

Le nucléaire a-t-il un avenir économique dans le monde ?

Laurent Joudon¹

Trois ans après la catastrophe de Fukushima, nombre de pays veulent conserver l'option nucléaire. Pour restaurer et maintenir la compétitivité du nucléaire dans les pays occidentaux, il importe d'abord de retrouver la maîtrise industrielle passée après une quinzaine d'années sans mise en chantier, afin d'accéder à la génération III à un coût de revient compétitif par rapport aux centrales fossiles et aux renouvelables. Le second facteur de succès réside dans la mise en place d'une architecture de marché capable de donner une visibilité à long terme à l'industrie. Il convient également pour les Européens et les Américains de regarder l'exemple des pays émergents, notamment d'Asie, qui ont réussi des transferts technologiques et n'ont pas libéralisé leurs marchés électriques.

Il y a dix ans, les États-Unis et certains pays européens décident de relancer la construction de centrales nucléaires. Des projets de réacteurs de génération III voient le jour. Leur coût de construction prévisionnel est autour de 2 000 €/kW. À la motivation de répondre à la préoccupation grandissante de lutte contre le changement climatique s'ajoute la compétitivité face aux combustibles fossiles dont le prix s'oriente à la hausse. Aujourd'hui, le coût attendu pour ces centrales est de l'ordre de 5 000 €/kW. La dérive est considérable, amenant la question : le nucléaire a-t-il un avenir économique ? Pour apporter des éléments de réponse, il convient de se placer dans un contexte plus vaste. Les centrales concernées sont des têtes de série construites par une industrie qui n'avait connu aucune mise en chantier pendant quinze ans : quel en sera le retour

d'expérience ? Quel effet de série peut-on envisager ? La diminution du coût de revient peut-elle restaurer une marge de compétitivité ? Le regard ne peut se limiter aux pays occidentaux, même si la situation de la Chine ou de la Corée du Sud est complètement différente. Si la compétitivité est nécessaire pour qu'il y ait investissement, elle peut ne pas suffire quand le fonctionnement du marché compromet une rentabilisation dans la durée : c'est là le second facteur critique (d'ailleurs pas spécifique au nucléaire) que nous examinerons.

1. L'intérêt persistant de l'option nucléaire

On peut s'attendre à une croissance mondiale plus sobre en énergie que par le passé. Dans le scénario central « *New Policies* » du World Energy Outlook 2012, l'Agence internationale de l'énergie retient une croissance économique moyenne de 3,5 % par an entre 2010 et 2035, mais avec une croissance annuelle

1. L'auteur remercie vivement Dominique Finon, directeur de recherches au CNRS, pour ses encouragements et ses précieuses suggestions. Les propos contenus dans cet article sont ceux de l'auteur et n'engagent aucune organisation.

de la consommation d'énergie finale de seulement 1,2 %. Toutefois, ce taux atteint 2,2 % pour l'électricité, notamment parce qu'elle se substituera aux hydrocarbures pour certains usages (comme les véhicules électriques). Or la production d'électricité est aujourd'hui responsable de 40 % des émissions mondiales de CO₂. Pour soutenir la croissance du besoin tout en luttant contre le changement climatique, toutes les filières de production électrique sans CO₂ sont requises.

Regardons de plus près ce scénario central de l'AIE, qu'on peut considérer d'une ambition minimum dans la mesure où il entraînerait tout de même un réchauffement climatique estimé entre + 3 et + 4°C à la fin du siècle. Avec un effort considérable de développement des ENR (quelque 85 GW par an, au prix d'une subvention annuelle de 150 milliards de dollars) et une proportion de nucléaire constante, on abaisse de 10 % seulement la part des énergies fossiles (Fig. 1) et d'à peine 30 % l'émission de CO₂ par MWh. Si la part du nucléaire diminue, ce seront de fait les sources fossiles qui compenseront pour produire de l'électricité en base, et sans doute le charbon en premier lieu. Quant à la disponibilité d'une technologie de capture et stockage du carbone à échelle industrielle vers 2030, elle est devenue très douteuse. L'Allemagne d'aujourd'hui en offre une illustration : en déployant la politique d'ENR la plus volontariste au monde, mais en arrêtant 7 GW de nucléaire après Fukushima, elle a dû recourir au charbon et au lignite pour 45,5 %

de sa production électrique en 2013, contre 41,5 % en 2010².

