

Coûts du nouveau nucléaire et éclairages sur l'économie du cycle

Par Jean-Guy DEVEZEAUX DE LAVERGNE
et Michel BERTHÉLEMY
Société française d'énergie nucléaire ⁽¹⁾

Plusieurs chantiers de construction des premiers réacteurs de 3^{ème} génération ont rencontré des difficultés importantes ayant des causes multiples. Une explication majeure est à trouver dans l'absence depuis vingt ans de grands programmes aux États-Unis et en Europe. Les coûts de ces premiers réacteurs ont fortement dérivé. Grâce au retour d'expérience accumulé, nous montrons dans cet article comment et pourquoi le nucléaire de demain pourra être compétitif dans ces zones géographiques, comme il l'est déjà en Asie. Plus largement, le panorama des résultats économiques présenté ici se révèle en bonne cohérence avec les analyses stratégiques actuellement menées par les pouvoirs publics et débouchent sur 1°) le besoin de lancer rapidement un programme de renouvellement du parc en France, 2°) la poursuite du cycle fermé ⁽²⁾ et 3°) le lancement de la première phase du projet de stockage Cigéo.

Introduction

Le nucléaire a fait la preuve de sa performance économique. Il est l'une des technologies bas carbone qui pourraient permettre d'atteindre les objectifs de décarbonation fixés par la COP21. Cela nécessite néanmoins que la performance économique soit au rendez-vous, alors que des difficultés d'ampleur affectent certains des programmes de construction des nouveaux réacteurs, en particulier en Europe et aux États-Unis. Le nucléaire est entré dans une nouvelle phase : nouvelle génération de réacteurs, accélération des programmes en Asie, intérêt de nombreux pays « primo-accédants ». Enfin, pour permettre aux réacteurs de fonctionner, il faut les alimenter en combustibles et garantir une gestion sûre et durable des déchets. Dans cet article, nous examinons ces différents points sous l'angle économique. Nous en déduisons une logique d'action pour le secteur nucléaire en France. Les développements qui suivent trouvent une bonne part de leur matière dans des rapports récents de la Société française d'énergie nucléaire ⁽³⁾.

Éclairages sur l'économie des nouveaux réacteurs nucléaires

Dans un numéro récent de cette même revue, nous avons présenté les principales technologies du nucléaire de de-

main et d'après-demain. Dans cet article, nous nous focaliserons sur les coûts des réacteurs à eau de taille importante, lesquels sont appelés à assurer l'essentiel de la production d'électricité des prochaines décennies.

La compétitivité économique dans le mix électrique

Avec les niveaux actuels de coût de production ⁽⁴⁾, le nucléaire existant est extrêmement compétitif : aucun nouveau moyen de production ne pourra rivaliser avec la performance qu'il affiche, dans les vingt années à venir. En France, l'ordre de grandeur du coût « cash » du kWh nucléaire est de 30-35€/MWh, à comparer à des coûts de l'ordre de 50-70€/MWh pour les meilleures technologies encore à construire ⁽⁵⁾.

Dans ses trois composantes (réacteur, cycle, exploitation), le nucléaire du futur dénote une bonne compétitivité dans l'ensemble des zones, comme le montre une étude de l'OCDE de 2015 (voir la Figure 1 de la page suivante). Cette étude se fonde notamment sur des chiffres européens relatifs aux réacteurs à eau de grande taille, et porte sur la période postérieure à la concrétisation de têtes de

(1) Société française d'énergie nucléaire – Section technique « Économie ». Jean-Guy Devezeaux est le précédent président de la section économique. Michel Berthélemy lui a succédé en septembre 2019.

(2) Laquelle a d'ores et déjà été affirmée par le gouvernement dans le cadre de la Programmation pluriannuelle de l'énergie.

(3) Voir le site de la SFEN : www.sfen.org

(4) Voir, pour la France, l'étude de la SFEN, « Les coûts de production du parc nucléaire français », 2017. Ces résultats sont en général transposables dans d'autres pays, si l'on excepte les cas particuliers de quelques réacteurs américains.

(5) Par ailleurs, plus la durée d'exploitation des réacteurs est augmentée, et plus le bénéfice est important. Et ce même si l'on tient compte des coûts nécessaires pour éliminer les conséquences du vieillissement des tranches et surtout pour améliorer leur performance en matière de sûreté, pour positionner celle-ci à un niveau comparable aux standards les plus modernes.

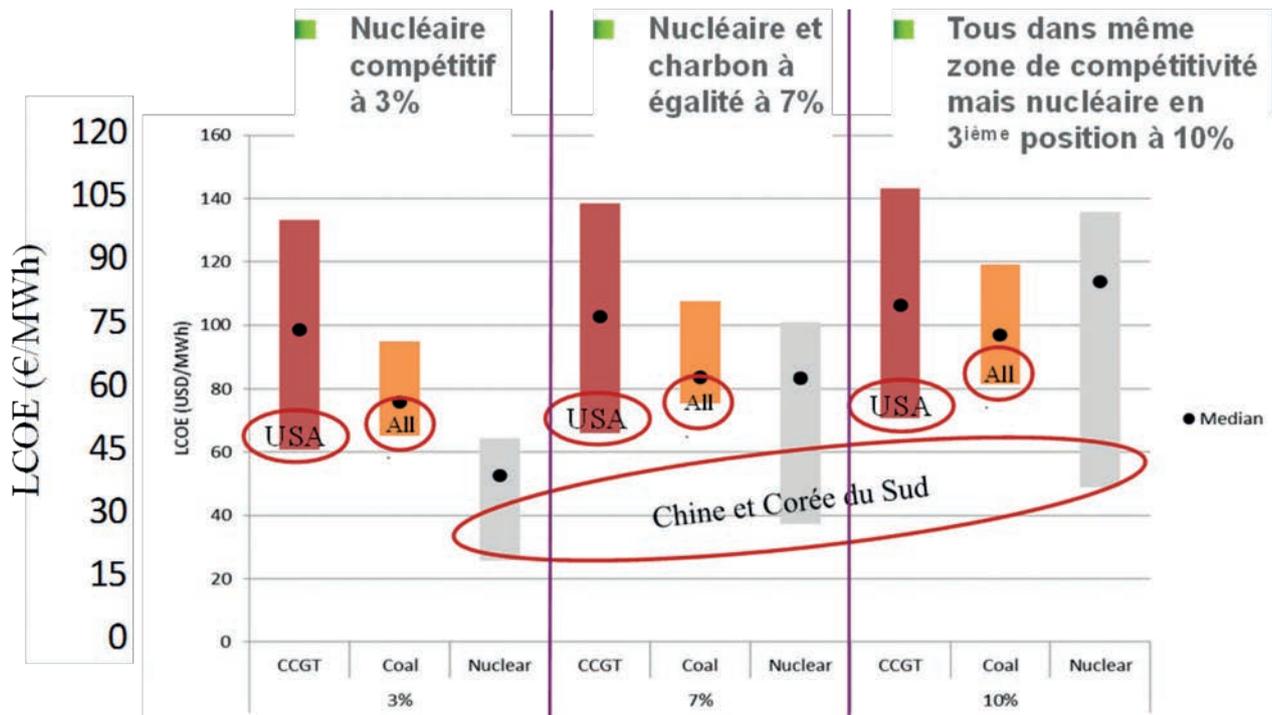


Figure 1 : Compétitivité du nucléaire à construire dans les principales zones du monde (source : OCDE AIE et AEN, 2015).
Nota : CCGT = cycle combiné à gaz.

série comme Flamanville 3 ou Olkiluoto 3. En Europe et aux États-Unis, les coûts actualisés du nouveau nucléaire sont typiquement de 60 à 75 €/MWh (pour des taux d'actualisation variant de 5 à 7 %). Ils atteignent des niveaux très compétitifs (30 à 50 €/MWh) en Asie (Chine, Corée).

Ces chiffres sont encourageants pour le nucléaire. Ils doivent cependant être nuancés dans deux directions au moins, qui portent sur sa compétitivité par rapport aux énergies renouvelables. Dans un sens, le coût de ces dernières énergies baisse à grande vitesse, et l'on voit actuellement des projets de fermes solaires affichant des coûts inférieurs à 30€/MWh au Moyen-Orient. Dans l'autre sens, se situe la performance du nucléaire, objet de la première partie de cet article.

La prise en compte des coûts de système

Par ailleurs, les travaux économiques ont mis en évidence depuis une petite dizaine d'années l'importance des « coûts de système » pour toutes les productions électriques⁽⁶⁾. Pour les renouvelables variables, ces coûts (liés essentiellement à l'ajustement offre-demande à court terme, à la variabilité, aux raccordements, mais aussi à la possibilité de déclenchement de coûts échoués en dynamique⁽⁷⁾) peuvent atteindre jusqu'à plusieurs dizaines d'euros/MWh et augmentent rapidement avec l'augmentation de la part de ces énergies dans le mix. En fin de compte, il faut donc aujourd'hui apprécier le rôle du

nucléaire à l'échelle de l'ensemble du système électrique, et c'est dans ce nouveau cadre que sa compétitivité doit être appréciée. Les toutes prochaines années permettront de préciser et de mieux quantifier ces phénomènes⁽⁸⁾ via la mise en œuvre de nouvelles méthodes économiques et le recours à des outils pleinement adaptés.

Les perspectives d'évolution des coûts

Ainsi, depuis une dizaine d'années, des réacteurs de 3^{ème} génération sont en construction dans divers pays⁽⁹⁾. Souvent, d'importantes difficultés se sont fait jour et les coûts de construction ont dépassé très significativement les prévisions. Les coûts historiques de construction des réacteurs nucléaires ont été largement publiés et analysés dans des rapports officiels (par exemple, Cour des comptes, 2012) et des articles académiques (Grubler, 2010 ; d'Haeseleer, 2013 ; Duquesnoy, 2013 ; Berthélemy et Escobar, 2015 ; Lovering *et al.*, 2016 et 2017). Ces études couvrent non seulement les données du parc français, mais encore celles de la plupart des pays nucléaires de l'OCDE.

