

Prix de l'électricité nucléaire : bras de fer entre EDF et l'État

Elsa Bembaron

Un an après le compromis trouvé par les deux parties, les contrats avec les industriels ne sont pas au rendez-vous.

Et après, on fait quoi ? Le 31 décembre 2025, l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (Arenh) prend fin, en vertu des engagements européens de la France. Adieu donc au prix de 42 euros du mégawattheure (MWh) destiné aux fournisseurs alternatifs d'électricité et à certains grands industriels. Il y a un an jour pour jour, la suite semblait écrite. EDF et l'État annonçaient en grande pompe et en présence de trois ministres (Économie, Industrie et Énergie) la signature d'un accord visant à mettre en place un prix de l'électricité à 70 euros du MWh, en moyenne sur quinze ans. Les détails du mécanisme restaient eux, assez flous. Douze mois plus tard, force est de constater que peu de progrès ont été faits dans la mise en place de ce nouveau marché de l'électricité. Preuve en est la discrétion des acteurs, peu pressés de fêter cet anniversaire. Cela attendra la fin du mois de novembre et la signature attendue et salvatrice pour les parties prenantes de contrats.

Le niveau de prix lui-même est un sujet de crispation. 70 euros, c'est plus que 42... mais bien moins que les pics à 1000 euros atteints après le lancement de l'offensive russe en Ukraine et en pleine crise industrielle chez EDF. Sur tout, c'est plus que les 62-63 euros du MWh sur le marché de gros. Une clause de revoyure entre EDF, l'État et ses grands clients industriels et fournisseurs alternatifs avait bien été prévue en mars, mais elle n'a pas été respectée par Bercy, après que le ministère de l'Économie a repris la main sur le portefeuille de l'Énergie. « *La pression n'a pas été maintenue sur les industriels ni sur EDF* », constate sobrement un proche du dossier, alors que le gouvernement attendait que soient signés des contrats d'allocation de production nucléaire (CAPN). Ceux-ci prévoient la mise à disposition, pour dix à quinze ans, d'une quote-part de la puissance des réacteurs du parc nucléaire existant à un prix reflétant les coûts de production réels de ces derniers, moyennant le paiement d'une avance importante (dite « avance en tête »). Les industriels signataires acceptent aussi la prise en charge d'une part des risques pesant sur l'exploitation de ces réacteurs et les investissements réalisés par le producteur.

Manque de volontarisme d'EDF ou prudence exacerbée des industriels jouant la montre, face à des prix en baisse ? Toujours est-il qu'aucun CAPN n'a été signé. EDF met en avant cinq ou six lettres d'intention décrochées, pour un montant de 10 térawattheures (TWh), alors qu'un volume cible de 40 TWh était attendu. « *Ce n'est pas ce qui a été demandé !* », grogne-t-on en

coulisses au gouvernement, toujours dans l'attente de contrats commerciaux en bonne et due forme. Ni le volume ni la nature des documents signés ne correspondent aux engagements pris. Le ton serait monté d'un cran entre l'électricien et l'État.

« La vraie question, c'est de savoir jusqu'où l'État est prêt à aller pour que des contrats soient signés »

Une analyste du secteur

Ce dernier brandit à nouveau la menace de mettre en place des contrats pour différence (CFD). Les CFD sont un mécanisme de compensation. Un prix de référence est fixé au-dessous duquel l'électricien reçoit une compensation et quand les prix s'envolent, il reverse la différence à l'État. Luc Rémont, le PDG d'EDF n'en veut pas. L'année dernière, il aurait même mis son mandat de dirigeant dans la balance pour l'écarter. Depuis son arrivée à la tête de l'entreprise fin 2022 il préfé-

re s'en remettre entièrement au marché. Seulement le compte n'y est pas. La consommation d'électricité en France est en berne, la production en hausse - ce qui est une bonne nouvelle - et les prix baissent - ce qui ne fait pas les affaires d'EDF. Certains industriels demandent des prix à 55 euros. « *Ce n'est pas un mauvais prix* », tempère un connaisseur du dossier.

EDF clame avoir besoin de marges financières notamment pour financer le nouveau nucléaire, qui nécessiterait de 50 à 70 milliards d'euros d'investissement. La Commission de régulation de l'énergie avait estimé l'année dernière à 60,70 euros du MWh (en euros 2022) le coût complet de production du mégawatt nucléaire. À 70 euros, EDF dispose d'une marge. Pas à 55 euros. Autrement dit, 15 euros d'écart au MW pour 40 TWh de contrats, ce sont 600 millions en moins dans les caisses d'EDF tous les ans.

De leur côté, les industriels jouent la montre. Pour le moment, les prix de gros de l'électricité sont en baisse, ils ont donc tout intérêt à attendre. Au risque d'être pris à leur propre jeu si la tendance devait s'inverser. « *La*

vraie question, c'est de savoir jusqu'où l'État est prêt à aller pour que des contrats soient signés », note une analyste du secteur.

Soucieux de trouver une solution, le groupe public a même, selon nos informations, envisagé de mettre des CAPN aux enchères. La discussion a rapidement tourné court, le gouvernement est opposé à l'idée. Le principe des CAPN est de permettre à des industries électro-intensives soumises à la concurrence internationale de sécuriser tout ou partie de leur approvisionnement en électricité, en leur garantissant à la fois un volume et un prix fixe pendant dix ou quinze ans. Avec des enchères, la typologie du client cible saute, tout le monde peut participer, y compris de grands groupes internationaux aux poches profondes susceptibles de faire flamber les prix du MWh. Or l'État ne veut surtout pas d'un mécanisme dévoyé qui ferait perdre à la France l'avantage d'une électricité relativement bon marché - notamment par rapport à nos voisins allemands et italiens - et viendrait peser sur la compétitivité déjà fragile de nos industries. EDF,

entreprise nationalisée, pourrait être poussée par son principal actionnaire à signer des contrats à des niveaux de prix qui ne répondent pas à ses objectifs commerciaux.

EDF met aussi en avant la signature d'environ 4000 contrats d'approvisionnement à moyen terme (quatre ou cinq ans), concernant 17 TWh. Un point positif, mais qui est loin de répondre aux attendus posés l'année dernière. Plus généralement, le groupe s'est mis en ordre de marche pour tenter de peser sur le marché et faire augmenter les usages de l'électricité et donc, tirer les prix à la hausse. Il cherche 150 TWh de consommation supplémentaire d'ici à 2035, qui devraient essentiellement provenir des transports, de l'industrie et des data centers. Les dernières constatations du gestionnaire du réseau (RTE) apportent une lueur d'espoir : la consommation d'électricité semble s'être stabilisée par rapport à 2023. Les engagements industriels laissent espérer un renversement de la tendance. Il est encore trop tôt pour savoir quand et dans quelle mesure la consommation d'électricité augmentera en France. ■



Vue de l'entrée et des deux tours de refroidissement de la centrale nucléaire de Nogent-sur-Seine (Aube), exploitée par Électricité de France.