

Enjeux économiques de l'énergie nucléaire

Frédéric Legée, Jean-Guy Devezeaux de Lavergne, Thierry Duquesnoy, Gilles Mathonnière
Institut de technico-économie des systèmes énergétiques
CEA/DEN/I-tésé

Le lecteur assidu des articles sur l'économie du nucléaire constatera sans nul doute combien est différent aujourd'hui un article sur ce sujet de ce qu'il aurait été il y a seulement 3 ou 4 ans. Plusieurs événements d'ampleur considérable sont en effet intervenus depuis : traduction effective dans le système français des directives sur la concurrence entre producteurs d'électricité et en conséquence réflexion en profondeur sur le calcul des prix à payer par les nouveaux entrants pour accéder au nucléaire « historique », accident de Fukushima, campagne électorale en cours avec une question jusqu'ici peu traitée relative au parc : que faut-il souhaiter en termes d'exploitation des réacteurs actuels ? Ainsi, la conséquence majeure est que la réflexion économique s'est intensifiée en regard des coûts du nucléaire existant, alors qu'il y a peu, l'économie du nucléaire était surtout abordée en termes de compétitivité vis-à-vis des autres moyens de production électriques, dans une perspective donc de construction de nouvelles centrales (une logique dite « en développement »).

Cet article reflète très nettement cette nouvelle tendance et une place importante est donnée à l'économie du nucléaire existant. La question de son coût (ou de ses coûts) est présentée en détail. On constate une augmentation certaine des coûts, au regard des évaluations encore récentes : elle est notamment la conséquence de la meilleure prise en compte des coûts de maintien du parc, de démantèlement et de stockage des déchets. Le nucléaire historique produit son énergie pour un coût courant économique de l'ordre de 50 euros/MWh, selon le rapport récent de la Cour des Comptes sur l'économie de la filière nucléaire, hors les options de rénovation possibles. En comptant toutes les rénovations envisageables, y compris induites par la prise en compte de l'accident de Fukushima, ce coût courant économique atteint 54 €/MWh, sur la base de la même méthode. Il existe également d'autres méthodes de calcul détaillées dans cet article. Un tel niveau est plus compétitif que les autres moyens de production existants ou en développement (hydraulique excepté). C'est ce qui explique l'intérêt économique de prolonger l'exploitation du parc actuel, tant que l'Autorité de sûreté le permet (compte tenu des travaux à réaliser et de leurs coûts).

Sous un autre angle, le rapport de la Commission « Energies 2050 » évalue le coût total actualisé de l'arrêt du parc actuel, selon l'hypothèse d'une durée d'exploitation limitée à 40 ans, à de l'ordre de la centaine de milliards d'euros.

Enfin, nous terminons cet article par un regard sur les coûts actuels des réacteurs en développement, dont l'EPR. Nous concluons à une augmentation significative des coûts, laquelle doit cependant être relativisée.

Au total, le nucléaire ne fait pas exception dans l'évolution des coûts de la production et de la distribution d'électricité en France et dans le monde : les évolutions récentes marquent une tendance significative à la hausse. Malgré cela, cette source d'électricité est la plus compétitive quand il s'agit du parc existant, et de loin, et reste l'une de plus compétitives si l'on considère des unités en développement.

1. Le nucléaire actuel, facteur d'une électricité bon marché

Les coûts de l'énergie nucléaire ont suscité, suscitent et susciteront toujours beaucoup de discussions. Il en est d'ailleurs de même pour les prix du pétrole, du gaz et des énergies renouvelables. Mais il faut rappeler que ces discussions sont d'abord basées sur une vision du futur, parfois optimiste et souvent pessimiste, compte tenu des déséquilibres actuels. Ce qui frappe surtout est l'augmentation des incertitudes et des risques associés, qui nécessite de plus en plus de raisonner en termes de flexibilité et d'assurance.

Ce qui est certain c'est que l'électricité, largement d'origine nucléaire, reste bon marché en France, par rapport aux autres formes de production et surtout par rapport aux autres pays.

On peut aussi rappeler que le prix de l'électricité payé par les ménages français (en euros 2009 sur la figure 1) a nettement baissé au cours des 3 dernières décennies.