(8) Ainsi, il faudra analyser les situations locales avec des outils dédiés, dont la complexité est nettement plus grande que les coûts actualisés utilisés jusqu'ici. Il est assez peu probable que ces nouvelles méthodes amènent à remettre en question de façon forte la compétitivité du nucléaire dans les deux prochaines décennies. À l'avenir, il faudra définir des stratégies dynamiques pour chaque pays (ou zone électrique) et le nucléaire devrait, en règle générale, y trouver une place selon l'analyse économique.

(9) Ces réacteurs disposent en particulier de caractéristiques supérieures au regard de la sûreté. L'article de Jean-Guy Devezeaux, publié par les *Annales des Mines* dans le numéro de juillet 2019 de sa revue *Responsabilité & Environnement*, présente ces réacteurs de façon plus détaillée.

(6) Voir, en particulier, dans ce même numéro des *Annales*, l'article de Jan Keppler et Marco Cometto, "The Competitiveness of Nuclear Energy: From LCOE to System Costs".

(7) Voir, notamment, le rapport de l'OCDE/AEN, "The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables", 2019, www.oecd-nea.org/news/2019/2019-01.html

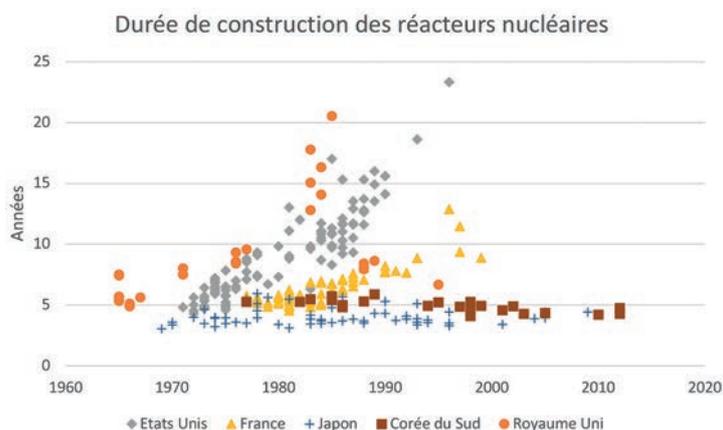


Figure 2 : Durée de construction des réacteurs nucléaires sur la période 1965-2015 (source : Base de données PRIS de l'AIEA).

La SFEN en a réalisé en 2018 une synthèse ⁽¹⁰⁾, qui explique les principales causes de ces difficultés :

- allongement de la durée des chantiers (qui est elle-même dépendante des causes évoquée *infra*) ;
- difficultés inhérentes à un nouveau *design* de réacteur (complexité, constructibilité...) et manque de maturité du premier *design* adopté lors du lancement de la construction ;
- perte de compétence de la filière, pénurie de professionnels qualifiés (par exemple, en Europe et aux États-Unis) pour de nombreux corps de métiers ;
- construction de réacteurs à l'unité (et non par paire), dans plusieurs cas (par exemple, les EPR en France et en Finlande) ;
- faible volume des commandes et donc pas de réel effet d'échelle, et absence de programme (standardisation) ;
- faible rythme des constructions ;

(10) « Les coûts de production du nouveau nucléaire français », SFEN, cité en référence.

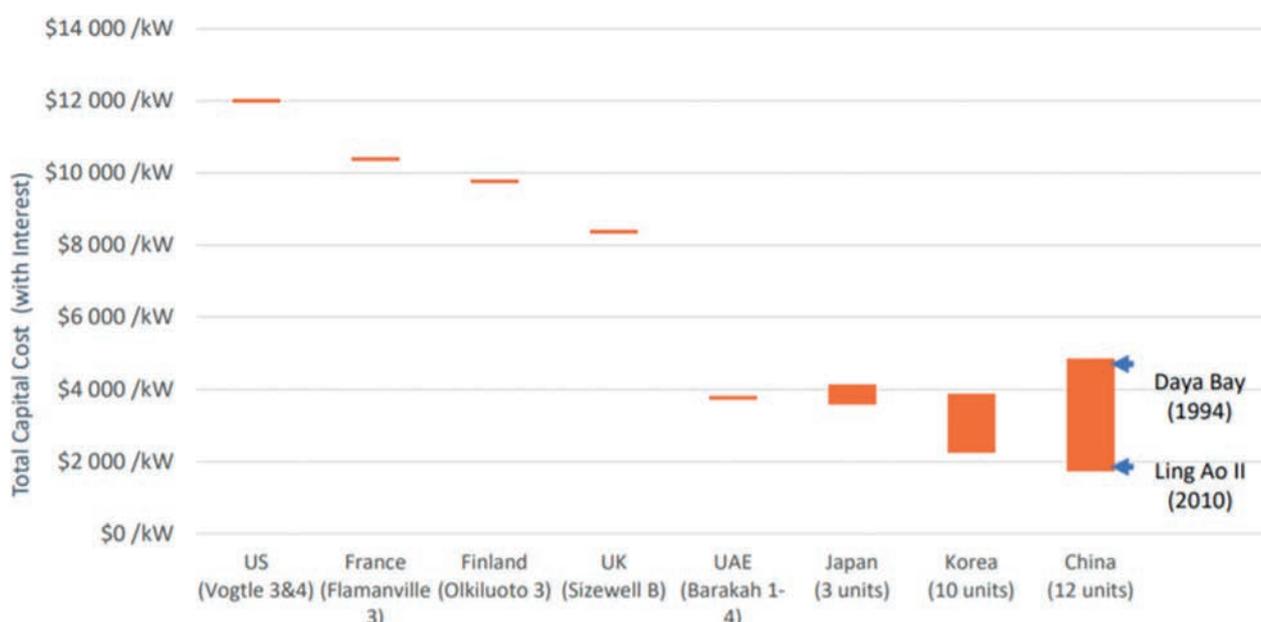


Figure 4 : Coûts unitaires des réacteurs (source : K. COGAN (2019)).

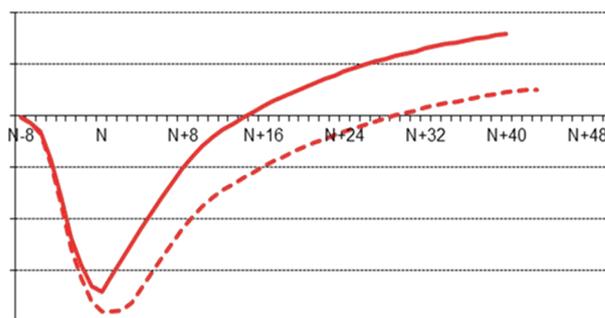


Figure 3 : Impact d'un retard du démarrage d'un réacteur sur le temps de retour économique du projet (3 ans de retard impliquent ici un décalage de l'ordre de 8 à 10 ans du temps de retour) (source : EDF).

- défauts de coordination entre les métiers ;
- complexité réglementaire (dont la mise en œuvre des nouveaux référentiels).

La Figure 2 ci-contre indique les durées de construction des réacteurs de cinq pays et montre la corrélation entre l'allongement de celles-ci et la baisse du nombre des constructions (l'effet de la montée en puissance de la Chine n'est pas encore pleinement visible sur ce graphique que l'on a limité à l'année 2015).

La Figure 3 ci-dessus illustre l'influence que peut avoir un retard sur le bilan économique global pour un réacteur. On constate que si des problèmes apparaissent sur un des chemins critiques de la réalisation d'une unité, ils peuvent avoir des conséquences majeures en termes de coût total, ne serait-ce que *via* l'immobilisation et la désynchronisation des équipes. Il est donc de la plus haute importance de maîtriser ces risques calendaires.

Ainsi, les premiers réacteurs de nouvelle génération ont enregistré des retards dus à de multiples sources. Ces réacteurs figurent principalement à gauche de la Figure 4 ci-dessus. Au fur et à mesure de la capitalisation du retour d'expé-

First-of-a-kind (FOAK) costs and the costs of restarting the nuclear industry

Expense born by first unit	Extra FOAK Cost (\$/kW)
Qualify supply chain	~\$600
License Design	~\$400
Complete Design	~\$500
2 years less direct labor and indirect services	~\$600
2 years extra construction + higher interest rate	~\$1,500
Extra FOAK Costs	~\$3,600

Source: LucidCatalyst for the UK Energy Technologies Institute, Nuclear Cost Drivers Project, April 2018

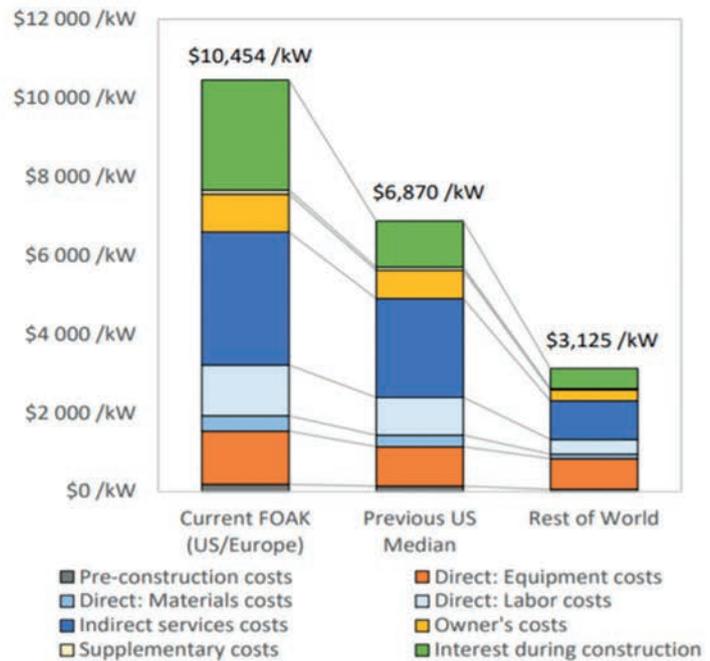


Figure 5 : Possibilités de réduction des coûts des réacteurs aux États-Unis (source : LucidCatalyst (2018)).

rience, et même avec des évolutions modestes du *design* visant à améliorer la constructibilité, il est clair que la tendance des coûts unitaires est orientée à la baisse⁽¹¹⁾, grâce notamment à un raccourcissement du temps de construction et en fonction de la taille des programmes.

