



Les coûts de production du nouveau nucléaire français

Synthèse & recommandation

Garantir l'option d'un socle nucléaire en 2050

Avec le Plan climat annoncé en juin 2017, la France se fixe comme objectif la neutralité des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2050.

Aujourd'hui, la France s'appuie sur un socle nucléaire et sa production d'énergies renouvelables pour garantir son approvisionnement en électricité bas carbone, et ce à des prix parmi les plus compétitifs d'Europe.

L'Hexagone s'est engagé à diversifier son mix électrique à un rythme qui dépendra de plusieurs facteurs encore mal connus : les caractéristiques de la demande, les performances techniques et économiques des différentes technologies (énergies renouvelables, stockage, « smart grids »), et aussi, dans un système électrique de plus en plus interconnecté, des stratégies énergétiques de ses voisins européens.

À court terme, l'exploitation dans la durée des réacteurs nucléaires existants (programme « grand carénage ») permettra à la France de bénéficier d'une électricité bas carbone, produite localement et à des coûts compétitifs.

À long terme, entre 2030 et 2050, la France est appelée à renouveler progressivement une partie de son parc nucléaire actuel par de nouveaux moyens de production.

À long terme, entre 2030 et 2050, la France est appelée à renouveler progressivement une partie de son parc nucléaire actuel par de nouveaux moyens de production. Si des progrès techniques et économiques sont attendus, d'importantes incertitudes subsistent concernant la faisabilité, la robustesse, le coût, ou encore les limites exactes d'un système reposant en très grande partie, voire exclusivement, sur des énergies renouvelables variables associées à du stockage, du biogaz et/ou des énergies fossiles avec capture et séquestration de carbone.

Compte tenu des incertitudes et de l'impérieuse nécessité de réduire massivement et rapidement les émissions de CO₂ à l'échelle de la planète, l'Agence internationale de l'énergie¹ estime l'utilisation de l'énergie nucléaire indispensable et complémentaire à l'essor des énergies renouvelables pour l'avènement d'un mix électrique sans CO₂. On voit difficilement pour quelles raisons il en serait autrement en France, pays qui constitue une référence mondiale pour l'utilisation et la maîtrise industrielle de cette technologie.

Sauf à prendre des paris très risqués sur les plans climatiques (maintien ou ouverture de nouvelles capacités thermiques, entraînant une augmentation des émissions de

CO₂) et économiques (hausse des coûts de production d'électricité), la France doit engager une réflexion sur l'opportunité de renouveler une partie de son parc nucléaire par des réacteurs de troisième génération de type EPR.

Ces dernières années, les réacteurs de troisième génération ont fait face à des difficultés dans la réalisation des premiers chantiers. Cependant, les dépassements des budgets initiaux ne doivent pas masquer deux éléments essentiels. Le premier est que les difficultés ont été surmontées et que les premiers EPR entreront en service dans les prochains mois. Surtout, ces chantiers auront permis de revitaliser une chaîne industrielle française et européenne désormais opérationnelle pour engager dès aujourd'hui la construction de nouvelles unités. La filière nucléaire, troisième filière industrielle du pays, avec 2 500 entreprises et 220 000 professionnels hautement qualifiés, dispose aujourd'hui des atouts nécessaires pour y parvenir.

Objet de la note

Cette note analyse les différents paramètres permettant à la France de disposer de l'option nucléaire à l'horizon 2050.

Plus particulièrement, elle permet de mieux comprendre :

- Ce qui constitue le coût de production de nouveaux moyens de production nucléaire.
- Quels sont les leviers d'actions, en matière de construction et de financement, permettant d'assurer la compétitivité de la filière dans la durée.

Cette note s'appuie sur les retours d'expérience issus d'autres industries, ainsi que sur ceux des chantiers EPR engagés en France et à l'étranger (Finlande et Chine).

Elle se concentre sur le réacteur de troisième génération EPR. Celui-ci est commercialement disponible et fait l'objet d'un programme d'optimisation permettant des mises en service à l'horizon 2030.

N.B. : Si la recherche explore aujourd'hui de nouveaux concepts, comme les petits réacteurs modulaires (SMR) et les réacteurs de quatrième génération, leur maturité industrielle ne permettra pas d'envisager une mise en service à cet horizon de temps.

Cette note a été élaborée par la Section technique « Économie et stratégie énergétique » de la SFEN.

