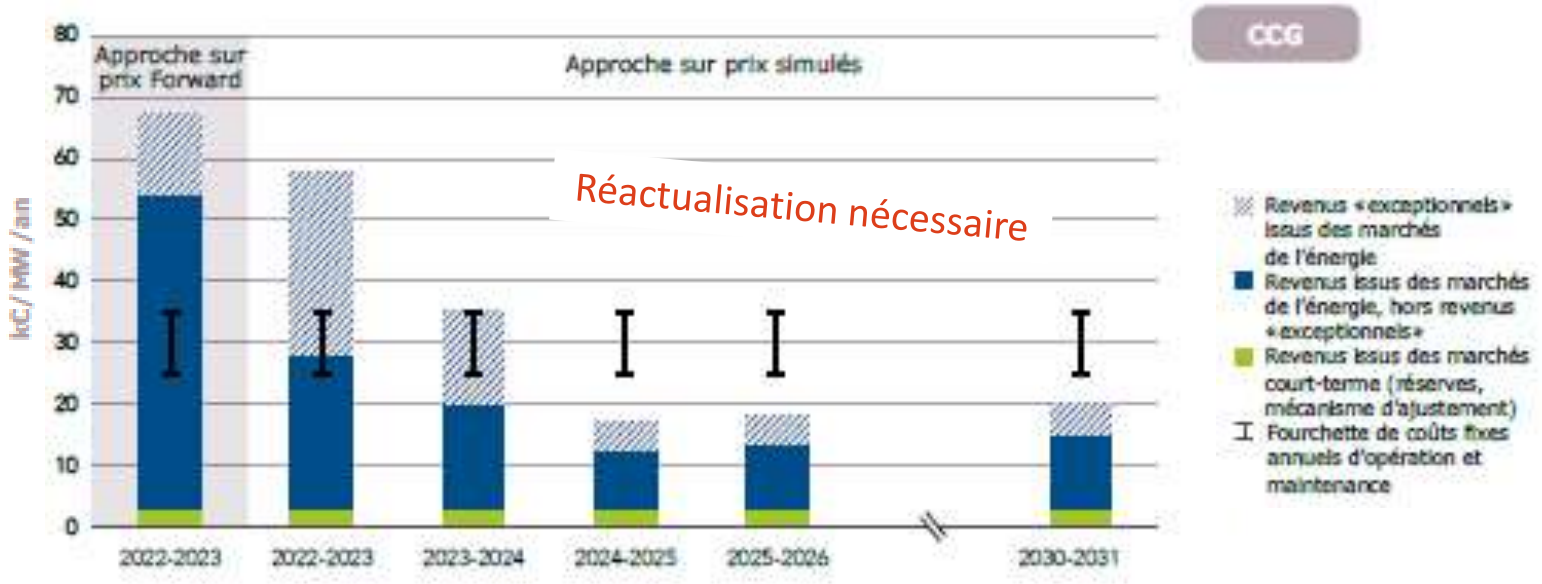
BP 2023-2035

Perspectives d'évolution du mix électrique et du diagnostic de sécurité d'approvisionnement

Publication à l'été 2023

Etudes prospectives : le BP 2023-2035 permettra d'étayer, sur le plan économique, la nécessité de conserver un mécanisme de capacité sur la période considérée

- **Conformément aux exigences méthodologiques européennes**, le prochain Bilan prévisionnel établira **une analyse de la viabilité économique** des différentes filières afin d'étayer le besoin de maintenir le mécanisme sur cette période.
- Ces analyses seront menées sur l'ensemble des scénarios considérés, et au moins deux variantes (avec et sans mécanisme de capacité) seront étudiées.
- Elles devront permettre de conclure si le critère de sécurité d'approvisionnement est respecté ou non dans la variante « sans mécanisme » et si la variante « avec mécanisme » réduit la défaillance du système électrique.



Analyse de viabilité économique issue du BP 21

Etudes prospectives : le BP 2023-2035 alimentera également les réflexions sur l'évolution du critère

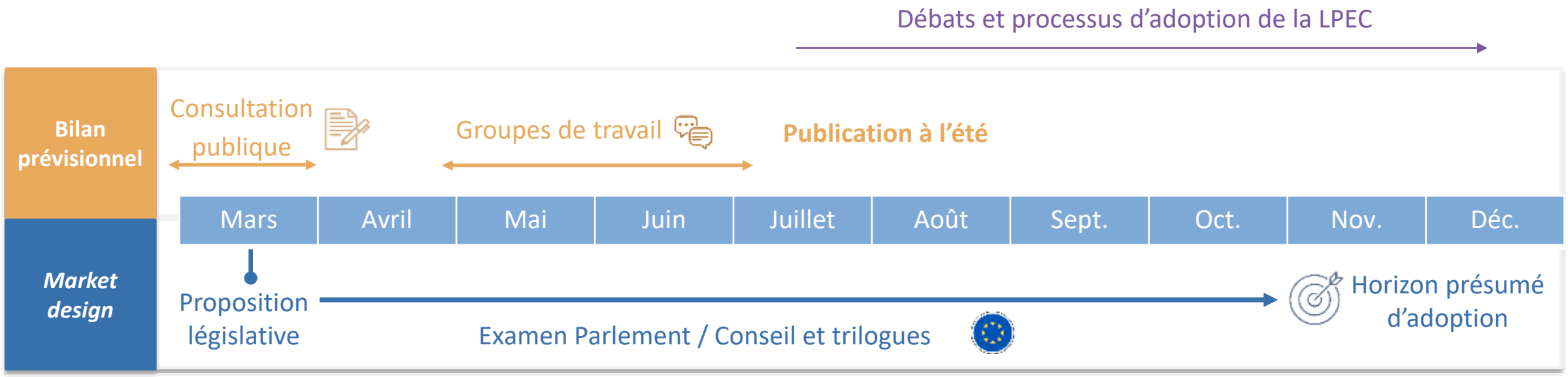
- Les difficultés rencontrées récemment par le système électrique français **interrogent le critère de sécurité d'approvisionnement lui-même :**
  1. **Méconnaissance de ce paramètre technique** qu'il est difficile de s'approprier (garantie d'une continuité d'approvisionnement quasi-totale mais pas de passer une situation très peu probable mais à très fort impact) ;
  2. **Prise en compte sur le seul plan économique** (et non politique) de la faible acceptabilité de la défaillance ;
  3. **Contraste** entre l'imbrication des systèmes nationaux qui sous-tend le dimensionnement du système et le souhait de réduire notre dépendance vis-à-vis des pays voisins.

- Le prochain BP alimentera la réflexion, impulsée par les *FE 2050*, sur la bonne **métrique** (« énergie non distribuée » vs « heures de défaillance ») et l'opportunité d'intégrer divers stress-test dans la méthode de dimensionnement du mix.

→ Dans le cadre de la refonte, ces éléments seront déterminants pour la norme par rapport à laquelle sera défini le besoin en capacité pour une période de livraison donnée.

Exemples de stress-test	Caractérisation
Vague de froid	Hiver 2011-2012
Eolien	Facteur de charge faible
Nucléaire	Disponibilité 2022-2023
Sécheresse et canicule	Eté 2022
Interconnexions	Faible capacité d'import

Vue d'ensemble du déroulement des différents chantiers



GT « Bilan prévisionnel » récents ou programmés à date

- GT « Scénarios » (hypothèses consommation / production) *27/04*
- GT « Mondialisation contrariée » (cadrage, trajectoires et enjeux économiques) *Fin mai (tbc)*

✚ D'autres GT à venir (sécurité d'approvisionnement, coûts et prix)

Refonte du mécanisme : un *design* stabilisé du futur mécanisme devra être atteint fin 2023, en précisant le « portrait-robot » achevé fin 2022

1. **Une architecture centralisée (transfert vers l'Etat/RTE du risque de dimensionnement en contrepartie d'une moindre complexité) :**
   - ✓ Définition et contractualisation par RTE du volume de capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement
   - ✓ Une ou deux enchères pour chaque année de livraison et transparence accrue de la formation du prix

2. **Un financement ne reposant plus sur des acteurs obligés** mais sur (i) les consommateurs, via un « terme tarifaire », ou (ii) les fournisseurs (qui restent libres des modalités de répercussion aux consommateurs)

3. **Une période de livraison correspondant à l'hiver électrique**, à cheval sur deux années civiles.

4. **Un mécanisme conservant le rôle d'inciter à l'investissement** dans de nouvelles capacités lorsque cela est nécessaire pour la sécurité d'approvisionnement en les sécurisant à long terme au moyen de **contrats pluriannuels.**

5. **Un périmètre par principe *market-wide*** à adapter en fonction de l'issue de la réforme du *market design* et de la mise en œuvre de **dispositifs redistributifs** (CfD, etc.)

→ L'objectif d'une mise en œuvre du futur mécanisme à l'horizon de l'hiver 2026-2027 implique d'en avoir finalisé le *design* d'ici à fin 2023/début 2024, de façon à préparer le cycle d'échanges avec la Commission qui suivra la réforme du *market design*.

Refonte du mécanisme : programme de travail proposé pour stabiliser le *design* à fin 2023

Pour tenir compte de l'incertitude liée au contexte de la concertation et l'adapter au calendrier du Bilan prévisionnel, RTE propose de poursuivre les travaux :

- **en traitant avant l'été les thèmes présentant le moins d'adhérence au contexte** (ou pouvant être scénarisés)
- **en traitant après l'été, pour bénéficier des évolutions du contexte, les autres thèmes**
- en s'autorisant à **remettre à l'ordre du jour d'un GT un thème déjà abordé** mais affecté par l'évolution du contexte

