

# Les contrats de long terme en matière de nucléaire : un enjeu majeur pour la neutralité carbone

Par Philippe DARMAYAN

Président de l'UIMM (2018-2021) et chargé d'une mission ministérielle sur les contrats à long terme d'électricité

Tant du point de vue des producteurs que de celui des consommateurs, il apparaît que le fonctionnement actuel du marché de l'électricité ne permettra pas d'atteindre dans les délais la neutralité carbone. Il y a donc urgence à le repenser, au travers d'une planification stratégique des besoins et des usages et par la fixation d'un signal-prix de long terme basé sur le coût moyen des productions réelles et à venir.

Une des composantes de cette transformation concerne les grands consommateurs énérgo-intensifs, dont les besoins à très long terme ne sont pas assurés. Pour y remédier, il faut créer les conditions d'un marché de long terme qui mettraient tous les fournisseurs d'électricité sur un même pied d'égalité et permettraient aux industriels de se regrouper au sein de structures d'achat qui achèteraient des capacités ou des rubans de production, dont ils assureraient eux-mêmes le financement ou par l'intermédiation de partenaires (fournisseurs ou fonds d'infrastructure). Ces dispositifs existent déjà pour les EnR. Il convient de les élargir à la production nucléaire à travers la mise au point de contrats de long terme qui soient en cohérence avec les enjeux de la décarbonation des *process* des producteurs de cette énergie.

L'explosion des prix de l'énergie observée depuis un an a plongé les entreprises et les consommateurs européens dans une crise énergétique profonde. Aujourd'hui, les industriels ont perdu toute visibilité sur l'évolution des prix sur le marché de gros de l'électricité, qui sont directement corrélés au prix du gaz et sont donc sans lien direct avec les coûts réels de production de l'électricité. Les niveaux atteints par les prix de l'énergie attaquent brutalement la compétitivité de nos industries énérgo-intensives, bloquent temporairement leur production, voire remettent en question leurs projets de développement en France. Les conséquences économiques et sociales sont potentiellement très graves tant l'activité de ces industries est systématique, puisque leurs produits de base irriguent toutes les chaînes de valeur de notre économie. Ces conséquences sont d'autant plus inquiétantes pour la France, que celle-ci a misé depuis cinq ans sur une dynamique de réindustrialisation volontariste, qui commence à porter ses fruits.

Les actions d'urgence engagées par la Commission européenne commencent à avoir de premiers effets, mais il reste encore du chemin à parcourir avant que le vingt-sept États membres se décident à adopter des mesures coordonnées et ambitieuses, qui sont seules à

même de stabiliser durablement un marché de l'énergie hystérisé par la spéculation.

La France présente une spécificité nationale, celle de l'existence d'un levier historique de régulation publique du tarif de l'électricité (l'ARENH). L'État l'actionne *via* EDF sous le contrôle étroit de Bruxelles, qui veut sa disparition fin 2025 au nom de la libre concurrence. Au-delà de ce calendrier, l'effet de souffle actuel du dispositif sur les marchés est tel, que de nouvelles solutions doivent être trouvées pour anticiper les besoins évolutifs des industriels et intégrer la réalité du parc français de production d'électricité.

Le premier constat est que la décarbonation change complètement la donne au niveau du marché. L'électricité bas-carbone est le moyen le plus puissant de substitution aux énergies carbonées et pour permettre ainsi d'atteindre la neutralité carbone. C'est le cas pour les transports et le chauffage des bâtiments, mais aussi pour l'industrie manufacturière, notamment en ce qui concerne ses activités « énérgo-intensives » (chimie, acier, aluminium, ciment...). Ces industries énérgo-intensives se sont engagées à repenser leurs procédés de fabrication et à investir massivement d'ici à 2030 pour électrifier leurs procédés de fabrication afin d'atteindre l'objectif de neutralité carbone à échéance

2050. De nouveaux besoins, comme la production d'hydrogène vert, émergent, dont la compétitivité est directement liée au prix de l'électricité. Comment imaginer que ces investissements soient concrétisés dans un contexte où l'électricité est gérée comme une commodité dont le prix peut fluctuer constamment et touter les sommets, sans garantie de limitation ?

