



RELANCE DU NUCLEAIRE AVEC EPR2 : UNE FACTURE ELECTRIQUE PLUS LOURDE

BERTRAND CHÂTEAU

EN BREF

Le rapport « Futurs énergétiques 2050 » de RTE (Réseau de Transport d'Electricité, Février 2022) tendrait à montrer que, *sous certaines hypothèses*, et malgré un coût de production du MWh EPR2 largement supérieur à celui des renouvelables, le MWh livré aux consommateurs serait moins onéreux si l'on investissait dans un nouveau programme nucléaire basé sur l'EPR2 plutôt que dans des solutions alternatives basées sur les renouvelables, pour atteindre la neutralité carbone en 2050.

Avec d'autres hypothèses, également considérées par RTE, et a priori tout aussi crédibles, il en va autrement. Le coût *réel* du MWh délivré par les EPR2, si les EPR2 devaient être construits, serait alors bien supérieur. De même pour les coûts du « cycle » du combustible nucléaire rapportés au MWh EPR2. La consommation d'électricité en 2050 serait vraisemblablement nettement moins élevée sans nouveau programme nucléaire, limitant d'autant le recours aux coûteux équipements de flexibilité exigés par les renouvelables.

Une probable sous-estimation du coût de production du MWh EPR2

Selon le rapport de RTE (*Chapitre 11, pp 515 – 533*), le coût de production estimé du MWh nucléaire EPR2 en 2050 serait dans une fourchette 60 – 75 €/MWh, supérieur à celui des grands équipements renouvelables, éolien terrestre ou off-shore, photovoltaïque au sol (fourchette 25 – 55 €/MWh).

Si les coûts retenus pour les renouvelables s'appuient sur de multiples retours d'expériences industrielles réelles, ceux retenus pour l'EPR2 sont encore largement théoriques, basés sur des hypothèses portant à controverse : coûts d'investissement réels, conditions d'exploitation, coûts du capital (*cf. séminaire du 17-01-2023*).

Les retours d'information dont on dispose sur les investissements consentis ou prévus pour les 4 EPR Européens (Flamanville, Olkiluoto, Hinkley Point C), le retour d'expérience sur les dérives de coûts du premier programme nucléaire français, le fait que les EPR2 ne sont encore qu'à l'état de projet, tout cela incite à considérer la fourchette retenue par RTE (4500 - 5800 €/kW) comme particulièrement basse. Les conséquences détaillées d'une fourchette plus réaliste 7000 – 9000 €/kW sur l'économie du projet mériteraient certainement un examen attentif. Selon RTE, la production d'électricité renouvelable serait appelée à se développer considérablement dans tous les cas pour atteindre la neutralité carbone en 2050, et le socle de nucléaire existant resterait significatif à cette date. L'électricité renouvelable variable, puis les cogénérations renouvelables, puis le nucléaire existant, moins coûteux, étant logiquement appelés en priorité dans cet ordre par le réseau, le facteur de charge des EPR2 pourrait descendre à un niveau nettement plus bas que celui considéré par RTE, 60% au mieux, voire beaucoup moins selon le rythme et l'étendue de la mise en place des systèmes énergétiques renouvelables intelligents (SERI)¹ d'ici à 2050, au lieu de 70% - 80%, avec là aussi des conséquences néfastes sur l'économie du projet.

Les risques économiques et financiers liés à la construction et à l'exploitation des EPR2 seraient considérablement plus élevés que ceux liés aux équipements de production renouvelable. La logique du marché devrait donc normalement conduire à des coûts du capital nettement plus élevés pour les EPR2 que pour les renouvelables, ce qui a bien été envisagé mais finalement non retenu par RTE, malgré sa très forte incidence économique et financière. Sans parler des coûts des assurances et des conséquences de possibles accidents dans les nouvelles installations nucléaires (EPR2, et « cycle » du combustible nucléaire) non considérés par RTE.

En prenant en compte tous ces éléments, Global Chance considère comme fortement probable que le coût de production des EPR2, s'ils devaient être construits, serait plutôt de l'ordre de 100 €/MWh *a minima*, et que les ceux des MWh renouvelables seraient, selon les équipements utilisés, de 2 à 4 fois moins élevés en 2050.

Une grande incertitude sur les coûts futurs du « cycle » du combustible et du démantèlement des installations

Le coût du MWh EPR2 mis à disposition des usagers ne se limite pas à celui résultant de la construction et de l'exploitation des réacteurs, mais incorpore également le provisionnement des coûts de démantèlement de ces réacteurs, et les coûts induits dans le « cycle » du combustible nucléaire : coût d'accès à l'uranium en amont, coût des usines du combustible nucléaire, en particulier celles du retraitement des combustibles irradiés qui arriveront à leur fin de vie en 2040-2050, de l'entreposage et l'éventuel stockage des déchets, en aval.

