29.07.2021

REX sur le mécanisme de capacité : Retours sur la consultation, publication du rapport et poursuite de la concertation

GT Mécanisme de capacité

1. **PRISE EN COMPTE DE RETOURS SUR LES CHAPITRES SUR RETOUR D'EXPÉRIENCE SUR LE MÉCANISME DE CAPACITÉ**

2. **PUBLICATION DU RAPPORT « RETOUR D'EXPÉRIENCE SUR LE MÉCANISME DE CAPACITÉ FRANÇAIS »**

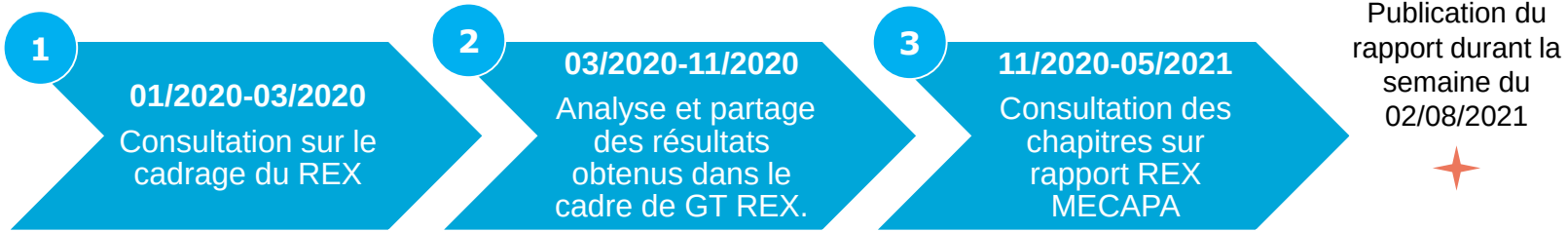
3. **DES ORIENTATIONS POUR PRÉCISER LE CALENDRIER DE CONCERTATION À VENIR**



1

Prise en compte des retours sur les chapitres du retour d’expérience

Finalisation des travaux liés au REX Mecapa



- RTE a mis en consultation l'ensemble des 8 chapitres du rapport *« Retour d'expérience sur le mécanisme de capacité »*
- Les parties prenantes ont soumis plus de 550 remarques, près de 400 propositions d'amendement. RTE a répondu à l'ensemble des retours soumis par les parties prenantes et a retenu plus de 300 propositions d'amendements intégrés au rapport
- L'ensemble des réponses et des amendements retenus seront mis à disposition sur Concerte (format Excel) suite à ce GT. Ils couvrent des enjeux majeurs pour les parties prenantes, comme les signaux, les enjeux de formation du prix, le coût du mécanisme de capacité pour le consommateur, ou encore la complexité du mécanisme.

De nouvelles analyses intégrées suite à des demandes d'acteurs (1/3)

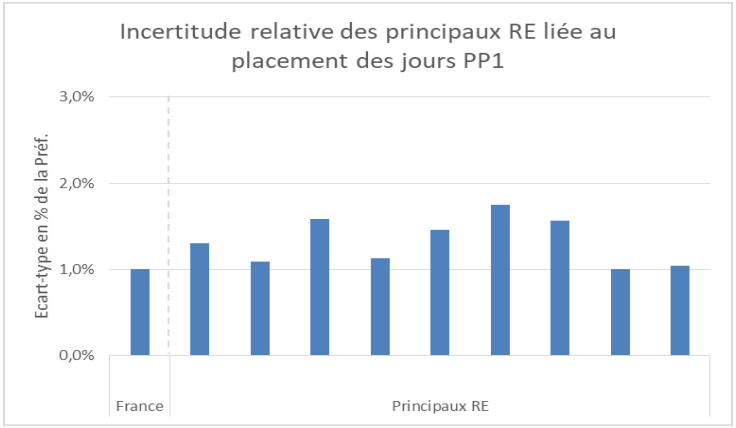
Une méthode alternative de valorisation des effets de long terme (Chapitre 3)