Aux États-Unis, des difficultés importantes ont été rencontrées lors de la construction des réacteurs de dernière génération, comme Vogtle 3 et 4 (réacteur AP1000 de *design* Westinghouse). Dans un rapport établi pour l'UK Energy Technology Institute, le consultant LucidCatalyst a examiné les possibilités de réduction des coûts d'investissement en les identifiant poste par poste. Une illustration de ces travaux est présentée dans la Figure 5 ci-dessus. L'ordre de grandeur des diminutions de coûts se traduit par une possibilité de baisse de 30 % à court terme. Pour un programme important de réacteurs, les baisses pourraient être bien plus significatives encore et atteindre un facteur supérieur à 2, pour se rapprocher alors des meilleurs coûts internationaux (Asie).

L'ordre de grandeur de ces réductions correspond bien à celui mis en évidence par la SFEN en 2018, dans le contexte français, pour la prochaine paire de réacteurs :

- réduction de la durée de construction : plusieurs dizaines de pourcents ;
- effet de série et optimisation de la *supply chain* : plusieurs dizaines de pourcents ;
- construction d'une paire (et non d'un réacteur isolé) : de l'ordre de 10 %, voire plus⁽¹²⁾ ;
- optimisation du *design* du réacteur : 10 % à plusieurs dizaines de pourcents.

(11) Et cela même si les différences de localisation des réacteurs doivent amener à la prudence dans les comparaisons. Voir aussi LOVERING *et al.* (2016).

(12) Cela correspond à la moyenne pour les deux réacteurs, soit au total 20 % ou plus sur le second réacteur.

Il n'est certainement pas possible de garantir un cumul de ces gains, certains des postes dépendant les uns des autres. Mais il est clair que le potentiel est très important. Un autre des mérites de ces actions, combinées à celles des pouvoirs publics, est de réduire les incertitudes pesant sur le projet, ce qui est aussi générateur de diminution des coûts et facilite en retour le lancement du projet.

Importance sur le coût des aspects financiers, des risques et de la garantie des États

Un autre poste d'un coût majeur est le financement des réacteurs. L'accès au capital et son coût jouent en effet de façon cruciale sur la performance économique. Les coûts financiers se montent en effet à plusieurs dizaines de pourcents du coût total. Cet aspect se traduit, d'une part, par les conditions auxquelles l'investisseur accède au capital et, d'autre part, par la rentabilité exigée compte tenu des risques du projet. Parmi ces risques, les aspects réglementaires jouent un rôle central ; cela non seulement en ce qui concerne les décisions politiques portant sur le nucléaire, mais aussi, plus largement, en termes de risques de marché. C'est ce qui a été la clé du développement des EnR en Europe, les différents pays du continent ayant mis en place des politiques de soutien (par exemple, les tarifs d'achat) qui en assurent la rentabilité et sécurisent le producteur (en le mettant à l'abri des fluctuations du marché).

La réduction des risques industriels évoquée plus haut joue dans le même sens. Elle sera notamment facilitée par l'engagement d'une politique industrielle forte (au-delà même du nucléaire), prenant en compte l'implication des territoires.

Dans le cas d'Hinkley Point, un rapport de la Cour des comptes britannique⁽¹³⁾ montre ainsi comment l'engage-

(13) Department for Business, Energy & Industrial Strategy, "Hinkley Point C", National Audit Office, HC 40 – Session 2017-18, 23 June 2017.

ment de l'État peut générer une marge de 30 % sur les coûts d'investissement acceptables, cela en réduisant essentiellement les risques de marché.

Dans son rapport, la SFEN (2018a) a considéré que des gains pouvant aller jusqu'à 50 % étaient possibles sur les coûts financiers, dès lors que des mesures favorables, comparables à celles mises en place pour le solaire ou l'éolien, seraient adoptées par les pouvoirs publics.

On voit donc clairement que les acteurs gouvernementaux et industriels disposent aujourd'hui de nombreux leviers pour participer à une réduction des coûts du nouveau nucléaire, une fois passé le cap des « têtes de série ». Ces leviers permettent par ailleurs d'enclencher une dynamique vertueuse : la réduction des coûts de construction s'accompagnant d'une baisse des risques associés qui se traduit à son tour par une baisse des coûts de financement.

Éclairages sur l'économie du cycle

Le coût du cycle du combustible se monte à environ un quart du coût total de production de l'électricité nucléaire⁽¹⁴⁾. Il est constitué en majorité des coûts de l'« amont » du cycle (extraction de l'uranium, conversion, enrichissement et fabrication des assemblages combustibles)⁽¹⁵⁾. L'aval du cycle, qui compte pour environ 5 % du coût actualisé du kWh, comprend la gestion des combustibles usés et des déchets afférents. En France, la stratégie de gestion en vigueur est dite du « monorecyclage » (traitement des combustibles et recyclage des matières plutonium et uranium). Le recyclage est assuré par l'usine de

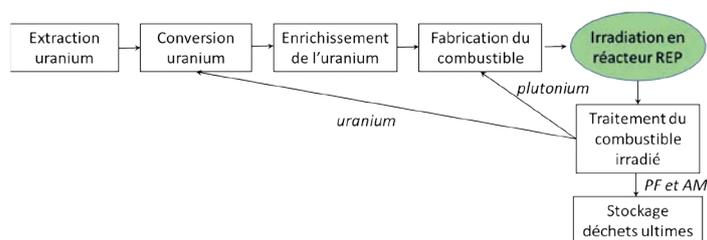


Figure 6 : La stratégie actuelle de fin de cycle en France (qui pourra être complétée à terme par un multirecyclage intégral en réacteurs à neutrons rapides)⁽¹⁶⁾.

(14) Les chiffres donnés ici résultent d'un calcul de coût actualisé avec application de taux d'actualisation « usuels » (de l'ordre de 5 %). D'autres taux, qui peuvent être plus bas, quand on s'intéresse au temps long, sont mentionnés dans la littérature. Par ailleurs, d'autres méthodes de calcul économique peuvent être utilisées, en fonction de la question posée. On peut notamment citer le Coût Courant Économique (CCE) utilisé par la Cour des comptes pour évaluer le coût de production de l'électricité pour une année donnée. Pour un approfondissement de ces questions relatives à l'aval du cycle, on peut consulter l'article « Les stratégies de cycle du combustible nucléaire : repères économiques » publié dans *La Lettre de l'In-tésé* de juillet 2019. On consultera aussi le rapport très récent de la Cour des comptes (2019).

(15) Sur l'amont du cycle, en particulier l'approvisionnement en uranium, voir, dans ce même numéro des *Annales des Mines*, l'article de Philippe Knoche, « Approvisionnement en uranium et en métaux stratégiques pour le nucléaire : dépendances ou faux problèmes ? ».

(16) Actuellement, les combustibles MOX et URE usés, après recyclage du plutonium et de l'uranium restant, sont entreposés en attendant une décision quant à leur devenir.

traitement des combustibles usés de La Hague (Manche), pour ce qui concerne la séparation du plutonium et de l'uranium restant et pour le conditionnement des déchets. C'est l'usine de Mélox à Marcoule (Gard) qui fabrique les combustibles MOX. Ce sont des combustibles « mixtes » associant du plutonium à un support d'uranium appauvri. La capacité actuelle de chargement des combustibles MOX est de 24 réacteurs. Ils appartiennent au palier dit « CPY » qui est le plus ancien, juste après les 6 réacteurs « CP0 » de Fessenheim et Bugey.

Cette stratégie a été de nouveau confirmée dans le cadre du récent projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie, non seulement sur toute la durée de l'actuelle PPE (2019-2028), mais aussi jusqu'à l'horizon 2040. Il a ainsi été décidé que le recyclage par La Hague et Mélox sera pratiqué au moins jusqu'à cet horizon. Au-delà, la stratégie de référence⁽¹⁷⁾, fixée par la loi de 2006, est le multirecyclage du plutonium en réacteurs de 4^{ème} génération à neutrons rapides. Ce choix permettrait d'alimenter le parc français pratiquement sans consommer d'uranium, apportant ainsi une autonomie énergétique totale. Actuellement, une ré-évaluation du programme national est en cours, avec une réouverture des choix technologiques en matière de réacteurs de 4^{ème} génération et en considérant à moyen terme l'option du multirecyclage en réacteurs à eau.

La pratique actuelle de fermeture du cycle est-elle performante ?

L'approche de type « coûts actualisés », ou LCOE⁽¹⁸⁾, est utilisée depuis des décennies, et de nombreuses études internationales y recourent. C'est notamment le cas de la meilleure référence internationale, celle de l'OCDE/AEN (2013). D'autres travaux ont été menés par le Forum Generation IV (Shropshire, 2009), des universitaires et des consultants (Harvard, 2003 ; BCG, 2006 ; Oxford, 2011 ; MIT, 2011...). Ces travaux comparent différentes options de cycles, en considérant une filière nucléaire n'ayant pas encore réalisé d'investissements dans les activités de cycle du combustible. Cela s'apparente à un calcul *ex ante*, permettant un choix de stratégie d'aval.

Les résultats dépendent de nombreux paramètres, tels que les coûts des installations et surtout les économies générées par le recyclage en termes d'achat d'uranium. La Figure 7 de la page suivante permet de comparer les coûts des différentes options. En règle générale, les coûts sont proches, mais avec un léger avantage apparent pour le cycle ouvert, qui est dû pour une bonne part aux hypothèses de prix (modéré) de l'uranium retenues dans la majorité des études. Les analyses statistiques menées par l'AEN ont par ailleurs montré que les écarts ne sont pas significatifs. Il faut aussi noter que les incertitudes sont supérieures dans le cas du stockage direct des combustibles. En résumé, le critère économique n'est pas discriminant.