Concernant le démantèlement, le retour d'expérience valable pour la technologie EPR2 est inexistant. Pour la technologie REP-PWR en général, le retour d'expérience en France est très réduit, et l'expérience des Etats-Unis,

¹ Ensemble des réseaux décentralisés de chaleur/froid, d'électricité, de gaz et des mobilités propres, alimentés à 100% en énergies renouvelables thermiques, électriques et combustibles, et couplés entre eux et aux stockages multi-énergie-échelle.

la seule suffisamment probante pour ce type de réacteurs, montre des coûts plus importants que ceux considérés à ce jour par EDF pour les PWR existants (+ 50% à + 90% selon les études) et par RTE pour les EPR2 (+ 23%)².

Le coût d'accès à l'uranium dépend des ressources et de leur localisation. La France importe la quasi-totalité de l'uranium utilisé dans ses centrales nucléaires, dont 54% de pays considérés à risque : Niger et pays satellites de la Russie³. L'enrichissement de cet uranium fait également l'objet d'importantes transactions avec la Russie. Il y a là un facteur potentiel d'accroissement significatif du coût d'accès au combustible nucléaire, non pris en compte par RTE semble-t-il, sans parler du prix géopolitique de la dépendance vis-à-vis de ces pays.

Si le retraitement des combustibles irradiés et la production du plutonium restaient la politique mise en œuvre, force est d'envisager la construction d'une nouvelle usine. A La Hague ? A quel coût ? Si tel n'est pas le cas, le même problème se pose alors avec l'entreposage et l'éventuel stockage des déchets dont les coûts seraient à l'évidence considérablement augmentés.

Ces coûts du « cycle » du combustible ont bien été incorporés par RTE dans son évaluation des coûts complets des systèmes électriques avec nouveau nucléaire. Mais on sait que les estimations retenues pour les coûts futurs sont d'ores et déjà sujettes à caution. En effet, dans son rapport « L'aval du cycle du combustible nucléaire » (2019, p 124), la Cour des Comptes souligne l'insuffisance des données et des études concernant ces aspects, ce qui nuit évidemment à la crédibilité des chiffres proposés par RTE.

Autrement dit, non seulement le coût de production du MWh des réacteurs EPR2, s'ils étaient construits, serait probablement plus élevé que celui retenu dans l'évaluation économique de RTE, mais également le coût du démantèlement et vraisemblablement le coût induit dans le « cycle » du combustible par la production de ce MWh, grevant d'autant plus le coût de mise à disposition de ce MWh aux consommateurs.

Une facture annuelle plus lourde en cas de relance du nucléaire

Pour le consommateur, la facture annuelle est le produit des MWh consommés par le prix du MWh. Si on considère que ce prix reflète peu ou prou le coût du MWh livré au consommateur, la facture dépend donc de ce coût et du niveau de consommation.

Or on sait que le développement du nucléaire a des effets d'entraînement importants sur l'électrification des usages et sur la propension à consommer, tirant plus rapidement la consommation d'électricité vers le haut (cf. séminaire du 17/01). A l'inverse, l'accent mis sur les renouvelables, comme au Danemark, aboutit à l'effet opposé : moins d'électrification et plus d'utilisation directe des renouvelables thermiques et combustibles dans les usages énergétiques, plus de recherche d'efficacité et de sobriété.

Une croissance plus forte de la consommation d'électricité, induite par un nouveau programme nucléaire, alourdirait inéluctablement la facture annuelle pour les consommateurs, malgré une possible amélioration du facteur de charge des EPR2, et donc du coût de production du MWh EPR2, qui en résulterait.

A l'inverse, une moindre croissance de la consommation électrique, en cas de non-relance du nucléaire et compensation par des renouvelables, conduirait à réduire significativement la facture annuelle pour les consommateurs par deux effets cumulatifs. D'abord, bien sûr, l'effet quantité, mais aussi, l'effet prix. Une moindre consommation réduirait en effet de façon proportionnelle les besoins d'outils de flexibilité. Parmi ceux-ci, le pilotage de la demande baisserait aussi de façon proportionnelle à la baisse de consommation, mais la flexibilité apportée par les interconnexions européennes ne changerait pas. Donc la réduction serait proportionnellement plus forte pour les outils de flexibilité les plus onéreux, notamment les centrales thermiques fonctionnant avec des gaz non carbonés (hydrogène par exemple). Cela réduirait d'autant le coût moyen du MWh livré au consommateur.

Selon le rapport de RTE, les options avec relance du nucléaire associées à la variante haute de consommation électrique sont quasiment systématiquement plus coûteuses que les options sans relance associées à la variante basse de consommation, l'écart pouvant aller jusqu'à 10 milliards d'euros par an en coûts complets.

CONCLUSIONS

En synthétisant tous ces éléments, Global Chance est arrivé aux conclusions suivantes :

- il y a de fortes chances que le coût du MWh livré aux consommateurs en 2050 soit plus élevé en cas de relance d'un nouveau programme nucléaire que dans le cas contraire ;
- en tout état de cause, la facture annuelle d'électricité que devront payer les consommateurs en 2050 sera très certainement plus élevée si on relance un programme nucléaire que si l'on déploie les systèmes énergétiques renouvelables efficaces.

² Rapport d'information à l'Assemblée Nationale sur la faisabilité technique et financière du démantèlement des installations nucléaires de base, 2017

³ JC Zerbib, *l'approvisionnement en Uranium de la France*, 2022, Global Chance