Le 12/01//2026

RETOUR SUR LE PROJET DES REGLES DU MECANISME DE CAPACITE

ENGIE

Préambule

ENGIE remercie RTE pour le lancement de la consultation relative au projet de règles du nouveau mécanisme de capacité. Toutefois, le délai de réponse extrêmement restreint, combiné à l'absence de vision d'ensemble du dispositif proposé, ne permet pas aux acteurs de marché de se prononcer de manière pleinement éclairée sur ces règles. ENGIE regrette en particulier l'absence de publication du rapport de paramétrage pour la période de livraison PL 2026-2027, tant sur les paramètres de certification que sur les paramètres économiques. Il est essentiel que ce rapport soit rendu public et fasse l'objet d'une consultation dédiée. La seule publication du Bilan Prévisionnel 2025 ne permet pas aux acteurs de marché de reconstituer ni la courbe de demande, ni les paramètres de certification envisagés.

Les principes structurants du futur mécanisme de capacité répondent en partie aux objectifs attendus, notamment en termes de visibilité à moyen terme, d'ouverture à toutes les capacités, de participation transfrontalière et de soutien à l'investissement. Toutefois, leur traduction opérationnelle demeure particulièrement incertaine pour les quatre premières périodes de livraison, qui constituent une phase clé pour la crédibilité du mécanisme.

Cette incertitude est particulièrement critique pour les capacités thermiques flexibles existantes. Ces capacités sont appelées à jouer un rôle essentiel pour la sécurité d'approvisionnement, mais feront face, sur la période 2026-2029, à des niveaux de rémunération de marché très faibles, voire insuffisants pour couvrir leurs coûts fixes. Dans ce contexte, l'absence de visibilité sur leur capacité à être effectivement retenues à l'enchère fait peser un risque réel de fermetures anticipées, alors même que ces moyens demeurent nécessaires au bon fonctionnement du système électrique, notamment lors des pointes de consommation. Le design du mécanisme doit impérativement apporter un signal économique crédible et suffisamment précoce pour éviter une érosion irréversible du parc de capacités thermiques flexibles.

Lancement du mécanisme

RTE propose une enchère unique lors des quatre premières périodes de livraison, ce qui constitue un régime transitoire insatisfaisant. Le mécanisme de capacité doit offrir une visibilité économique suffisante aux exploitants de capacités de pointe pour décider du maintien ou non de leur exploitation. À cet égard, ENGIE a déjà porté à la connaissance de la CRE et de RTE les éléments relatifs à la situation économique des capacités thermiques flexibles existantes, la période 2026-2029 correspondant dans les conditions de marché actuellement anticipées, à quatre années consécutives de pertes pour les capacités thermiques existantes, et le résultat de l'enchère PL-4 pour l'hiver 2030-2031 est hautement incertain. En effet, de nombreux éléments laissent penser que les capacités thermiques flexibles pourraient être exclues de fait du dispositif de contractualisation pluriannuelle.

Le retour d'expérience du mécanisme actuel montre que les enchères court terme réagissent au contexte instantané et n'apportent aucune visibilité pour la pérennité des capacités existantes. ENGIE considère donc indispensable d'organiser au plus tôt deux enchères par période de livraison, avec une première enchère de type PL-4, positionnée à l'horizon le plus lointain possible.

Paramétrage, courbe de demande et Bilan prévisionnel

RTE indique que, pour chaque enchère, un rapport de paramétrage sera transmis à la CRE, intégrant différents scénarios de courbe de demande et l'ensemble des paramètres technico-économiques. Même si le modèle centralisé confie aux autorités réglementaires la responsabilité de la sécurité d'approvisionnement, ENGIE estime indispensable que ces rapports soient publiés et soumis à consultation, afin de permettre aux acteurs de marché d'en analyser les hypothèses et d'y contribuer utilement.