(17) La recherche a pour mission de rendre cette stratégie technologiquement possible et de l'évaluer selon plusieurs critères.

(18) Pour Levelized Cost of Electricity.

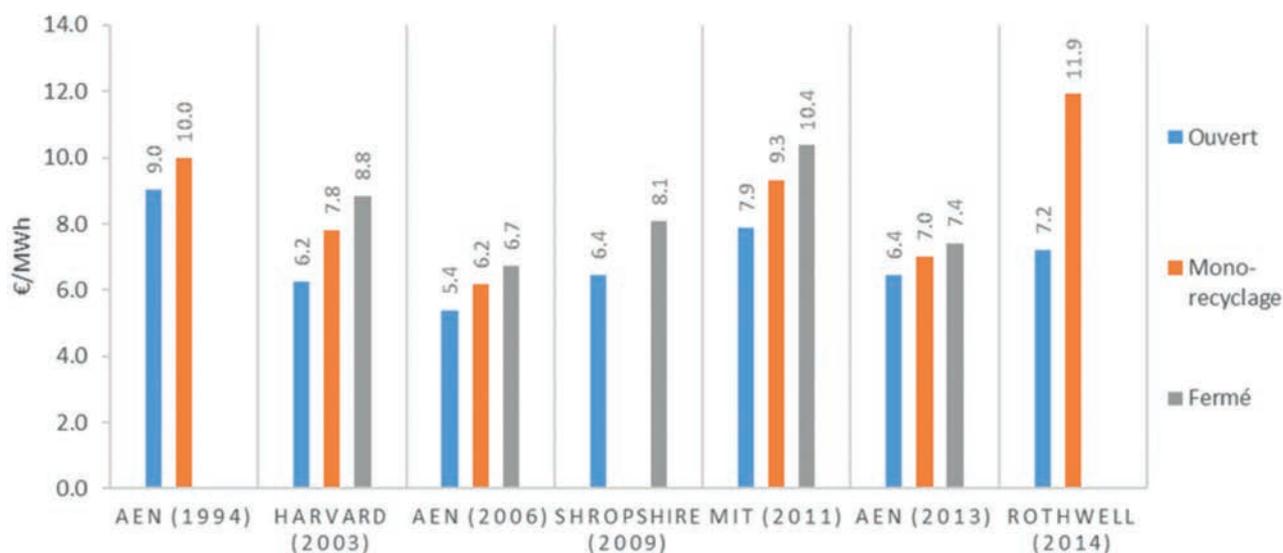


Figure 7 : Comparaison des coûts d'aval du cycle selon la littérature.

Une dynamique industrielle de moyen terme fortement liée à celle du parc

L'industrie française du recyclage des combustibles usés a été dimensionnée sur la base d'un parc national significativement supérieur à ce qu'il est aujourd'hui⁽¹⁹⁾. Par ailleurs, la nouvelle loi sur l'énergie dispose que la part du nucléaire sera réduite à 50 % en 2035, ce qui correspond, en ordre de grandeur, à l'arrêt de 14 réacteurs sur les 58 du parc actuel. La loi, comme cela a été rappelé *supra*, confirme par ailleurs la stratégie de recyclage.

Dans les prochaines années, EDF doit définir le choix des réacteurs qui seront arrêtés en priorité. Les 6 réacteurs les plus âgés (dont les deux tranches de Fessenheim) n'ont pas été chargés en combustible MOX au plutonium. Mais les 8 suivants l'ont été. La concrétisation de l'hypothèse d'un arrêt par ordre d'âge, induisant rapidement l'arrêt de ces réacteurs moxés, pourrait donc se traduire par une réduction du flux de combustibles usés à traiter, selon le principe d'adéquation des flux : EDF veille à ce que le plutonium séparé par le traitement à La Hague soit intégralement recyclé pour éviter son éventuelle accumulation sous une forme séparée. Cette perspective d'une baisse de l'activité de l'usine, alors que l'intérêt global du recyclage n'est pas modifié par les décisions de réduction de la production, serait alors susceptible d'avoir des conséquences économiques importantes sur l'équilibre économique des usines de La Hague et de Mélox.

Comme nous le verrons par la suite, des solutions à ces contraintes ont été identifiées et font l'objet d'une investigation poussée. Ces marges de souplesse devraient per-

mettre de ne pas modifier en profondeur l'économie de l'ensemble du dispositif.

L'exploitation de l'usine de La Hague est économiquement le meilleur choix

La démarche LCOE n'est pas applicable telle quelle à un pays qui a déjà réalisé des investissements (comme c'est le cas de la France), pour évaluer le maintien (et non la mise en œuvre *ex nihilo*) d'une option en vigueur. Les approches les plus pertinentes reposent sur la construction de différents scénarios. En France, ce sont des questions qui sont régulièrement examinées par les pouvoirs publics. La voie du recyclage a régulièrement été jugée robuste au regard de jeux complets de critères, dont les critères économiques⁽²⁰⁾.

La France est dans une situation particulière au niveau mondial : en effet, elle dispose d'une technologie industrielle de traitement-recyclage éprouvée et particulièrement performante. Les investissements initiaux (notamment dans l'usine de La Hague, construite essentiellement au cours des années 1990) ont été gérés sans dérive : ces coûts sont aussi largement amortis, les usines fonctionnent sans être confrontées à des difficultés notoires et font référence dans le monde pour leur performance technique. Grâce à la mise en œuvre du traitement des combustibles usés, le volume des déchets à stocker en couches géologiques profondes a été divisé par un facteur allant jusqu'à 5 au cours des trois dernières décennies de fonctionnement, ce qui a constitué un facteur majeur de la baisse des coûts futurs de gestion de ces déchets.

Évaluer la pertinence de continuer sur la voie du recyclage nécessite donc d'autres approches⁽²¹⁾, en sus des ap-

(19) C'est la conséquence des hypothèses retenues dans les années 1980, qui tablaient sur un taux de croissance de la demande électrique supérieur à 5 %. D'où la capacité nominale des usines de La Hague qui se montait initialement à 1 600 t/an, capacité qui devait à terme être entièrement dédiée à servir les réacteurs français, alors que les déchargements d'EDF sont actuellement de l'ordre de 1 100 t/an. Toutefois, cette capacité théorique doit être revue à la baisse, car elle doit être rapportée à des combustibles bien plus sollicités aujourd'hui que ceux qui ont servi pour établir les bases réglementaires de départ. Enfin, cette industrie a prouvé sa vocation internationale, avec des exportations très importantes au départ et de nouveaux contrats actuellement en négociation.

(20) Citons, par exemple, l'étude de MM. Charpin, Pelat et Dessus (2000).

(21) Ainsi, par exemple, les rapports de la Cour des comptes publiés en 2012, 2014 et 2019 proposent une analyse complète des coûts de la filière électronucléaire (focalisée sur l'aval du cycle en 2019), basée principalement sur la notion de coût courant économique (CCE) évoquée plus haut. Les rapports concluaient notamment à l'absence de coûts « cachés » dans la filière nucléaire : le coût de production de l'électricité intégrant correctement l'ensemble des charges liées au nucléaire (dont le démantèlement et la gestion des déchets).

proches de coûts actualisés citées plus haut. Une étude menée par le CEA I-tésé en 2015 pour le compte du ministère de la Transition écologique, a procédé à une analyse technico-économique de différentes stratégies de cycles, appliquées à la situation actuelle de la France à l'échelle du parc. L'analyse prend en compte les investissements déjà réalisés et la gestion des matières radioactives résultant de la stratégie actuelle, pour évaluer d'éventuels changements de stratégie. La méthode économique retenue consiste à calculer les coûts actualisés futurs dans chacun des cas étudiés, et à les comparer entre eux, en ramenant ces coûts à l'énergie produite. On retrouve ainsi un coût actualisé analogue à ceux présentés plus haut, mais capables d'apprécier des bifurcations à partir de la stratégie en place.

Les résultats des quatre stratégies de cycles (exprimés en €/MWh) sont synthétisés dans la Figure 8 ci-dessous ; ils doivent être considérés comme des ordres de grandeur au regard des incertitudes qui demeurent (non représentées graphiquement).

Cette analyse, publiée par l'Administration dans le cadre du débat sur la PPE, montre des résultats assez comparables entre cycle ouvert et mono-recyclage sans perspective RNR, ce qui apparaît cohérent avec les résultats des études internationales précitées. Le surcoût observé sur le cycle ouvert est lié principalement au cas spécifique de la France, lequel impliquerait des coûts de « basculement » : cela montre que d'un point de vue économique, la France a tout intérêt à continuer à exploiter l'usine de La Hague. Il faut aussi noter que si le coût de cycle des réacteurs à neutrons rapides (RNR) – présenté en quatrième pile de la Figure 8 – est particulièrement bas (pas besoin d'acheter de l'uranium), cet avantage est aujourd'hui insuffisant pour combler le surcoût d'investissement de ces réacteurs.

Une approche économique de la gestion des déchets

En règle générale, la gestion de long terme des déchets

radioactifs pèse très peu sur le coût actualisé du kWh. La raison principale, avec les taux d'actualisation usuels, est que le stockage des déchets intervient longtemps après la production d'électricité. Ainsi en est-il pour les déchets les plus actifs (conteneurs de verre de haute activité) conditionnés par l'usine de traitement d'Orano à La Hague. En effet, ces colis dégagent une chaleur résiduelle significative⁽²²⁾, qui va décroître dans le temps. Au bout de plusieurs années de recherche, l'Andra et le CEA ont montré qu'ils pourront être stockés en site géologique profond sans altérer la roche hôte. Rapportés à la date de production de l'électricité, ces coûts ne représentent au total que quelques euros par MWh. L'intérêt de cette méthode de calcul, rappelons-le, tient au fait qu'elle permet d'évaluer un nouveau moyen de production électrique, en prenant en compte les coûts de gestion à long terme.