Le besoin de capacités de production nucléaire peut alors s'estimer à quelque 300 GW de nouvelles centrales : une addition nette de 200 GW pour maintenir constante la part du nucléaire dans le mix énergétique, plus le remplacement d'environ 100 GW qu'il faudra déclasser d'ici 2035 (un peu plus du quart du parc actuel). Dans le scénario « 450 ppm », qui prévoit le réchauffement planétaire à + 2°C en fin de siècle, le supplément d'effort doit naturellement concerner toutes les technologies sans carbone, et 500 GW de nouvelles centrales nucléaires sont alors à mettre en service d'ici 2035. Un tel développement (15 à 20 GW mis en service chaque année) requiert des conditions. La sûreté vient en premier et retient naturellement sur le coût de construction des nouveaux modèles de réacteurs.

2. Les chemins de la maîtrise industrielle en vue d'un coût compétitif

A) Leçons des têtes de série et réapprentissage

Si les volumes que nous venons d'évoquer sont comparables aux réalisations de pays de

2. Source : AG Energiebilanzen – Stromerzeugung 1990-2013.

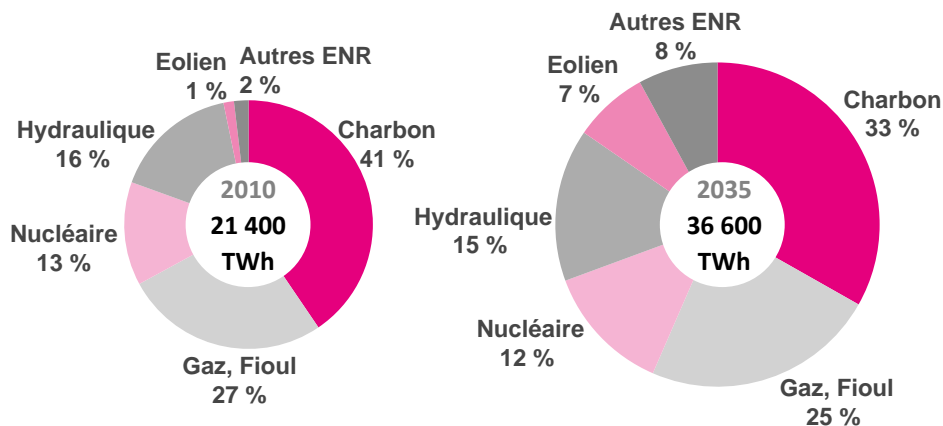


Figure 1. Sources de production d'électricité dans le scénario « New Policies » de l'AIE (2012)

l'OCDE à l'époque des programmes nucléaires (1970-1990), le développement s'étendra au-delà. Les dimensions spatiales et temporelles sont lourdes d'implications stratégiques pour le tissu industriel mondial : aujourd'hui comme dans les dix ans à venir, les trois-quarts des centrales nouvelles naissent en Asie et la moitié en Chine³. Pour l'Europe et l'Amérique du nord, l'accent actuel est mis sur la prolongation des parcs existants et c'est plutôt à partir de 2025-2030 que de nouvelles centrales seraient mises en service.

Les nouveaux modèles, dits de génération III, ont été conçus dans les années 1990, tel l'EPR d'Areva ou l'AP 1000 de Westinghouse. Leur conception n'apporte pas de grande rupture technologique par rapport à la génération précédente, mais elle incorpore les retours d'expérience accumulés, les améliorations identifiées et une élévation des référentiels de sûreté. Quand les premiers chantiers ont été envisagés il y a dix ans (loi d'orientation française prévoyant un « démonstrateur » EPR, Energy Policy Act aux États-Unis, décision finlandaise ...), les coûts de construction étaient estimés en dessous de 2 000 €/kW. Aujourd'hui, on sait que le coût de construction des EPR de Flamanville (France) ou d'Olkiluoto (Finlande) sera plutôt de 5 000 €/kW. Les devis des projets américains récemment mis en chantier (AP 1000) sont du même ordre.