Remarques préliminaires

Les leviers identifiés pour réduire les coûts des prochains réacteurs EPR ne sont propres ni à la technologie nucléaire, ni à la France, mais à tous les grands projets d'infrastructures complexes. Ils concernent autant l'organisation industrielle que la gouvernance, laquelle s'incarne dans les contrats et les coûts de financement (allocation des risques). Par leur dimension stratégique, ces grands projets nécessitent une implication plus forte des États.

Mettre en service un réacteur EPR à un coût optimisé à l'horizon 2030 nécessite la définition d'un programme industriel dix ans avant le lancement du projet. Cet horizon temporel correspond aux périodes couvertes par la prochaine Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) : 2019-2023 et 2024-2028.

Mettre en service un réacteur EPR à un coût optimisé à l'horizon 2030 nécessite la définition d'un programme industriel à l'occasion de la prochaine PPE.

La question de la compétitivité de chaque moyen de production sera de plus en plus impactée par le prix du CO₂, et ne pourra plus être posée de manière isolée. Il sera nécessaire de tenir compte des interdépendances au sein du système électrique (part des sources non pilotables, limites des moyens de stockage et des autres sources de flexibilité), et de l'organisation du marché de l'électricité.

Dès lors, l'énergie nucléaire – technologie bas carbone, pilotable, disponible 24 h/24 et 7 j/7², et flexible³ – ne peut être comparée qu'à d'autres moyens disposant des mêmes caractéristiques sur le plan des services rendus au système électrique et sur leur contribution à lutter contre le changement climatique.

² – La disponibilité moyenne de la production électrique d'origine nucléaire est de 75 % entre 2010 et 2017.

³ – Les centrales nucléaires peuvent moduler jusqu'à 80 % de leur puissance en quelques minutes.

Constat

En 2016, le marché du nouveau nucléaire a été dynamique sur le plan international : dix réacteurs nucléaires ont été mis en service⁴. Il s'agit de la plus importante activité depuis deux décennies.

L'industrie est en train de concrétiser une transition vers une nouvelle génération de réacteurs : la troisième génération.

Ces technologies présentent des performances accrues en matière de sûreté, de disponibilité et de respect de l'environnement. La France, avec l'EPR, mais également la Russie, les États-Unis ou encore la Chine développent leur propre technologie, notamment destinée à l'export.

1. Les premiers chantiers de réacteur de troisième génération ont rencontré des difficultés inhérentes à des premières réalisations. La France les a surmontées. Elle dispose aujourd'hui d'une chaîne industrielle revitalisée et opérationnelle pour construire de nouveaux EPR.

L'étude des premiers chantiers (*First of a Kind* ou FOAK) de réacteurs de troisième génération montre des dérapages par rapport aux estimations initiales.

Cette situation est propre à la réalisation de grands projets d'infrastructures complexes, comme la construction du tunnel sous la Manche dont le budget initial a doublé. De nombreuses études ont d'ailleurs mis en avant le « biais d'optimisme⁵ » en amont des projets. Elles soulignent également les phases de « rapid learning » sur les projets suivants⁶.

La présente note révèle des différences significatives entre les chantiers de réacteurs de troisième génération suivant les pays :

- D'un côté, les pays qui sont dans une dynamique de construction continue de réacteurs, soit parce qu'ils ont étalé dans le temps leur programme d'équipement nucléaire (Chine), soit parce qu'ils renouvellent une partie de leur parc (Russie). À ce titre, il est symptomatique que le premier réacteur de troisième génération mis en service l'a été en Russie, et que le premier EPR à démarrer sera celui de Taishan 1, en Chine.
- De l'autre, les pays (France, Finlande, États-Unis) qui avaient arrêté de construire. Ces pays ont été doublement pénalisés par les incertitudes liées aux premiers chantiers (FOAK) et ont été contraints de remettre à niveau leur chaîne industrielle aux standards requis pour la construction de réacteurs.

Aujourd'hui, les difficultés ont été surmontées : les premières unités sont en phase de démarrage, et la France dispose à nouveau d'une supply chain à même de construire de nouveaux réacteurs (sous-ensembles, savoir-faire, compétences-métiers, outil industriel, capacités de recherche amont). Elle risque de perdre le fruit de cet investissement si elle arrête à nouveau de construire des réacteurs sur son sol.

⁵ – Working Paper on Risks n° 52, « A risk-management approach to a successful infrastructure project ». Voir également : Morrow, E. M., Phillips, P. E. et Meyers, C. W., *Understanding Cost Growth and Performance Shortfalls in Pioneer Process Plants*, Santa Monica, CA : Rand Corporation, 1981.