Par contre, la question est toute autre lorsque l'on s'intéresse au flux économique à mobiliser, alors que le parc a déjà fonctionné plusieurs décennies et que l'heure de la construction du stockage approche. On utilise alors une méthode de type coût courant économique (CCE). Les sommes à mobiliser, cette fois postérieurement à la production d'électricité, sont significatives. L'ordre de grandeur du coût du stockage géologique français, Cigéo, est de 25 milliards d'euros (pour une cinquantaine d'années de fonctionnement du parc). Toutefois, ces coûts ont été pris en compte bien en amont et ont donné lieu à la constitution de provisions sécurisées dans des fonds dédiés. La Figure 9 de la page suivante montre que ces fonds se montent d'ores et déjà à plus de 30 milliards d'euros.

Les questions économiques qui se posent partout dans le monde au sujet de la gestion de l'aval du cycle à long terme sont essentiellement de deux ordres.

(22) De l'ordre de 2 kW par colis de déchet, à la date de production.

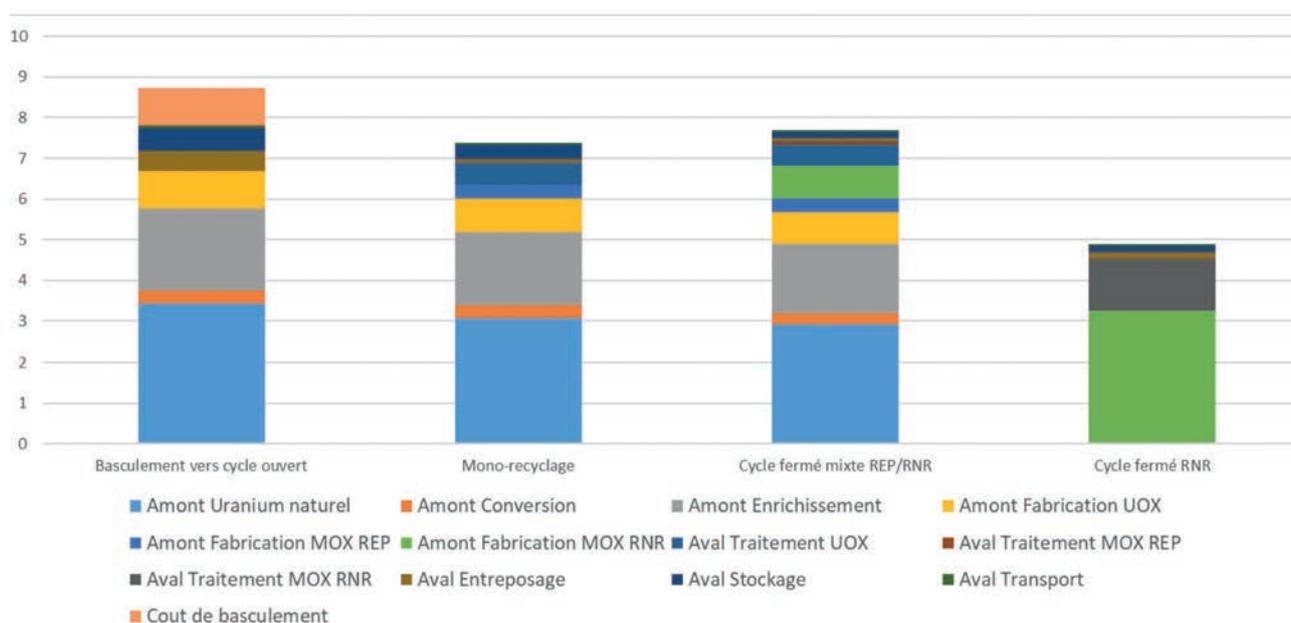


Figure 8 : Coûts actualisés de cycle (€/MWh) de quatre stratégies en France. La première (basculement vers cycle ouvert) suppose un arrêt de l'usine de La Hague à un horizon de quelques années (source : CEA/I-tésé).

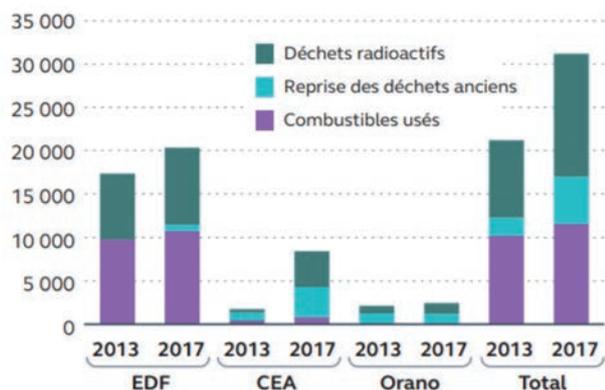


Figure 9 : Montant des provisions constituées par les acteurs industriels pour couvrir la gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs (source : Cour des comptes, 2019).

La première question est relative à la maîtrise des projets, alors que les exigences environnementales et sociétales (dialogue avec les parties prenantes, processus d'autorisation, connaissances scientifiques exigées...) augmentent régulièrement. La faisabilité technique et sociétale des stockages de déchets fait ainsi débat depuis longtemps. La mise en service du premier centre industriel pour accueillir les déchets de haute activité, qui devrait être effective dans les années à venir à Olkiluoto (en Finlande), devrait contribuer à clarifier ce point. Toutefois, des incertitudes significatives portent encore sur le coût de nombreux stockages dans le monde, ne serait-ce que parce que les durées des échéanciers atteignent parfois près d'un siècle. En France, la Cour des comptes, dans son rapport de 2012, s'est penchée sur le sujet et a souligné que l'impact des incertitudes, même s'il reste significatif, serait gérable. Ainsi, le doublement des dépenses relatives au stockage des déchets n'affecterait le coût de production de l'électricité que de 1 % sur la durée (cas du mono-recyclage). Toutefois, l'effort de décaissement additionnel des sommes non dotées à ce jour ne serait pas sans conséquences sur les comptes des acteurs industriels. Il faut aussi noter, dans le cas d'un cycle fermé, que les colis les plus actifs ont été spécifiquement conçus en vue de permettre leur stockage, alors qu'un cycle ouvert induirait pour le stockage direct des combustibles usés que ceux-ci soient mis dans des conteneurs spécifiques, constituant ainsi des « colis de stockage » potentiellement acceptables par l'Andra. Le risque d'une mauvaise estimation est d'autant plus faible que les déchets représentent des volumes réduits et que la durabilité des colis est en elle-même garantie par le procédé : le recyclage des matières et le conditionnement des déchets résiduels apparaissent ici comme une assurance de stabilité des coûts.

L'autre question économique porte sur la temporalité des projets. Elle a notamment été étudiée par Linh Doan (2017) dans sa récente thèse. Celle-ci montre tout d'abord que la solution de loin la plus économique est d'entreposer sur le long terme les déchets dans des installations de surface dédiées (donc en repoussant à très loin leur stockage éventuel). Cette stratégie a été étudiée en France au titre de la loi de 1991. La représentation nationale a toutefois décidé en 2006 de lui préférer un stockage profond « rapide »

(sous une quinzaine d'années à l'époque). Cette décision révèle la valeur sociale forte de la mise en œuvre de cette stratégie de stockage : il a été décidé que la génération actuelle ne devait pas attendre et donc ne pas laisser le soin à ses petits-enfants de traiter le sujet. Par ailleurs, ces travaux montrent que la valeur sociale d'un stockage « sans tarder », c'est-à-dire opérationnel au début des années 2030, peut aussi être confortée par la démonstration de la faisabilité de cette solution à l'échelle pré-industrielle⁽²³⁾, contribuant ainsi à rendre socialement possible le renouvellement du parc. Conserver ainsi l'« option nucléaire » ouverte générerait une valeur induite estimée à plusieurs milliards d'euros. D'autres résultats portent aussi sur la valeur économique du lancement de la phase industrielle, à la suite de la phase pré-industrielle (ou pilote)⁽²⁴⁾. Dès lors que le programme repose sur un volume d'activité – et donc de dépenses – important, ce qui est le cas de la France, l'analyse économique apparaît plutôt neutre au regard de la date de lancement de cette phase industrielle.

Au final, ces résultats s'inscrivent dans le principe de responsabilité de la présente génération. Partant de là, ils prennent acte du fait que l'économie n'est pas le critère majeur en matière de décision sur la temporalité des programmes de gestion des déchets, et de ce fait, ils valident l'intérêt de la prise, à brève échéance, d'une décision sur le stockage à long terme en France.

Coûts du nucléaire en France et décisions futures

La France bénéficie largement de son parc installé (en termes de coûts, d'export, de flexibilité), mais elle doit faire face à trois grands défis : la prolongation de l'exploitation des réacteurs existants (à travers le programme du « Grand Carénage »), le choix politique d'augmenter rapidement la part des EnR dans le bilan électrique et la gestion de la *supply chain* nucléaire. En situation de demande électrique stable (la croissance ne permettant plus d'ajuster la structure du parc *via* les nouveaux investissements de capacité), les marges de manœuvre et d'ajustement deviennent plus faibles, et les risques de coûts échoués dus à l'arrêt prématuré d'équipements lourds augmentent.

Le retour d'expérience de Flamanville 3

Le bilan du chantier de l'EPR de Flamanville a mis en évidence une série de problèmes qui ont entraîné une augmentation des coûts d'un facteur de l'ordre de 3⁽²⁵⁾ en quinze ans. Une synthèse du bilan des problèmes ren-

(23) L'Andra prévoit en effet de commencer par une phase pilote, avec stockage d'un inventaire réduit de colis.

(24) Cette valeur dépendra notamment du niveau d'incertitude pesant sur l'économie et la richesse de la nation à long terme. Plus le niveau d'incertitude sera élevé, et plus il apparaît préférable de maintenir nos efforts sur la voie d'un stockage rapide et continu. Il est toutefois important de noter que la décision d'enclencher ou non l'exploitation courante après la phase pilote – une décision à prendre d'ici une vingtaine d'années –, devra être affinée après l'analyse des résultats de la réalisation de cette phase.