- En concourant au maintien de certaines capacités utiles à la sécurité d'approvisionnement, **le mécanisme de capacité impacte**, sur le long terme, le *merit order* **et donc les prix d'approvisionnement en énergie, au bénéfice du consommateur**
- Certaines parties prenantes ont suggéré de valoriser ce bénéfice de manière probabiliste, **en valorisant la défaillance supplémentaire observée dans les scénarios « sans mécanisme de capacité » au plafond de prix sur les marché de l'énergie (3000 €/MWh)**
- Selon RTE, **cette approche qui évalue ces effets de long terme entre 500 M€/an et 1200 M€/an constitue une approche majorante** (toute situation de défaillance ne correspond pas nécessairement à l'atteinte du plafond de prix) qui ne reflète pas la configuration du système sur les années 2017 à 2019 (logique assurantielle). Ce bénéfice peut être mis en perspective du coût de couverture de l'obligation de capacité évalué en moyenne à 800 M€/an sur la période 2017-2019.

De nouvelles analyses intégrées suite à des demandes d'acteurs (2/3)

Placement PP1: évaluation des incertitudes des acteurs obligés (Chapitre 6)

- De nombreux acteurs ont demandé de préciser les incertitudes portés par les acteurs obligés, liées au libre placement des jours PP
- Si le fonctionnement du mécanisme de capacité en « année civile » réduit significativement les incertitudes pour les contractualisation au 1er janvier (haut de portefeuille), le libre placement des jours PP1 génère des incertitudes pour les fournisseurs dont le portefeuille évolue au fil de l'eau (bas de portefeuille)
- Ces incertitudes se cumulent aux incertitudes sur l'obligation France (< 1%). RTE a reconstitué les écarts types sur l'obligation de capacité, perçus par les principaux RE, dans une situation où ces derniers seraient capables d'anticiper leurs évolutions de portefeuille, et les évalue entre 1 et 2 % de l'obligation des principaux RE.



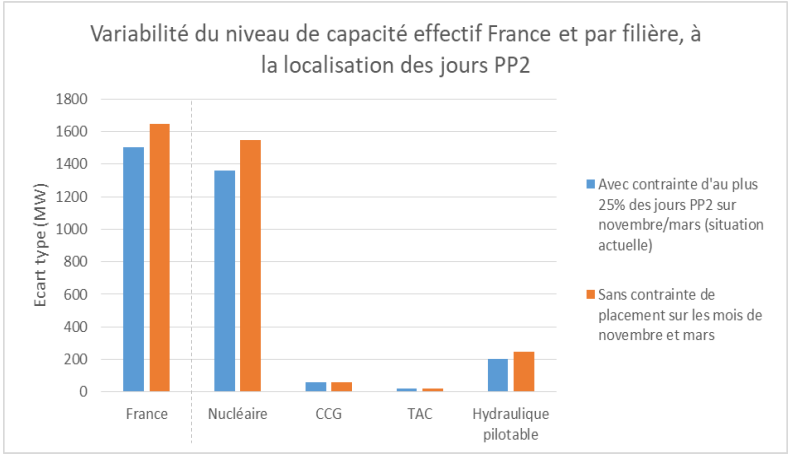
De nouvelles analyses intégrées suite à des demandes d'acteurs (3/3)

Placement PP2: précision de l'incertitude sur le NCE France (Chapitre 6)

- De nombreux acteurs ont rappelé qu'une incertitude forte pouvait également peser sur les exploitants de capacité s'agissant du libre placement des jours PP2 au cours de l'année de livraison

- En considérant des scénarios de disponibilité indépendamment des tirages PP2, l'écart type sur le NCE France est évalué à 1,5 GW, ce qui est de nature à largement impacter l'écart global appliqué lors des règlements financiers

- Cet écart type dérive principalement d'un écart type perçu par les filières « Nucléaire » et « Hydraulique », bien que l'absence de visibilité sur les tirage à venir peut générer des incertitudes pour l'ensemble des exploitants de capacité rencontrant un aléa sur sa capacité en cours d'année de livraison (e.g. pertinence d'un rééquilibrage).