Au travers de son rapport d'accompagnement de la proposition de règles, RTE confirme explicitement la nécessité d'un mécanisme de capacité pour assurer une rémunération suffisante pour couvrir le missing money des capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement. Il indique notamment que, malgré des marges apparentes de 8 à 10 GW à court terme, celles-ci ne peuvent être maintenues qu'à la condition qu'un nouveau mécanisme de capacité soit mis en œuvre à compter de l'hiver 2026-2027. À plus long terme, RTE souligne qu'une réduction progressive des marges est attendue, conduisant à un besoin de capacités additionnelles dans une trajectoire de décarbonation rapide. Le Bilan prévisionnel 2025 conclut par ailleurs qu'à l'horizon 2030-2035, un mécanisme de capacité demeure justifié pour assurer la viabilité économique des capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement. De plus le Bilan prévisionnel 2025 met en évidence plusieurs éléments structurants justifiant le maintien d'unités thermiques flexibles dans le système électrique français :

- Premièrement, le choix d'une trajectoire de décarbonation rapide implique des investissements très significatifs sur le réseau de transport, tant pour son renforcement que pour son adaptation à une nouvelle configuration de production. Or RTE souligne que, si la stratégie de renforcement du réseau est confirmée jusqu'en 2030, les unités thermiques flexibles sont appelées à jouer un rôle prépondérant (exemple avec la zone Sud-Est)
- Deuxièmement, si les unités nucléaires ont démontré une capacité de modulation, celle-ci reste marginale. RTE indique que, dans de nombreuses situations, la modulation combinée du nucléaire et des renouvelables ne suffirait plus à équilibrer le système, conduisant à des arrêts courts de réacteurs, avec un impact potentiel sur la disponibilité du parc. RTE précise ne pas être en mesure d'évaluer si une modulation plus profonde pourrait affecter la performance ou

le vieillissement des matériels. Dans ce contexte, les unités thermiques flexibles constituent également un levier important de sécurité d'approvisionnement.

- Troisièmement, au-delà du strict sujet de la sécurité d'approvisionnement, une maîtrise renforcée de la tension sur les réseaux, au-delà des seules questions d'inertie, sera nécessaire en France et en Europe dans les prochaines années. RTE évoque à cet égard la mise en place d'un plan de tension, dans lequel les unités thermiques flexibles ont vocation à jouer un rôle significatif.

Il ressort de ces analyses que les unités thermiques flexibles jouent un rôle essentiel dans la sécurité d'approvisionnement dans un nombre croissant – tant en fréquence qu'en amplitude - de situations à risque d'inadéquation entre l'offre et la demande, même ponctuels. Cependant, la contrepartie de ce rôle est un nombre très limité d'heures de fonctionnement, et donc des revenus de marché insuffisants pour couvrir leurs coûts fixes et opérationnels. Compte tenu de cette spécificité, une rémunération via le mécanisme de capacité est indispensable, voire plus nécessaire que pour des moyens opérant de manière continue. ENGIE exprime dès lors l'espoir que cela se traduise par une adaptation de la courbe de demande, afin d'assurer une place à ces unités situées en fin de merit order.

L'introduction d'un prix plafond intermédiaire constitue une distorsion de concurrence susceptible de conduire à un équilibre offre-demande sous-optimal. Le PPI vise à limiter la rémunération de capacités réputées sans « missing money » de court terme, alors que toutes les capacités contribuent à la sécurité d'approvisionnement. La proposition de calibrer le PPI soit sur le missing money de court terme le plus élevé, soit comme une fraction des coûts fixes annuels des CCG, fait courir un risque significatif de sous-rémunération des CCG, pourtant nécessaires à la sécurité d'approvisionnement. Les coûts de maintien en fonctionnement incluent également des coûts fixes et des investissements lourds, notamment à l'approche des révisions décennales, qui devraient être intégralement pris en compte dans le PPI. ENGIE rappelle que le parc CCGT français, majoritairement construit entre 2010 et 2016, nécessite désormais des réinvestissements significatifs, investissements qui pourraient être exclus de la contractualisation pluriannuelle si les critères actuels sont maintenus. ENGIE estime donc essentiel que le PPI soit dimensionné au moins à hauteur de 100 % des coûts fixes de la filière CCG.

