Juillet 2023

Note relative au calcul du prix administré pour les années de livraison 2025 et 2026 du mécanisme de capacité

Les règles du mécanisme de capacité précisent les modalités de calcul d'une valeur du prix administré, qui constitue un plafond pour le prix de règlement des écarts sur le mécanisme. La définition du prix administré pour les années de livraison 2025 et 2026 doit avoir lieu avant l'ouverture des échanges des garanties de capacités afférentes.

Conformément à l'article R. 335-57 du code de l'énergie et aux règles du mécanisme de capacité, la méthodologie de définition du prix administré consiste à calculer le revenu capacitaire annuel minimal qui permet d'assurer la viabilité économique du développement ou du maintien en service des capacités nécessaires au respect en espérance, sur l'horizon moyen-terme étudié par le Bilan prévisionnel, du critère de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics, parmi les technologies autorisées par le cadre règlementaire. Ce revenu capacitaire annuel minimal est estimé à partir des coûts des technologies, de leurs gisements accessibles et des revenus qui peuvent être tirés sur les différents marchés ainsi que d'une estimation des besoins en capacité, publiée dans le Bilan prévisionnel.

En pratique, RTE propose de confronter le besoin de nouvelles capacités identifié dans le cadre des études conduites pour l'élaboration du Bilan prévisionnel 2023 pour les deux années de livraison 2025 et 2026 aux gisements disponibles de nouvelles capacités pour les technologies susceptibles d'émerger sur le système électrique et leurs revenus attendus/nécessaires pour que ces gisements émergent effectivement. Compte-tenu des orientations fixées par la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) pour les périodes 2019-2023 et 2024-2028 visant à ne plus autoriser de nouveau projet de centrale de production exclusive d'électricité à partir d'énergie fossile et des contraintes et délais de construction afférents à toute capacité nucléaire, ces technologies incluent les énergies renouvelables, les effacements industriels et résidentiels ainsi que les batteries électrochimiques.

Sur la base des niveaux des valeurs estimées dans les différentes configurations, RTE propose de saisir la Commission de régulation de l'énergie d'une valeur du prix administré de 60 k€/MW pour les années de livraison 2025 et 2026.

Conformément à l'article R. 335-57 du code de l'énergie et aux règles du mécanisme de capacité, la présente note vise ainsi à détailler la méthodologie et les hypothèses retenues par RTE ainsi que la valeur plafond que RTE propose, après consultation des acteurs, de soumettre à la Commission de régulation de l'énergie.

I. Cadre réglementaire

Le prix administré, défini à l'article R. 335-57 du code de l'énergie et dont l'application est précisée dans les règles du mécanisme de capacité, « *est utilisé pour le calcul du règlement financier relatif au rééquilibrage en Capacité des Acteurs Obligés et pour le calcul du règlement financier des Responsables de Périmètre de Certification* ». Dans la mesure où il constitue un plafond pour le prix de règlement des écarts, le prix administré joue donc le rôle de plafond implicite du prix de la capacité.

L'article 8.2.2 des règles du mécanisme de capacité prévoit que « *Pour chacune des Années de Livraison [postérieures à l'année de livraison 2020], RTE propose à la CRE, après consultation des acteurs et avant la date de début de la période d'échange, une actualisation du plafond pour la valeur du Prix Administré. Cette valeur correspond au revenu capacitaire annuel minimal qui permet d'assurer la viabilité économique du développement ou du maintien en service des capacités nécessaires au respect en espérance, sur l'horizon moyen-terme étudié par le Bilan prévisionnel, du critère de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics (article D. 141-12-6 du code de l'énergie), parmi les technologies autorisées par le cadre règlementaire. Ce revenu capacitaire annuel minimal est estimé à partir des coûts des technologies, de leurs gisements accessibles et des revenus qui peuvent être tirés sur les différents marchés ainsi que d'une estimation des besoins en capacité, publiée dans le Bilan prévisionnel* ».

La présente note vise à préciser la méthodologie que RTE propose d'appliquer pour calculer cette valeur plafond, les hypothèses retenues ainsi que la valeur qui en résulte.