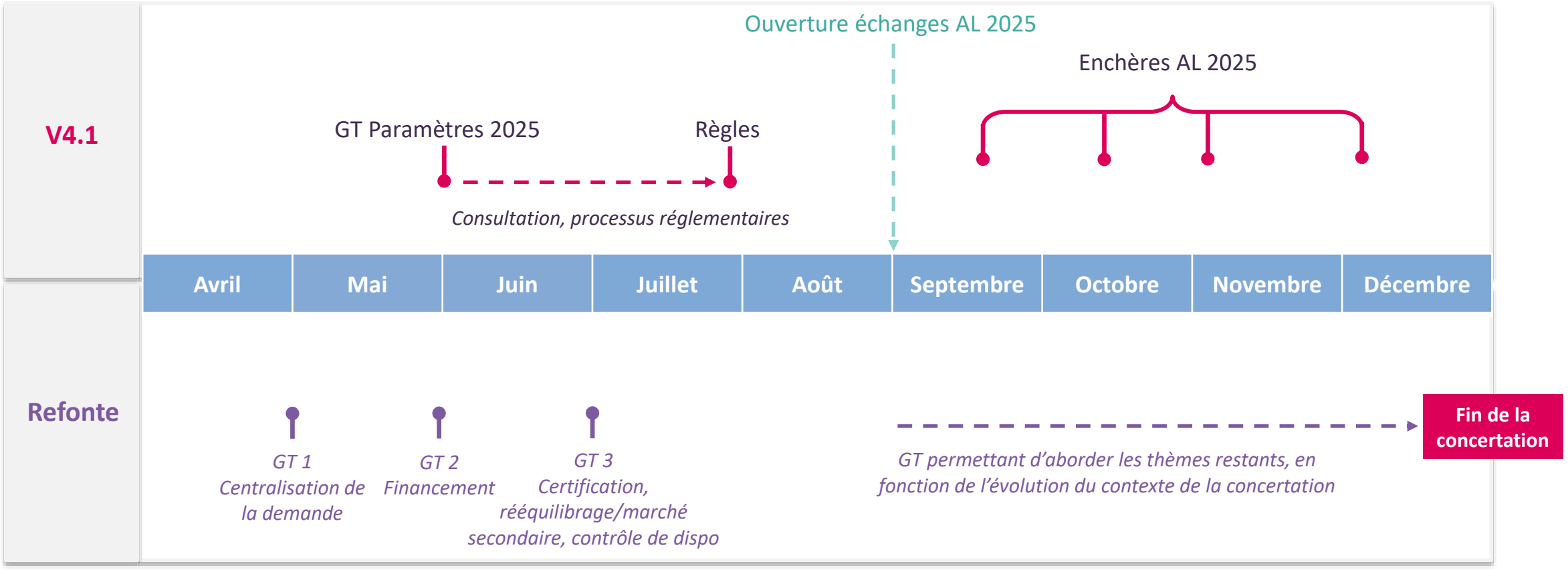
Sujets traitables « avant l'été »

GT 5	Demande centralisée (définition du besoin / construction de la courbe de demande / enchères)	3 mai
GT 6	Financement - *Finalisation du choix entre modèle 2 (fournisseurs) et modèle 3 (terme tarifaire)* - *Design du terme tarifaire, des flux financiers et modalités d'intégration dans les structures tarifaires*	Début juin
GT 7	Certification, rééquilibrage/marché secondaire et contrôle de disponibilité - *Sélection des principes actuels de fonctionnement à conserver* - *Définition de l'engagement de disponibilité (plages, signal), sur la base des résultats du BP* - *Définition du fonctionnement du marché secondaire*	Début juillet

Sujets traitables « après l'été »

- Contrats de long terme *(modalités d'octroi et de rémunération, articulation avec l'AOE, etc.)*
- Périmètre et encadrement de la rémunération capacitaire *(périmètres envisageables, modalités d'encadrement, etc.)*
- Déploiement de la participation transfrontalière approfondie (sous réserve d'évolution du cadre européen)

Vue d’ensemble de la concertation sur le mécanisme de capacité en 2023



2 Méthodologie de définition de la demande dans un mécanisme de capacité centralisé

Considérations générales

Les enjeux de la demande dans un mécanisme de capacité centralisé

Dans le cadre d'un mécanisme centralisé sur son volet « demande », les enjeux se concentrent sur deux sujets distincts :

1 Les modalités de définition centralisée de la demande

- *quelle est la nature du produit que l'on souhaite acheter et quel service rend t-il ?*
- *comment définir le niveau de demande ?*

2 Les modalités de contractualisation centralisée de cette demande

- *comment et par quel moyen contractualiser le besoin identifié ?*

Rappel des opinions exprimées lors de l'appel à contributions mené en 2022

Une grande majorité d'acteurs est favorable à une définition du besoin centralisée

Cette activité reviendrait à RTE et permettrait un meilleur pilotage du diagnostic de sécurité d'approvisionnement.

La quasi-totalité des acteurs est favorable à un besoin défini comme la pointe de consommation (à 3 heures), qui continue, selon eux, à concentrer le risque de défaillance (elle pourrait être calculée sur les heures de plus forte consommation résiduelle si la défaillance se déplace sur ces heures).

Parmi les différentes méthodes proposées pour la définition du besoin, celle faisant consensus est la courbe de demande simplifiée avec pentes.



Une définition centralisée du besoin en capacité implique un changement de paradigme

Une définition centralisée du besoin **accroît:**

1 le rôle des études de sécurité d'approvisionnement dans le dimensionnement de ce besoin

- La **cohérence du futur mécanisme avec le diagnostic de sécurité d'approvisionnement** issu des Bilans prévisionnels serait assurée et permettrait de mieux piloter l'atteinte du critère.
- L'estimation centralisée *ex ante* ne peut par définition être aussi précise qu'une estimation *ex post* ou pendant la période de livraison : **un risque de sous/sur dimensionnement existe et doit être collectivement assumé.** Des aléas exceptionnels (hors dimensionnement statistique) peuvent en outre survenir : il revient au critère de définir contre lesquels il est souhaitable de se couvrir.

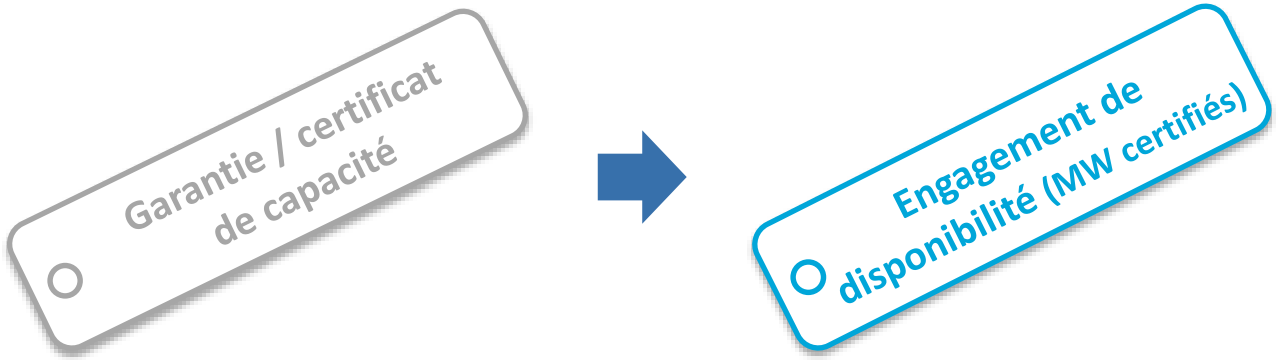
2 la responsabilité des ou de l'entité(s) en charge de définir le besoin

- En tant qu'entité en charge de la définition et de la contractualisation du besoin en capacité, **RTE assumerait ces responsabilités au nom et pour le compte de la collectivité** (ce qui implique de prévoir un cadre *ad hoc*).
- Réciproquement, la certification des exploitants et leur participation aux enchères traduirait désormais, de façon plus claire qu'aujourd'hui, leur engagement à rendre un service de disponibilité à la collectivité.

Une définition centralisée du besoin implique également une redéfinition du produit

- RTE constituant la contrepartie des exploitants, le besoin de disposer d'un produit financier créé *ex nihilo* (garantie de capacité) pour faciliter les échanges entre acteurs de marché disparaît.
- La demande exprimée par RTE au nom de la collectivité viserait à contractualiser le volume de capacité nécessaire à la sécurité d'approvisionnement lors des heures de pointe hivernales (qui seront précisées au sein du prochain BP).

  → **Le produit à contractualiser se résumerait par conséquent à un engagement de disponibilité, en MW certifiés.**



- Le lien entre le produit (MW certifiés) et la maille d'offre sur les enchères sera traité au cours du GT 7.

Le produit pourrait en revanche devenir plus complexe si le mécanisme de capacité recevait le rôle de contrôler les revenus des capacités au travers de dispositifs de *reliability options.*

Nécessité de prévoir une « gouvernance de la courbe »

Le risque inhérent à la définition au nom et pour le compte de la collectivité implique que soit réglementairement définie une « gouvernance de la courbe » claire, transparente et opposable.

Proposition par RTE de la courbe pour chaque période de livraison sur la base :

- des résultats de ses études prospectives
- d'une méthodologie définie *ex ante* et prévue par les règles du mécanisme
- d'une sélection du scénario idoine (et donc du niveau de risque de défaillance contre lequel la collectivité cherche à se prémunir) en lien avec la DGEC et la CRE
- d'une concertation des acteurs de marché