(25) Le coût initial du projet a été fixé à 3 300 millions d'euros 2005 en 2006. Le dernier montant communiqué par EDF est de 14 400 millions d'euros 2015. Soit une augmentation d'un facteur 3, si l'on déflate par l'indicateur des coûts à la construction de l'INSEE.

contrés sur ce chantier est présentée dans le très récent rapport Folz (2019). Les surcoûts y sont répartis en quatre familles de cause pour ce qui concerne les contrats ⁽²⁶⁾ :

- aléas et effet « Tête de série » : 38 % ;
- volume et périmètre en augmentation : 35 % ;
- allongement des délais : 15 % ;
- impacts réglementaires : 12 %.

Toutefois, ces difficultés d'ampleur n'ont pas été subies sans avoir été prises en compte. Ainsi, EDF et AREVA NP, puis Framatome, ont formalisé l'expérience qu'ils ont retiré des difficultés rencontrées sur les chantiers de Flamanville 3 et Olkiluoto 3, laquelle a permis de contribuer à améliorer la réalisation des projets chinois d'EPR à Taishan ⁽²⁷⁾.

De nombreuses actions ont été mises en œuvre sur la base de ce retour d'expérience. Le bénéfice en a été surtout sensible en matière de conception des réacteurs chinois les plus récents. Ces actions ont porté notamment sur les points suivants :

- évolution des méthodes,
- redéfinition de l'organisation du projet (dont la sous-traitance),
- réduction importante du nombre d'heures d'ingénierie – et donc des coûts associés – consacrées à la chaudière nucléaire (- 60 % entre Olkiluoto 3 et Taishan),
- réduction significative (- 40 %) de la durée de fabrication des gros composants grâce à l'amélioration des processus de production (par exemple, la durée de fabrication des générateurs de vapeur a été réduite d'une année pour Taishan, dont 4 mois et demi grâce à l'utilisation d'un forgé au lieu d'une série de soudures pour un composant des générateurs de vapeur),
- fiabilisation du planning de construction grâce à la réduction des délais des approvisionnements auprès des fournisseurs (réduction des délais de 65 % en moyenne pour Taishan par rapport à Olkiluoto 3).

C'est ce qui a permis à Taishan 1 de démarrer dès juin 2018, puis à Taishan 2 d'en faire de même en mai 2019, et de démontrer ainsi la faisabilité technique et économique du réacteur EPR.

Au-delà, des réflexions directement liées au renouvellement de la flotte française ont été engagées pour redéfinir un concept de réacteur plus simple et plus aisément constructible, dans la ligne de l'EPR initial. C'est le projet EPR2 ⁽²⁸⁾, qui a fait l'objet récemment d'un examen par l'Autorité de sûreté. L'objectif est ici de réduire les coûts non seulement *via* une simplification du réacteur, mais aussi en optimisant fortement sa constructibilité et en en réduisant très significativement les délais. De nouvelles méthodes sont mises en œuvre, notamment en matière d'organisation de travail (équipes intégrées, *design to cost*) et de la *supply chain* (délégations de performance), et de moyens techniques de conception et de suivi (*digital, system engineering*).

(26) Le rapport fournit aussi une ventilation pour les coûts d'ingénierie.

(27) Pour plus d'informations sur ce sujet, voir la note de la SFEN (2018a).

(28) Voir, pour plus de détails, l'article de Xavier Ursat, « Les leviers industriels de la compétitivité du nucléaire », publié dans ce même numéro des *Annales des Mines*.

Les difficultés de construction ont été largement documentées : la SFEN (2019) a notamment établi un état de la filière qui montre que sa remise en route avec le projet EPR de Flamanville ⁽²⁹⁾ doit absolument être consolidée, et ce très rapidement. L'exemple des difficultés soulevées par les opérations de soudage est très représentatif de celles auxquelles est confronté ce corps de métier ⁽³⁰⁾. Il n'est malheureusement pas le seul concerné ⁽³¹⁾.

La Figure 10 de la page suivante présente un graphique issu à l'origine du rapport de 2012 de la Cour des comptes. Il montre que par rapport aux premières constructions, les coûts des suivantes ont nettement baissé, chaque fois à *design* donné.

S'agissant de l'EPR2, la SFEN chiffre à 30 % au moins le gain possible par rapport au standard précédent. Le coût actualisé du MWh qui est visé pour le prochain programme de construction est de l'ordre de 60 à 70 euros, ce qui est cohérent avec les données de la Figure 1 de la page 36.

La décision de construction des nouveaux réacteurs

Compte tenu de l'âge très resserré de la flotte de nos réacteurs, pour réussir cet objectif, EDF doit ajuster en les « lissant » les durées d'exploitation desdits réacteurs, alors que, dans la même période, il apparaît crucial de lancer un nouveau programme électronucléaire.

La décision de renouveler le parc s'inscrit dans un contexte assez complexe. D'une part, le coût de production du parc actuel est très compétitif (cela même en tenant compte des coûts importants du grand carénage nécessaire pour poursuivre leur exploitation). D'autre part, une incertitude perdure à moyen terme sur la durée d'exploitation des réacteurs sur le long terme, l'Autorité de sûreté délivrant des autorisations par période de dix ans et pas plus. Un autre paramètre important est l'historique de la construction du parc : celui-ci a été développé très rapidement dans les années 1970 et 1980 ⁽³²⁾. C'est pourquoi un arrêt de tous les réacteurs à un même âge donnerait une forte baisse de puissance qu'il serait difficile de combler en mettant en service uniquement des moyens de production à bas carbone. Une autre variable à prendre en compte est aussi le niveau du besoin en énergie (demande intérieure française et capacité d'export). Enfin, la puissance totale du parc nucléaire ⁽³³⁾ et la part de l'énergie délivrée par ce parc en 2035 sont limitées par la loi ⁽³⁴⁾.

(29) À la date de la publication de cet article, le plan demandé par le gouvernement à EDF, suite à la publication du rapport Folz (2019), aura déjà été établi.

(30) Voir l'article de Valérie Faudon, « Les enjeux du renouvellement du parc nucléaire », publié dans ce même numéro des *Annales des Mines* pour une illustration de l'ensemble des métiers impactés et des tensions afférentes.

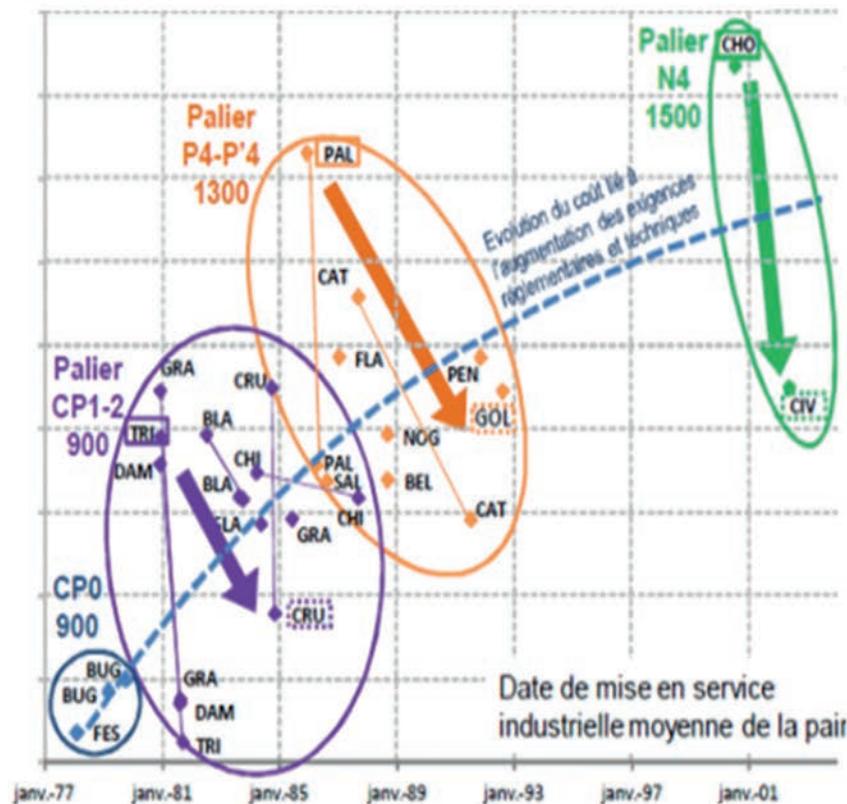
(31) Voir, pour plus de détails, l'article de Xavier Ursat cité *infra*.

(32) C'est ce qui est souvent appelé « effet falaise ».

(33) Elle est limitée à 63,2 GWe.

(34) Par ailleurs, il faudra aussi piloter l'ordre d'arrêt des réacteurs et le pilotage des capacités moxées, ce qui est évoqué dans la suite de l'article.

Coût/MW



Evolution historique

Futur



Figure 10 : Évolution des coûts de construction des réacteurs au sein de chaque palier (source : Cour des comptes et SFEN).

Les décisions devront donc permettre de garder une forte flexibilité, dans un futur incertain à de nombreux titres. Pour faire simple, les décisions stratégiques qui ont été d'ores et déjà prises consistent à arrêter les réacteurs, après les deux tranches de Fessenheim, selon des durées de fonctionnement variables. Cela de façon à lisser dans le temps la décroissance de la production assurée par les moyens nucléaires « historiques ». Certaines unités seront donc arrêtées après une durée de fonctionnement de l'ordre de cinquante ans, d'autres iront au-delà. Les choix précis des tranches à arrêter sont en cours de définition par l'exploitant.