II. Calcul du prix administré

• Méthodologie

Le niveau du prix administré doit permettre le développement de nouvelles capacités ou le maintien de capacités existantes pour assurer le respect, en espérance, du critère de sécurité d'approvisionnement[1] défini par les pouvoirs publics sur l'horizon de moyen terme. RTE propose de prendre comme référence la période 2025-2035, qui correspond à la période couverte par le Bilan prévisionnel 2023 dont la publication est prévue pour le mois de septembre.

Le prix maximal de la capacité doit donc pouvoir assurer aux exploitants des capacités les plus compétitives les revenus capacitaires annuels manquants – une fois perçus leurs revenus tirés des marchés de l'énergie – pour leur permettre d'assurer la rentabilité de leurs investissements nécessaires à l'atteinte du critère de sécurité d'approvisionnement.

L'appréciation de ces revenus capacitaires annuels attendus par les producteurs consiste en pratique à calculer le coût net de l'« entrée » d'une nouvelle capacité dans le système électrique (*net Cost of New Entry*, ou CoNE net), c'est-à-dire la valeur minimale de la rémunération capacitaire qui permette de compléter les autres revenus tirés sur les marchés de l'électricité pour couvrir le coût actualisé d'un projet de production ou d'effacement sur l'ensemble de sa durée de vie[2].

Du fait de cette déduction des revenus perçus sur les marchés de l'électricité, le CoNE net se distingue donc du CoNE « brut » tel que défini par la décision n°23/2020 de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) définissant la méthodologie de calcul de la valeur de l'énergie non distribuée, du coût de l'entrée d'une nouvelle capacité et du critère de sécurité d'approvisionnement.

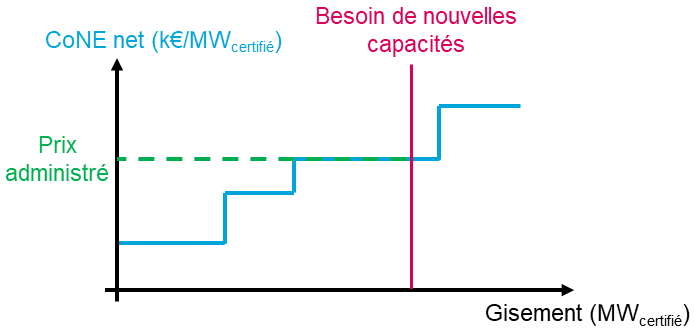
---

[1] En application de l'article D.141-12-6 du code de l'énergie, le critère de sécurité d'approvisionnement actuellement en vigueur est de 3 heures de défaillance en espérance annuelle.

[2] Pour des technologies de durée de vie longue, du fait d'incertitudes importantes sur la demande et l'évolution du système électrique en général sur un horizon de long terme, les revenus annuels attendus pour la mise en service d'un nouveau moyen de production ou d'effacement doivent compenser les coûts engagés sur une durée plus courte que leur durée de vie réelle. Les technologies qui interviennent majoritairement dans le calcul du CoNE pour les années 2025 et 2026 sont principalement les effacements industriels (pour lesquels les coûts d'investissements sont limités aux coûts d'exploitation et de maintenance) ainsi que les effacements résidentiels (dont la durée de vie des équipements ne dépasse pas dix années). La valeur du CoNE net est ici calculée en considérant la rentabilité du moyen de production ou d'effacement sur toute sa durée de vie.

Cette méthodologie préconise de déterminer la valeur du CoNE net à partir (i) du coût d'investissement initial, (ii) du coût du capital pour financer l'investissement (construction), (iii) des coûts fixes annuels de fonctionnement (coût matériel de maintenance, charges de personnel, taxes, etc.), diminués des revenus tirés sur les marchés de l'électricité (marché de l'énergie, mécanisme d'ajustement et services système notamment).

Les règles du mécanisme de capacité prévoient que la valeur du CoNE net considérée pour fixer le prix administré correspond à celle de la technologie marginale la plus compétitive qui permettra de couvrir le besoin de capacité sur l'horizon considéré.



Méthodologie de calcul du prix administré

- **Sélection des technologies disponibles**

Conformément à la méthodologie définie par l'ACER dans sa décision n°23/2020 précitée, le calcul du CoNE implique l'identification des technologies candidates à l'entrée dans le système électrique, ces dernières devant, pour être éligibles :

- être une technologie standard, pour laquelle des informations fiables et génériques existent sur les coûts, et pour laquelle aucune contrainte technique importante n'a été identifiée ;
- constituer une technologie existante, en cours de développement ou en projet et sans restriction réglementaire associée.