⁶ – *Phil. Trans. R. Soc. A* (2012) **370**, 365–380.

2. Le coût de construction est le premier facteur du coût de production d'un réacteur nucléaire. La maîtrise de ce coût est possible, à condition pour la France d'engager un programme industriel.

Le coût d'un réacteur nucléaire est largement dominé par les dépenses d'investissement dans la phase de construction qui, en fonction du taux d'actualisation retenu, représentent entre 50 et 75 % du coût total de production de l'électricité sur la durée d'exploitation de l'installation.

L'analyse du premier programme français et des expériences étrangères révèle qu'il est possible de réduire ce coût de construction. Pour cela, il est nécessaire de mettre en œuvre un programme industriel permettant de bénéficier d'un effet de série économique, et de s'appuyer sur les enseignements des chantiers précédents ainsi que sur les dernières innovations.

Bénéficiaire de l'effet de série économique

L'effet de série économique traduit le fait que le coût d'investissement moyen d'une série d'unités standardisées est inférieur à celui d'une tranche de même caractéristique, conçue et réalisée isolément.

Il s'agit d'abord de construire de manière systématique les réacteurs par paire sur un même site et, plus largement, de bénéficier de plusieurs effets conjugués :

- **Effet programme** : les études et qualifications sont réalisées une seule fois pour un grand nombre de tranches.
- **Effet productivité** : à travers la commande d'une série de matériels identiques, les fournisseurs sont en mesure d'atteindre des gains de productivité qu'ils peuvent répercuter sur leur prix de vente.
- **Effet de rythme** : le nombre de tranches engagées doit permettre, par une bonne gestion des échéanciers, de maintenir une charge minimale continue pour l'ensemble des acteurs industriels, tant au niveau des études que de la fabrication.

Tirer parti des effets d'apprentissage et des dernières innovations

- **Une conception améliorée** : le partage du retour d'expérience des chantiers d'Olkiluoto 3 (Finlande) et de Flamanville 3 (Manche) a déjà porté ses premiers fruits sur le chantier de Taishan 1 & 2 (Chine). La démarche d'optimisation de la conception

de l'EPR engagée en 2015 a, elle aussi, permis d'identifier des gains pour simplifier le design, améliorer sa constructibilité et industrialiser ses équipements.

- **La mise en œuvre des techniques et méthodes les plus récentes :** plusieurs innovations permettent de gagner en performance. On peut citer par exemple la conception du béton armé, la « modularisation » de certaines parties de la centrale, ainsi que l'utilisation des méthodes d'ingénierie permettant d'améliorer les interfaces entre les différents acteurs d'un même projet.
- **La revitalisation de la chaîne industrielle en Europe :** la filière nucléaire se caractérise par des exigences très strictes en assurance qualité, en pureté des matériaux, en comportement des équipements sous irradiation, en tenue à long terme, etc. La totalité de la chaîne industrielle européenne⁷ a dû être qualifiée au niveau « qualité nucléaire » pour construire les EPR d'Olkiluoto 3 et de Flamanville 3. Les projets à venir bénéficieront de cette chaîne industrielle reconstituée, impliquant des coûts moindres.

C'est en conjuguant ces mesures qu'il sera possible de maîtriser les échéanciers, paramètre clé de l'efficacité économique.

Les effets attendus sont multiples :

- Gains de temps pour les équipes.
- Coûts fixes de chantier plus faibles.
- Effets financiers sur l'immobilisation des travaux allégés (car plus brefs).
- Production électrique plus précoce (ce qui augmente fortement la valeur du projet).

⁷ - La supply chain européenne repose sur plusieurs centaines d'entreprises réparties dans dix pays.

3. Le financement et les retours attendus par les investisseurs influent de façon déterminante sur le coût d'un projet. L'État a un rôle à jouer. La France peut s'inspirer des réflexions engagées au Royaume-Uni.

Les retours attendus par les investisseurs privés sur les projets nucléaires sont de l'ordre de 9 à 10 % en termes de WACC⁸. Outre les risques liés à la réalisation du projet, ces taux rendent compte des risques marché (évolution du prix moyen de l'électricité), des risques politiques (remise en cause par un changement de majorité) et des risques d'évolution réglementaire susceptibles de renchérir les coûts et d'allonger les délais de réalisation.