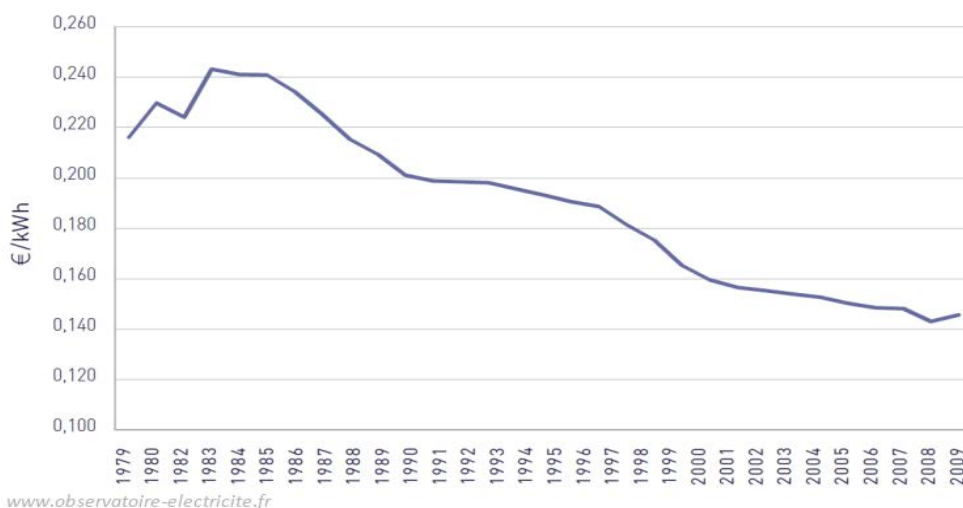


Figure 1 : Evolution du prix de l'électricité pour les ménages

La raison est simple, une forte part des coûts de l'électricité découle des coûts de production et donc de construction de nos 58 réacteurs qui ont été globalement modérés et assez rapidement amortis. En effet, il est utile de rappeler que la part du coût de production qui provient du poste uranium pèse actuellement moins de 10% dans le coût global, de sorte que ce coût est très peu sensible aux aléas énergétiques des marchés mondiaux. Le coût de construction est ainsi un indicateur important. Nous verrons plus loin, qu'au fur et à mesure du vieillissement du parc, un autre coût deviendra très significatif pour comprendre les évolutions de la production : il s'agit de la maintenance lourde pour assurer le prolongement de la durée d'exploitation des réacteurs.

Si nous en restons pour le moment aux coûts de construction, la figure 2 représente ces coûts (hors ingénierie et frais de pré-exploitation) en euros constant. L'indice de prix qui a été utilisé est le prix du PIB (qui est l'indice de prix de la valeur ajoutée nationale et se rapporte aux biens et services produits en France), ce qui est un choix important pour un tel exercice. Chaque point correspond à un « couple » de deux réacteurs.

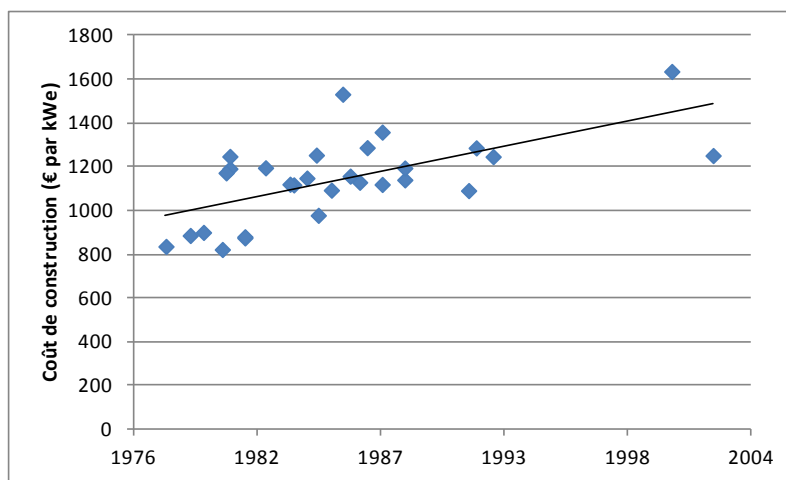


Figure 2 : coût de construction des centrales nucléaires Françaises
Source : rapport Cour des Comptes janvier 2012

Le premier constat est que la valeur médiane est autour de 1,2 milliards d'euros le Gigawatt électrique, soit 1,5 milliards d'euro par GWe en y ajoutant les frais d'ingénierie et de pré-exploitation. En adoptant une démarche comptable pour calculer le coût du kWh, qui inclut tout le cycle du combustible, les déchets et le démantèlement, on obtient un coût de production « historique » de 35 €/MWh environ. Une autre démarche débouche sur un coût courant de production de l'ordre de 50 €/MWh .La signification de l'écart est abordée en détail au fil des chapitres suivants.