Compte-tenu de l'interdiction de mise en service de nouveaux moyens de production exclusive d'électricité ayant une source d'énergie fossile prévue par la PPE pour les périodes 2019-2023 et 2024-2028, et du plafond de capacité nucléaire installée à la capacité actuelle de 63,2 GW instauré par la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, les technologies thermiques fossiles et nucléaire ne sont pas considérées comme des technologies éligibles pour le calcul du CoNE sur l'horizon considéré. La PPE envisage par ailleurs un développement de stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) pour un potentiel de 1,5 GW mais l'horizon envisagé de mise en service de ces installations (entre 2030 et 2035) excède largement celui considéré pour la définition du prix administré des prochaines années de livraison du mécanisme de capacité.

Sur l'horizon des années de livraison 2025 et 2026, la reconversion à la biomasse de centrales thermiques existantes – à l'instar de la centrale à charbon de Cordemais par exemple – peut en principe compter parmi les technologies éligibles. Toutefois, dans la mesure où ces programmes de reconversion sont inédits et ne sont pas définitivement arrêtés, ils ne satisfont pas la condition de standardisation technologique précitée, en particulier s'agissant des informations de coûts.

En France, les technologies éligibles sur le plan réglementaire sont par conséquent essentiellement les autres technologies de stockage (batteries électrochimiques), les énergies renouvelables (solaire photovoltaïque au sol, éolien terrestre, éolien en mer, biomasse) et les effacements.

Toutefois, parmi ce gisement de technologies éligibles sur le plan réglementaire, le gisement de technologies susceptible d'émerger à court terme est en pratique plus restreint, les délais de construction applicables aux énergies renouvelables conduisant à ne retenir comme technologies susceptibles d'émerger avec certitude d'ici 2025 que les seuls effacements et batteries électrochimiques.

Sur la base des hypothèses considérées, les technologies plus compétitives parmi celles considérées éligibles pour une contribution capacitaire sont le stockage stationnaire par batteries électrochimiques (technologie à gisement théoriquement illimité dont le CoNE est le plus faible par rapport à d'autres technologies de stockage) ainsi que les effacements industriels et résidentiels.

- *Effacements*

S'agissant des effacements industriels et tertiaires, les hypothèses de coûts et de gisement qui seront utilisées dans le cadre du Bilan prévisionnel 2023 se fonderont sur les hypothèses de coût et de gisement issus du rapport « *L'effacement de la consommation électrique en France* » publié par l'ADEME en 2017, du rapport Réseaux électriques intelligents (REI) publié par RTE en 2017 et de la projection à 2030 étudiée dans les « *Futurs Energétiques 2050* » tout en les actualisant des quelques perspectives de gisements complémentaires identifiées dans le cadre du passage de l'hiver 2022-2023, d'une part, et des évolutions réglementaires récentes, à l'instar du décret BACS[3].

Concernant l'effacement diffus, le Bilan prévisionnel 2023 partagera un nombre d'hypothèses de coûts et de gisement avec les analyses menées dans le cadre des « *Futurs énergétiques 2050* », de telle sorte que les hypothèses utilisées pour la présente proposition ne diffèrent pas de celles utilisées pour la définition du prix administré pour les AL 2023 et 2024. Ces analyses sont fondées sur une évaluation du gisement de capacité effaçable pour les usages de chauffage électrique et d'eau chaude sanitaire en tenant compte de contraintes techniques d'installation[4] et d'acceptabilité. Les coûts correspondent à l'équipement des foyers en boîtiers de pilotage dynamique de la demande.

Pour les effacements industriels, tertiaires et diffus, les effacements déjà présents et certifiés sur le mécanisme de capacité sont soustraits aux gisements identifiés dans les rapports REI et de l'ADEME[5]. Ces rapports demeurent en effet les seuls documents de référence publics sur lesquels fonder les études de coûts et de gisements, ainsi que cela avait pu être relevé par plusieurs acteurs dans le cadre de la consultation publique conduite par RTE entre février et mars 2023 pour le cadrage du Bilan prévisionnel 2023.