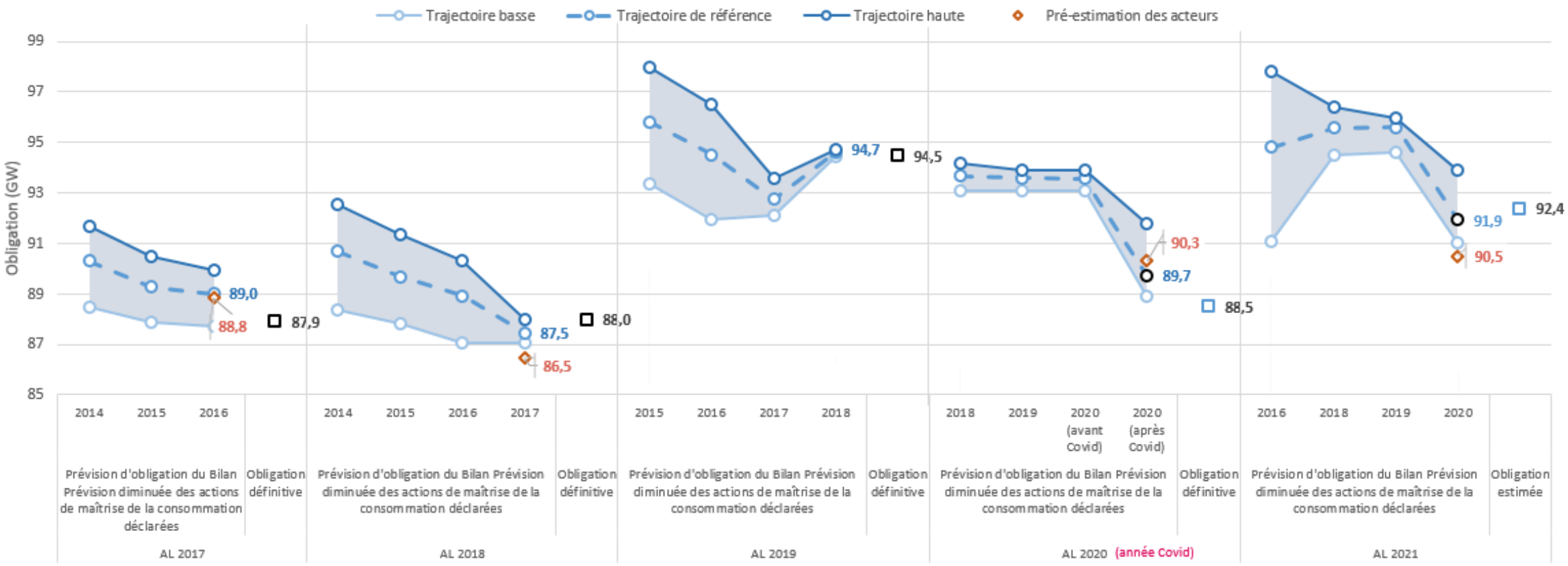
Avis de la CRE

Approbation par le ministre en charge de l'énergie

Principes de gouvernance envisageables

Principes méthodologiques de construction de la courbe de demande

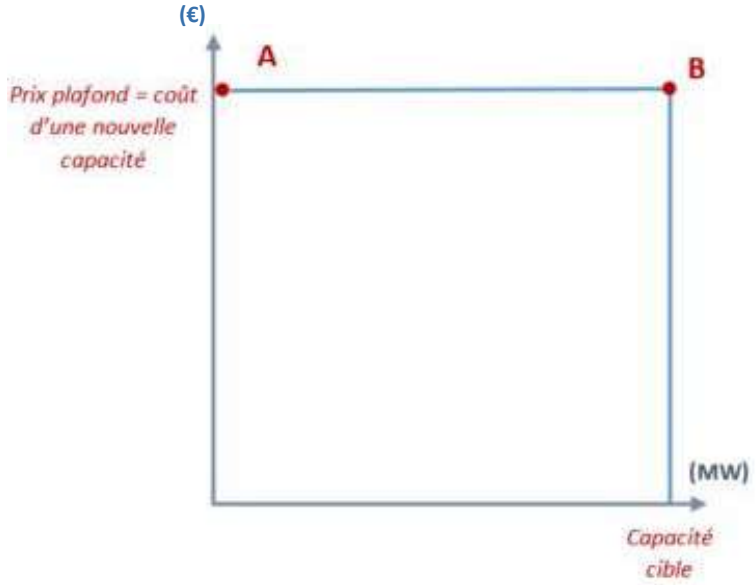
La situation actuelle : RTE publie déjà des prévisions d'obligation de capacité indicatives



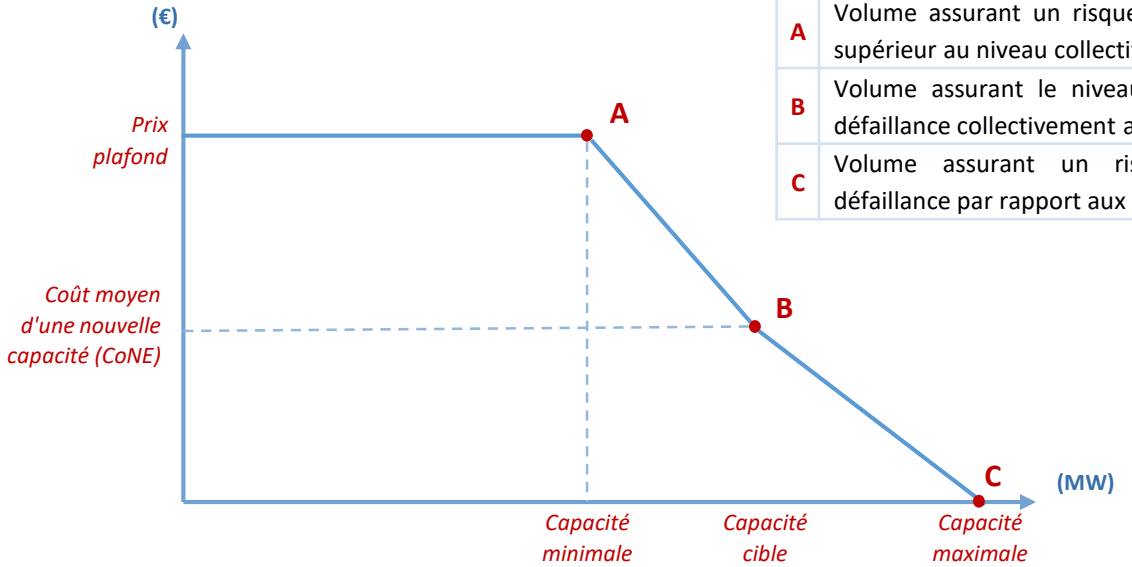
Ces prévisions n'ont naturellement pas le même rôle que celui qui reviendrait à la courbe de demande centralisée dans le cadre du futur mécanisme.

Rappel : différentes approches méthodologiques ont été concertées en 2022

1 Une courbe inélastique « en un point »
représentant le volume cible à couvrir
sur le modèle des actuelles prévisions d'obligation



2 Une courbe élastique « en trois points », fondée notamment sur une analyse économique

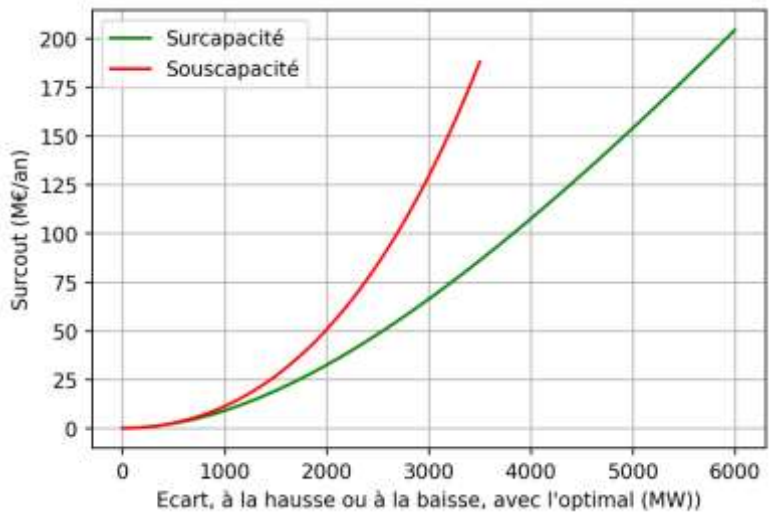


A	Volume assurant un risque de défaillance supérieur au niveau collectivement accepté
B	Volume assurant le niveau de risque de défaillance collectivement accepté
C	Volume assurant un risque zéro de défaillance par rapport aux aléas identifiés

Le risque de sur ou de sous-couverture n'est pas symétrique du point de vue du coût pour la collectivité

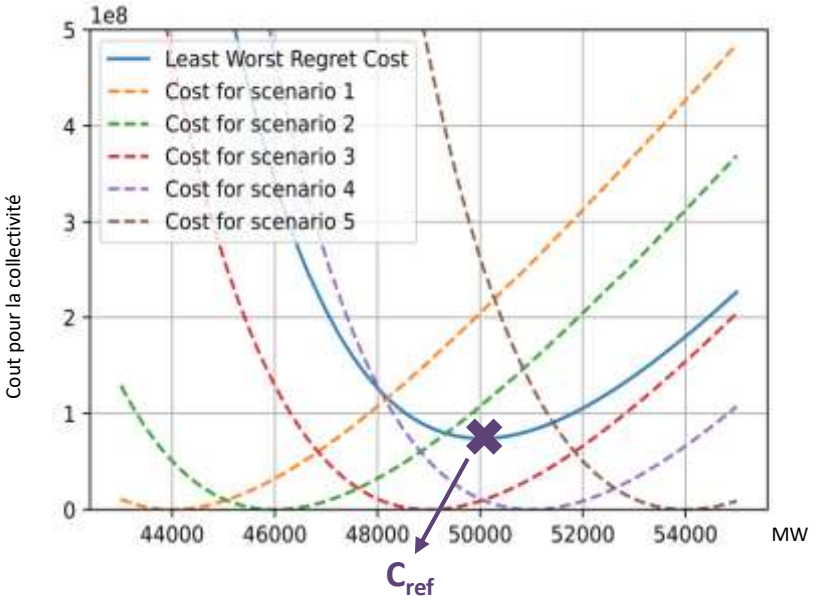
- Tant que le coût de contractualiser de la capacité est inférieur au coût de la défaillance (nombre d'heures de délestage x le coût socio-économique du délestage (VoLL)), la surcapacité du système demeure moins chère pour la collectivité que la sous-capacité.

  → **A erreur symétrique à la hausse comme à la baisse par rapport au besoin réel, il est donc préférable de se sur-couvrir que se sous-couvrir.**



- Certains GRT comme National Grid ont pu recourir à des méthodes visant à minimiser le surcoût d'une erreur de couverture estimée. C'est le cas de la méthode des moindres regrets (qui consiste à retenir, parmi différents scénarios/variantes, celui pour lequel l'erreur de couverture serait la moins coûteuse pour la collectivité)

  → Cette approche prudente doit s'apprécier au regard des réflexions sur le dimensionnement du système et l'évolution du critère, afin de ne pas doublonner les approches.

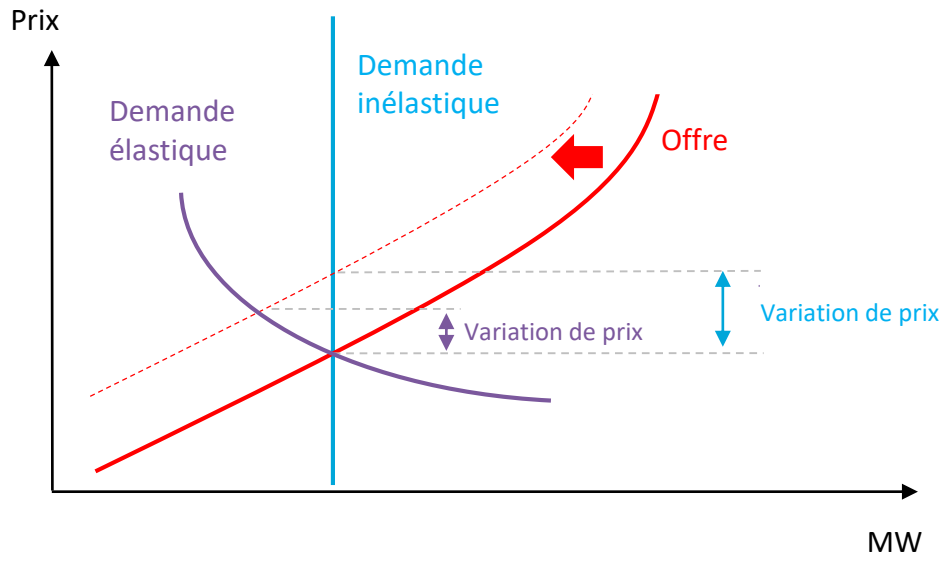


Une courbe de demande élastique constitue en principe un choix sans regret

1. **Limitation de l'exercice du pouvoir de marché**
   - la surévaluation de son prix par un acteur le conduira à vendre un moindre volume à prix plus faible
   - en cas de rétention de capacité, une demande élastique s'adapte aux conditions d'offre en achetant moins de capacité