Les raisons de la dérive des coûts

Pourquoi une telle dérive ? De tels coûts assombriraient nettement la compétitivité du nucléaire. Peuvent-ils rester à un tel niveau pour les centrales futures, après les retours d'expérience et les effets du réapprentissage ? La relance du nucléaire dépend de la réponse à cette question. Si l'accident de Fukushima en 2011 a provoqué une phase de moindre acceptabilité du nucléaire dans l'opinion publique, c'est bien l'économie qui sera déterminante sur la durée. Rappelons-nous qu'aux États-Unis, ce n'est pas tant l'accident de Three Mile Island, en 1979, que des coûts trop élevés qui ont entraîné l'arrêt du programme nucléaire.

3. À mi-2014, 28 centrales sont en construction en Chine, soit 45 % du flux mondial.

Deux facteurs industriels se combinent pour expliquer cette dérive des coûts, amplifiée par le fait que les centrales concernées sont des têtes de série. D'une part, les nouveaux modèles se révèlent moins « évolutionnaires » que prévu. Les améliorations de conception, mises à l'épreuve du chantier de construction, soumises au contrôle et souvent à une exigence accrue des autorités de sûreté, se sont traduites par une plus grande complexité. D'autre part, les acteurs industriels occidentaux n'avaient pas lancé de projet neuf depuis quinze, voire vingt ans, ce qui a engendré un réel phénomène de désapprentissage, sans doute aggravé par un allongement des chaînes de sous-traitance. On peut d'ailleurs constater, pour étayer ce second point, que la construction des deux EPR de Taishan, en Chine, là où le tissu industriel nucléaire est resté actif sans discontinuer, n'a pas connu de dérives de coûts et de délais aussi grandes qu'en France ou en Finlande.

Cette analyse des causes montre la voie à suivre.

D'abord, tirer les leçons des têtes de série, rectifier les dispositions constructives, optimiser la conception en lui apportant des simplifications. Cette étape peut être assez rapidement menée car elle ne demande pas de changements significatifs de la conception. On peut estimer à 20 % l'économie possible par rapport aux têtes de série.

Ensuite, s'appuyer sur la remontée en compétences du tissu industriel – c'est là qu'intervient la capacité des grands fournisseurs à nouer des relations industrielles avec la Chine.

Enfin, redonner un sens à la notion d'effet de série, tout en sachant qu'elle différera forcément de celle réussie en France dans les années 1970-1980, lorsque vingt tranches identiques étaient commandées par le même maître d'œuvre (EDF) au même constructeur (Framatome). Construire le même modèle de réacteur dans différents pays demandera à chaque fois une adaptation au contexte (démonstrations de sûreté ...) et une « tête de série » locale.

B) En Asie, un modèle industriel adapté à la maîtrise des coûts

Les nouveaux venus asiatiques, la Corée du Sud et Taïwan à partir de 1985 puis la Chine

depuis 1995, combinant une organisation industrielle intégrée et très coordonnée avec des pouvoirs technocratiques, sont parvenus à une maîtrise de leurs coûts après le transfert d'une technologie de réacteurs déjà éprouvée aux États-Unis et en Europe. Sur ces bases institutionnelles et d'organisation industrielle voisines de celles de la France, ces pays ont su s'ouvrir l'option nucléaire et la déployer de manière ambitieuse. Ils ont fait le choix d'un unique modèle technologique pour réussir leur apprentissage et développer une industrie de construction de réacteurs. Ces programmes se sont appuyés sur les commandes en série d'entreprises publiques, dans des secteurs électriques tenus à l'écart des mouvements de libéralisation et de privatisation des années 1990.