En pratique, les gisements considérés ne diffèrent par conséquent que très peu de ceux qui avaient sous-tendu le calcul du prix administré au titre des années de livraison 2023-2024 du fait du faible développement de la filière – et, partant, de la faible consommation de ces gisements – intervenu depuis lors.

S'agissant des espérances de revenus tirés sur les marchés de l'électricité pour ces gisements, les projections réalisées par RTE à l'horizon des années de livraison 2025 et 2026 en marge du Bilan prévisionnel 2023 ne conduisent pas à identifier des revenus « énergie » suffisamment significatifs (la très grande majorité de la valeur de ces actifs étant de nature capacitaire et les rares et faibles revenus identifiés correspondant à des situations de défaillance exceptionnelles, imprévisibles et simulées et ne pouvant être anticipés par un exploitant averse au risque) pour être intégrés à la rémunération des effacements susceptibles d'émerger.

---

[3] Ce décret, publié le 7 avril 2023, contraint les bâtiments de plus de 70 kW de s'équiper d'un dispositif de gestion technique de bâtiment GTB.

[4] Par exemple, les situations où la configuration de l'installation électrique ne permet pas d'installer aisément un dispositif.

[5] Les gisements identifiés par l'ADEME sont convertis en puissance certifiée dans les analyses suivantes.

- *Batteries électrochimiques*

L'hypothèse de coût considérée est issue du rapport précité « *Futurs Energétiques 2050* » et intègre les coûts de développement (batterie, onduleur, foncier, ingénierie, raccordement). Dans le cadre du Bilan prévisionnel 2023, RTE a toutefois rehaussé ces valeurs *a minima* à hauteur de la hausse estimée du coût en 2022 (de l'ordre de 10% à 25% pour une batterie moyenne en valeur réelle, ainsi qu'exposé en concertation[6]).

Le dimensionnement en capacité considéré (une heure de stock) vise à optimiser les revenus de la batterie sur le mécanisme de capacité. En théorie, les revenus issus des services système ou de la participation des batteries au mécanisme d'ajustement devraient être pris en compte en réduction du coût d'investissement. En pratique, le gisement de valeur associé à ces marchés de court terme étant limité (500 MW pour la réserve primaire, déjà comblés à plus de 80% par des batteries mais n'offrant qu'un niveau de revenu volatil, faible et structurellement orienté à la baisse ; 1500 MW pour la réserve tertiaire sur laquelle le gisement de batteries ne se valorise actuellement pas mais pour lequel la rémunération accessible reste faible), il est considéré comme suffisamment faible pour ne pas être intégré à la rémunération des batteries susceptibles d'émerger.

- **Définition du besoin de nouvelles capacités**

Le besoin de nouvelles capacités pour une année donnée correspond à la capacité de production ou d'effacement manquante sur le système électrique pour atteindre le critère de sécurité d'approvisionnement après les mises en service de nouveaux moyens ou les fermetures de moyens existants pour lesquelles les décisions ont été prises et ne seront pas remises en cause en fonction du niveau de prix sur le mécanisme de capacité. Il s'agit, en particulier, de l'évolution du parc nucléaire, des énergies renouvelables bénéficiant de soutien public, du déclassement des centrales à charbon.

Le besoin de nouvelles capacités pour les AL 2025 et 2026 est ainsi estimé à partir des marges du système électrique évaluées en marge du Bilan prévisionnel 2023.

Le diagnostic de sécurité d'approvisionnement pour les AL 2025 et 2026 ainsi que sur l'ensemble de l'horizon considéré par le Bilan prévisionnel 2023 sera détaillé et étayé au sein des documents complets qui seront publiés au cours du mois de septembre 2023. Toutefois, l'ensemble des simulations conduites par RTE révèlent que sur l'ensemble de la période 2025-2026, le système électrique connaîtra des marges négatives et un besoin de capacités supplémentaires. L'ampleur de ces marges négatives est en cours de précision par RTE mais sera contenue au sein d'un faisceau d'environ 1 GW.