La possibilité de dérogation via une attestation délivrée par la CRE est aujourd'hui perçue comme très incertaine. La méthodologie associée doit impérativement faire l'objet d'une consultation des acteurs, afin d'éviter des situations complexes et conflictuelles, comme celles observées dans d'autres pays.

Les événements liés à la corrosion sous contrainte ont montré qu'un aléa technologique commun peut affecter simultanément une part significative du parc nucléaire français, avec un impact direct sur l'équilibre offre-demande. Les paramètres de certification actuels ne prennent pas en compte ce risque systémique de filière. Une réflexion pourrait être engagée sur l'adaptation des paramètres applicables à la filière nucléaire, afin de mieux refléter sa contribution effective à la sécurité d'approvisionnement et de favoriser une diversification du mix de capacités retenues à l'enchère.

Participation directe des capacités transfrontalières

ENGIE rappelle que la participation directe des capacités situées dans les pays frontaliers de l'Union européenne est une exigence réglementaire européenne. La pré-sélection des capacités étrangères par frontière soulève toutefois plusieurs difficultés :

- lorsque le volume offert ne permet pas d'atteindre la MEC, le volume résiduel est déduit de la courbe de demande principale, ce qui revient à considérer implicitement que ce volume contribue à la sécurité d'approvisionnement, alors même qu'il n'est pas économiquement mobilisable ; dans ce cas, le volume résiduel devrait être pris en charge par les capacités situées en France.
- l'introduction par RTE d'un ordre normatif à prix nul dont le volume représentera le volume de capacités étrangères ne se présentant pas à la présélection du fait qu'elles bénéficient d'un dispositif de soutien n'est pas acceptable. Si de telles capacités ne se présentent pas à la pré-enchère, alors cela signifie qu'elles ne sont pas explicitement disponibles pour soutenir la sécurité d'approvisionnement française.
- Par ailleurs, le prix marginal transfrontalier ne peut être acceptable que dans un cas de découplage (offre au-delà de la MEC). À défaut, les capacités étrangères devraient bénéficier du prix d'équilibre de l'enchère principale.
- Enfin, les capacités transfrontalières devraient pouvoir participer à l'enchère PL-1, comme elles sont autorisées à participer au marché secondaire.

Contractualisation pluriannuelle

ENGIE attire l'attention sur le critère d'émissions de CO_2 prévu pour l'accès à la contractualisation pluriannuelle. La réglementation française prévoit déjà un seuil de 550 gCO_2/kWh pour la participation au mécanisme de capacité, et l'interdiction de nouvelles autorisations pour les centrales exclusivement fossiles .

Dans ce contexte, l'introduction d'un seuil plus contraignant (typiquement 200 gCO_2/kWh, comme vu en GT) ne paraît pas nécessaire. Un tel seuil conduirait de facto à exclure les unités thermiques flexibles existantes de la contractualisation pluriannuelle, ce qui ne paraît pas cohérent avec le rôle essentiel que ces unités jouent pour la sécurité d'approvisionnement. À titre de comparaison, la Belgique applique un double critère: le seuil de 550 gCO_2/kWh, et un plafond annuel d'émissions rapporté à la puissance installée pour les unités les plus anciennes. ENGIE souhaite également rappeler que le coût sociétal d'une prolongation de durée de vie d'une unité thermique existante est substantiellement inférieur à celui de la construction d'une nouvelle unité, tout en permettant des gains d'efficacité et de réduction des émissions. Ainsi ENGIE suggère qu'une réflexion puisse être menée sur la prise en compte des émissions annuelles totales, plutôt que des seules émissions spécifiques en gCO_2/kWh, compte tenu des faibles durées de fonctionnement projetées. De plus, ENGIE plaide pour une étude approfondie du gisement réellement éligible à un éventuel seuil d'émission plus contraignant, et une interprétation de la valeur limite d'émission comme un objectif de trajectoire de décarbonnation, et non comme un critère binaire d'exclusion.

