Consultation RTE : Retour d'expérience sur le fonctionnement du mécanisme de capacité

Réponse de TotalEnergie Electricité et Gaz France au chapitre 5

Pour TotalEnergies Electricité et Gaz France, le fonctionnement décentralisé du mécanisme doit évoluer vers une logique plus centralisée, afin de mettre fin aux limites qu'il rencontre actuellement

La mise en place du mécanisme de capacité a fait suite au constat qu'un modèle de marché « energy-only » ne suffisait pas à assurer la sécurité d'approvisionnement, du fait notamment du caractère aléatoire des pics de prix en cas de situation tendue, ainsi que du caractère particulièrement capitalistique des investissements dans le secteur électrique. Il est donc apparu nécessaire de fournir une rémunération complémentaire, en plus des revenus tirés de la vente d'électricité sur le marché, pour assurer le maintien ou le développement de capacités nécessaires pour garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité. L'objectif du mécanisme est donc de résoudre un problème structurel et permanent inhérent au « design » des marchés de l'électricité.

Si TEEGF a toujours soutenu la mise en place d'un dispositif de rémunération capacitaire, TEEGF a eu l'occasion, dès les premières réflexions autour de la mise en place du mécanisme de capacité, d'**alerter le Gouvernement et l'administration sur les désavantages du caractère décentralisé du mécanisme**.

Le dispositif repose sur l'obligation pour les fournisseurs d'électricité de couvrir la consommation de pointe de leurs clients avec des capacités de production ou d'effacement. La bonne anticipation des acteurs obligés sur leur niveau d'obligations est donc clé. **Or, ce niveau est difficile à anticiper étant donné les nombreuses incertitudes liées au niveau d'obligations**, qui n'est connu in fine que ex-post (incertitudes sur le niveau de consommation, sur le développement commercial des fournisseurs, etc…).

RTE justifie ce choix en indiquant que « *ce pilier conduit à responsabiliser directement les fournisseurs au-delà du simple financement de leur obligation de capacité* ». TEEGF s'interroge cependant sur ce choix.

En effet, étant donné que la sécurité d'approvisionnement revêt les caractéristiques d'un bien collectif, c'est-à-dire d'un bien présentant les caractères de « rivalité » (la consommation de ce bien par un agent diminue d'autant les possibilités de consommation des autres), et de « non excluabilité » (il n'est pas possible de distinguer, sur une base économique, les consommateurs qui devraient pouvoir en bénéficier des autres), celui-ci ne devrait **pas reposer sur les acteurs particuliers que sont les fournisseurs, mais devrait être géré par un acteur central (par exemple RTE, ou un « public body » comme au R.U.).**

Dans le cadre de la révision du mécanisme de capacité qui pourrait intervenir pour l'année 2025, **il serait nécessaire de faire évoluer son design vers un mécanisme plus centralisé.** Cette demande a déjà été formulée par de nombreux acteurs du marché français, comme le souligne la CRE : « *Les acteurs continuent de souhaiter une remise en question plus profonde de sa structure, au regard de sa complexité et de la formation des prix. Ces demandes ont été appuyées à plusieurs reprises par la CRE* »[1]. Le design cible du mécanisme pourrait se fonder sur les bonnes priorités des mécanismes de capacité européens, comme le préconisait également la CRE en 2018 : « *La CRE considère […] qu'une réflexion doit être lancée pour faire évoluer le design du mécanisme de capacité, en s'orientant par exemple vers un mécanisme comportant davantage de centralisation à l'image des mécanismes britanniques, irlandais ou polonais* »[2].

[1] Rapport de surveillance portant sur le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel en 2019

[2] Rapport de surveillance portant sur le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel en 2018

Concrètement, TEEGF considère que l''évolution du mécanisme pourrait reposer sur les orientations suivantes :

- Des enchères centralisées où un acteur public achèterait l'ensemble des capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement. Les fournisseurs ne seraient plus obligés d'effectuer des estimations plus ou moins précises de leur portefeuille clients plusieurs années à l'avance, et la courbe de demande totale serait déterminée selon une méthodologie et des paramètres transparents.
- De telles enchères pourraient être organisées plusieurs années à l'avance pour donner aux exploitants de capacité une visibilité suffisante pour maintenir ou développer les capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement.
- Toutes les capacités (production et effacement) seraient obligées de participer à un pool obligatoire.

Le design centralisé permettrait d'assurer plus de transparence dans le mécanisme, avec une formation du prix moins volatile, et permettrait de réduire les biais concurrentiels qui existent aujourd'hui dans un contexte où un acteur est largement dominant sur le segment de la production.