La Corée du Sud a réalisé son transfert de technologie entre 1982 et 2000 avec Combustion Engineering (plus tard Westinghouse) sur le design System 80, en installant ensuite quinze réacteurs de cette technologie à eau pressurisée (PWR) tout en améliorant le design. Depuis 1998, la Chine a procédé de même avec la technologie PWR de Framatome : dix « *Chinese Pressurized Reactors* » de 1 000 MW (CPR 1000) ont été construits entre 1998 et 2008 et le programme s'est ensuite accéléré avec l'engagement annuel de six à huit CPR 1000 depuis cette date. Du fait des réalisations industrielles en série et d'un coût de main d'œuvre inférieur, les coûts de construction de ces réacteurs de deuxième génération ne dépassent pas 2 000 \$/kW. Un rapport conjoint de l'AIE et de l'AEN⁴, paru en 2010, indique même des coûts de construction de 1 300 \$/kW pour la Corée et 1 750 \$/kW pour la Chine. Toutefois, ces chiffres sont à considérer avec prudence car émanant officiellement des administrations nationales et bénéficiant de taux de change favorables.

Des coûts moitié moindres qu'en Europe et aux USA

Le développement de modèles de génération III est en cours. Les Coréens ont mis au point l'AP 1400, dérivé de leur filière pressurisée,

4. AIE-AEN (2010) *Projected costs of generating electricity*, OCDE 2010.

avec lequel ils ont remporté l'appel d'offres des Émirats arabes unis pour la construction de quatre centrales. Les Chinois, poursuivant une logique de transfert de technologie, ont lancé la construction de « têtes de série chinoises » de l'AP 1000 de Westinghouse et de l'EPR d'Areva. Un dérivé sinisé de l'AP 1000 est en cours de conception. Là encore, on peut s'interroger sur les annonces indiquées dans le rapport précité : 2 300 \$/kW pour l'AP 1400 ou pour les AP 1000 construits en Chine. Un ordre de grandeur de 3 000 \$ semble plus réaliste⁵ pour les têtes de série, avec la perspective d'atteindre 2 500 \$/kW lorsque ces nouveaux modèles seront construits en série à partir de 2020. Au final, ces ordres de grandeur sont presque moitié moindres qu'en Europe ou aux États-Unis.

L'organisation industrielle et la perspective de programmes importants⁶ justifient ces perspectives. Cependant, il faut être conscient que ces deux pays – Chine et Corée du Sud – n'ont pas du tout les mêmes contraintes de réalisation qu'en Europe et aux États-Unis, étant donné le style peu intrusif de leurs autorités de sûreté, le traitement plus rapide des procédures d'autorisation, la possibilité de tenir les plannings et les conditions de travail sur les chantiers. Ceci explique aussi pourquoi les deux EPR en cours de construction à Taishan pourraient démarrer avant les EPR finlandais et français. On comprend donc que, dans ces conditions organisationnelles et politiques, le nucléaire soit une option immédiatement compétitive dans ces pays. Ceci dit, au-delà d'effets favorables à la maîtrise des coûts, on doit s'interroger sur l'effectivité du contrôle de la sûreté (autorisation, contrôle des constructions, exploitation), faute d'indépendance des autorités de sûreté en Chine et en Corée et en l'absence de pression du contrôle démocratique et médiatique. Une évolution se dessine toutefois : l'accident de Fukushima a conduit la Chine à suspendre temporairement l'autorisation de nouvelles mises en chantier et à effectuer des

5. Source : Rong J (2009) *Nuclear Power Project Financing Experiences and Strategies of China*, 10 décembre 2009.

6. La mise en service de 6 GW par an semble un minimum pour la Chine entre 2020 et 2030, un chiffre comparable à celui de la période la plus intense du programme nucléaire français.

contrôles supplémentaires sur les centrales en construction et en exploitation.

C) Compétitivité : l'échelle des coûts

Revenons aux pays occidentaux et tentons de quantifier ces chemins de maîtrise industrielle. On peut s'appuyer sur une étude universitaire⁷ commandée par la Commission européenne. Pour une tête de série, le coût de construction (*overnight cost*, sans intérêts intercalaires) est estimé à 4 250 €²⁰¹²/kW, avec une plage d'incertitude de - 20 à + 30 %. Le coût révisé de l'EPR de Flamanville (8,5 Md€ indiqués par EDF en décembre 2012) se situe dans cet intervalle. Les tranches de série (au moins 5 unités) sont estimées à 3 400 €²⁰¹²/kW, avec une plage d'incertitude de - 10 à + 15 %. Dans le cas européen, l'auteur suggère que la vraisemblance maximale se situe entre l'estimation moyenne et la valeur haute de la fourchette. L'étude propose également des coûts actualisés de production, tenant compte de toutes les dépenses, y compris la déconstruction et la gestion des déchets. En les restituant avec un unique taux d'actualisation de 8 %⁸, on obtient 75 à 95 €²⁰¹²/MWh pour la tête de série et 65

à 75 €²⁰¹²/MWh pour la série, qui réalise ainsi une réduction de coût de revient de l'ordre de 20 %.