Les États sont doublement concernés. D'abord, ils doivent assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité tout en réduisant leurs émissions de CO₂. Compte tenu de ce double objectif les nouvelles centrales nucléaires constitueront, au même titre que les centrales actuelles, des infrastructures stratégiques, contribuant à garantir la sécurité d'approvisionnement et à fournir une électricité bas carbone. Enfin, les États peuvent jouer un rôle fondamental pour « dé-risquer » un projet ou répartir les risques entre les parties prenantes.

Sur ce dernier point, plusieurs pistes de réflexion peuvent être engagées :

- **Diminuer le risque marché** : le prix moyen du kilowattheure sur le marché de gros européen a été divisé par deux au cours des dix dernières années. De nombreux acteurs regrettent que l'organisation du marché ne favorise pas les énergies bas carbone et demandent davantage de visibilité pour investir. Le mécanisme des *Contracts for Difference* (CFD) mis en œuvre au Royaume-Uni permet d'attirer les investisseurs en leur garantissant, pour les énergies renouvelables et le nucléaire, des rémunérations garanties sur la base des services rendus.
- **Mieux répartir le risque entre les différentes parties prenantes** : un récent rapport de la Cour des comptes britannique⁹ montre l'extrême sensibilité du prix de l'électricité garanti au taux de rendement attendu du projet, lequel est directement fonction du montage contractuel entre les investisseurs privés d'une part (taux élevé), les fournisseurs (marges élevées) et l'État (taux réduit, car objectifs de plus long terme et mutualisation des grands projets). À titre d'exemple, le coût du kilowattheure de Hinkley Point C (Royaume-Uni) double quand le taux d'actualisation passe de 3 % à 10 % (valeur proche du taux retenu par EDF pour le projet).

⁸ – WACC : *Weighted Average Cost of Capital* ou « coût moyen pondéré du capital ».

⁹ – Department for Business, Energy & Industrial Strategy, « Hinkley Point C », National Audit Office, HC 40 SESSION 2017-18 23 JUNE 2017.

Recommandation

Engager une réflexion sur le montage industriel et financier d'un programme de diminution des coûts du nucléaire de troisième génération

Le coût du nucléaire de troisième génération repose sur deux facteurs : le coût d'investissement et le coût du financement. La SFEN estime que des gains importants sont possibles par rapport aux premiers chantiers : de l'ordre de 30 % sur le coût de construction, grâce à des effets de série et d'apprentissage, et jusqu'à 50 % sur les coûts financiers, notamment via la conception des contrats.

De nombreuses actions sont en cours pour exploiter au maximum ces gisements d'économie et permettre au nucléaire de troisième génération de figurer parmi les sources de production programmables les plus compétitives. En l'occurrence, se situer dans la fourchette basse des coûts des centrales à cycle combiné gaz avec un prix du carbone (de l'ordre de 20 à 30 €/tCO₂).

L'État a un rôle à jouer

La SFEN propose d'engager avec les pouvoirs publics une réflexion sur le montage industriel et financier d'un programme de diminution des coûts du nucléaire de troisième génération. Un facteur clé consistera à optimiser la répartition des rôles entre les pouvoirs publics commanditaires et les acteurs industriels qui seraient chargés d'en exécuter la réalisation. Il revient à l'État, garant des intérêts stratégiques du pays, de préserver un socle d'approvisionnement électrique décarboné, flexible, compétitif et prévisible à l'horizon 2050.

Le calendrier

Cette réflexion doit être menée sans délai avant 2020 pour tenir l'objectif de mise en service d'une première paire de réacteurs à l'horizon 2030. Cette première paire s'inscrirait dans un programme industriel d'une série d'EPR, que le retour d'expérience conduit à dimensionner à trois paires de réacteurs au minimum.

Les bénéfices attendus

Une telle approche programmatique donnerait à l'ensemble de la chaîne industrielle, des grands acteurs aux PME, la visibilité et le cadencement nécessaires pour investir dans les chaînes de fabrication et les compétences, et bénéficier des effets de série dès les premières réalisations. Ce programme industriel permettra à la France de maintenir dans les meilleures conditions l'option nucléaire pour piloter la décarbonation de son économie et le renouvellement de son mix électrique à l'horizon 2050.

Les conséquences de l'inaction

Sans cela, la France perdra la maîtrise d'éléments stratégiques des réacteurs, dont l'approvisionnement à l'étranger (Chine ou Russie) représenterait un enjeu économique et géopolitique majeur et une perte, sans doute définitive, de souveraineté technologique et énergétique.