

Quelle place pour le nucléaire dans des marchés électriques libéralisés ?

Par Patrice GEOFFRON

Université Paris-Dauphine, Université Psl
Leda-Cgemp, Umr Cnrs-Ird

Le cycle initial d'investissement dans le nucléaire civil a été amorcé dans les années 1970, en amont du mouvement de libéralisation des marchés de l'électricité qui s'est diffusé dans l'OCDE. Désormais, le nucléaire est à la fois en concurrence – selon les environnements – avec des énergies renouvelables « fatales » qui tirent les prix vers le bas (en Europe) et/ou des filières thermiques (aux États-Unis). Cette configuration pourrait raccourcir la durée de vie de centrales déployées au XX^e siècle et crée une incertitude sur le modèle de financement de projets de futures centrales (supposant l'octroi des garanties « hors marché », comme en a bénéficié le projet britannique d'Hinkley Point). Ces observations procèdent certes du jeu du marché entre les filières de production selon leurs « mérites » (c'est-à-dire leur coût marginal), mais également d'une valorisation imparfaite de la contribution au système électrique de chacune d'entre elles : fourniture de capacité et de services système et, surtout, empreinte carbone.

Introduction : l'érosion de la part du nucléaire dans le mix mondial s'explique-t-elle par la libéralisation des marchés électriques ?

À la fin de la décennie 2010, l'énergie nucléaire représente environ 10 % de la production mondiale d'électricité, proportion à comparer avec près de 20 % au milieu des années 1990 (NEA, 2018). De nombreux facteurs et événements liés aux technologies de production sont susceptibles d'éclairer ces évolutions :

- l'accident de Fukushima Daiichi au Japon a interrompu les perspectives de « nouveau » du nucléaire et contribué à rehausser les exigences de sûreté (et donc les coûts) ;
- l'émergence de nouvelles filières électriques décarbonées (éolien et photovoltaïque, tout particulièrement) et l'expansion du gaz naturel (notamment aux États-Unis) ont diversifié les sources au service de la transition énergétique (avec plus ou moins de mérites selon la variabilité et l'empreinte carbone de l'électricité produite) ;
- tandis que la dynamique de la demande dans les pays émergents d'Asie a été largement alimentée par le charbon...

Surtout, cette érosion de la part du nucléaire dans le mix mondial s'est opérée au sein d'un mouvement assez général, dans les pays industrialisés, de libéralisation des marchés électriques, ouvrant sur une concurrence plus vive entre les filières ainsi que sur l'amorce du cycle initial d'investissement dans le courant des années 1970.

Il importe donc de comprendre comment le nucléaire, caractérisé par de forts coûts en capital, des durées de construction longues et l'impératif de facteurs de charge élevés, s'insère dans les marchés électriques libéralisés. Ce questionnement est d'importance, car, comme le rappelaient récemment à la fois l'IPCC (2018) et l'IEA (2019), l'atteinte des objectifs de l'Accord de Paris suppose la mobilisation de toutes les filières décarbonées, nucléaire compris.

Dans la suite de cet article, nous présenterons tout d'abord la rupture qu'a constituée la libéralisation pour une filière nucléaire initialement développée « hors marché ». Puis nous illustrerons les différents effets induits par les transformations de « l'ordre des mérites » entre filières de production. Nous discuterons ensuite de la possibilité d'usages plus modulaires du nucléaire dans le contexte d'une montée en puissance des énergies renouvelables variables. Et nous concluons en nous interrogeant sur la nécessité de placer « hors marché » les nouveaux projets nucléaires pour en permettre le développement, tout en assurant une maîtrise des risques financiers afférents à des projets lourds en termes de capitaux investis.

Aux origines : le nucléaire civil comme produit dérivé du militaire, déployé hors marché

S'interroger sur la place du nucléaire dans des marchés électriques libéralisés implique de remonter aux origines du nucléaire civil, dans les années 1970. Comme l'évoquait déjà un lointain rapport de la NEA (2000), la libéra-

lisation des marchés de l'électricité dans les années 1990 a alors introduit une rupture : auparavant, l'électricité était traditionnellement produite sous contrôle de monopoles bénéficiant d'une protection d'État et selon une logique de prix réglementés. Cette empreinte publique sur la sphère électrique vaut tout particulièrement pour les centrales nucléaires dont le développement est venu prolonger des recherches et des investissements spécifiques au domaine militaire : le procédé PWR (Pressurized Water Reactor) est la version civile du réacteur de Westinghouse dédié à la propulsion nucléaire des sous-marins américains, et constitue aujourd'hui la technologie la plus répandue au monde ; il en est de même pour son concurrent, le BWR (Boiling Water Reactor) de General Electric. Et ces observations valent également pour l'Union soviétique (Debiez *et al.*, 2011). La montée en puissance de l'électronucléaire dans les pays industrialisés, dans le contexte des chocs pétroliers des années 1970, aura conforté ce modèle de développement du nucléaire civil « hors marché », en réponse à des préoccupations de sécurité d'approvisionnement.