2

Publication du rapport: Retour d’expérience sur le mécanisme de capacité

Le retour d'expérience publiée en deux documents

Une synthèse de ≈ 20 pages comprenant:

- Résumé exécutif avec le principaux enseignements du REX et les propositions d'orientations pour la concertation sur les évolutions du mécanisme.
- Une synthèse de résumé de chacun des chapitres du retour d'expérience



Un rapport complet de près de 200 pages comprenant:

- La synthèse du rapport
- L'ensemble des 8 chapitres soumis en consultation publique

→ Ces deux documents seront publiés au cours de la semaine du 02/08/2021



3

Résumé exécutif du REX

Principaux enseignements et propositions d’orientations pour la concertation sur les évolutions du mécanisme

Intérêt et valeur économique : un dispositif qui remplit ses objectifs à un coût globalement conforme aux attentes

- **Consensus sur la nécessité d'un dispositif capacitaire**: Le mécanisme de capacité a accompagné le système électrique vers son état actuel et **un niveau effectif de sécurité d'approvisionnement qui correspond parfaitement – ni plus, ni moins – au critère établi par les pouvoirs publics**

- Les sessions d'échange de certificats de capacité ont généré un prix unique de la capacité, **qui confère une valeur de référence à la sécurité d'approvisionnement** qui s'est stabilisée aux alentours de ~15 k€/MW/an avant la crise COVID et aux alentours de ~30-40 k€/MW/an pour l'année 2021 et au-delà, une évolution du prix qui reflète une tension accrue sur l'équilibre offre demande

- Le principal bénéfice pour le consommateur consiste en une réduction du risque de défaillance : l'analyse confirme que **les coûts liés à l'existence du mécanisme sont inférieurs au gain qu'il engendre pour la collectivité, et que les bénéfices excèdent ces coûts de mise en œuvre**

- Le dispositif représente sur la période 2017-2019 **un coût moyen pour le consommateur (complet, en intégrant le TURPE et les taxes) conforme aux anticipations et dans la moyenne des pays européens ayant mis en place un mécanisme de capacité**

Le fonctionnement concret : une architecture de marché qui fonctionne mais n'a pas pleinement démontré sa plus-value par rapport à un système centralisé (1/2)

Caractéristique du mécanisme	Conclusions issues du REX
i) Sur toute la capacité («capacity-wide »)	➢ Pas de raison objective d'exclure des capacités qui contribuent de manière équivalente à la sécurité d'approvisionnement; ➢ Une réforme structurelle sur le financement du parc nucléaire et la répartition de l'avantage économique du nucléaire historique serait susceptible de réinterroger cette caractéristique
ii) Demande décentralisée	➢ L'agrégation des anticipations des acteurs n'a pas donné d'information plus fiable que l'évaluation prévisionnelle centralisée réalisée par RTE, ce qui est de nature à interroger sur la plus-value du dispositif
iii) Temporalité diffuse	➢ Supposée faire des fournisseurs et consommateurs des acteurs dynamiques: ces éléments ont joué, mais dans des proportions moindres que prévu (+ 300 MW d'effacement implicite sur la période 2017-2019) ➢ Une partie notable de la demande (près de 5 GW) n'est pas couverte lors de la dernière enchère avant de l'AL, fixant le prix de référence pour le règlement des écarts (PREC).