Une autre estimation internationale récente est disponible : le jeu d'hypothèses que retient l'AIE dans son *World Energy Model*⁹. Le coût de construction d'une tranche de série, construite en Europe dans les années 2020, est estimé à 5 000 \$/kW, ce qui rejoint le haut de fourchette de l'étude précitée. L'AIE propose un chiffre un peu inférieur pour les États-Unis (4 650 \$/kW). L'écart paraît cependant difficile à justifier car les perspectives de mise en chantier n'apparaissent pas supérieures de l'autre côté de l'Atlantique, notamment parce que les Américains tablent sur une durée d'exploitation élevée du parc nucléaire existant (deux-tiers des tranches ont reçu une autorisation prolongée de 40 à 60 ans et l'on commence même à envisager des durées de 80 ans).

La compétitivité de tels coûts s'apprécie à l'aune des autres filières de production en développement. La Figure 2¹⁰ invite à retenir une fourchette de 70 à 100 €/MWh. Dans le cas du cycle combiné à gaz, on peut relier les 70 €/MWh à un prix du gaz de 10 \$/MBTu,

7. D'Haeseleer W (2013) *Synthesis on the Economics of Nuclear Energy*, Université de Louvain.

8. Un taux d'actualisation de 8 % (réel, avant impôt) correspond au coût moyen pondéré du capital d'une entreprise européenne de l'énergie, typiquement 6-7 % en nominal, après impôt.

9. AIE (2014) <http://www.worldenergyoutlook.org/weo-model/investmentcosts/>

10. Sources : D'Haeseleer (2013) *op. cit.* ; AIE (2014) *op. cit.* (avec des coûts de construction de 2 000 \$/kW pour le charbon supercritique, 1 000 \$/kW pour le cycle combiné à gaz et 1 630 \$/kW pour l'éolien terrestre) ; calculs de l'auteur.

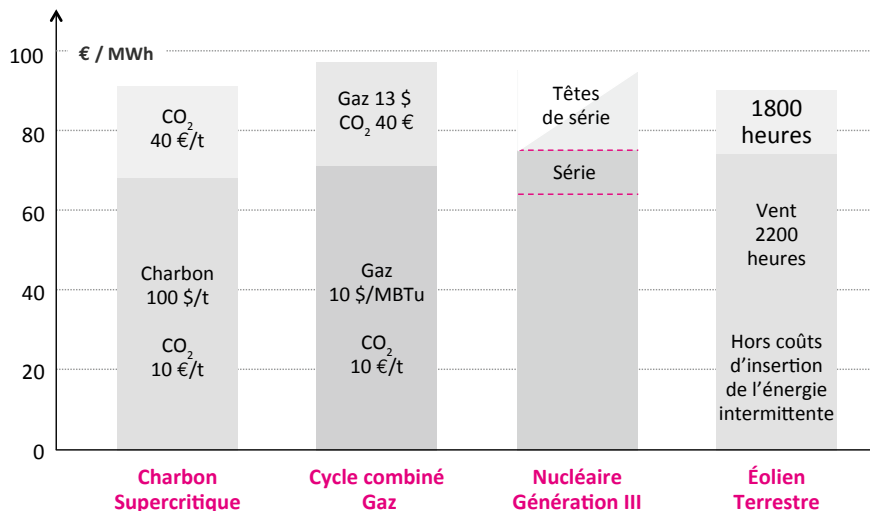


Figure 2. Coûts de production actualisés par filière (production en base)

soit le prix actuel en Europe et donc un mino- rant à long terme, associé à une pénalisation très faible des émissions de CO₂. En revanche, on avoisine 100 €/MWh avec un prix du gaz de 13 \$/MBtu et une pénalisation de 40 € par tonne de CO₂ émise, valeurs plus plausibles à long terme. Enfin, l'éolien maritime et le solaire resteront nettement plus coûteux, surtout en incluant les coûts d'intégration dans le système (réseau et moyens de *back up*).

