

« Les coûts du nucléaire au sein du système électrique »

Jean-Guy Devezeaux de Lavergne (Docteur d'Etat en Sciences Economiques) Janvier 2023

La performance du nucléaire en France et en Europe peut s'apprécier par ses coûts de production. Au-delà, plusieurs concepts de coûts ont été distingués, pour répondre aux principales questions économiques.

Coûts de production du nucléaire historique

Les coûts marginaux de court terme (essentiellement une majorité des coûts de combustible) servent à décider quel moyen de production électrique est appelé, en organisant ces moyens par coûts croissants. Ceux du nucléaire actuel sont extrêmement bas (de l'ordre de 10 €/MWh), ce qui assure un appel régulier à la production des réacteurs existants. Seuls certains hydrauliques, le solaire et l'éolien (à coût marginal quasi nul) sont moins cher dans le court terme. Comme ces moyens ne suffisent que très peu d'heures/an à satisfaire toute la demande, le nucléaire disponible constitue l'essentiel de la production.

Les coûts « cash » permettent d'apprécier la compétitivité du nucléaire existant dans une perspective annuelle, en y intégrant les coûts fixes (exploitation, une seconde part du coût combustible...). Les travaux récents montrent que ces coûts sont très stables et compétitifs (de l'ordre de 30 à 40 €/MWh en France) ils assurent l'intérêt d'exploiter le parc à moyen terme. Rappelons en effet que les prix de marché actuels se montent à environ 200-300 €/MWh. Si l'on inclut les coûts induits pour prolonger l'exploitation, au meilleur niveau de sûreté, tant les coûts cash des années actuelles que les coûts actualisés (incluant les investissements à réaliser pour aller jusqu'au nouveau terme d'exploitation) donnent des valeurs autour de 30 à 60 €/MWh, selon les sources, les hypothèses sur la rémunération du capital initial et les durées de l'allongement d'exploitation. De tels niveaux justifient de mener les travaux de « Grand Carénage » pour bénéficier des réacteurs existants pendant les prochaines décennies. C'est la conclusion de l'OCDE/AEN (2012), de la SFEN (2017), de RTE (2021)...

Le coût complet du nucléaire comprend en outre les charges futures, dont le démantèlement. Il montre que la compétitivité globale du nucléaire existant a été maintenue pendant les dernières décennies. Actuellement, le coût complet économique (CCE) défini par la Cour des Comptes, en prenant en compte une certaine rémunération du capital, se situe autour de 60 €/MWh en France, en y incluant les coûts de rénovation du parc. Ces niveaux sont bien plus faibles que ceux des autres centrales pilotables, les centrales à gaz qui ont dépassé couramment les 250 €/MWh en 2022.

En résumé, au plan économique, le nucléaire « historique » a atteint ses promesses initiales, même en prenant en compte les coûts français assez élevés de prolongement et en intégrant les difficultés actuelles dues aux corrosions sous contraintes.

Méthodes	Ordre de grandeur du coût en €/MWh	Sources
Coût marginal court terme. Calculé sur une base de type horaire.	10 €/MWh	Devezeaux (2022), OCDE/AEN (2019)
Coût cash de court terme. Calculé ici sur une base annuelle.	30 à 40 €/MWh	SFEN (2017), WNA (2020)
Coût économique complet courant (calcul sur une ou quelques années de référence)	~60 €/MWh	Approche CCE de la Cour des Comptes (2021)
Coût actualisé des réacteurs actuels intégrant le prolongement d'exploitation (+10 à 20 ans).	45 à 60 €/MWh	Cette fourchette inclut une rémunération du capital initial (pour 15 à 20 €/MWh). Cour des Comptes (2014) (2021), SFEN (2017), OCDE (2020).
Coût actualisé (réacteurs futurs). Calcul sur toute la durée future de production ramené à la date actuelle.	45-80 €/MWh	OCDE (2020), RTE (2021), SFEN (2022), Devezeaux & Thiollière (2022) pour des taux d'actualisation entre 3 et 7%. Dans son rapport de début 2022 préparant la PPE, le gouvernement cite un coût de 60€/MWh (pour un taux de 4%).

Ordres de grandeur des coûts selon les différentes méthodes identifiées et sources utilisées (les sources sont explicitées dans l'ouvrage du CNRS « Economie de l'énergie nucléaire », ISTE éditions, 2022) **En bleu** : nucléaire actuel ou « historique » **En vert** : nucléaire futur