Le fonctionnement concret : une architecture de marché qui fonctionne mais n'a pas pleinement démontré sa plus-value par rapport à un système centralisé (2/2)

Caractéristique du mécanisme	Conclusions issues du REX
iv) Bouclage sur la disponibilité réalisée	➢ Plus complexe à mettre en œuvre qu'escompté, notamment pour les petites capacités rarement appelées sur les marchés (2/3 des plus petites EDC représentent moins de 1 % de la capacité française) ➢ L'indexation de la rémunération sur le niveau effectif de disponibilité a joué un rôle positif pour la sécurité d'alimentation.
v) Contrôle du pouvoir de marché	➢ Les dispositifs de contrôle introduits par la DG COMP sont lourds et parfois inefficaces ➢ La multiplicité des enchères (couplé avec une contrainte sur l'offre et non sur la demande) conduit à fragmenter l'offre, sans plus-value en matière de liquidité, ce qui nuit à la lisibilité de la formation du prix
vi) Participation XB	➢ La prise en compte du XB, explicite à compter de 2019, s'effectue actuellement selon des modalités simplifiées et aura vocation à prendre une forme plus approfondie qui permettra la valorisation directe de capacités transfrontalières via une coordination inter-GRT.
vii) Appel d'offres long terme	➢ La grande majorité des capacités lauréates correspondant à des projets de batteries, l'AOLT a ainsi contribué à lancer le développement de la filière batterie en France.

La complexité appelle des actions correctrices immédiates dont la concertation a été entamée (Thème « simplification »)

Faciliter le maniement quotidien du mécanisme par RTE et les parties prenantes

- Réduire la lourdeur administrative liée au tunnel de certification
- Limiter l'implication des plus petits GRD lors du calcul de l'obligation
- Alléger les obligations contractuelles des capacités certifiée, notamment pour les plus petits exploitants de capacité - *Dépriorisé lors du « Cadrage V4 »*

Améliorer la performance du mécanisme au regard de ses objectifs

- Permettre une meilleure observabilité et une meilleure prise en compte de la fiabilité de l'ensemble des capacités certifiées ;
- Renforcer la cohérence entre la vision des marges vues du mécanisme de capacité et vues du Bilan prévisionnel.

Réduire la contrainte financière portée par les participants au mécanisme

- Supprimer des multiples « frais incitatifs » de second ordre par rapport aux règlements des écarts et nuisent à leur lisibilité ;
- Réduire la temporalité du mécanisme (nécessaire jusqu'ici pour se fonder sur les données réelles de consommation que les GRD consolident en année A+2) - *Dépriorisé lors du « Cadrage V4 »*

Renforcer la lisibilité du mécanisme

- Simplifier les signaux du mécanisme, en réduisant l'incertitude que leur tirage aléatoire génère pour les acteurs sans remettre en cause leur pertinence pour la sécurité d'approvisionnement

Une feuille de route déclinée en 3 thèmes

Afin de tirer en pratique les conséquences des constats réalisés à l'occasion du présent retour d'expérience, RTE propose que la concertation s'articule en selon trois thèmes :

Sept. 2021 — Dec. 2021

Thème « simplification »

→ *Faire aboutir un **programme de simplification susceptible d'être mis en œuvre au plus tôt** et dont l'entrée en vigueur interviendrait **en tout état de cause pour les années de livraison 2023 et 2024 (v4 des règles).***

Thème « Temporalité des échanges et centralisation »

→ ***Renforcer la confiance dans la formation du prix. Les options permettant une mise en œuvre dans le cadre de la décision de la DG COMP devront faire l'objet d'un travail spécifique** dans la mesure où elles pourraient être mises en œuvre plus rapidement.*

Thème « Autres évolutions structurelles »

↓

***Instruire les évolutions plus structurelles du mécanisme qui impliqueraient une modification du cadre validé par la DG COMP**. Cette catégorie recouvre les discussions sur le **périmètre du mécanisme** (considérant plusieurs scénarios sur les suites de l'ARENH) ou les options de **réforme de l'architecture de marché (notamment centralisation et nature des enchères** qui n'auraient pas pu être traitées dans le cadre de la décision en vigueur (v5 des règles).*