En résumé, on constate que le coût des têtes de série génération III, qui peut avoisiner les 100 €/MWh, est critique quant à la compétitivité. L'expérience des premières réalisations et le réapprentissage de la filière industrielle (en Europe et aux États-Unis) permettront de revenir en bas de la fourchette 70-100 €/MWh. La perspective est réaliste, mais également impérative pour envisager sereinement de développer un nucléaire sûr et compétitif¹¹. Afin de bien préparer les décisions publiques et de mener des débats bien informés, il est important de publier de telles évaluations, d'en confronter et d'en partager les hypothèses et les méthodes. Il est dommage, à ce titre, que l'administration française ait cessé depuis plusieurs années d'élaborer les « coûts de référence de la production d'électricité ».

3. De l'importance d'architectures de marché qui limitent les risques

A) Le besoin de visibilité à long terme

Vérifier que le coût de production du nucléaire futur est compétitif permet de retenir cette option dans une optique d'intérêt général, de *social welfare*. Toutefois, ce sont des investisseurs privés qui, dans la plupart des pays de l'OCDE, construiront les centrales. Dès lors, une autre question apparaît : l'organisation du marché de l'électricité est-elle compatible avec des investissements intenses en capital et dont

la rentabilité s'obtient sur plusieurs décennies ? De fait, les marchés libéralisés mis en place dans les années 1990 risquent d'induire une divergence entre l'approche « collectivité » et celle d'investisseurs en concurrence sur de tels marchés : tropisme de court terme, prise en compte imparfaite des externalités, instabilité des règles du jeu.

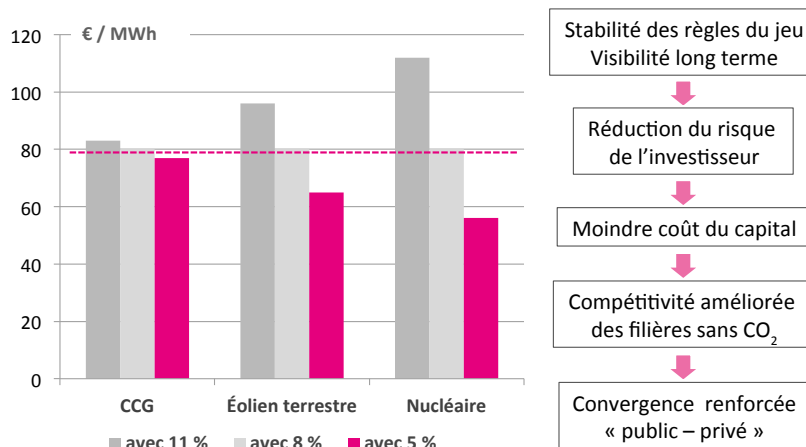
Dans son état actuel¹², le marché européen fournit un parfait exemple de ces risques : le marché de gros, sur lequel on a voulu baser toutes les transactions en se défiant des contrats de long terme pour tenter d'accroître la concurrence, ne délivre pas de signal pertinent pour décider les investissements. L'injection massive de production renouvelable subventionnée (60 % des nouvelles capacités électriques mises en service depuis 2006), dont le coût variable est nul et le fonctionnement intermittent, a considérablement perturbé les prix. De même, le choix européen de donner un signal-prix sur le carbone via un marché de permis d'émissions négociables n'a pas résisté aux négociations permanentes sur la quantité de quotas à mettre en circulation, comme l'atteste un prix devenu quasi-nul et très favorable à l'utilisation maximale des centrales au charbon. Ainsi, le risque ajouté par le marché finit par dominer le risque industriel qu'un investisseur compétent sait gérer. Il en résulte une hausse du coût de capital qui va complètement déplacer les choix d'investissement, au détriment des filières les plus intensives en capital – qui sont également celles qui n'émettent pas de CO₂ (Fig. 3).