**Réguler le prix de l'électricité est un enjeu majeur pour atteindre notre objectif climatique.**

Le second constat est que cette décarbonation des industries et des usages se traduira par une formidable hausse des besoins électriques, estimée par RTE à + 50 % d'ici à 2050. L'obsolescence progressive des moyens de production implique sur cette même période une augmentation massive de nos capacités physiques de production. Il s'agit tout d'abord du maintien du recours au nucléaire : à ce niveau, le prolongement de l'activité des centrales actuelles, mais plus encore leur renouvellement sont indispensables pour offrir une production de base qui soit décarbonée, compétitive et pilotable à tout moment, et surtout adaptée au besoin de continuité qu'expriment les industriels. Dans le même temps, les renouvelables devront voir leur capacité multipliée par près de dix d'ici à 2050, contribuant ainsi de façon décisive à la neutralité carbone. Créer ces capacités et les infrastructures associées va demander aux fournisseurs une mobilisation financière considérable. Or, tous ces projets ne pourront être financés dans un contexte de marché s'avérant aussi volatil et spéculatif.

Ainsi, tant du point de vue des producteurs que de celui des consommateurs, il apparaît que le fonctionnement actuel du marché de l'électricité ne permettra pas d'atteindre dans le temps imparti la neutralité carbone ; **il faut donc profondément repenser ce fonctionnement au travers d'une planification stratégique des besoins et des usages et par la fixation d'un signal-prix de long terme basé sur le coût moyen des productions actuelles et à venir.**

Cette nouvelle régulation sera hybride, en tant qu'elle alliera des dispositifs publics et privés et sera basée sur de nouveaux modes de contractualisation à long terme.

Plusieurs solutions sont possibles :

- des solutions régaliennes, puisque selon le traité Euratom, les États sont responsables du choix des moyens de production. Autorités nationales et régulateurs disposant d'une capacité de planification et ayant la connaissance des coûts de production de l'électricité, ils sont donc les plus à même de fixer le « juste prix » qui inciterait producteurs et fournisseurs à investir, et les consommateurs à s'orienter vers la décarbonation de leurs activités ;
- mais aussi des solutions s'appliquant au sein d'un marché de long terme qui associeraient investisseurs et consommateurs pour contribuer au développement des moyens de production et permettre de financer des projets de capacité basés sur leurs qualités intrinsèques (compétitivité, engagement d'enlèvement de la part des consommateurs...) et réduisant la volatilité dérivée du marché.

De telles solutions ont déjà été mises en œuvre en France soit dans le cadre de contrats directs historiques réservés à quelques industries hyper-intensives en électricité (aluminium, silicium, chlorochimie...), soit à travers le regroupement de grands consommateurs au sein d'une structure collective, comme le consortium Exelsium, qui a contribué au financement de la centrale de Flamanville 3, avec, en contrepartie, un accès à des prix convenus sur une durée de vingt-cinq ans. Ces solutions sont également mises en œuvre à nos portes, en Europe, pour contribuer au développement de grands projets nucléaires en Finlande ou en Grande-Bretagne ou encore dans le cadre de contrats assis sur des actifs EnR, des contrats dits PPA (Purchase Power Agreement).

Étendre ces PPA à notre production nucléaire actuelle et future en substitution à l'AREHN et en les faisant porter sur des contrats d'une durée de dix ou vingt ans – que nous nommerons « Contrats de long terme en matière de nucléaire » – est une façon simple et éprouvée de répondre aux enjeux actuels : elle permettrait à de grands consommateurs de s'engager sur un achat de long terme à un prix lié aux coûts de production ; elle associerait ces mêmes grands consommateurs au financement de la mise à niveau des capacités de production, à leur prolongement ou encore à la construction de nouvelles capacités.