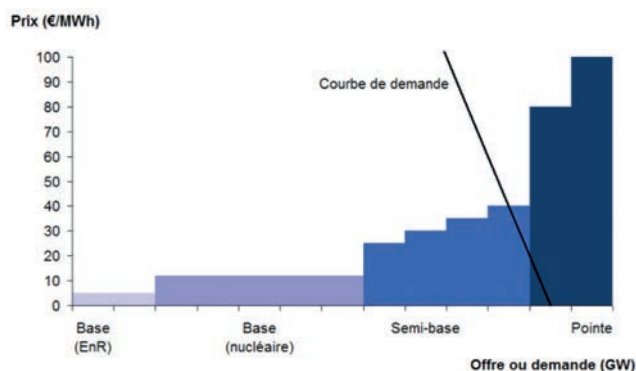
La vague de déréglementation, au sein de l'OCDE, dans les années 1990⁽¹⁾, aura modifié la donne : sur un marché concurrentiel, les producteurs d'électricité tendent à privilégier des solutions présentant des risques techniques, économiques et politiques évaluables. En outre, le calcul économique s'y avère plus complexe, car il devient beaucoup plus difficile de prévoir les prix de l'électricité sur longues périodes. Ces évolutions se traduisent par un renchérissement très sensible du coût du capital : pour illustration, le passage d'un coût du capital de 5 % (sous protection publique) à 10 % (en régime de marché) augmente le coût de production électrique de 70 % (de 65 \$/MWh à 110 \$/MWh) (NEA, 2015 ; Finon, 2019).

Pour les centrales nucléaires issues du cycle d'investissement des années 1970, l'amortissement est souvent très avancé : il n'en reste pas moins, comme observé aux États-Unis, que les pressions concurrentielles exercées par le gaz naturel et les renouvelables conduisent à la sortie prématurée du marché de certaines centrales, faute d'une bonne valorisation de leurs qualités en termes d'émissions de CO₂ (Haratyk, 2017 ; Jenkins, 2018). Et le financement de nouveaux projets s'avère plus complexe, puisqu'il suppose des garanties offertes « hors marché » (ou des mises à l'abri des fluctuations de prix), comme dans le cas du projet britannique d'Hinkley Point (Daniel et Daniel, 2019).

Le nucléaire face à « l'effet d'ordre des mérites » des marchés électriques

Sur un marché électrique, le prix est déterminé au point de rencontre de la courbe de demande et d'une courbe d'offre construite selon l'empilement des moyens de pro-

duction en fonction de leur « ordre de mérite » (c'est-à-dire de leur coût marginal). Usuellement, la filière nucléaire, dont le coût marginal de production est faible, est compétitive pour un fonctionnement en « base ». Toutefois, les énergies renouvelables dites « fatales » (solaire, éolien et hydraulique au fil de l'eau), dont les coûts marginaux sont nuls, fonctionnent également en base (dès lors que les prix de marché de l'électricité sont positifs). Par ailleurs, les centrales thermiques (gaz, charbon, fioul), dont le coût marginal fluctue en fonction du prix du combustible utilisé, ont pour rôle d'ajuster la production à la demande par un fonctionnement en semi-base ou en pointe.



Graphique 1 : Représentation schématique de « l'ordre des mérites » sur un marché électrique (source : DGEC).

Schématiquement, sur un marché libéralisé, le nucléaire peut donc se trouver, selon les configurations nationales (ou d'espaces interconnectés plus larges) sous la pression des renouvelables (dont le décollage est opéré, assez largement, hors marché) et/ou des centrales thermiques (au gré de la fluctuation des prix des fossiles ou de celui du CO₂). Europe et États-Unis ont expérimenté ces pressions, selon différents scénarios.

En Europe, la pénétration à grande échelle des renouvelables a mis sous pression à la fois les moyens de production nucléaires et ceux thermiques. Les producteurs d'énergies renouvelables ayant bénéficié de subventions et d'obligations d'achat, la couverture de leurs coûts fixes n'a pas requis des prix élevés. Une pénétration importante des renouvelables dans le mix électrique européen a provoqué un « effet d'ordre des mérites », en faisant chuter les prix de gros (jusqu'à des épisodes de prix négatifs) au milieu de la décennie 2010. Même si les prix sont remontés depuis, la question posée est celle de la bonne valorisation, en marge du marché électricité, de la « capacité » offerte par les centrales nucléaires et thermiques et qui permet d'assurer la continuité de production lorsque le niveau des filières variables chute. Au-delà, à mesure de la pénétration des énergies renouvelables variables, établir une concurrence sur une base cohérente supposerait d'introduire le coût du stockage dans leur coût marginal ; de même que le coût des émissions de CO₂ doit

(1) Energy Policy Act de 1992 aux États-Unis ; directive 96/92/CE de 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.

