

Les coûts de l'énergie nucléaire et la décision de prolongement, éléments de clarification pour le débat de la programmation pluriannuelle de l'énergie

Thomas Reverdy, Univ. Grenoble Alpes, CNRS, Science Po Grenoble, Grenoble INP, PACTE

Frédéric Marty, OFCE, Sciences Po Paris ; Université Côte d'Azur, GREDEG, CNRS

La révision de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) pour les années 2018-2023 et 2024-2028 a été confiée à la Commission Nationale du Débat Public. Un des nombreux thèmes qui seront soumis à débat porte sur l'évaluation du coût du nucléaire. Il s'agit certes d'une question récurrente déjà abordée à de très nombreuses reprises, mais qui peut contribuer aujourd'hui à un des arbitrages importants que devra rendre la PPE : à savoir la fermeture de certaines des centrales nucléaires existantes et son rythme.

Le site internet de la PPE donne accès à deux évaluations des coûts : celles qui ont été produites par la Cour des Comptes en 2014 et 2016¹ et un document rédigé par la Société Française d'Énergie Nucléaire². Ce ne sont pas les seules expertises existantes, nous pourrions ajouter le rapport de la commission d'enquête parlementaire³ dirigée par François Brottes et Denis Baupin publié en 2014, ainsi que le rapport réalisé la même année par le cabinet WISE pour le compte de Greenpeace⁴.

Quel est l'enjeu de cette objectivation des coûts ? Jusqu'à peu, le maintien du choix du nucléaire et de sa part dans le mix énergétique français était justifié par son coût relativement faible par rapport à d'autres sources d'énergie, y compris les énergies renouvelables. De longue date, l'argument de la compétitivité relative du nucléaire est présenté comme la clé de voûte du soutien d'une large partie de l'opinion publique en France⁵. La défense du nucléaire sur la base de sa compétitivité économique résista à l'émotion provoquée par l'accident de Fukushima et sa mise en cause par la décision d'un arrêt des centrales nucléaires prise par nos voisins allemands et suisses. Or, cette même question des coûts du nucléaire pourrait occuper une place déterminante dans le débat à venir de la PPE.

Le calcul des coûts est confronté à deux difficultés. Tout d'abord, une large partie des coûts est déjà engagée par les décisions passées. Par exemple, il faudra payer de toutes les façons le démantèlement des centrales nucléaires existantes. Ensuite, il existe des incertitudes sur les coûts à venir. Les coûts de

¹ Cour des comptes, Communication à la commission d'enquête de l'Assemblée nationale : Le coût de production de l'électricité nucléaire. Mai 2014, 227 p., (https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/EzPublish/20140527_rapport_cout_production_electricite_nucleaire.pdf) Actualisation dans le Rapport public annuel 2016, p 111-144 (<https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/EzPublish/04-maintenance-centrales-nucleaires-RPA2016-Tome-1.pdf>)

² Les Coûts de production du parc nucléaire français, contributions de la SFEN à la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie, Nov. 2017. (http://www.sfen.org/sites/default/files/public/atoms/files/note_-_les_couts_de_production_du_parc_nucleaire_francais_-_ppe_-_sfen.pdf)

³ <http://www.assemblee-nationale.fr/14/pdf/rap-enq/r2007-tl.pdf>

⁴ Marignac Yves, L'échéance des 40 ans pour le parc nucléaire français, Processus de décision, options de renforcement et coûts associés à une éventuelle prolongation d'exploitation au-delà de 40 ans des réacteurs d'EDF, 22 février 2014, Rapport WISE commandité par Greenpeace France. (<https://www.greenpeace.fr/lecheance-40-ans-parc-nucleaire-francais/>)

⁵ Brouard, Sylvain, Florent Gougou, Isabelle Guinaudeau, et Simon Persico. 2013. "Un Effet de Campagne." *Revue Française de Science Politique* 63 (6): 1051–1079. <https://www.cairn.info/revue-francaise-de-science-politique-2013-6-page-1051.htm>

maintenance et d'amélioration de la sûreté de centrales vieillissantes en sont de parfaits exemples. Les débats de la programmation pluriannuelle de l'énergie devront prendre en considération ces difficultés.

Les retours d'expériences de plusieurs grands projets nous interpellent sur notre capacité à aborder des décisions qui possèdent cette double caractéristique, à savoir le bénéfice d'investissements passés et l'existence d'incertitudes futures. Il existe un phénomène d'«escalade des engagements» dans un projet, identifié par Jerry Ross et Barry Staw⁶ à propos de la construction de la centrale nucléaire de Shoreham à proximité de New-York, par la Long Island Lighting Company. Non seulement ce projet a connu un dépassement de coût de 5 milliards de dollars, mais la centrale n'a jamais été mise en exploitation, pour des raisons économiques et de sûreté. L'analyse détaillée des décisions au fur et à mesure de ce projet a tenté de comprendre quels furent les mécanismes qui ont conduit les porteurs du projet à maintenir ce dernier et à continuer à y investir alors que sa pertinence économique et politique était de moins en moins assurée.