L'observateur attentif de sa facture d'électricité pourra s'interroger sur l'écart qui le sépare des 140 euros déboursés par mégawatt heure consommé. Il est donc bon de rappeler (figure 3) que l'outil de production est loin d'être la majeure partie de nos dépenses pour l'électricité.

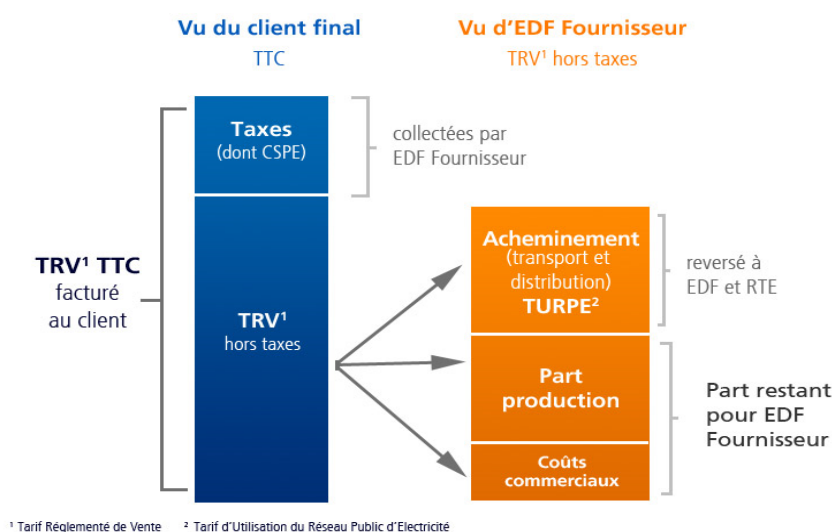


Figure 3 : composition du tarif de l'électricité pour les ménages

Pour un particulier la part de la production (donc principalement le coût du nucléaire) représente entre 1/4 et 1/3 de la facture uniquement. Au final l'écart de coût dont nous bénéficions par rapport à nos voisins (figure 4) s'explique pour bonne partie par notre outil

de production économiquement plus efficace, mais aussi par un niveau de taxes contenu. C'est le cas de la CSPE (Contribution au Service Public de l'Electricité) qui finance maintenant majoritairement les énergies renouvelables. Néanmoins cette taxe devrait encore augmenter dans les années à venir.

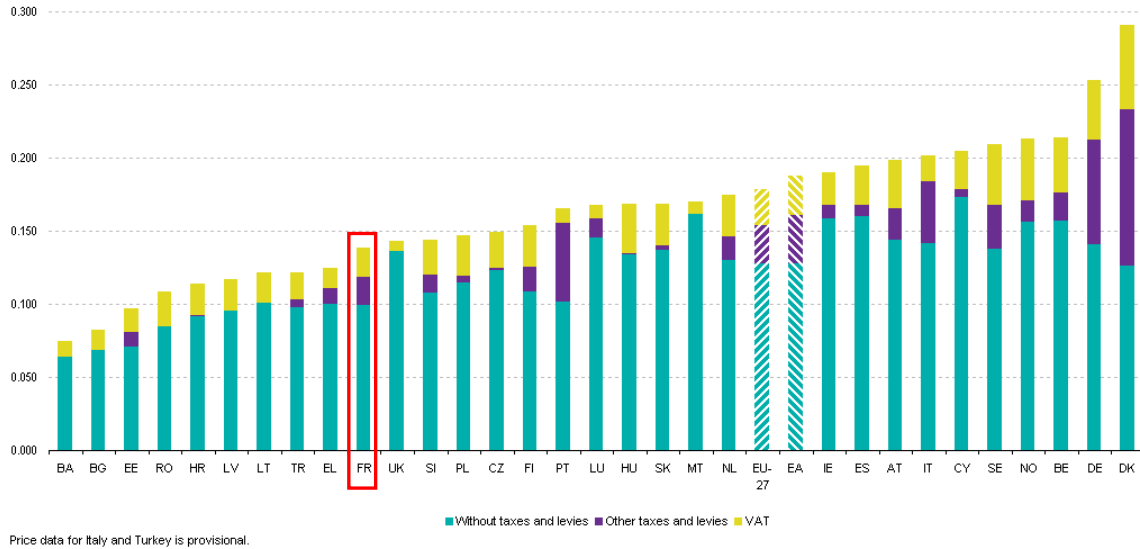


Figure 4 prix de vente de l'électricité aux ménages en Europe (source Eurostat)

