

Coût comparé d'un système électrique avec et sans nouveau nucléaire pour la France à long terme²

L'étude *Futurs énergétiques 2050* de RTE (2021), qui compare des scénarios comportant ou non la construction de nouvelles centrales nucléaires, aboutit à un coût plus faible pour ceux incluant un tel programme nucléaire. Ce résultat est dû en particulier au coût supplémentaire en matière de stockage d'énergie et de renforcement du réseau électrique dans les scénarios sans nouvelles centrales. Il a été utilisé pour justifier le programme de construction de nouvelles centrales nucléaires, en particulier par Emmanuel Macron lors de son discours de Belfort. Il mérite pourtant d'être relativisé : l'Ademe (2021) n'aboutit pas au même résultat et les travaux académiques auxquels j'ai participé non plus (par exemple Shirizadeh et Quirion, 2021). L'Ademe conclut à un écart de seulement 1% entre les variantes avec et sans nouveau nucléaire de son scénario S3, en utilisant pourtant le même type de modèle que RTE. Comment expliquer ces écarts ?

Premièrement, RTE est très optimiste sur le coût du nouveau nucléaire³. Reprenant l'estimation du gouvernement, leur étude suppose qu'à l'horizon 2050, ce coût atteindrait 4,7 euros par watt (€/W), soit une baisse de 42% par rapport à la dernière estimation en date pour l'EPR de Flamanville (8,1 €/W). Or, pour les générations précédentes de centrales, on n'a jamais constaté de baisse aussi importante entre la tête de série et les centrales suivantes. Le coût a même souvent augmenté au cours du temps, y compris une fois déduite la hausse du niveau général des prix. D'ailleurs, pour son projet Sizewell C en Grande-Bretagne, EDF annonce un coût de 20 milliards de livres, soit 7,4 €/W, alors qu'il s'agira, si le projet est mené à bien, des septième et huitième EPR construits – on est loin d'une « tête de série ».

EDF met en avant le fait que les centrales qui seraient construites en France après Flamanville seraient des « EPR 2 », à la conception présentée comme simplifiée par rapport à l'EPR de Flamanville, d'où des coûts qui seraient inférieurs. Cela interroge pour au moins trois raisons. Premièrement, cette « simplification » implique la suppression de certaines dispositions destinées à améliorer la sûreté – mais la validation par l'Autorité de sûreté nucléaire, nécessaire, n'est pas acquise. Deuxièmement, en s'écartant du modèle de l'EPR, EDF s'expose à de nouveaux problèmes et affaiblit l'argument selon lequel les prochains réacteurs seraient nécessairement moins coûteux que celui de Flamanville car ils bénéficieraient du retour d'expérience de ce dernier. Enfin, à Sizewell C, ce sont bien des EPR du premier type qu'EDF propose de construire. Dès lors, de deux choses l'une : soit l'EPR 2 permet significativement de diminuer le coût d'investissement pour un niveau de sécurité comparable, mais on se demande alors pourquoi EDF ne propose pas cette option aux Britanniques ; soit ce n'est pas le cas, et il n'y a pas de raison de supposer une baisse du coût aussi importante, par rapport aux centrales existantes et en chantier.

Deuxièmement, RTE utilise le même coût moyen pondéré du capital (CPMC)⁴ pour toutes les technologies. Les auteurs reconnaissent qu'il serait légitime de le différencier entre les technologies, mais arguent d'un manque de données pour le faire. Dans une variante, RTE montre cependant qu'il suffit de supposer un CPMC de 7% pour le nucléaire et 4% pour les autres technologies pour annuler la différence de coût entre les scénarios avec

¹ Directeur de recherche au CNRS.

<http://www.centre-cired.fr/fr/philippe-quirion/>

<https://scholar.google.fr/citations?user=BN9i2acAAAJ&hl=fr>

<https://twitter.com/pquirion1>

² Cette note se base sur un article à paraître dans le numéro 97 (février 2023) de la revue *Economie politique*.

³ Dans tous les pays occidentaux les constructions de nouvelles centrales accumulent retards et surcoûts. En Finlande, le premier réacteur de type EPR, qui devait démarrer en 2009, ne l'a fait qu'en 2022... avant d'être arrêté suite à la découverte de fissures. Il ne sera pas remis en service commercial avant mars 2023 au plus tôt (SFEN, 2023). L'EPR actuellement en construction en France aura au moins douze ans de retard et un coût multiplié par au moins quatre (de 1,8 à 8,1 €/Watt de capacité). Pour les deux centrales en construction aux Etats-Unis, le coût estimé s'élève à environ 9€/Watt contre environ 1€/Watt annoncé initialement, selon la SFEN (2022). La dernière annonce, en juin 2022, a même porté le coût total à 30,3 milliards de dollars pour les deux réacteurs de 1100 MW chacun, soit 13 €/Watt au taux de change actuel.