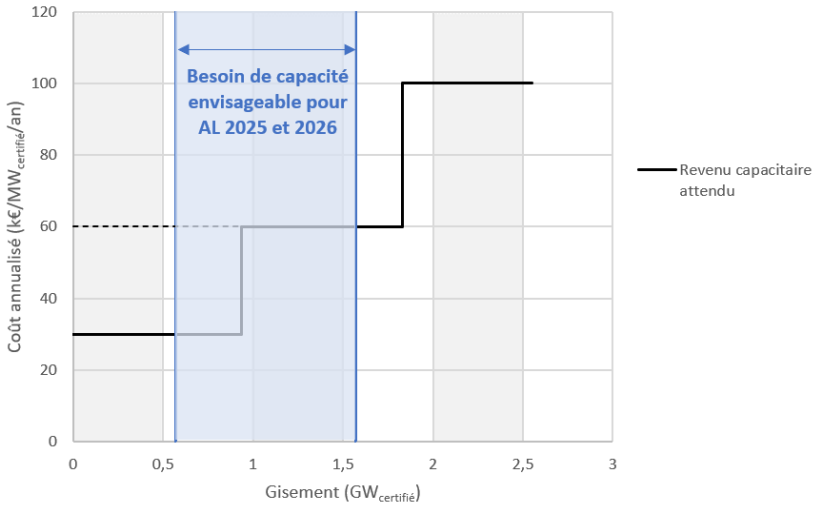
III. Calcul du prix plafond

En application des règles du mécanisme de capacité, le prix administré pour les AL 2025 et 2026 doit permettre en espérance le respect du critère de sécurité d'approvisionnement sur l'horizon du Bilan prévisionnel 2023.

La figure suivante détaille le CoNE minimal permettant le respect du critère d'ici à cette échéance, pour chacune des années pour les AL 2025 et 2026, sur la base, d'une part, du gisement de capacités disponibles et de leurs coûts évoqués *supra* et, d'autre part, du besoin de nouvelles capacités permettant le respect strict (ni plus, ni moins) du critère de sécurité d'approvisionnement.

Il apparaît que l'essentiel du besoin de capacités qui apparaît au titre des deux années de livraison considérées conduit à la sollicitation du gisement des effacements dont le CoNE est égal à ~60 k€/MW.

[6] *cf.* le GT 2 « Mondialisation contrariée » organisé par RTE le 2 juin 2023



Valeur de CoNE en fonction des gisements disponibles et des besoins de marges

Au terme d'une méthodologie reflétant les fondamentaux économiques du mécanisme de capacité et sur la base des valeurs estimées dans les différentes configurations, **RTE propose de saisir la Commission de régulation de l'énergie d'une valeur du prix administré de 60 k€/MW pour les années de livraison 2025 et 2026**.

Toutefois, le choix d'un futur mécanisme de capacité dont les périodes de livraison suivraient la temporalité d'un hiver électrique ayant été privilégié au cours des travaux de refonte, cette décision conduit à devoir organiser les modalités de transition depuis l'actuel fonctionnement « en année civile » et en particulier la « couverture » des premiers mois de l'année 2026. A l'issue d'une réunion du GT Mécanisme de capacité organisée le 13 juin 2023 et de l'instruction de retours des parties prenantes, les pouvoirs publics et RTE ont privilégié une solution visant à préserver le format « standard » de l'AL 2025 et de la faire suivre d'une AL 2026 transitoire et raccourcie aux mois de janvier, février et mars 2026.

Le format spécifique et dérogatoire de cette AL 2026 et de l'engagement de disponibilité associé pourrait ainsi justifier de définir le prix administré, défini en fonction du CoNE précité, en appliquant une règle de *pro rata temporis* des jours PP1/PP2 susceptibles d'être sélectionnés au cours de cette AL dérogatoire par rapport au nombre de ces jours devant être sélectionnés lors d'une AL au format « normal ». Le nombre de jours PP1/PP2 systématiquement sélectionnés au cours de la première période de livraison d'une AL donnée étant égal à 11, et le nombre de jours PP1/PP2 minimal pour cette même AL s'élevant à 15, une telle opération conduirait à définir le prix administré pour l'AL 2026 selon la formule suivante :

$$\text{Prix administré}_{\text{AL2026}} = \text{CoNE}_{\text{AL2026}} * (11/15) = 44\,000\ €/\text{MW}$$

Les retours des parties prenantes sont par conséquent attendus quant à la méthodologie leur apparaissant comme étant la plus pertinente et devant être appliquée sur une AL au format dérogatoire et inédit comme l'AL 2026.