Rien n'interdit aujourd'hui à EDF de contracter à long terme, de gré à gré, avec quelques grands utilisateurs. Mais l'enjeu est plus vaste : il faut créer les conditions d'un marché de long terme qui mettraient tous les fournisseurs d'électricité sur un même pied d'égalité et qui permettraient aux industriels de se regrouper au sein de structures d'achat qui achèteraient des capacités ou des rubans de production, dont ils assureraient eux-mêmes le financement ou par l'intermédiation de partenaires (fournisseurs ou fonds d'infrastructure).

Mettre en place une solution d'approvisionnement à long terme demande que soient définis un certain nombre de paramètres structurants garantissant leur efficacité par rapport aux enjeux globaux de décarbonation et d'augmentation des volumes et donnant lieu à acceptation au niveau européen.

Concernant les volumes, l'atteinte d'un niveau de 45 TWh en 2030 et de 75 TWh en 2050, hors hydrogène, est recommandée pour ces « contrats de long terme en matière de nucléaire ». Ce volume représente l'équivalent de 60 % du besoin des électro-intensifs et pourrait être ajusté en fonction des objectifs des plans de décarbonation. Il est du même ordre que le niveau actuel d'approvisionnement affiché dans le cadre du dispositif ARENH ; il ne constitue donc pas un assèchement accru du marché par rapport à la situation actuelle.

Les conditions d'éligibilité à ces dispositifs pour les électro-intensifs reposeraient sur des critères précis (intensité électrique, profil de consommation et dynamique d'électrification à venir), tout en ayant bien conscience que de nouveaux secteurs rempliront ces critères du fait de la concrétisation de leurs efforts de décarbonation grâce à l'électrification. De surcroît, certains

consommateurs, non électro-intensifs selon les critères légaux, pourraient également en bénéficier, après instruction par l'administration de leurs dossiers, pour des projets particulièrement ambitieux d'électrification de leurs procédés de fabrication.

La solution proposée revient à mettre en place une intégration verticale virtuelle entre EDF et les grands consommateurs éligibles. L'application de celle-ci peut être soit restreinte à une centrale en particulier – comme ce fut le cas pour Exeltium –, soit concerner une part plus ou moins importante de la production globale d'électricité nucléaire d'EDF. Le choix fait est par nature assez structurant : chaque solution présentant des avantages et des inconvénients au niveau du partage des risques entre l'exploitant et le consortium partenaire, mais peut aussi être synonyme de souplesse dans la gestion pour l'exploitant ou de risque d'une interruption dans la fourniture pour le consommateur, notamment du fait de la gestion des arrêts liés à la maintenance programmée.

Le prix d'accès aux « contrats de long terme en matière de nucléaire » devrait être fixé en distinguant ce qui relève du financement de la capacité mise à la disposition des consommateurs de ce qui correspond au coût d'enlèvement des volumes. L'objectif étant de donner accès à des rubans de capacité à un prix décorrélé du prix de marché, il convient dès lors de trouver une nouvelle référence fondée sur les coûts, en s'appuyant sur les méthodes utilisées pour l'ARENH, à savoir un niveau basé sur les coûts complets du parc nucléaire existant ou de la centrale objet du contrat.

La question clé de la garantie du financement bancaire lié à l'achat de capacité doit être traitée si l'on souhaite que les électro-intensifs, dans leur grande diversité, puissent bénéficier du nouveau dispositif. Une part importante des difficultés rencontrées avec le dispositif Exeltium provient en effet de la spécificité de la contrepartie financière associée : elle avait la forme d'une « avance en tête »<sup>1</sup> financée à 90 % par voie bancaire ou obligataire et basée sur des conventions (covenants) reposant sur des notations attribuées aux différents consommateurs, à défaut de disposer de chroniques de prix suffisamment stables permettant d'apprécier le risque intrinsèque du projet. Les schémas futurs devront donc traiter cette question au travers :

- soit, comme dans le cas d'Exeltium, d'une garantie fondée sur la capacité financière des consommateurs eux-mêmes, la volatilité des prix spot empêchant en effet de bâtir un dispositif de financement de projet ;
- soit de l'intermédiation de fonds d'infrastructure ou de fournisseurs alternatifs qui y trouveraient une capacité supplémentaire leur permettant de servir le marché des électro-intensifs en complétant leurs approvisionnements en énergie issue des EnR par l'acquisition de volumes d'électricité provenant d'installations nucléaires de base.