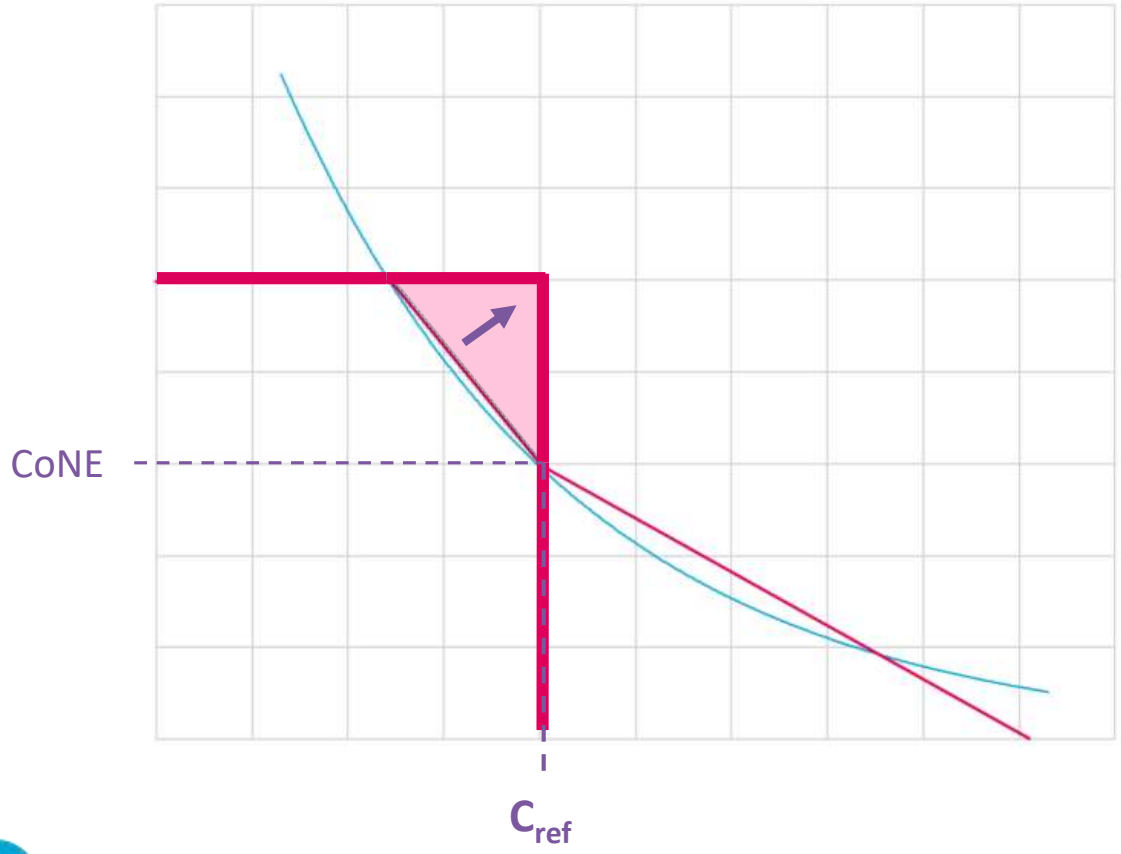
2. **Absorption des chocs du côté de l'offre et diminution de la volatilité des prix** (*cf.* ci-contre).

3. **La demande décroît avec le prix et internalise le bénéfice économique pour la collectivité à réserver plus ou moins de capacité que nécessaire pour assurer le respect du critère** (si le prix de la capacité est inférieur au coût de la défaillance considéré, il peut être intéressant sur le plan strictement économique d'améliorer la sécurité d'approvisionnement ; à l'inverse, il peut être intéressant de considérer une durée de défaillance plus élevée que la cible réglementaire).



Dans un *design* permettant deux enchères, une option pourrait être de privilégier une courbe de demande non-élastique pour la seconde enchère

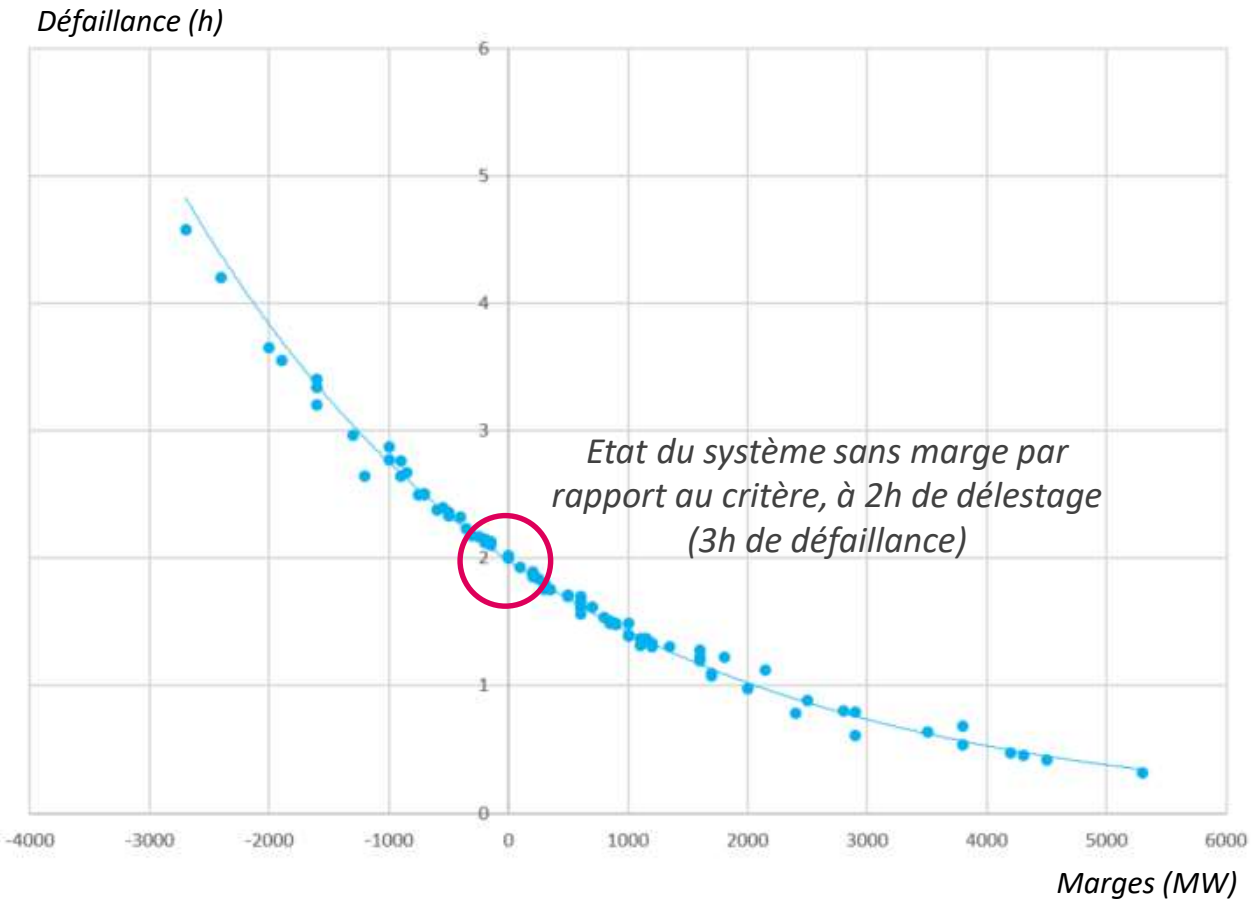
Les principes méthodologiques exposés précédemment sont essentiellement valables dans le cas où une seule et unique enchère serait organisée : dans le cas où deux enchères seraient (facultativement ou systématiquement) organisées, la question d'**une enchère PL-1 qui serait, contrairement à l'enchère PL-4, non élastique** se pose.



- Cette réservation de capacité pourrait ainsi excéder l'optimum économique pour la collectivité…
- … mais elle permettrait de s'assurer de réserver C_{ref} et ainsi de respecter le critère de sécurité d'approvisionnement (sous réserve d'une offre suffisante).
- Le risque de favoriser le *gaming* entre les deux enchères pourrait être limité par une demande très restreinte lors de la seconde enchère.

Méthodologie proposée : fonder la courbe de demande sur les abaques *marge / défaillance* utilisés dans le cadre des Bilans prévisionnels

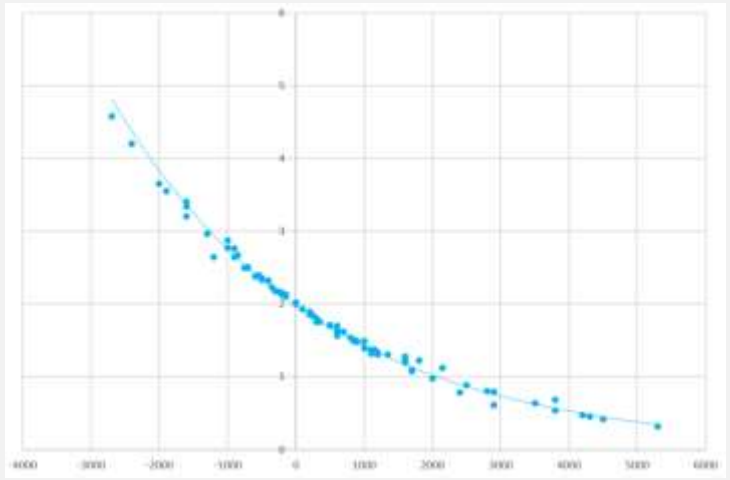
- Les diagnostics de sécurité d'approvisionnement établis par RTE se fondent notamment sur le calcul d'**abaques représentant la relation entre durée de défaillance et marges du système.**
- Ils sont issus de simulations menées en faisant varier la capacité installée du système et donc son niveau de marges. Leur forme est fonction de la structure du parc : à marge égale, un parc avec plus d'EnR présentera plus de GWh de défaillance.
- L'utilisation d'un tel abaque permettrait d'assurer la cohérence entre le Bilan prévisionnel et le futur mécanisme : **il constitue donc un outil pertinent pour construire la courbe de demande centralisée.**



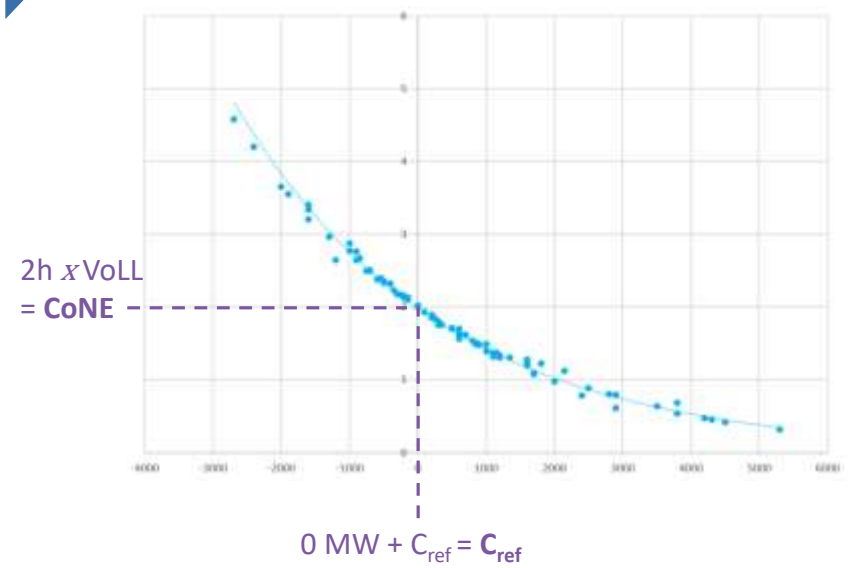
Exemple d'abaque utilisé dans le Bilan prévisionnel