Au moment où l'on prend conscience des piètres résultats de la libéralisation du marché européen et du besoin de réformes, il importe de rechercher une meilleure convergence entre les objectifs publics et les décisions d'investissements privées. Les contrats de long terme sont l'un des instruments souhaitables¹³, qui

11. Rappelons que seul le nucléaire neuf est considéré ici, dans l'optique de développements à long terme. L'équation économique du nucléaire existant est très différente : le coût de revient, incluant les coûts d'élévation du niveau de sûreté et de jouvence, est estimé, dans le cas du parc français, entre 40 et 60 €/MWh selon les différentes sources. Il est donc nettement inférieur à celui du neuf.

12. Voir notamment le rapport du Commissariat général à la stratégie et à la prospective : Auverlot D *et al.* (2014) *La crise du système électrique européen*, La Documentation française, Paris.

13. Plusieurs travaux récents en économie le soulignent. On peut notamment citer : Finon D (2013) "The transition of the electricity system towards decarbonization: the need for change in the market regime", *Climate Policy*, Vol. 13, No S01, pp. 131-146 et Helm, D (ancien conseiller Énergie



Le coût de chaque filière est construit sur des paramètres qui, avec une actualisation à 8 % (réels), donnent un résultat commun de 80 €/MWh. Le but est pédagogique, mais les paramètres sous-jacents sont plausibles comme vu plus haut.

Figure 3. Enjeu du coût de capital : coût de production en fonction du taux d'actualisation

peuvent donner la visibilité voulue, réduire le risque et donc le coût du capital, tout en permettant une concurrence – qui pourrait même être accrue – entre investisseurs et entre filières. De même, l'adjonction d'une trajectoire-plancher de long terme au marché des permis d'émission de CO₂ (par exemple, 25 €/tonne en 2020 puis 50 en 2030) permettrait une réelle prise en compte de l'enjeu du changement climatique.

B) La nécessaire adaptation des architectures de marché

Regardons les marchés ouverts à la concurrence dans lesquels des centrales nucléaires ont été récemment engagées : il s'agit de projets qui ont pu, d'une façon ou d'une autre, s'attacher une forme de visibilité à long terme. Aux États-Unis, ces projets se trouvent dans des États qui n'ont pas choisi d'ouvrir leur marché aux petits consommateurs et ont donc conservé des tarifs réglementés (Géorgie, Caroline du Sud), une forme de contrat de long terme. En Finlande, l'investisseur TVO peut être comparé à une coopérative dont les actionnaires sont également les utilisateurs de l'énergie produite, des industriels du papier notamment. Enfin

notons que le Royaume-Uni a entrepris une réforme de son marché électrique dans le but, précisément, d'atteindre ses objectifs de long terme.

Comme l'Union européenne, le Royaume-Uni base ses objectifs énergétiques sur le triptyque compétitivité / sécurité d'approvisionnement / développement durable. Il en a tiré les conséquences à partir de ses propres perspectives, à savoir l'épuisement des réserves d'hydrocarbures de la mer du Nord, la nécessité de remplacer un parc électrique vieillissant dès la décennie 2020-2030 et aussi une forte volonté publique de réduire les émissions de CO₂ largement dues aujourd'hui au poids de la production d'électricité avec du charbon. La nécessité de recourir à toutes les formes de production sans carbone est dès lors apparue avec force et urgence : le mix électrique, à l'horizon 2030, doit comporter de l'ordre d'un-tiers de renouvelables et un-tiers de nucléaire, et toutes ces capacités sont à construire.