L'une des explications de cette fuite en avant tient à l'existence d'un processus de décision itératif qui rend les décideurs prisonniers des investissements passés et qui renforcent leurs biais décisionnels au travers d'estimations optimistes quant aux dépenses et bénéfices à venir. En effet, chacune des décisions a été prise sur la base d'un calcul économique raisonnable, comparant les investissements à consentir à l'avenir et les gains attendus. Un tel calcul suppose de ne pas prendre en compte les coûts passés, considérés comme irrécupérables. Si on ajoute à cela à chaque étape des hypothèses d'autant plus optimistes sur les coûts et bénéfices à venir que les décideurs se sont engagés de longue date dans le projet, il est fort possible que, au final, le projet soit réalisé alors que ces espoirs de rentabilité soient pour le moins illusoire... Plusieurs phénomènes psychologiques et sociologiques peuvent expliquer pourquoi les décideurs persistent dans les hypothèses optimistes. Nous avons vu que l'existence des coûts non-récupérables compte pour beaucoup. Les investissements passés pourraient constituer un gaspillage inutile en cas d'arrêt dont la reconnaissance peut être particulièrement difficile à assumer. Mais il existe d'autres causes comme l'identification au projet, le souci de cohérence vis-à-vis des sponsors extérieurs au projet ou bien encore la dépendance de l'organisation vis-à-vis de la réalisation du projet.

Ce concept de l'escalade des engagements peut-il nous éclairer sur le prolongement du nucléaire français et nous aider à clarifier le débat sur les coûts de ce prolongement ?

Le calcul des coûts habituellement pris comme référence dans les débats sur l'industrie nucléaire est celui de la Cour des Comptes. Dans son rapport de 2016, la Cour des Comptes annonce un coût de production du nucléaire de 62,6 €₂₀₁₃/MWh, qui pourrait s'accroître jusqu'à 70 €₂₀₁₃/MWh dans le cas d'un doublement des coûts d'investissement pour le prolongement.

Ce coût est parfois pris comme référence dans le débat pour une comparaison avec des sources d'énergies alternatives. Pourtant, il a été calculé dans un autre objectif. En effet, la Cour raisonne en « coût courant économique » et intègre dans son calcul un « loyer économique » annuel estimé à 8,29 Md€₂₀₁₃ (ce qui équivaut à plus de 20 € quand on le rapporte au coût du MWh). Ce loyer économique ne correspond pas

⁶ Ross, Jerry, and Barry M. Staw. "Organizational Escalation And Exit: Lessons From The Shoreham Nuclear Power Plant." *Academy of Management Journal* 36, no. 4 (1993): 701–32.

<http://amj.aom.org/content/36/4/701.short>

à une dépense effective mais à une estimation économique de la valeur de l'utilisation de l'investissement, calculée à partir de la valeur de remplacement des centrales existantes.

Cette position est des plus légitimes en regard des missions de la Cour. Sa préoccupation est que les choix politiques n'entraînent pas une exploitation des ressources héritées du passé sans se préoccuper de leur renouvellement. Il s'agissait de définir une valeur économique à long terme de l'électricité, dans un contexte de débat sur le tarif réglementé ou sur les risques associés à la dette de EDF, et non de calculer le coût de l'électricité nucléaire dans le cadre d'un choix de prolongement ou de non prolongement. Le calcul du « coût courant économique » nous renseigne finalement assez peu sur l'alternative entre prolonger ou fermer les centrales nucléaires dans la mesure où il ne permet pas de calculer le différentiel de coût entre les deux options.

Ce calcul a aussi donné lieu à des échanges avec l'opérateur historique. Ceux-ci ont notamment porté sur l'interprétation des données transmises quant aux investissements de prolongement et d'amélioration de la sûreté, désignés par l'expression de « Grand Carénage », expression issue de la construction maritime et qui désigne la rénovation générale d'un navire en cale sèche. Initialement estimés à 55 Md d'€ entre 2014 et 2025 par EDF, ils ont été portés par la Cour à 100 Md d'€ au travers d'une prolongation de la période prise en considération afin de calculer l'ensemble des coûts d'investissement de modernisation nécessaires⁷. Cette extrapolation a été contestée par EDF dont les estimations vont dans le sens d'une baisse des coûts d'investissement au-delà de cette date.