Méthodologie proposée : approximer à partir de l'abaque une courbe de demande simplifiée, « en trois points »

1 **L'abaque issu du dernier Bilan prévisionnel disponible permet de représenter la relation entre le niveau de marges et la durée de défaillance**

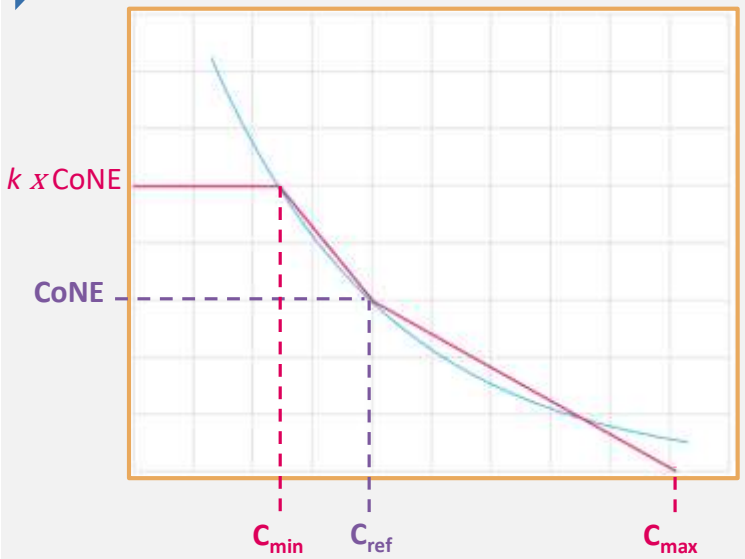


2 **Une courbe traduisant l'équilibre économique entre coût de la capacité et coût de la défaillance peut en être déduite**

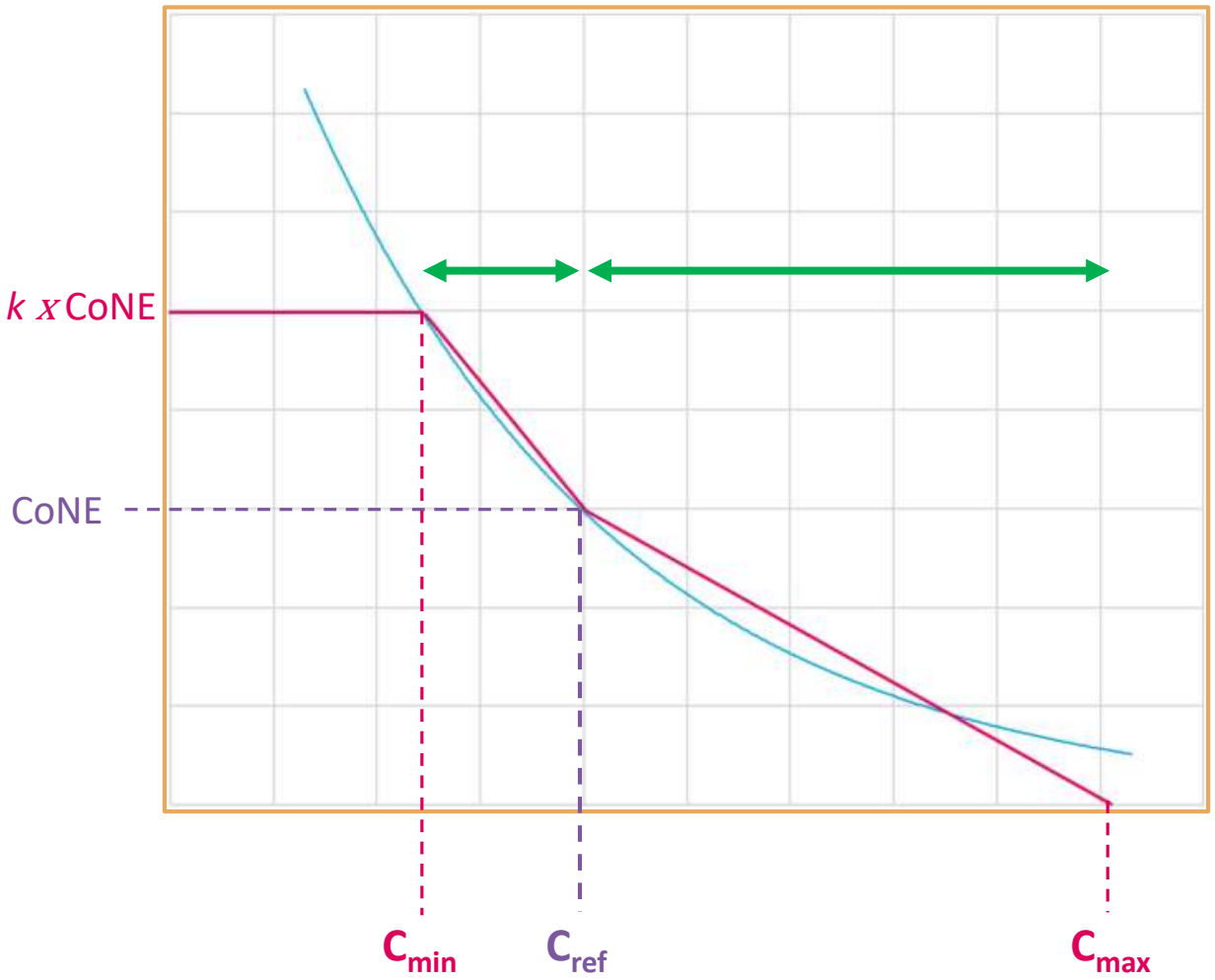


3 **Cette courbe peut ensuite être approximée et simplifiée**, afin de définir :

- C_{ref} : le niveau de couverture optimal
- C_{max} : le niveau de sur-couverture optimal
- C_{min} : le niveau de sous-couverture optimal



Méthodologie proposée : une courbe simplifiée à actualiser pour chaque période de livraison



- Le volume cible C_{ref} pour une période de livraison donnée évoluera au fil des Bilans prévisionnels et des scénarios utilisés pour la définition de la courbe.
- L'abaque lui-même devrait rester peu sujet à évolution autour de ce volume cible.
- Des relations entre C_{ref}, C_{min} et C_{max} pourraient ainsi être établies et ajustées ponctuellement.

  A titre d'exemple, en considérant l'abaque utilisé pour le BP 2019 et un plafond de prix de $1{,}5 \times CoNE$, les relations suivantes auraient pu être retenues :

  $C_{min} = C_{ref} - 1{,}5$ GW = 5 heures de défaillance

  $C_{max} = C_{ref} + 5$ GW = 0,5 heure de défaillance

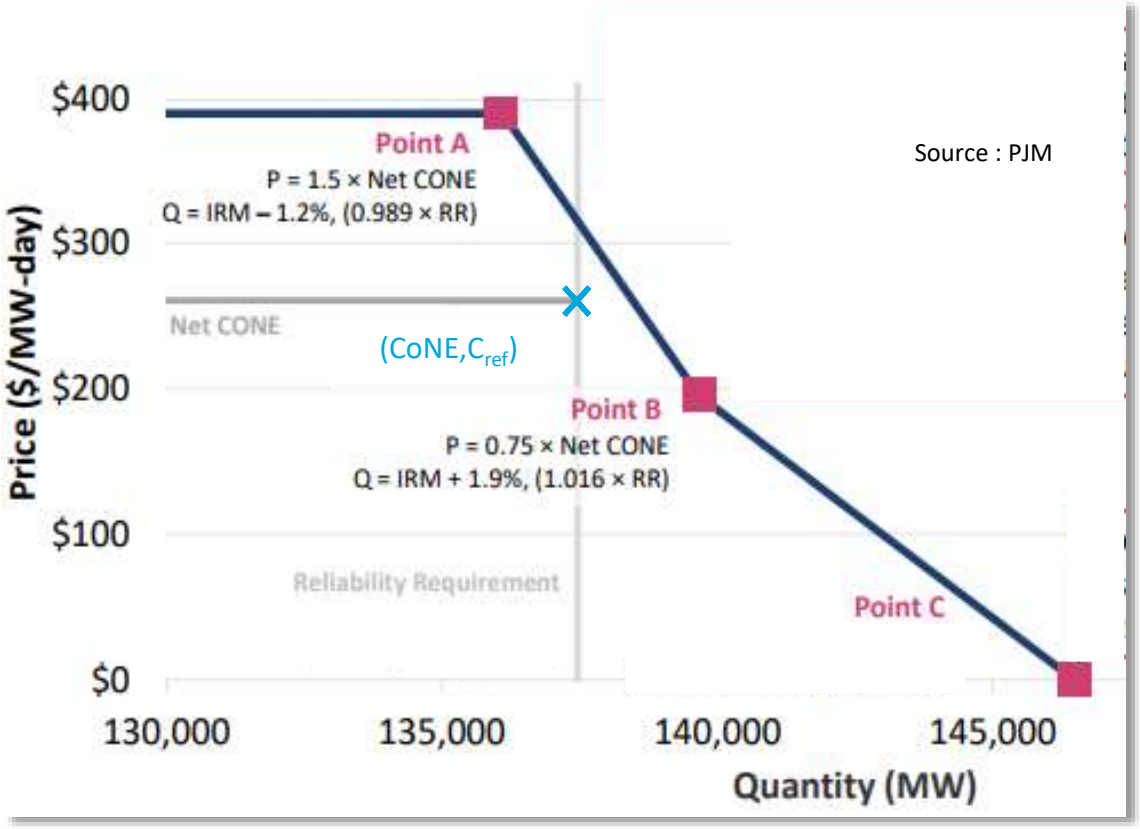
→ **Le niveau de chacun de ces « points » devra ainsi faire l'objet d'une concertation technique.**

Cette méthodologie peut impliquer de définir un prix plafond supérieur au CoNE, à l'instar de certains Etats qui prennent également des marges sur le volume cible

- En Pologne comme aux Etats-Unis (PJM), la courbe ne passe pas exactement par le point (CoNE,C_{ref}) mais par des points A et B définis pour prendre en compte les incertitudes autour de CoNE et C_{ref} en les surestimant.

- Une éventuelle surestimation du prix plafond pourrait justifier la mise en œuvre de plafonds de prix intermédiaires.

- Ces marges autour du volume cible pourraient permettre de légèrement surdimensionner le système et de lui octroyer des marges par rapport au critère de sécurité d'approvisionnement, indépendamment de sa forme.