L'analyse économique du coût de réacteur que nous avons développée plus haut montre que la construction de quelques tranches seulement au cours de la prochaine décennie serait très insuffisante au regard de l'objectif d'une forte réduction des coûts de la génération EPR. Pour toutes les raisons évoquées plus haut, en particulier les bénéfices des effets d'apprentissage, de série et de visibilité attendus par les industriels fournisseurs (*supply chain*), il est nécessaire de lancer un programme d'ampleur (de l'ordre de 8 à 10 réacteurs selon la SFEN). C'est dans ce cadre, avec l'accompagnement nécessaire pour

réduire les incertitudes de marché, que l'objectif de 60 à 70 euros/MWh sera atteignable. Selon cette vision, il « suffirait » donc de décider de la constitution d'un nouveau parc avec mise en service des premiers réacteurs au milieu ou même à la fin des années 2030, en profitant d'ici là de la performance du parc actuel. Une décision au milieu de la décennie 2020 serait alors cohérente avec une stratégie visant à réduire les coûts du nucléaire.

Mais cette analyse est de fait incomplète.

En effet, à cette identification des moyens nécessaires pour réduire les coûts, nous avons ajouté une synthèse de l'état du secteur industriel. En partant des difficultés récentes rencontrées en matière de réalisation des premiers réacteurs de nouvelle génération, cette seconde analyse a montré que la *supply chain* est encore dans une situation délicate : il est donc nécessaire de la consolider au plus vite. Même après la remise en marche liée au programme en cours, beaucoup de chemin reste encore à faire. Au-delà des compétences nécessaires à la construction de nouvelles centrales, c'est la pérennité de l'ensemble de la filière qui est en jeu.

Ainsi, la conclusion que nous retirons de l'analyse de l'état de la *supply chain* est la nécessité de décider très rapidement du lancement du nouveau programme évoqué *supra* et de ne pas attendre le milieu de la décennie 2020. À défaut, nous assisterions à une dégradation rapide de la situation de l'industrie nucléaire nationale⁽³⁵⁾. Ce choix implique d'arrêter des réacteurs plus rapidement que ce que la seule logique de l'exploitation du parc amène à considérer, dès lors que l'on s'assure de leur remplacement effectif. La date de décision de renouvellement du parc, qui devrait intervenir selon le gouvernement en 2021, sera donc particulièrement cruciale⁽³⁶⁾.

Les décisions en matière de cycle et de gestion des déchets

L'impact sur l'aval du cycle de la concrétisation de l'objectif des 50 % de nucléaire dans la production électrique en 2035 est dépendant de nombreux paramètres. Ceux-ci ont été évoqués plus haut. Mais les décisions sur l'évolution du parc ne peuvent être prises sans tenir compte de l'aval du cycle.

La question essentielle est le recyclage du plutonium extrait des combustibles usés, qui génère une économie de l'ordre de 10 % d'uranium. De plus, les technologies mises en œuvre seront indispensables si l'on décide un jour de passer à la 4^{ème} génération de réacteurs à neutrons rapides. Comme décrit plus haut, le choix a depuis longtemps été fait en France de ne pas « accumuler sur étagère » le plutonium séparé dans l'usine de La Hague, ce qui a conduit à dimensionner en conséquence les usines et les capacités de recyclage. Au nom de ce principe de l'« adéquation des flux », si la capacité à utiliser l'énergie du plutonium dans les réacteurs baissait trop vite en raison de leur arrêt, il faudrait ralentir l'activité des usines de La Hague et de Mélox. Cela induirait une double perte : celle de l'énergie non utilisée et la perte économique due à une trop faible charge des deux usines. Il faudra donc très probablement panacher les arrêts de ces réacteurs et l'éventuel moxage de réacteurs plus récents (ceux du pallier 1 300 MW).

Ces points sont explicités dans le volet relatif à l'offre d'énergie du projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie.

Pour ce qui concerne le stockage des déchets radioactifs de haute et moyenne activités à vie longue⁽³⁷⁾, les années qui viennent vont aussi être celles de décisions possiblement importantes. Il s'agit de l'autorisation de la création de Cigéo, qui pourrait intervenir en 2022. La première phase, dite « pilote », celle de démonstration industrielle, pourrait alors débuter. Le centre de stockage pourrait ouvrir vers 2030, ce qui est très cohérent avec la

mise en œuvre d'un programme de construction de nouveaux réacteurs⁽³⁸⁾, en démontrant la maîtrise complète de la filière. Au plan économique, les effets seront d'abord sensibles dans les territoires concernés de la Meuse et de la Haute-Marne. La construction nécessitera jusqu'à 2 000 personnes, pendant cinq ans. Les importants décaissements à réaliser par les propriétaires de déchets, se montant à plusieurs milliards d'euros, seront effectués en mobilisant les fonds dédiés, lesquels sont déjà constitués comme expliqué plus haut.

Conclusion

Dans cet article, nous avons présenté trois gammes de résultats récents, se rapportant à la baisse des coûts des nouveaux réacteurs, à l'aval du cycle et au stockage des déchets en couches géologiques profondes. Tous poussent à l'action, dans un contexte devenu difficile.

L'industrie nucléaire mondiale, qui a aujourd'hui construit et démarré de nouveaux réacteurs de 3^{ème} génération, a des atouts nombreux et peut apporter des solutions techniques permettant d'atteindre les objectifs de la COP21 au milieu du siècle et après. Compte tenu de l'âge du parc actuel, l'essentiel de la flotte mondiale est à (re)construire. Les enjeux économiques sont donc majeurs. La compétitivité du nouveau nucléaire au regard des autres sources d'électricité bas carbone (éolien et solaire, principalement) est aujourd'hui acquise en Asie. Cette zone, qui a bénéficié du retour d'expérience de l'Europe et des États-Unis, s'est fortement orientée vers une croissance du nucléaire, en Chine principalement. Ainsi, 2 EPR ont démarré à Taishan avec succès, ce qui démontre la qualité technique du produit et indique aussi certaines des directions à suivre pour réduire les délais et les coûts.

Demain, les progrès des EnR, qui continuent à bon rythme, pousseront ces énergies (éolien et solaire, principalement) en tête du mix électrique. Ce faisant, les coûts de système inhérents à ces productions variables augmenteront. Un équilibre dynamique se mettra en place, dès lors que ces technologies apparaîtront socialement et politiquement mobilisables à grande échelle. Et, comme l'Agence internationale de l'énergie⁽³⁹⁾ l'appelle de ses vœux, le nucléaire apparaîtra très probablement comme une composante majeure de la base électrique, voire plus, compte tenu, entre autres, de ses qualités de flexibilité.

En ce qui concerne la baisse du coût des nouveaux réacteurs, la question qui se pose actuellement à l'Europe et aux États-Unis est de savoir s'ils souhaitent rester des acteurs majeurs de la filière. Ces régions ont été pionnières dans la conception et la construction des réacteurs de 3^{ème} génération. Mais leurs programmes ont rencontré de

(35) L'analyse présentée dans ce même numéro des *Annales des Mines* par Valérie Faudon dans son article, « Les enjeux du renouvellement du parc nucléaire » complète ce paragraphe sous un angle plus politique.

(36) Voir le rapport SFEN (2019).

(37) Voir l'article de Jean-Marie Abadie, « La gestion des déchets radioactifs en France et dans le monde », publié dans ce même numéro des *Annales des Mines*.

(38) Même si les déchets issus de ces nouveaux réacteurs ne sont pas actuellement inscrits à l'inventaire de Cigéo (en attente d'une décision sur ce point).

(39) Voir l'article "Nuclear power in a clean energy system" de Keisuke Sadamori, publié de ce numéro des *Annales des Mines* et la déclaration de Fathi Birol lors de la Conférence "Nuclear Power and Climate Change" organisée par l'AIEA en octobre 2019, <https://www.youtube.com/watch?v=usfxKQqacmU>

nombreuses difficultés, induisant des retards importants et des surcoûts majeurs qui peuvent atteindre un facteur pouvant aller jusqu'à 3 par rapport aux estimations initiales. La somme des résultats actuellement disponibles montre que des marges de progrès très importantes sont possibles et pourraient permettre, avec le soutien des pouvoirs publics, de rejoindre la zone de compétitivité, ce qui pourrait se combiner avec les autres avantages du nucléaire (très faible bilan carbone, sécurité d'approvisionnement, flexibilité et disponibilité notamment). Ce résultat s'assortit d'une alerte sérieuse sur l'état des *supply chain* française et européenne.

En ce qui concerne le cycle du combustible, celui-ci « tourne » de façon régulière partout dans le monde, avec des fluctuations modérées des prix de marché de l'amont. En aval, les techniques les plus avancées (gestion du combustible usé) sont mises en œuvre en France. Ce résultat significatif acquis ces dernières années conforte économiquement le choix du cycle fermé, avec un recyclage assuré par les usines de La Hague et de Méloxi. Ce résultat s'assortit de la mise en évidence du soin qu'il faudra apporter pour amplifier la dynamique de développement des capacités des réacteurs aptes à participer au recyclage, au cours des prochaines années.

En ce qui concerne le stockage à long terme des déchets les plus actifs, les pays les plus avancés développent déjà des laboratoires et des programmes de stockage (Finlande, Suède, France...). La France est là encore bien placée sur le plan technique. Les études économiques traitant du stockage sont en fait très peu nombreuses. Celle de L. Doan (2017, 2019) conforte la nécessité de lancer rapidement la première phase du projet Cigéo. De surcroît, une telle décision serait à même de créer une valeur additionnelle par sa coïncidence avec le lancement d'un programme de réacteurs.

Ces différents résultats sont cohérents avec les grandes lignes tracées dans le projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie (réaffirmation du traitement-recyclage, moxage de réacteurs 1 300 MW, maintien d'un programme de R&D pour la fermeture du cycle). En dépit des conséquences sérieuses induites par la baisse de la part du nucléaire dans la production électrique, il devrait être possible de sortir « par le haut » des difficultés actuelles.