<sup>1</sup> Contrepartie correspondant à une prime fixe initiale (dite « avance en tête ») versée en début de contrat et à un prix d'enlèvement proportionnel, payé au fur et à mesure de la livraison de l'électricité.

Le montage de ce type de financement serait facilité par la création d'un système assurantiel ou d'une garantie d'État permettant de protéger le producteur contre le risque de défaut de l'acheteur. Ce type de dispositif existe déjà en Espagne et en Norvège pour les PPA concernant les EnR ; la même solution est à l'étude en France dans le cadre de l'accélération des développements de capacités EnR. Il pourrait de la même façon s'appliquer aux « contrats de long terme en matière de nucléaire ».

En ce qui concerne le cas particulier de l'hydrogène, la filière considérée est à ce jour encore émergente : elle n'a donc pas encore bénéficié des effets d'apprentissage, ni des effets d'échelle. Le coût des électrolyseurs, leur taux de disponibilité (besoin en maintenance, besoin en termes de redondance), le rendement de la génération d'électricité à partir d'hydrogène comme le coût du stockage et du transport de ce dernier vont progressivement s'améliorer. Mais, pour l'heure, tant que le marché de l'électricité européen n'aura pas atteint une surcapacité permettant d'espérer des niveaux de prix marginaux sur une durée compatible avec l'amortissement des CAPEX, une sécurisation additionnelle du prix de l'électricité est nécessaire pour que l'hydrogène devienne compétitif :

- soit au travers d'un contrat pour différence basé sur le prix du gaz et sur le prix de l'électricité défini dans le cadre des « contrats de long terme en matière de nucléaire », et tenant compte d'une trajectoire d'amélioration de la performance énergétique de l'électrolyse ;
- soit par l'ouverture d'un droit à une compensation carbone indirecte. Cette solution présente l'intérêt d'être déjà autorisée par la Commission européenne.

La condition de réussite de la mise en place des « contrats de long terme en matière de nucléaire » est la compatibilité de ceux-ci avec le droit de l'UE : le droit encadrant le fonctionnement du marché de l'électricité, les règles applicables en matière de concurrence et d'aides d'État ou encore le droit des ententes. La démonstration devra s'appuyer :

- sur la constatation depuis 2005 de la baisse de la part de marché d'EDF sur le segment des consommateurs industriels ;
- sur le fait que ces contrats ne constituent qu'une partie des approvisionnements des consommateurs ;
- qu'ils ne représentent pas un volume très différent de l'ARENH et n'assèchent donc pas le marché ;
- et, surtout, qu'ils sont une condition indispensable de l'atteinte de l'objectif européen de neutralité carbone.

Faire de l'électricité une force pour l'atteinte de la neutralité carbone devrait pouvoir rapidement faire consensus, tout comme pourrait le faire l'importance du rôle que les grands consommateurs peuvent y jouer. S'il existe de multiples façons d'y parvenir, ce projet d'intérêt général nécessite une concertation entre les consommateurs, les producteurs et les fournisseurs d'électricité pour étudier techniquement, financièrement et juridiquement, les modalités de mise en place

de ces nouveaux contrats de long terme. Cette concertation doit intervenir rapidement au risque de ralentir la transition vers la neutralité carbone.

Les décisions industrielles appelées à se concrétiser en 2050 se prennent aujourd'hui ! L'« urgence » est régulièrement invoquée en matière de climat sans que celui ou celle qui l'invoque ait toujours une pleine clarté sur ce qui est concrètement suggéré derrière cette appel à agir vite. La régulation des prix de l'électricité en est un bon contre-exemple : qu'on laisse le marché

spot être l'unique référence des prix de l'électricité, et l'on en verra la conséquence d'ici dix ans, à savoir un rythme insuffisant de décarbonation. Il y a urgence à mettre en place, et ce dès aujourd'hui, une modification systémique du mode de détermination des prix de l'énergie pour accompagner les consommateurs et les producteurs dans leurs efforts de décarbonation et de croissance.