Au-delà des éléments précités, TEEGF souhaite commenter plusieurs parties du projet de rapport :

1. **Le choix du critère de disponibilité pour les capacités n'apparaît pas pertinent**

RTE rappelle que le mécanisme prévoit une rémunération sur la base de la disponibilité constatée des exploitants ce qui les incite à se rendre disponibles lors des périodes de pointe (par opposition à un mécanisme qui ferait le choix de rémunérer la puissance installée).

TEEGF avait déjà eu l'occasion de rappeler à plusieurs reprises qu'il faudrait préférer au critère de disponibilité une rémunération sur la notion de présence effective des capacités. En effet, les marchés de l'énergie fournissent déjà une incitation suffisante à la disponibilité pendant les périodes de pointes. Cette situation peut donc aboutir à une pénalisation injuste d'une centrale disponible toute l'année mais victime d'un aléa à un moment T. Il aurait donc été plus pertinent d'utiliser un critère de puissance effective des capacités (qui aurait pu être modulé dans des cas spécifiques où la capacité a été pleinement disponible certaines années de livraison pour éviter des effets d'aubaine), plutôt qu'un critère de disponibilité.

2. **Le fonctionnement des obligations de couverture, inhérent au design actuel du mécanisme, pose des problèmes de fond aux acteurs obligés**

Les règles actuelles, imposant aux acteurs obligés d'estimer leur obligation de capacité et permettant un rééquilibrage des acteurs obligés en AL, résultent du design du mécanisme décentralisé.

Les acteurs obligés doivent estimer leur obligation de capacité, ce qui s'accompagne d'une multitude d'incertitudes. En effet, les acteurs obligés dont le bas de portefeuille évolue significativement en cours d'année de livraison seront fortement exposés à une variation de leur obligation, le tirage des jours de pointe ex-post pouvant être très différent du tirage ex-ante. Ils peuvent aussi voir leur obligation varier en cours d'AL au moment de la signature d'appels d'offre sur le haut de portefeuille.

A notamment pu être évoquée par RTE, dans le cadre de l'évolution des règles, la possibilité de créer une obligation de couverture en amont de leurs obligations de capacité par les acteurs obligés. **Une telle option n'est pas compatible avec le design actuel du mécanisme. De plus, elle ne pourrait fonctionner que si une telle obligation était répliquée coté exploitants de capacité avec une obligation de vente des garanties de capacité.**

RTE rappelle également que « *le choix d'une couverture tardive de la part des acteurs obligés peut s'expliquer par des questions de trésorerie qui peuvent pousser les acteurs obligés à rapprocher leurs achats de garantie de capacité de la période de facturation de leurs consommateurs.* » TEEGF tient ici à préciser que, si la problématique de trésorerie est en effet un sujet pour les acteurs obligés, ce sujet ne doit pas cacher les problématiques fondamentaux mentionnées ci-dessus.

RTE évoque que, si les exploitants de capacités ont pu vendre leurs garanties de capacité après le début de l'année de livraison, leurs revenus capacitaires n'ont pas été sécurisés en amont de l'année de livraison, au moment où les exploitants arbitrent entre maintien et fermeture du moyen de production. RTE conclue que cette situation perturbe les décisions d'investissement et est donc préjudiciable, sans relever que si des fournisseurs n'ont pas pu couvrir ex-ante toute leur obligation de capacité, c'est aussi que les producteurs n'ont pas « voulu » leur vendre les capacités nécessaires. TEEGF ne partage pas ce constat et considère encore une fois que cette situation résulte du design actuel du mécanisme, celui-ci pouvant et devant évoluer dans le cadre de la révision des règles v5. En tout état de cause, une obligation de couverture des acteurs obligés en amont de l'année de livraison ne saurait être mise en place sans accompagner d'une obligation de vente côté exploitants de capacité.

3. La formation des prix dans le cadre du mécanisme actuel souffre d'une volatilité importante et d'un manque de transparence

TEEGF a mentionné à plusieurs reprises les conséquences de l'absence de transparence de la formation des prix dans le cadre du mécanisme de capacité. Les acteurs obligés doivent également faire face à un réel problème de volatilité des prix.

A minima dans un premier temps, une réduction du nombre d'enchères prévues permettrait d'améliorer la formation du prix. Cette demande portée par TEEGF est également formulée régulièrement par la Commission de Régulation de l'Energie : « *L'existence de plusieurs enchères pour la même échéance, imposée par la Commission Européenne, ne permet pas de garantir la rencontre de l'offre et de la demande a chaque enchère*[3]. Le nombre d'enchères pourrait en effet être divisé par deux, et être ainsi fixé comme suit : une enchère en AL-4, une enchère en AL-3, et 2 enchères en en AL-2 et AL-1.

L'évolution du mécanisme vers un design plus centralisé permettrait de résoudre la problématique de formation des prix non transparente, en confiant à un organe neutre la mission d'acheter les garanties de capacité nécessaires pour couvrir le risque de défaillance.

[3] Rapport de surveillance portant sur le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel en 2019