Source : PJM

→ **Ce type d'approche doit s'apprécier au regard des réflexions sur le dimensionnement du système et l'évolution du critère. De façon générale, ces réflexions pourraient aussi conduire à envisager des pistes intégrant des objectifs de maîtrise de volatilité des prix, de résilience (notamment si le critère intègre des stress-tests) et pas seulement fondées sur une vision restrictive de l'« optimum économique » (coût de la capacité vs. coût de la défaillance évité)**

La méthodologie de définition de la courbe devra toutefois tenir compte de la méthodologie d'établissement du critère de sécurité d'approvisionnement

- Actuellement, le critère de sécurité d'approvisionnement est le résultat d'un arbitrage entre le coût et le bénéfice à assurer la sécurité d'approvisionnement, i.e. entre la défaillance du système ou disposer de moyens de production et d'effacement à même d'éviter cette défaillance.

  → Il se veut par conséquent être **un optimum socio-économique pour la collectivité.**

- La méthodologie de définition de la courbe doit tenir compte de la méthodologie d'établissement du critère lui-même :

  → **dans le cas où ce dernier continuerait de suivre une logique d'optimisation économique, ce sont bien les principes évoqués précédemment qui auraient vocation à s'appliquer**

  → à l'inverse, si le dimensionnement du système évolue, par exemple en intégrant des stress-tests à des fins de résilience, **ces principes pourront être revus et redéfinir les composantes de l'analyse économique**

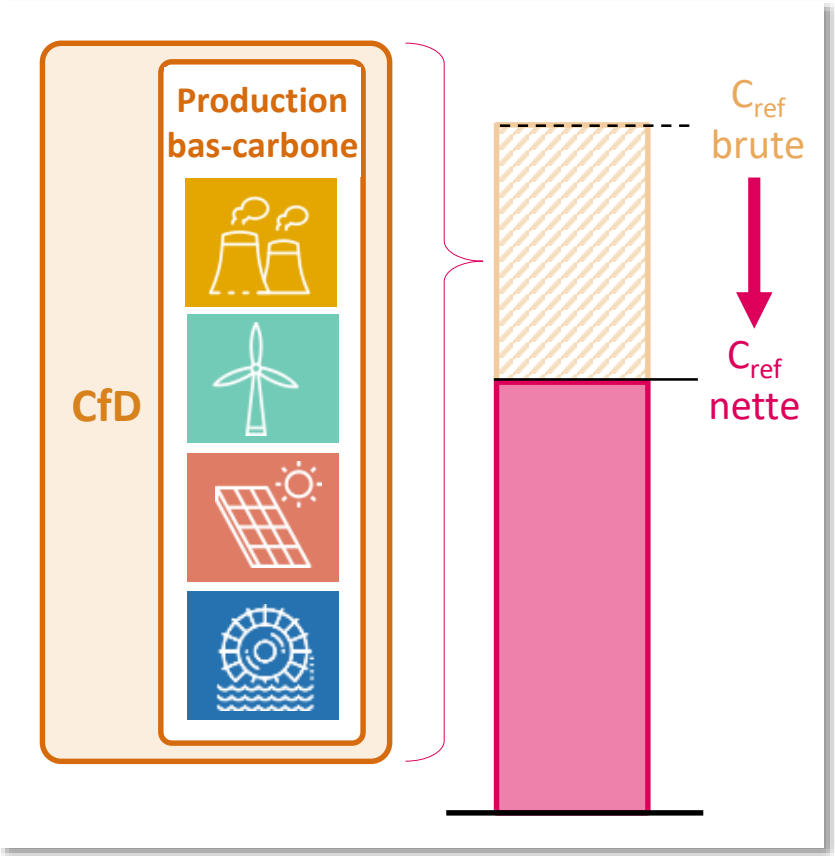
Exemples de stress-test	Caractérisation
Vague de froid	Hiver 2011-2012
Eolien	Facteur de charge faible
Nucléaire	Disponibilité 2022-2023
Sécheresse et canicule	Eté 2022
Interconnexions	Faible capacité d'import

Que la courbe poursuive ou non un optimum économique, elle devra tenir compte des filières qui pourraient être « hors mécanisme » à l'issue de la réforme du *market design*

- En l'état, la proposition législative de la Commission ne remet pas en cause la coexistence de CfD et d'un mécanisme de capacité ni l'impossibilité pour un actif donné de participer aux deux dispositifs.
- Toutefois, en l'absence de visibilité concernant l'issue des débats en cours, il est nécessaire d'envisager la configuration où certains actifs ne seraient plus autorisés à participer au mécanisme, qui ne serait plus *market-wide*.

→ **Les capacités ainsi exclues devraient être soustraites de la courbe de demande « brute » et du besoin à couvrir.**

Le choix entre une estimation normative de la contribution des capacités exclues ou un principe de certification de celles-ci pour disposer d'une vision plus précise du volume à déduire devra être traité en GT n°7 (certification).



Méthodologie proposée : résumé des étapes de construction de la courbe de demande

1. **Sélection du scénario de référence**

2. **Calcul de la courbe de demande *brute* pour atteindre le critère**
   - Définition des « points » de la courbe (trois pour l'enchère PL-4 ; un ou trois pour l'enchère PL-1 selon son élasticité) dont C_{ref}
   - Articulation avec la certification (le volume cible est un volume certifié)

3. **Soustraction des effacements implicites**

4. **Soustraction des capacités liées aux contrats pluriannuels**
   - Pour l'enchère PL-4 et PL-1, dépend de l'introduction de contrats pluriannuels

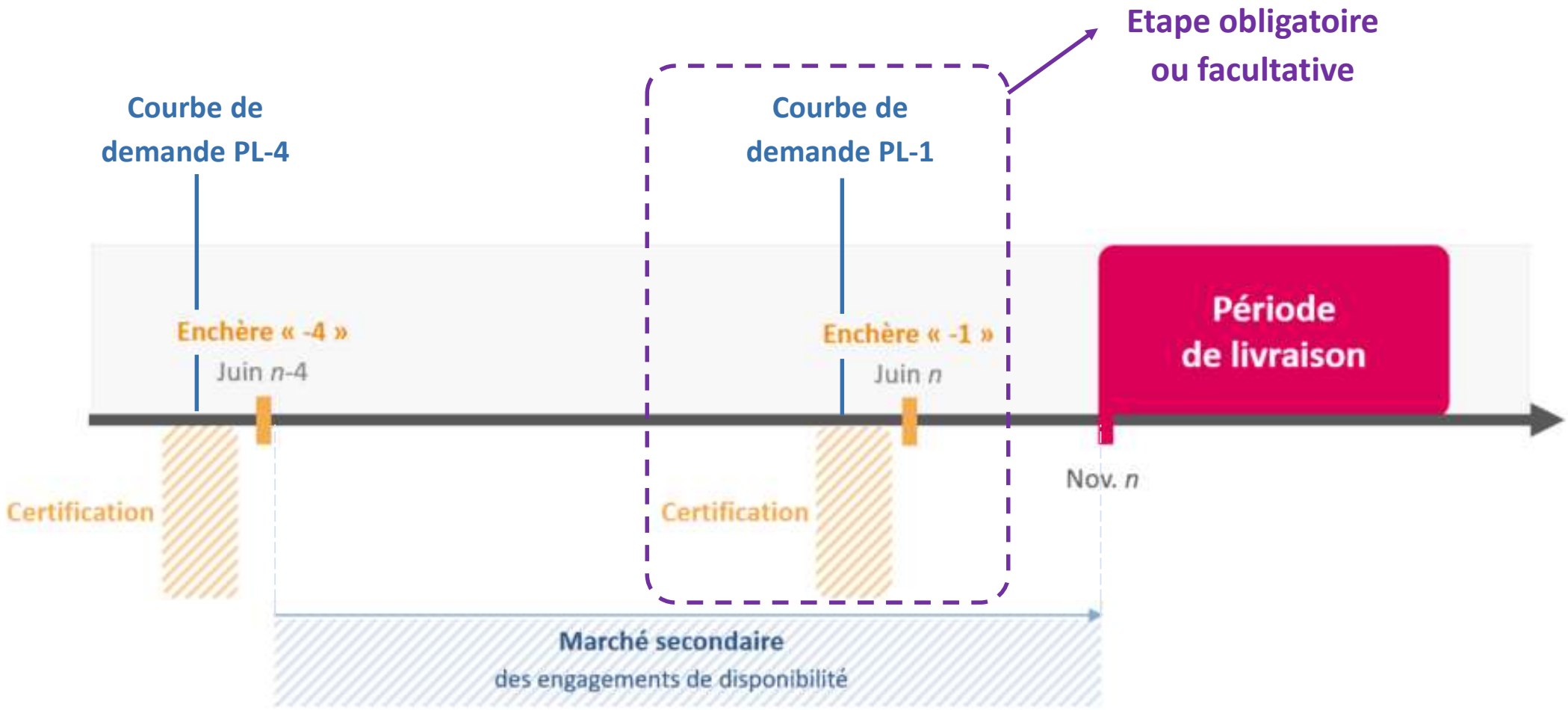
5. **Soustraction de la capacité « hors mécanisme de capacité»**
   - Dépend du périmètre (*market-wide* ou non) du mécanisme
   - Implique de définir la contribution à la sécurité d'appro. des actifs exclus

6. **Soustraction des volumes relatifs à l'autre enchère**
   - Pour l'enchère PL-4, soustraction du volume X réservé pour l'enchère PL-1
   - Pour l'enchère PL-1, soustraction des capacités contractualisées en PL-4

↓

Courbe de demande *nette*

Temporalité d'établissement des courbes de demande



Opportunité de publication des courbes de demande

- Une fois établies et approuvées, les courbes de demande pourraient, **en amont de chaque enchère, faire l'objet d'une publication**, sur le modèle d'autres Etats (Belgique et Royaume-Uni, notamment).

- Cette possibilité semble :

  1. découler logiquement de la concertation qui serait menée pour la construction des courbes de demande (à défaut, les exploitants pourraient aussi ne disposer que d'ordres de grandeur)

  2. n'emporter que peu de risques liés à l'abus du pouvoir de marché ou de manipulation des prix (compte tenu de la diversité des *missing money*, un exploitant qui s'offrirait au-delà de son *missing money* et trop proche du prix affiché court le risque d'être évincé par des exploitants offrant à un moindre prix).

     → de façon générale, le recours à une courbe de demande élastique devrait permettre (dans une mesure restant à confirmer) de limiter significativement les risques d'abus du pouvoir de marché

  3. nécessaire, *a minima* sur le plan théorique, aux exploitants pour leur permettre d'estimer finement leur *missing money* (le nombre d'épisodes de défaillance et donc de pics de prix permettant de couvrir les coûts fixes d'O&M dépend du respect ou non du critère de sécurité d'approvisionnement durant la PL).