être comptabilisé dans celui des installations thermiques (Percebois et Pommeret, 2019)⁽²⁾.

Aux États-Unis, la baisse du prix de l'électricité a été principalement provoquée par celle du prix du gaz (suite au boom du schiste à partir de 2008), dans un contexte de stagnation de la demande d'électricité. Selon différents travaux conduits au MIT, cette configuration a déjà contribué au retrait de plusieurs centrales nucléaires avant la fin de leur exploitation autorisée ou de leur durée de vie utile, et fragilise, économiquement, de la moitié à deux tiers du parc américain (Haratyk, 2017 ; Jenkins, 2018). Ces travaux permettent également de calculer à la fois un sursaut des émissions de CO₂ en cas de remplacement du nucléaire par des centrales à gaz (environ 3-4 % dans l'hypothèse d'un retrait de 20 GW de capacité nucléaire) et un surcoût si le remplacement est assuré par des énergies renouvelables (selon un facteur compris entre 2 et 4).

Signalons que l'éviction des centrales nucléaires a, en retour, un effet sur le prix de l'électricité. Comme l'analyse Mari (2014), l'imprévisibilité des prix du gaz naturel et du charbon, ainsi que l'incertitude des politiques environnementales, peuvent influencer sur les coûts de production de l'électricité, avec pour effet d'accroître la volatilité des prix sur le marché correspondant. Dans ce contexte, le nucléaire, en tant qu'actif sans carbone, offre la possibilité de couvrir le risque lié à la volatilité des prix des combustibles fossiles et à celle des crédits carbone. D'autres travaux tendent à montrer que l'incertitude entourant la place qui sera réservée dans le futur à l'énergie nucléaire affecte la capacité d'investissement des fournisseurs, avec un effet à la hausse sur les prix (De Frutos Cachorroa *et al.*, 2019).

La piste d'un usage plus modulaire du parc nucléaire face à un besoin accru de flexibilité

L'ouverture à la concurrence et la transition énergétique conduisent également à imaginer que le nucléaire puisse être utilisé de façon plus modulée, en réponse à un double besoin⁽³⁾ : *primo*, pour concourir aux services systèmes (réglages primaire et secondaire de la fréquence et mécanisme d'ajustement) pour faire face à l'imprévisibilité des écarts entre l'offre et la demande et, *secundo*, pour participer au suivi de charge journalier programmé. Schématiquement, la logique économique est qu'une modulation

(2) La problématique de « l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique » (ARENH) en France illustre une autre dimension des « aménagements » requis pour organiser la concurrence. Ce dispositif, introduit en 2010, permet aux fournisseurs alternatifs de s'approvisionner en électricité auprès d'EDF, à un tarif réglementé, jusqu'en 2025, et cela dans la limite de 100 TWh annuels (soit environ un quart de la production nucléaire). L'ARENH a été mis en œuvre sous « l'impulsion » de la Commission européenne afin de circonscrire un avantage concurrentiel de l'opérateur historique qui disposerait, sinon, d'un accès exclusif à la « rente nucléaire ». La mise en application de ce dispositif, conçu pour assurer la contestabilité du marché électrique, s'est avérée assez déroutante, la chute des prix de gros sous impulsion des renouvelables (et de la stagnation de la demande) annulant, pendant plusieurs années au milieu de la décennie, toute « rente nucléaire ».

(3) Certains réacteurs nucléaires sont capables d'ajuster jusqu'à 80 % leur puissance, à la hausse ou à la baisse, en trente minutes seulement.

accrue créerait de nouvelles opportunités de revenus (non plus seulement *via* la vente d'une électricité produite en base), et que cette contribution au système est susceptible de prendre plus d'importance au fur et à mesure de la montée en puissance des renouvelables. Mais une telle modulation n'est pas intuitive en raison des coûts fixes massifs des centrales, qui, logiquement, supposent un fonctionnement en continu. En outre, entrent également en ligne de compte des coûts de maintenance spécifiques, ainsi que des investissements additionnels dans les anciennes centrales, notamment pour adapter leur dispositif de contrôle-commande à cet usage plus modulaire.

Le travail de Cany (2017) permet d'éclairer ce débat dans le cas français :

- Au-delà d'une présence de solaire et d'éolien à des taux supérieurs à 30 % de la demande électrique, l'effort de modulation ne peut être soutenu par le seul nucléaire.
- Le développement de l'éolien exige bien moins de besoins de puissance extrêmes que celui du solaire, et est plus compatible avec la capacité de modulation du nucléaire.
- Une telle évolution accroîtrait les coûts de production du nucléaire et n'est envisageable, comparativement à un *back-up* fourni par des centrales à gaz à cycle combiné, qu'avec un prix du CO₂ élevé.
- En cas de débouchés (notamment dans la mobilité), la production d'hydrogène permettrait de générer des synergies entre renouvelables et nucléaire pour valoriser ses surplus de production.