L'exemple britannique

Après plusieurs années de consultations et de débats, nourris par des analyses économiques publiquement discutées¹⁴, le gouvernement a

de Tony Blair) (2014) "The current situation and mid-term prospects for European electricity markets", in Auverlot *et al.* (2013) *op. cit.*

14. Comme exemple des éléments très détaillés rendus publics par le gouvernement, on peut citer les scénarios d'offre et de demande avec les quantités et les prix

entrepris l'*Electricity Market Reform* qui vise à introduire les instruments qui permettront au marché de délivrer les résultats voulus, tout en s'interdisant la subvention publique. Parmi des instruments, citons le *Carbon Price Support* qui fixe le prix minimum que paieront les émetteurs de CO₂ dans le secteur électrique au cas où le prix de marché européen lui serait inférieur et l'introduction de *Contracts for Difference* ou CfD, qui sécurisent la recette des investisseurs dans les technologies sans carbone sur une durée adéquate. C'est dans ce cadre qu'un accord a été conclu avec le groupe EDF, en octobre 2013, pour la construction de deux tranches EPR à Hinkley Point. Un prix d'exercice est fixé (92,5 £/MWh) et l'exploitant recevra pendant 35 ans une somme égale à la différence entre ce prix et celui constaté sur un marché de référence ; si le prix de marché vient à être supérieur, c'est l'exploitant qui paye la différence.

L'idée essentielle d'un tel contrat est de pallier les carences du marché qui se révéleraient dissuasives pour investir, et non de subventionner *a priori* l'investissement. Étant établi que le prix est en ligne avec le coût de développement du système électrique qui répond aux objectifs publics, le CfD apporte les couvertures qui n'existent pas sur les marchés (par exemple, le terme le plus lointain auquel se négocie une livraison d'électricité n'excède pas 3 ans). Ce contrat est aussi une couverture contre l'instabilité des politiques publiques si celles-ci venaient à faire baisser le prix de marché dans le futur (par exemple, en relaxant le prix-plancher du CO₂) : l'investisseur recevrait alors une compensation. Cependant, dans le cadre du traité de fonctionnement de l'Union européenne et de sa politique de la concurrence, une objection est apparue : celle d'une aide d'État qui peut fausser le marché. La Commission européenne a formulé ses griefs fin 2013, puis instruit une enquête approfondie. Le 8 octobre 2014, elle a approuvé l'accord, moyennant des modifications mineures. C'est un signe positif quant au chemin que veut prendre l'UE pour atteindre ses objectifs Énergie-Climat.

associés, ou encore les coûts de référence des différentes technologies.

4. Deux conditions nécessaires et un enjeu majeur pour l'Europe

Deux conditions économiques sont nécessaires pour que la production nucléaire d'électricité soit largement employée dans la lutte contre le changement climatique. La première est la maîtrise du coût de construction, ce qui renvoie au savoir-faire du tissu industriel (retour d'expérience des premières réalisations de réacteurs de génération III, exploitation d'effets de série répartis entre plusieurs pays) et à la pertinence des relations avec les autorités de sûreté. La seconde est une incitation suffisante à investir dans un moyen qui peut être compétitif dans la durée, souhaitable d'un point de vue économique collectif, mais néanmoins peu attractif face à des règles du jeu qui privilégient le court terme et le marché. Rappelons qu'un point de taux d'intérêt en plus, c'est environ 10 €/MWh de coût de revient supplémentaire.

Ces deux conditions sont réunies dans plusieurs pays émergents : en premier lieu, la Chine qui, dans les quinze ans qui viennent, mettra en service la moitié des centrales nucléaires neuves dans le monde. En Amérique du Nord et en Europe, une phase de réapprentissage industriel – et de partenariats avec l'Asie – devra d'abord être accomplie. Avec du temps devant soi à cause du relatif suréquipement actuel et de la possibilité d'exploiter pendant 50 ou 60 ans les parcs nucléaires en service aujourd'hui.

La situation européenne est toutefois plus critique quant aux règles du jeu et aux enjeux énergétiques. Le marché libéralisé a été conçu il y a trente ans, une époque où l'action publique et la préparation de l'avenir semblaient moins importantes, en effaçant la visibilité à long terme devant la concurrence comme fin en soi. La réforme s'impose donc, pour des raisons d'ailleurs plus vastes que faciliter l'investissement nucléaire. Quant aux enjeux, on rappellera que l'Amérique et Nord et l'Europe se trouvent sur deux chemins différents : vers l'indépendance en hydrocarbures pour la première, vers la dépendance accrue pour la seconde. Manquer l'option nucléaire serait d'autant plus pénalisant pour l'Union européenne. ■