Le nucléaire apparaît en effet comme un atout pour la France, à tout le moins pour assurer un coût bas de l'électricité. C'est le résultat auquel aboutissent un grand nombre d'études qui ont porté sur le cas français, notamment celle réalisée par Jan Keppler⁽⁴⁰⁾ dans le cadre de l'OCDE/AEN. D'autres ont été produites par le MIT, notamment en 2018 (voir la Figure 11 ci-contre). Cette étude calcule le coût de production d'électricité pour la France, selon les objectifs de décarbonation et les performances du nouveau nucléaire. Dans les cas les plus exigeants en matière d'émissions de CO₂, les experts du MIT obtiennent des parts de nucléaire qui sont proches de la part actuelle en

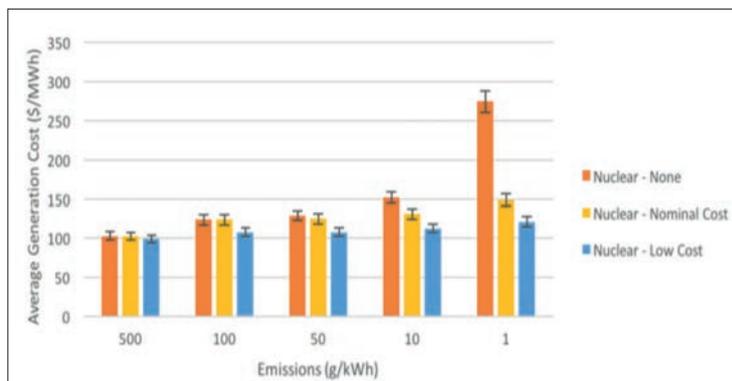


Figure 11 : Coût de production de l'électricité en France au regard des différents objectifs d'émissions de CO₂, et selon divers scénarios de coût du nouveau nucléaire (source : MIT, 2018).

France : de l'ordre de 70 % (combinée notamment avec des unités à gaz avec dispositifs de capture du CO₂). Dès lors que le coût du nucléaire est maîtrisé (cas « nominal » ou « low »), l'option la moins chère inclut cette énergie. Par exemple, pour descendre à 10g/kWh, un coût « bas » du nucléaire permettrait de réduire les coûts de production de l'électricité de près du tiers.

Force est de constater que les travaux actuels sur les mix futurs sont divers, parfois difficiles à interpréter et dans certains cas contradictoires⁽⁴¹⁾. Ceux de la SFEN, dont s'inspire en bonne partie cet article, nous semblent toutefois montrer de façon robuste l'intérêt du nucléaire dans la durée. Au plan économique, ils montrent en première approche que l'optimum apparent serait de maximiser la durée d'exploitation des réacteurs existants... Ce qui pourrait amener à différer les nouvelles constructions. Mais cette stratégie de *stop and go* serait très lourde de conséquences industrielles adverses. D'où la logique qui paraît être la meilleure à ce stade, à savoir : baisser les coûts des réacteurs de 3^{ème} génération (par rapport aux têtes de série), arrêter graduellement les réacteurs existants et lancer sans tarder un nouveau programme de construction de réacteurs de type EPR2, ce qui permettra donc de consolider la *supply chain* dans la durée. La responsabilité de la France est majeure pour pérenniser cette technologie bas carbone à l'échelle de l'Europe.

La décision du gouvernement devient urgente (elle devrait être prise à partir de 2021) et sera capitale.

En matière d'emploi, les conséquences des choix faits seront là encore d'importance majeure. Le nucléaire représente en France plus de 200 000 emplois directs et environ le double en emplois totaux (directs, indirects, induits). Les chantiers de construction mobilisent sur site jusqu'à 5 000 personnes par réacteur, ce qui laisse augurer de l'impact d'un programme constitué de 8 à 10 unités ; alors que l'intensité en emploi du démantèlement est environ dix fois inférieure. Et ce sans compter les exportations permises par une base industrielle nationale forte.

(41) Une référence très utile, qui mixe technique et économie, est celle des travaux menés par RTE pour le gouvernement, lors de l'élaboration des bilans prévisionnels qui servent de cadre à la PPE. D'autres travaux, dont ceux de l'ADEME, débouchent sur des conclusions peu favorables au nucléaire.

(40) Voir son article publié dans ce même numéro des *Annales des Mines*.

Références

- BERTHÉLEMY M. & ESCOBAR L. (2015), "Nuclear reactors' construction costs: The role of lead-time, standardization and technological progress", *Energy Policy* 82, pp. 118-130.
- BERTHÉLEMY M. & DEVEZEAUX DE LAVERGNE J.-G. (2019), « La réduction des coûts de construction du nouveau nucléaire », *Revue de l'Énergie*, n°642, janvier-février, pp. 22-37.
- BOSTON CONSULTING GROUP (2006), "Economic Assessment of Used Fuel Management in the United States", rapport du BCG.
- CHARPIN J.-M., PELAT R. & DESSUS B. (2000), « Étude économique prospective de la filière électrique nucléaire », rapport au Premier ministre, juillet.
- COGAN K. (2019), "The Potential for Nuclear Cost Reduction", IAEA Conference "Nuclear & Climate", Vienna, October.
- COUR DES COMPTES (2012), « Les coûts de la filière électronucléaire », <https://www.ccomptes.fr/fr/publications/les-couts-de-la-filiere-electro-nucleaire>
- COUR DES COMPTES (2014), « Les coûts de la filière électronucléaire » (actualisation 2014), Rapport public thématique, <https://www.ccomptes.fr/fr/publications/le-cout-de-production-de-le-lectricite-nucleaire-actualisation-2014>
- COUR DES COMPTES (2019), « L'aval du cycle du combustible nucléaire. Les matières et les déchets radioactifs, de la sortie du réacteur au stockage », juillet, <https://www.ccomptes.fr/fr/publications/laval-du-cycle-du-combustible-nucleaire>
- DEVEZEAUX DE LAVERGNE J.-G. & BRIÈRE E. (2017), « Nucléaire et énergies renouvelables : des technologies complémentaires pour la transition énergétique », *Revue générale nucléaire*, n°1, pp. 8-17, <http://www.sfen.org/rgn/1-8-nucleaire-energies-renouvelables-technologies-complementaires-transition-energetique>
- DEVEZEAUX DE LAVERGNE J.-G. (2019), « Nouveau nucléaire : quelles technologies et quelles perspectives de développement en France et dans le monde ? », *Annales des Mines, Responsabilité & Environnement*, n°95, juillet, pp. 67-74.
- DOAN L. (2017), « Prise en compte économique du long terme dans les choix énergétiques relatifs à la gestion des déchets radioactifs », Thèse soutenue le 7 décembre 2017, Université de Paris-Dauphine, PSL.
- DOAN L. (2019), "Economic Assessment of the Political and Technical Management of Large Public Projects: The Deployment Schedule of the French Deep Geological Repository of Radioactive Waste", à paraître dans la *Revue d'Économie industrielle*.
- DUQUESNOY T. (2013), « Coût de construction des réacteurs REP : évolution des conditions économiques ou accroissement de la complexité ? », *La Lettre de l'I-tésé*, 18.
- ESCOBAR L. & LÉVÊQUE F. (2015), "Revisiting the Cost Escalation Curse of Nuclear Power: New Lessons from the French Experience", *Economics of Energy & Environmental Policy*, vol. 4, issue 2.
- FOLZ Jean-Martin (2019), « Rapport au Président directeur général d'EDF : la construction de l'EPR de Flamanville », octobre.
- GRUBLER A. (2010), "The costs of the French nuclear scale-up: A case of negative learning by doing", *Energy Policy* 38(9), pp. 5174-5188.
- HARVARD (2003), "The Economics of Reprocessing vs Direct Disposal of Spent Nuclear Fuel", Belfer Center for Science and International Affairs, John F. Kennedy School of Government, Harvard University.
- LOVERING J. R., YIP A. & NORDHAUS T. (2016), "Historical construction costs of global nuclear power reactors", *Energy Policy* 91, pp. 371-382.
- LOVERING J. R., NORDHAUS T. & YIP A. (2017), "Apples and oranges: comparing nuclear construction costs across nations, time periods, and technologies", *Energy Policy* 102, pp. 650-654.
- LUCIDCATALYST (2018), "Nuclear Cost Driven Project", Report prepared for the UK Energy Technology Institute.
- MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY (2011) "The Future of the Nuclear Fuel Cycle", An interdisciplinary MIT study.
- MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY (2018), "The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World", An Interdisciplinary MIT study.
- OECD (2015), "Projected Costs of Generating Electricity", <https://www.oecd-neo.org/ndd/pubs/2015/7057-proj-costs-electricity-2015.pdf>
- OECD/NEA (2013), "The Economics of the Backend of the Nuclear Fuel Cycle", Paris, OECD.
- OXFORD (2011), "A Low Carbon Nuclear Future: Economic Assessment of Nuclear Materials and Spent Nuclear Fuel Management in the UK", Smith School of Enterprise and the Environment, Oxford, United Kingdom.
- ROTHWELL G. *et al.* (2014), "Sustainability of light water reactor fuel cycles", *Energy Policy* (74), S16-S23.
- SFEN (2017), « Les coûts de production du parc nucléaire français », Société française d'énergie nucléaire, novembre, http://www.sfen.org/sites/default/files/public/atoms/files/note_-_les_couts_de_production_du_parc_nucleaire_francais_-_ppe_-_sfen.pdf
- SFEN (2018a), « Les coûts de production du nouveau nucléaire français », Société française d'énergie nucléaire, mars, http://www.sfen.org/sites/default/files/public/atoms/files/les_couts_de_production_du_nouveau_nucleaire_francais.pdf
- SFEN (2018b), « Le nucléaire français dans le système électrique européen », Société française d'énergie nucléaire, avril, http://www.sfen.org/sites/default/files/public/atoms/files/le_nucleaire_francais_dans_le_systeme_energetique_europeen_-_sfen_-_ppe.pdf
- SFEN (2019), « Quand décider d'un renouvellement du parc nucléaire français ? », Société française d'énergie nucléaire, avril, http://www.sfen.org/sites/default/files/public/atoms/files/note_avril_renouvellement_du_parc.pdf
- SHROPSHIRE D. E. *et al.* (2009), "Advanced Fuel Cycle Economic Analysis of Symbiotic Light-Water Reactor and Fast Burner Reactor Systems", INL/EXT-09-15254, Idaho, United States.