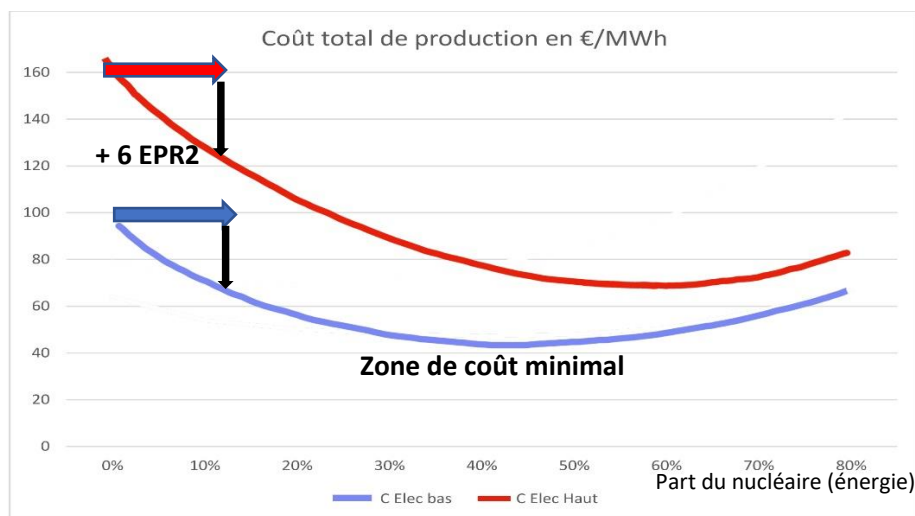
Coût de production de l'EPR2

Même si les coûts du nucléaire de série ne suivront pas les tendances fortes à la diminution des EnR (le nucléaire des réacteurs de grande taille est une industrie plus mure), les ordres de grandeur des coûts des EPR2 seront proches des coûts supra dans les prochaines décennies. Avec un coût d'investissement « overnight » de l'ordre de 5000 €/kW, le coût actualisé se situe autour de 45 à 80 €/MWh, selon notamment le coût du capital engagé. On peut retenir une valeur moyenne de 60 à 70 €/MWh.

Les risques spécifiques aux projets EPR2 sont principalement un faible soutien public (qui ferait, comme pour les EnR, grimper le coût de financement) et des délais de construction (trop) longs. La réalisation d'un programme a justement pour but de consolider la filière et de contribuer à solder les problèmes industriels rencontrés dans les deux dernières décennies.

Compétitivité du nucléaire dans les prochaines décennies : prise en compte des coûts de système

Les coûts « de système » intègrent le rôle des énergies dans la gestion du parc à chaque instant. Sont pris en compte la prévisibilité de la production de chaque production, sa disponibilité, sa souplesse, ses coûts de connexion. Il faut les ajouter à chacun des coûts supra. Les principaux résultats de la littérature indiquent que le nucléaire, production centralisée, pilotable et souple induit des coûts de systèmes faibles (quelques €/MWh). La pénalité essentielle qu'il encourt avec une pénétration plus forte dans un parc comprenant une part importante d'EnR variables est une baisse de son facteur de charge (quand les EnR produisent). Inversement, les coûts de système des EnR croissent vite avec leur part dans l'énergie produite (ils atteignent plusieurs dizaines d'€/MWh). Une conséquence majeure de ces deux effets est qu'il existe une zone de moindre coût, qui combine au minimum 20 à 30% de nucléaire (et sans doute 50% ou plus) avec le complément en EnR. Ce résultat tient compte de la baisse graduelle du coût des EnR (éolien et -surtout- grandes fermes solaires : RTE vise 500 €/kW vers 2050 et un LCOE de 30 €/MWh pour 4% de taux d'actualisation) et des technologies de stockage.



Coût du MWh en fonction de la part de nucléaire et d'EnR

Et illustration de l'impact sur le coût total moyen de la construction d'un programme de 6 EPR2

La valeur économique des 6 premiers réacteurs EPR2 est considérable

Le graphique montre que les coûts sont nettement croissants dès que l'on s'approche du bord de la figure, notamment quand la part de nucléaire est faible (à gauche). Des moyens existent pour tenter de réduire cet effet : jouer sur les interconnexions électriques¹, stimuler les technologies de « demand response » par exemple. Mais leur efficacité n'est pas garantie, et certainement pas totale. Ceci montre que, par rapport à un parc qui serait uniquement équipé d'EnR, les nouveaux réacteurs nucléaires (les seuls qui seront présents à l'horizon 2050) engendreront une diminution forte des coûts totaux (essentiellement des coûts de système). Cet effet « pèsera » plusieurs dizaines de milliards d'euros sur la période, ce qui conforte l'intérêt d'investir un premier programme nucléaire, même si on suppose des risques significatifs sur sa réalisation.

Conclusion

- Les différentes méthodes de calcul de coût montrent que, quelles que soient les problématiques étudiées, le nucléaire actuel est compétitif et à la base de la performance économique du parc.
- Les coûts de production des EPR2 seront comparables à ceux des EnR (éolien, solaire) contemporaines (années 30)
- La prise en compte des coûts au sein des systèmes électriques affecte nettement moins le nucléaire (énergie disponible et pilotables) que l'éolien et le solaire : pour ces dernières énergies les coûts de système peuvent aller jusqu'à doubler les coûts de production (pour des taux de pénétration importants des EnR).
- À long terme, le nucléaire permet de minimiser le coût du système électrique, car il existe une zone de coût minimal qui combine au minimum 20 à 30% de nucléaire (et sans doute 50%) avec le complément en EnR. Ainsi, le nucléaire est-il complémentaire aux EnR (et réciproquement).
- A court et moyen terme, la valeur économique des 6 premiers EPR2 dans le parc est majeure. D'ici 30 ans, s'ils n'étaient pas construits, la France se trouverait en situation de faire fonctionner un parc avec plus de 80% d'EnR variables (hors hydraulique gravitaire et biomasse), et donc des coûts de système considérables. Le choix de lancer le programme EPR2 apparaît ainsi « sans regret » car robuste, quel que soit le scénario de prix des technologies.

¹ Une telle action, jusqu'à un certain point, est de nature à diminuer les coûts totaux. Toutefois, si chaque pays compte sur l'aide des moyens pilotables des autres pour équilibrer son réseau, des coûts significatifs diffuseront dans toute la « plaque » européenne.