⁴ Le CPMC est la moyenne pondérée entre le taux d'intérêt (réel) des emprunts et la rémunération des capitaux propres.

et sans nouveau nucléaire. Or, pour les quelques projets en cours sur lesquels on dispose d'informations publiques, la différence de CPMC est bien plus élevée au détriment du nucléaire (Quirion, 2022). La raison est simple : les risques de surcoût et de retard sont énormes pour les nouvelles centrales nucléaires, d'où une prime de risque réclamée par les apporteurs de capitaux. Pour diminuer le CPMC, EDF réclame un partage de ces risques entre l'Etat et l'investisseur. Cela peut fonctionner, mais dans ce cas, il faudrait estimer la valeur de cette couverture du risque apportée gratuitement par l'Etat – ce que les études ne font pas. Au passage, l'Etat couvre également l'exploitant pour sa responsabilité civile en cas d'accident au-delà d'un plafond de 700 millions d'euros, plafond largement inférieur aux conséquences d'un accident grave (entre 50 et 240 milliards d'euros selon l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire⁵). Or, le coût de cette assurance gratuite n'est pas intégré dans les analyses de RTE.

Troisièmement, RTE postule pour l'éolien terrestre un facteur de capacité⁶ beaucoup plus faible que celui que peuvent atteindre les éoliennes actuellement disponibles, et que celui retenu dans d'autres études prospectives (Quirion, 2022).

Enfin, dans son scénario de référence, RTE (2021, section 7.3.2) a retenu une configuration de flexibilité de la demande qu'il qualifie de « prudente » (17 GW de demande effaçable), inférieur à la configuration qu'il qualifie de « médiane » (25 GW) et aux hypothèses retenues par l'Ademe (22 GW) et par la SFEN (25 à 30 GW).

On ne peut donc pas conclure qu'en France à long terme (une fois les centrales nucléaires existantes fermées), un système électrique 100% renouvelable soit plus coûteux qu'un système comportant de nouvelles centrales nucléaires. Il y a même de fortes chances qu'il soit moins coûteux, la plupart des études prospectives ayant généralement sous-estimé le coût du nucléaire et surestimé celui des éléments nécessaires à un système 100% renouvelable (Meng et al., 2021).

Pour conclure

A long terme, c'est-à-dire à l'horizon où les centrales nucléaires existantes auront été fermées (autour de 2050 si les dernières ferment après 50 ans d'exploitation, ou 2060 si elles sont prolongées à 60 ans), on ne peut pas aujourd'hui déterminer si un système incluant du nouveau nucléaire, en complément des renouvelables, sera plus ou moins coûteux qu'un système basé uniquement sur des énergies renouvelables. En revanche, le second évite les risques d'accident et les autres problèmes liés au nucléaire, parmi lesquels les déchets – rappelons que même si le centre d'enfouissement Cigéo voit le jour, il n'est dimensionné que pour les centrales actuelles, pas pour une nouvelle génération de centrales.

Nous n'avons pas, dans cet article, la place de passer en revue l'ensemble des arguments technico-économiques qui sont mis en avant à l'encontre d'un système 100% renouvelable, mais tous ces arguments ont été réfutés ailleurs, en particulier dans l'article très complet de Brown et al. (2018). Cette réfutation constitue d'autant plus une bonne nouvelle que la plupart des pays du monde n'envisagent pas de recourir au nucléaire, et que beaucoup d'entre eux ne disposent pas des institutions pour y recourir dans de bonnes conditions de sûreté et sans risque de contribuer à la prolifération des armes nucléaires. Aussi, ceux qui prétendent techniquement impossible, ou excessivement coûteux, un système 100% renouvelable défendent de fait l'utilisation à long terme des énergies fossiles, pourtant incompatible avec la stabilisation du climat.

⁵ https://www.irsn.fr/FR/connaissances/Installations_nucleaires/Les-accidents-nucleaires/cout-economique-accident/Pages/2-cout-economique-pour-2-scenarios.aspx

⁶ Le facteur de capacité désigne le ratio entre ce que l'éolien produit sur une période donnée et sa production s'il fonctionnait à 100 % de sa capacité.

Bibliographie

Ademe, 2021. *Transition(s) 2050*. <https://transitions2050.ademe.fr/>

Brown, T. W., Bischof-Niemz, T., Blok, K., Breyer, C., Lund, H., & Mathiesen, B. V., 2018, Response to 'Burden of proof: A comprehensive review of the feasibility of 100% renewable-electricity systems'. *Renewable and sustainable energy reviews*, 92, 834-847.

IPCC, 2022. *AR6 Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change*.

Meng, J., Way, R., Verdolini, E., & Diaz Anadon, L., 2021, Comparing expert elicitation and model-based probabilistic technology cost forecasts for the energy transition. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 118(27), e1917165118.

Quirion, 2022, Un nouveau programme électronucléaire est-il justifié pour la France ? *The Conversation*, <https://theconversation.com/un-nouveau-programme-electronucleaire-est-il-justifie-pour-la-france-178728>

RTE, 2021, *Futurs énergétiques 2050*. <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/bilan-previsionnel-2050-futurs-energetiques>

SFEN, 2022, *Combien coûte le nucléaire ?*. <https://www.sfen.org/note-technique/contribution-du-nucleaire-a-leconomie-du-systeme-electrique-francais/>

SFEN, 2023, *L'EPR Olkiluoto de retour sur le réseau européen*. <https://www.sfen.org/rgn/lepr-olkiluoto-de-retour-sur-le-reseau-europeen/>

Shirizadeh B., P. Quirion, 2021. Low-carbon options for the French power sector: What role for renewables, nuclear energy and carbon capture and storage? *Energy Economics*, 95, March, article number 105004, <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2020.105004>