3 Modalités de contractualisation centralisée de la demande

Les enjeux de la demande dans un mécanisme de capacité centralisé

Dans le cadre d'un mécanisme centralisé sur son volet « demande », les enjeux se concentrent sur deux sujets distincts :

1. **Les modalités de définition centralisée de la demande**
   - *quelle est la nature du produit que l'on souhaite acheter et quel service rend t-il ?*
   - *comment définir le niveau de demande ?*

2. **Les modalités de contractualisation centralisée de cette demande**
   - *comment et par quel moyen contractualiser le besoin identifié ?*

Rappel des opinions exprimées lors de l'appel à contributions achevé le 22 septembre

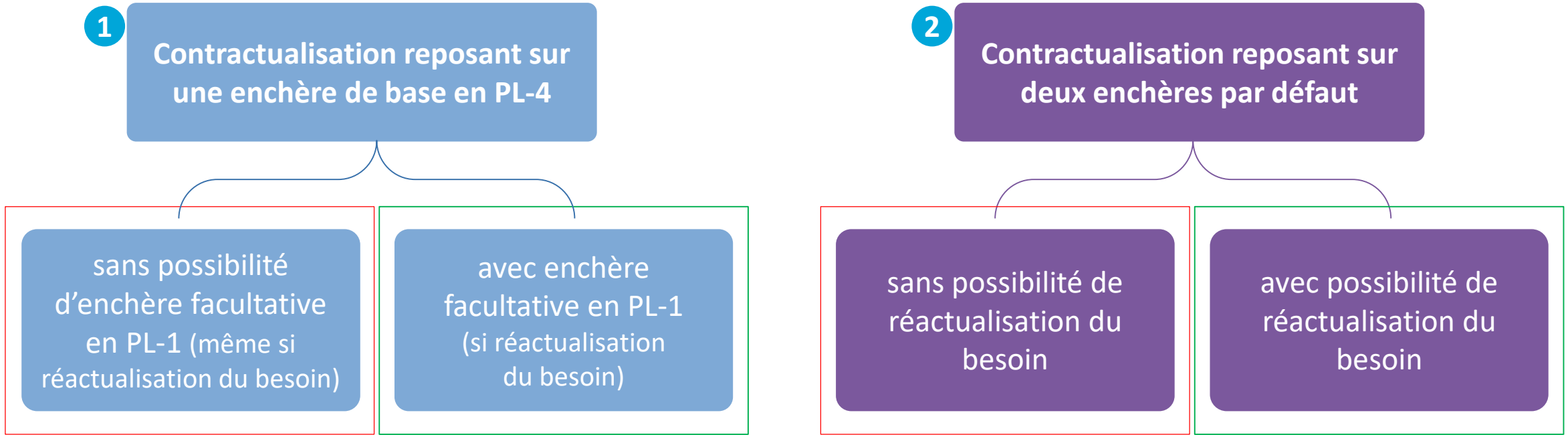
Quasi-consensus pour l'organisation d'une ou deux enchères par AL, en amont de celle-ci :

- La totalité des acteurs est favorable à une enchère à « long terme », 3 ou 4 ans avant l'AL, pour coordonner les décisions des acteurs en fonction des premières cotations *forward*
- La seconde enchère en AL-1 doit être facultative (réactualisation du besoin) ou obligatoire (développement des effacements) selon les acteurs



→ **RTE avait pu indiquer que, si une parfaite formation du prix suppose en théorie une unique rencontre entre l'offre et la demande, il s'agit néanmoins de conjuguer (i) réévaluation de la prévision du besoin à l'approche de la PL, le cas échéant, (ii) sécurisation de capacités le plus en amont possible et (iii) émergence de filières proche de la PL.**

Différentes approches de contractualisation de la demande s'opposent

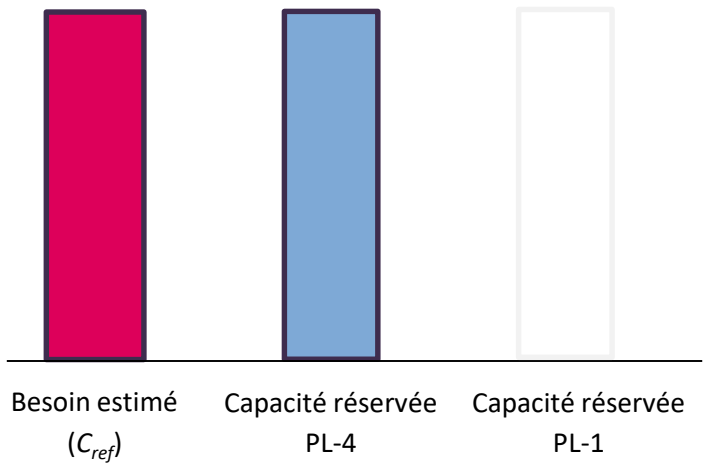


Ces deux options, qui ne permettent pas de réactualisation du besoin, semblent à exclure…

… mais le choix entre ces deux options reste ouvert.

Différentes approches de contractualisation de la demande s'opposent

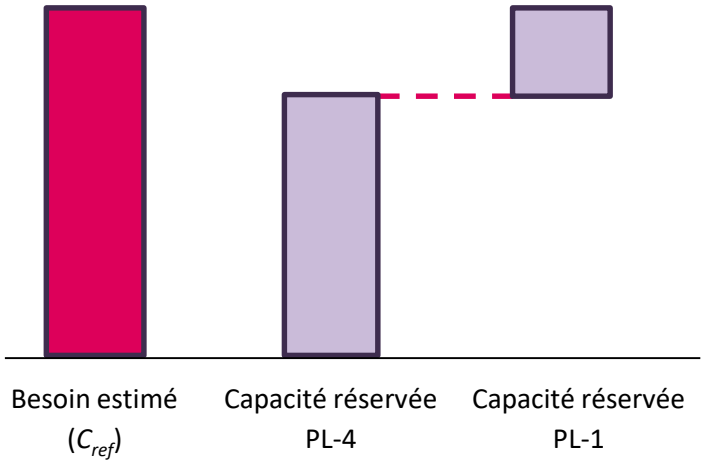
1



<u>Une seconde enchère facultative :</u> contractualisation intégrale de la meilleure estimation du besoin dès PL-4, avec une possibilité d'enchère complémentaire en PL-1 en cas de réactualisation du besoin

- ✓ Contractualisation simple du besoin estimé à date, bonne formation du prix
- ✓ Responsabilisation et incitation de tous les exploitants à s'engager à long terme
- ✗ Difficulté d'engagement pour les filières émergeant plus tardivement
- ✗ Incertitude pour les exploitants liée au caractère facultatif de la seconde enchère

2

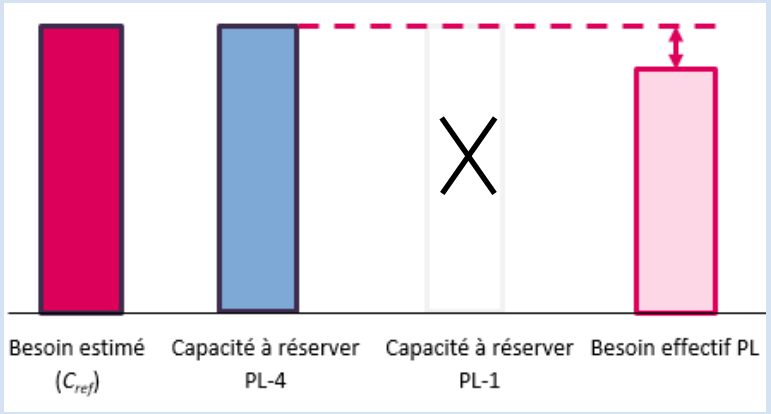


<u>Deux enchères par défaut :</u> contractualisation de la meilleure estimation du besoin en PL-4, diminuée d'un volume X réservé pour l'enchère PL-1 (laquelle peut aussi permettre de contractualiser un volume X' si réactualisation)

- ✓ Préservation d'un espace économique pour les filières émergeant plus tardivement
- ✓ Aucune incertitude sur le nombre d'enchères
- ✗ Complexité à estimer le volume X : à la différence d'autres Etats, la France fixe des objectifs de développement par filière qu'il convient de prendre en compte

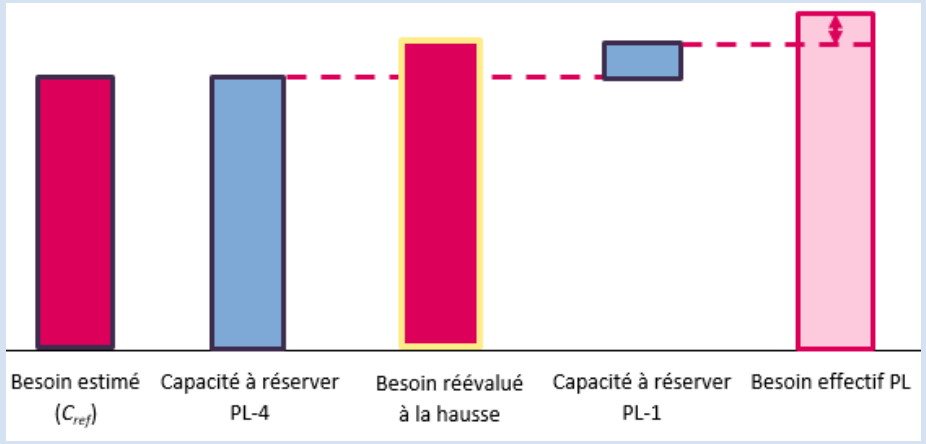
Une approche ne minimise pas davantage que l'autre le risque d'erreur dans l'estimation du besoin : les approches ne se distinguent pas de ce point de vue

1 Seconde enchère facultative



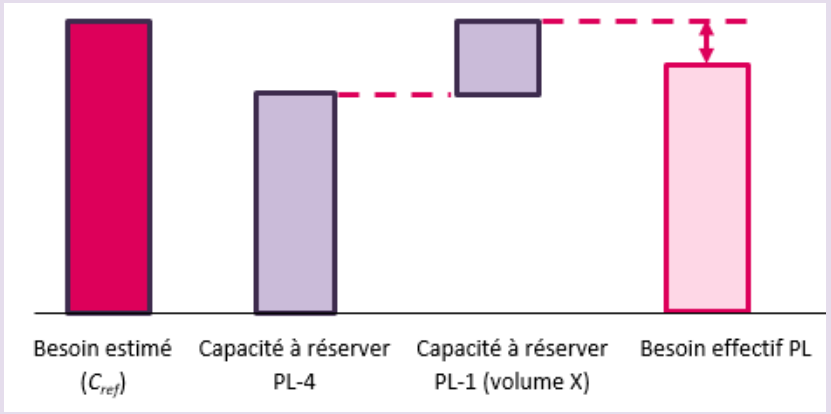
Surcoût pour le conso. lié à la sur-réservation