Conclusion : le futur du nucléaire sera-t-il hors marché ?

Ainsi, deux décennies de libéralisation des marchés électriques dans l'OCDE conduisent à questionner les conditions de l'intégration, à l'avenir, de moyens de production, tels que des centrales nucléaires classiques (par opposition à des petits réacteurs modulaires – *small modular reactors* –, dont l'équation économique serait distincte).

Comme l'indique Finon (2019), la question se pose dans des termes différents dans les économies émergentes, dont le secteur électrique est peu libéralisé et dont les risques d'investissement peuvent être reportés sur les consommateurs. Cela a pour conséquence de présenter un coût du capital maîtrisé, inférieur à 5 %. En outre, la dynamique de la demande d'électricité offre un environnement plus favorable à la réalisation de grands projets.

Dans l'OCDE, la place du nucléaire dans un contexte de marchés concurrentiels passe par une valorisation significative des émissions de carbone évitées, sans ambiguïté sur la valeur durablement élevée de ce service rendu à la collectivité. Il s'agira aussi d'appréhender la place du nucléaire dans une dynamique adaptée à la pénétration des renouvelables et au déploiement des marchés des coproduits nucléaires, parmi lesquels l'hydrogène (Cany, 2017 ; Tlili Ben Ghanem, 2019).

Enfin, et surtout, s'impose la nécessité d'offrir des garanties (partiellement) « hors marché » aux porteurs de projets, avec un allègement des risques supportés par des

investisseurs privés. C'est le cas, au Royaume-Uni, du projet Hinkley Point C qui bénéficie d'un complément de rémunération qualifié de *Contract for difference* (et initialement conçu pour financer le développement des énergies renouvelables). Dans ce cadre, et pendant trente-cinq ans, l'électricité produite sera vendue au prix de 92,5 £/MWh, mettant le projet à l'écart des fluctuations du marché. Il ne s'agit pas réellement d'un retour aux origines, en amont de la libéralisation : le tarif garanti est fonction de l'atteinte d'objectifs (notamment le respect de délais) ; et, puisqu'il s'agit de financer, dans ce cas, un des premiers EPR, rien n'indique que des projets futurs, dont les coûts seront mieux connus, ne seront pas soumis à des conditions de financement plus classiques. Notamment si la valorisation des émissions de carbone évitées était mieux établie sur le long terme.

Bibliographie

- CANY C. (2017), « Interactions entre énergie nucléaire et énergies renouvelables variables dans la transition énergétique en France », Thèse de doctorat, Université Paris-Saclay.
- DE FRUTOS CACHORROA J., WILLEGHEMS G. & BUYSSÉD J. (2019), "Strategic investment decisions under the nuclear power debate in Belgium", *Resource and Energy Economics* 57.
- DEBEIR J.-C., DELÉAGE J.-P. & HEMERY D. (2011), « Genèse et servitudes du nucléaire », *Écologie & Politique*.
- FINON D. (2019), « Vers un monde neutre en carbone : pourra-t-on se passer du nucléaire ? », *Connaissances de l'Énergie*, octobre.
- GEOFFRON P. (2019), « Vers une société sobre en carbone », Note de la Fondapol.
- HARATYK G. (2017), "Early Nuclear Retirements in Deregulated U.S. Markets", CEEPR WP 2017-009.
- IEA (International Energy Agency) (2019), "Nuclear Power in a Clean Energy System".
- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (2018), "Global Warming of 1.5°C".
- JENKINS J. (2018), "What's Killing Nuclear Power in US Electricity Markets?", CEEPR WP 2018-001.
- MARI C. (2014), "Hedging electricity price volatility using nuclear power", *Applied Energy* 113.
- NEA (Nuclear Energy Agency) (2015), "Projected Costs of Generating Electricity", OECD.
- NEA (Nuclear Energy Agency) (2018), "Nuclear Energy Data", OECD.
- PERCEBOIS J. & POMMERET S. (2019), "Storage cost induced by a large substitution of nuclear by intermittent renewable energies: The French case", *Energy Policy*, vol. 135.
- SYRI S., KURKI-SUONIO T., SATKA V. & CROSS S. (2013), "Nuclear power at the crossroads of liberalised electricity markets and CO₂ mitigation: Case Finland", *Energy Strategy Reviews* 1.
- TLILI BEN GHANEM O. (2019), "Hydrogen Systems: What Contribution to the Energy System? Findings from multiple modelling approaches", Thèse de doctorat de l'Université Paris-Saclay.