De son côté, dès 2008, EDF a réalisé son propre calcul des coûts du prolongement. Il s'agissait alors de choisir entre le prolongement des centrales existantes ou leur remplacement par des EPR. Ces calculs ne s'appuient pas sur un raisonnement en termes de coût courant économique tel que le développe la Cour des comptes. Le même type de calcul réalisé en Allemagne avait aussi favorisé la décision de prolongement prise par Angela Merkel, décision sur laquelle la chancelière était brutalement revenue après l'accident de Fukushima. Dans son rapport annuel de 2016, EDF déclare "*la prolongation du parc de réacteurs nucléaires au-delà de 40 ans présente une rentabilité élevée, même en cas de scénarios de prix long terme dégradés, le coût de production de l'électricité d'origine nucléaire restant compétitif par rapport aux autres moyens de production*" (p. 277)⁸.

Ce calcul n'est pas rendu public, mais on peut faire l'hypothèse qu'il est proche de l'estimation proposée par la Société Française de l'Energie Nucléaire (SFEN)⁹. La SFEN propose de raisonner en termes de coût « cash », autrement dit les décaissements liés à l'exploitation et au prolongement, et de coûts « non cash », c'est-à-dire les évaluations comptables des autres coûts, comme la rémunération du capital initial, des coûts passés, des coûts futurs relatifs à la production passée. L'analyse de l'évaluation de la SFEN conduit cependant à considérer qu'in fine les coûts cash correspondent aux coûts qui dépendent de la décision de prolongement, c'est-à-dire les coûts d'exploitation et de Grand Carénage, alors que les coûts « non cash »

⁷ Actualisation dans le Rapport public annuel 2016, p 111-144

(<https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/EzPublish/04-maintenance-centrales-nucleaires-RPA2016-Tome-1.pdf>)

⁸ <https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/espaces-dedies/espace-finance-fr/informations-financieres/informations-reglementees/document-de-referance/edf-ddr-2016-fr.pdf>

⁹ Les Coûts de production du parc nucléaire français, contributions de la SFEN à la Programmation Pluriannuelle de l'Energie, Nov. 2017. (http://www.sfen.org/sites/default/files/public/atoms/files/note_-_les_couts_de_production_du_parc_nucleaire_francais_-_ppe_-_sfen.pdf)

sont des estimations comptables ou des coûts irrécupérables (investissements passés, ou coût futur d'un démantèlement, qu'il faudra payer même si on ne prolonge pas).

Ainsi, la SFEN estime à 33 €/MWh le coût « cash ». Celui-ci se divise en deux parties. Une première de 26 €/MWh correspond au coût d'exploitation qui intègre le coût du combustible et celui du retraitement, ainsi que les provisions pour l'enfouissement des déchets. Une seconde de 7 €/MWh correspond à la répartition des dépenses d'investissement de prolongement sur la période dans laquelle ceux-ci sont réalisés. Ce calcul intègre deux réductions de coûts opérées en 2016, sous la pression du gouvernement et d'un marché de l'électricité peu favorable : la baisse des estimations des investissements de prolongement de 55 Md d'€ à 45 Md d'€, et celle des coûts d'exploitation de 1 Md d'€ par an. S'il existe bien sûr des évaluations contradictoires concernant le coût des investissements de maintenance et leur amortissement, la principale différence avec le calcul de la Cour des Comptes provient de l'approche des coûts, les coûts complets (avec 20 €/MWh environ de loyer économique) pour la Cour des Comptes versus les coûts « cash », qui dépendent seulement du prolongement, pour la SFEN.

Ensuite se pose la question de la temporalité de ces investissements et leur articulation avec les décisions de prolongement. On observe que les principaux investissements de modernisation sont engagés bien avant l'échéance des 40 ans. Par exemple, les changements des générateurs de vapeur, qui sont les équipements les plus importants et les plus coûteux à remplacer, ont été déjà en partie réalisés, autour des 27 ans de fonctionnement. De plus, les investissements de sécurité Post-Fukushima doivent être terminés avant l'échéance des 40 ans. Cela signifie que la décision de prolongement est déjà en partie contrainte par le fait que les investissements les plus coûteux sont déjà réalisés¹⁰. Une déclaration de Dominique Minière, directeur délégué de la direction production ingénierie d'EDF, donne une bonne indication de cette situation : « *Compte tenu qu'une large partie des rénovations de gros composants et l'intégration du retour d'expérience de Fukushima se jouent peu d'années avant 40 ans, il ne serait par ailleurs pas rationnel d'engager de tels investissements si ces derniers ne sont pas amortissables sur une durée suffisante, ce qui implique une poursuite de fonctionnement au-delà de 40 ans. Ne pas viser cette extension nous plongerait donc potentiellement dans des arrêts anticipés avant 40 ans, fragilisant fortement la fourniture d'électricité du pays* »¹¹. Cette situation peut laisser craindre un mécanisme d'escalade des engagements tel que présenté *supra* dans la mesure où la décision publique de prolongement est influencée par les investissements réalisés par l'entreprise quelques années plus tôt.