S'il apparaît nécessaire de réévaluer le besoin

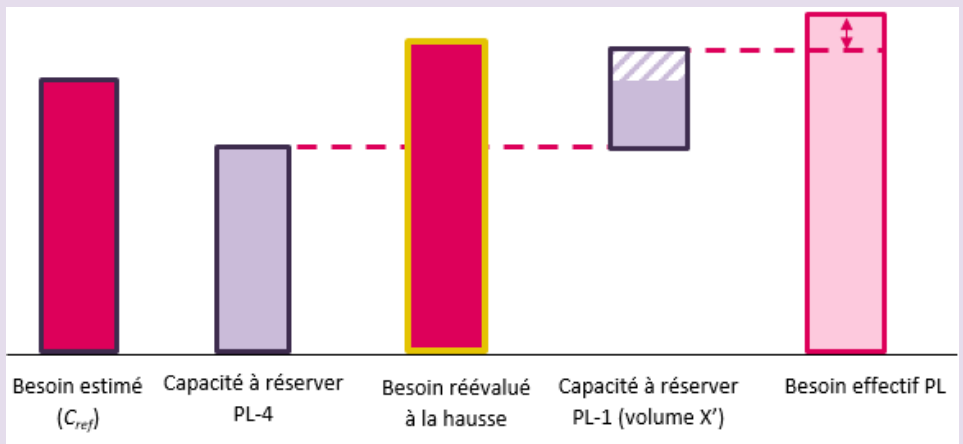


Surcoût pour la collectivité lié à la sous-réservation

2 Deux enchères par défaut



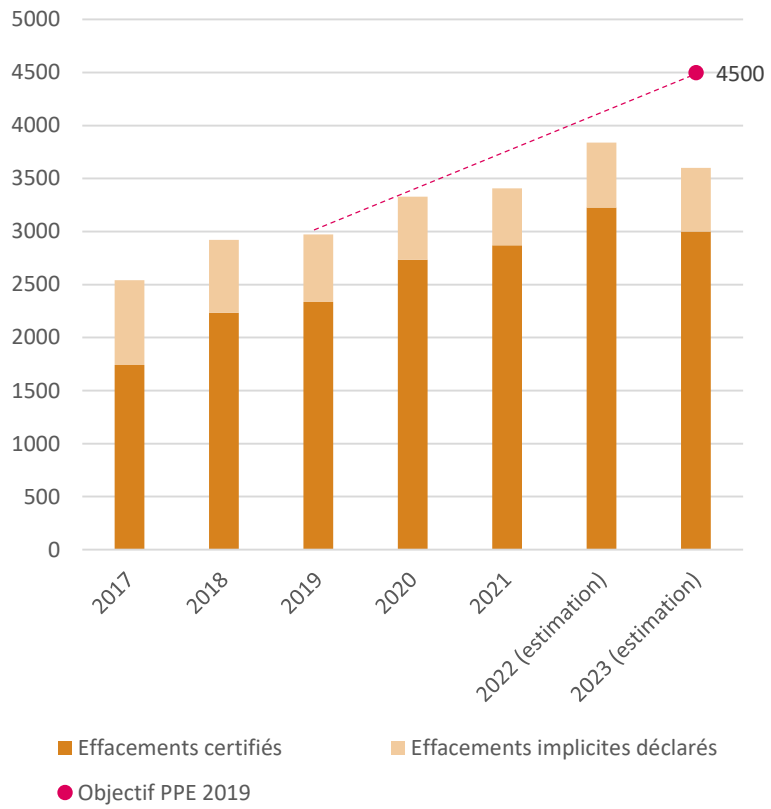
S'il apparaît nécessaire de réévaluer le besoin



Un *design* reposant par défaut sur deux enchères pourrait être privilégié mais soulève un enjeu de paramétrage du volume à réserver pour la seconde enchère

- Compte tenu de la faible différenciation entre les deux approches et la nécessité de prendre en compte les contraintes économiques des différentes filières, **un *design* reposant par défaut sur deux enchères pourrait être privilégié.**

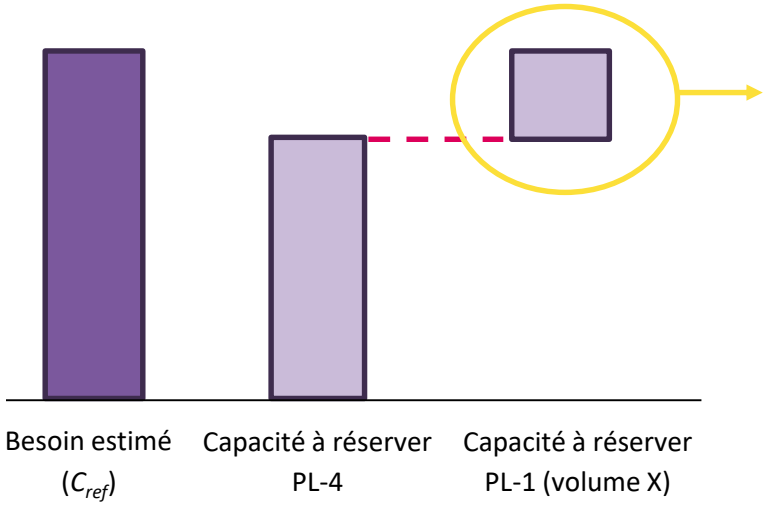
- La définition du volume X à réserver pour l'enchère de PL-1 implique d'identifier précisément et **sur la base d'indicateurs objectifs** le volume pour chaque filière (effacements, stockage, etc.) susceptible d'émerger tardivement. Or :
  1. Il n'existe pas à date d'objectifs pour toutes les filières ;
  2. Ces objectifs présentent des limites intrinsèques et ne semblent pouvoir être utilisés à cette fin (par exemple, l'objectif fixé par la PPE pour les effacements ne distingue pas entre implicites et explicites, ne porte pas sur des effacements « certifiés » et reste un objectif volontariste).



Volumes d'effacements au regard de l'objectif de la PPE

Proposition de méthode envisageable pour la définition du volume X

- Si l'objectif reste d'offrir une visibilité de plusieurs années à la majorité des exploitants en réservant une part très significative de **C_{ref}** dès PL-4, le recours à une approche normative pour définir le volume X semble à envisager.



Définir, en amont et pour chaque PL, le volume X comme un pourcentage de C_{ref}, tenant compte mais n'étant pas conditionné par les objectifs publics, tel que, par exemple, **X = 5% de C_{ref}**

(i.e. si C_{ref} = 92 GW, X = 4,6 GW ; si C_{ref} = 88 GW, X = 4,4 GW)

- Il semble donc nécessaire d'ouvrir l'enchère de PL-1 aux capacités non retenues en PL-4 de façon à (i) combler la part de X excédant la somme des objectifs pour les filières émergeant tardivement et (ii) à pallier le cas où ces filières ne se développeraient pas à hauteur des objectifs fixés (faute de quoi, C_{ref} risquerait de n'être pas couvert).

Ceci doit être entendu sans préjudice d'un rehaussement du besoin, auquel cas l'enchère PL-1 viserait à couvrir non seulement X, défini en PL-4, mais aussi X' qui correspond au besoin supplémentaire (auquel cas il semble d'autant plus nécessaire d'ouvrir l'enchère de PL-1 aux capacités non retenues en PL-4)

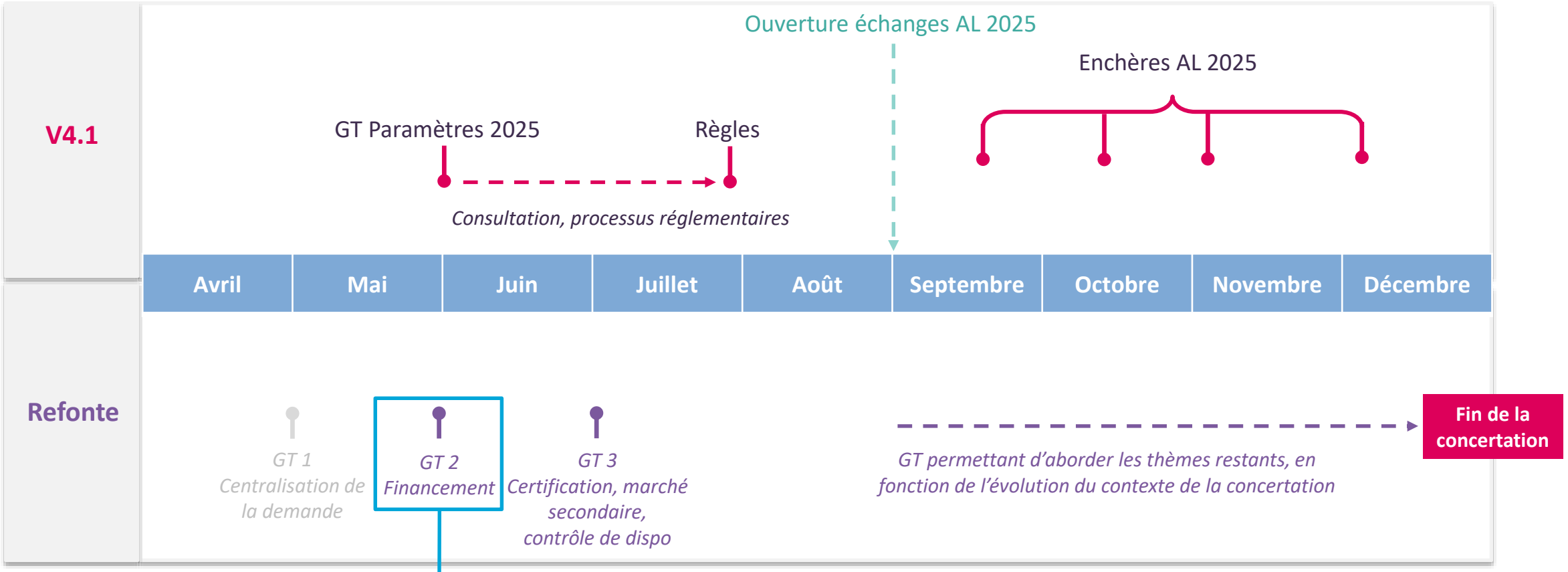
4 Prochaines étapes

Prochaines étapes et conclusions

A l'issue de ce GT, RTE propose de retenir les principes suivants :

1. Prendre comme hypothèse de travail un *design* fondé par défaut sur deux enchères pour une période de livraison donnée, la première en PL-4, la seconde en PL-1
2. Retenir le principe d'une définition du besoin en capacité sur la base des données du Bilan prévisionnel et notamment d'une approximation de ses abaques établissant le lien entre marges et défaillance, dans le cadre de la gouvernance précisée précédemment
3. Poursuivre l'instruction et mettre à l'ordre du jour d'un prochain GT :
   - l'option visant à appliquer une courbe de demande non-élastique pour l'enchère PL-1,
   - l'interaction avec les réflexions autour du critère de sécurité d'approvisionnement pour intégrer des marges dans le dimensionnement du système électrique.

Rappel du déroulement de la concertation sur le mécanisme de capacité en 2023



Le prochain GT, qui sera notamment consacré au financement du futur mécanisme, est proposé pour la semaine du 5 juin (date à confirmer).