ENGIE recommande également que l'éligibilité aux contrats pluriannuels repose prioritairement sur le niveau d'investissement consenti, avec des seuils adaptés à la durée des contrats. Le seuil de 125 k€/MW certifié apparaît excessif et exclut de facto les investissements de prolongation de moyens existants. Ces derniers ne permettent pas d'atteindre le seuil, ce qui exclue les unités thermiques flexibles de la contractualisation pluriannuelle, sans que les coûts de prolongation puissent être couverts par un contrat annuel (cf PPI). Il subsiste ainsi pour les producteurs thermiques un risque additionnel majeur, accentué par l'incertitude des scénarios de marché. ENGIE demande en conséquence l'introduction d'une nuance pour les unités existantes, avec un seuil d'investissement réduit, de l'ordre de 40 kEUR/MW, cohérent avec les pratiques observées dans des pays voisins, comme la Belgique.

Dispositif de soutien à la flexibilité décarbonée

ENGIE est favorable à l'abandon des critères spécifiques liées à l'activation des capacités d'effacement et des capacités de flexibilité décarbonée, tel que présenté lors du dernier GT en 2025.

Si le décret fixe une échéance pour la détermination du volume réservé à l'enchère PL-1, aucune visibilité n'est donnée sur la trajectoire de l'objectif Oflex. ENGIE souligne la nécessité de publier une trajectoire pluriannuelle, sur quatre ans au minimum.

Par ailleurs, ENGIE s'interroge sur la faisabilité opérationnelle de l'identification des capacités retenues à l'enchère PL-4 devant être décomptées de l'objectif de flexibilité, les règles en projet n'apportant aucun élément sur ce point.

Financement

ENGIE s'interroge sur l'utilisation de l'obligation estimée AL 2024 comme base de calcul de la puissance estimée des contributeurs, alors que les portefeuilles et la définition des heures PP auront profondément évolué. ENGIE invite RTE à recalculer la puissance estimée sur la base : de données les plus récentes, d'une simulation réaliste des heures PP sur la période considérée, et à fournir cette information à titre indicatif aux contributeurs.

Il est indispensable que le projet de règle clarifie le calcul de la puissance de référence pour les contrats Exeltium, CAPN, Contrats à Prix Indexé (EDF-AD), les processus PEB RE-RE et PEB RE-Site.

ENGIE demande qu'une communication institutionnelle synthétique et intelligible par tous puisse appuyer l'accompagnement et la pédagogie qui sera déployée auprès des clients par les fournisseurs pour expliquer la bascule entre l'ancien et le nouveau mécanisme.

ENGIE plaide, dans la mesure du possible, pour la mise en place d'un prépaiement partiel de la rémunération capacitaire pour les deux premiers mois de la période de livraison 26/27. Un prépaiement de 6/22^{e} de la rémunération issue de l'enchère pourra permettre d'éviter l'absence totale de rémunération de capacité en 2026 pour les exploitants.

Contrôle du réalisé et règlement financier

ENGIE partage l'objectif de tester les capacités rarement activées, mais considère que l'évolution proposée du coefficient d'observabilité n'est pas opportune. Le coefficient d'observabilité du mécanisme actuel pénalise déjà davantage les capacités rarement activées ayant été testées. Renforcer le poids des tests accroît inutilement la volatilité de la rémunération.

Concernant le coefficient k, ENGIE propose un coefficient k = 0,2 tant que l'écart reste strictement inférieur à 50 %, et un coefficient k = 1 au-delà, conformément à l'article du CISAF.

Certification et coefficients de stock

ENGIE est favorable à une harmonisation des règles de certification avec les autres mécanismes de capacité, notamment via la disparition des coefficients Kj et Kh au profit de derating factors, afin d'assurer une cohérence de traitement des contraintes de stock quel que soit le marché de valorisation.

Période de pointe

ENGIE est favorable au nombre fixe de jour PP sur les deux périodes : celle de novembre à décembre, et celle de janvier à mars, comme précisé dans le projet de Règles.