Cet enchaînement décisionnel ne poserait pas de problème si les estimations étaient les mêmes lors des différentes décisions qui sont échelonnées dans le temps. Or, les estimations de coûts de EDF ont été construites à chaque étape dans un référentiel de sûreté donné. Or le référentiel actuel intègre le retour d'expérience post-Fukushima, mais l'ASN a rappelé dans ses courriers concernant la 4^e visite décennale des réacteurs de 900 MW que les études de réévaluation doivent être conduites au regard des objectifs de sûreté applicables aux nouveaux réacteurs¹², reprenant la directive 2014/87/Euratom du Conseil du 8

¹⁰Extrait de la revue de l'ASN, Contrôle, n°198, Novembre 2014, <https://www.asn.fr/publications/2014/Contrôle198/index.html#3>

¹¹Extrait de la revue de l'ASN, Contrôle, n°198, Novembre 2014, <https://www.asn.fr/publications/2014/Contrôle198/index.html#3>

¹² Courrier de l'ASN, CODEP-DCN-2016-007286, Orientations génériques du réexamen périodique associé aux quatrièmes visites décennales des réacteurs de 900 MWe d'EDF (VD4-900), Adressé au Président de EDF le 20 avril

juillet 2014 et réinterprétant les recommandations de l'association européenne des autorités de sûreté¹³. Or il n'existe aujourd'hui aucune estimation rendue publique des conséquences économiques d'une augmentation des exigences de sûreté. De plus, la durée de fonctionnement des centrales vieillissantes peut être abrégée pour des questions de sécurité ou elle peut s'accompagner d'une hausse des coûts d'exploitation.

Il existe d'autres sources d'incertitudes, mais dont l'ampleur et les effets sont probablement moins significatifs. Par exemple, pour un niveau de sécurité fixé, les coûts réels des travaux peuvent aussi dépasser les estimations : certains événements comme la chute du générateur de valeur à la centrale de Paluel montrent que les travaux de maintenance peuvent être soumis à d'importants aléas. La durée de fonctionnement des centrales vieillissantes peut être abrégée pour des questions de sécurité ou elle peut s'accompagner d'une hausse des coûts d'exploitation. Les taux d'intérêt, pour un investissement industriel risqué (du fait des incertitudes de coût mais aussi de prix de marché de l'électricité), pourraient être réévalués à la hausse. Les coûts d'exploitation prennent en considération des coûts de retraitement des déchets et les provisions pour l'enfouissement, qui comportent encore un niveau élevé d'incertitude, même si leur contribution relative au coût de production de l'électricité ne semble pas déterminante. Enfin, il existe un débat sur l'évaluation du coût et la probabilité d'un accident grave et la façon il pourrait être intégré dans le calcul des coûts, par exemple par l'intermédiaire d'une prime d'assurance. Reste à débattre quelle pourrait être l'influence de la stratégie de prolongement sur la probabilité ou la gravité d'un accident grave.

Le débat de la PPE est donc une belle opportunité pour clarifier quelques-unes de ces incertitudes économiques, en particulier celles qui sont associées au référentiel de sûreté qui sera adopté pour la 4e visite décennale et de proposer des estimations qui prennent en considération ce nouveau référentiel de sûreté. Comme toutes les incertitudes ne seront pas réduites pour autant, le débat pourrait envisager une stratégie prudentielle d'investissement qui consisterait à raisonner au cas par cas, en intégrant le retour d'expérience des opérations antérieures de prolongement et l'évolution constatée ou anticipée des coûts d'exploitation.

Pour éviter le phénomène d'escalade de l'engagement comme à Shoreham, le débat de la PPE pourra être aussi l'occasion de s'interroger sur le décalage temporel en matière de décision publique entre décisions d'investissements et décisions de prolongement. Ce décalage peut favoriser une décision d'investissement sur la base d'estimations caractérisées par des biais d'optimisme. Ce biais initial peut être d'autant plus dommageable qu'il crée des irréversibilités qui contraindront les choix futurs. En effet, les investissements passés constituent autant de coûts non récupérables. Ces derniers conduiront d'autant plus inexorablement à une décision coûteuse de prolongement qu'ils sont importants et ce malgré l'affinement progressif des hypothèses quant aux coûts.

2016 (<https://www.asn.fr/Media/Files/Lettre-de-position-de-l-ASN-relative-aux-orientations-generiques-du-reexamen-periodique-associe-aux-quatriemes-visites-decennales-des-reacteurs-de-900-MWe-VD4-900>)

¹³ WENRA (Western European Nuclear Regulators' Association) statement on safety objectives for new nuclear power plants, nov. 2010, http://www.wenra.org/media/filer_public/2012/11/05/wenra_statementonsafetyobjectivesfornewnuclearpowerplants_nov2010.pdf