Le deuxième constat, clairement visible sur la figure 2, est que les coûts de construction, par kilowatt électrique ont augmenté au fil du temps avec un effet de série constatable au sein de chaque palier. Le graphique présenté met notamment en évidence les difficultés techniques rencontrées sur le palier N4, qui ont considérablement allongé sa mise en service et donc ses coûts. Ceci n'a cependant pas conduit à une baisse de compétitivité par rapport aux autres moyens de production qui eux aussi ont vu leur postes de coûts grimper, en particulier les énergies fossiles.

2. Coût du nucléaire actuel

Le nucléaire existant dispose d'un très grand avantage comparatif en termes de coût de production. Les calculs menés par la Commission Champsaur en préparation de la loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME) ont évalué le coût de production de l'électricité nucléaire historique (incluant le coût d'exploitation, le coût du capital restant dû à date et le coût de la prolongation de l'exploitation) à environ 39 €/MWh. Ainsi, l'ARENH (tarif d'achat d'Accès Régulé à l'Electricité du Nucléaire Historique) a été fixé à 40 €/MWh en 2011, puis 42 €/MWh à partir de juillet 2012. Les calculs de la Cour des Comptes présentés au chapitre 2.2 débouchent sur un coût économique de 54€/MWh avec la méthode dite « CCE ». Ce coût intègre tous les coûts futurs potentiels tels que ceux de maintenance lourde nécessaire au prolongement de durée d'exploitation, les travaux « post-Fukushima », les coûts de démantèlement, les coûts de gestion à long terme des déchets radioactifs.

2.1. Des coûts futurs importants pour l'exploitation du parc actuel

Il est ainsi nécessaire d'identifier tant que faire se peut le « coût futur à payer » pour le parc historique, tenant compte du fait qu'il est déjà largement amorti.

2.1.1. Notion de durée d'exploitation

Il n'existe pas de durée de vie réglementaire pour les réacteurs nucléaires puisque la réglementation française ne prévoit pas de limitation à la durée d'exploitation. L'exploitation des réacteurs repose sur des réexamens de sûreté périodique qui conditionnent la poursuite de l'exploitation. Ces réexamens ont lieu au moins tous les dix ans, lors des visites dites décennales. La loi sur la transparence et la sûreté nucléaire du 13 juin 2006 dispose que « le réexamen doit permettre d'apprécier la situation de l'installation au regard des règles qui lui sont applicables et d'actualiser l'appréciation des risques ou inconvénients que l'installation présente, en tenant compte notamment de l'état de l'installation, de l'expérience acquise au cours de l'exploitation, de l'évolution des connaissances et des règles applicables aux installations similaires », dans le but d'une amélioration continue de la sûreté de nos installations. Ainsi, c'est l'ASN, autorité indépendante chargée du contrôle des installations nucléaires de base depuis leur conception jusqu'à leur démantèlement, qui s'assure continuellement de leur conformité à la réglementation, et qui peut, le cas échéant, prendre les prescriptions qu'elle juge nécessaires au regard de la sûreté d'une installation donnée.

Les premiers réacteurs ayant fait leur troisième visite décennale sont ceux de Tricastin 1 (achevée en août 2009) et de Fessenheim 1 (achevée en mars 2010). La poursuite de leur exploitation a été autorisée sous réserves de certaines prescriptions de l'ASN. Ainsi, selon le processus d'exploitation, celle-ci se poursuivra jusqu'à leur prochain examen décennal, qui devrait avoir lieu en 2019 et 2020¹.

Dans ces conditions, le « mur » de la baisse de capacité du parc de production nucléaire actuel est représenté sur le graphique suivant en fonction de la durée d'exploitation, illustré ici jusqu'à la 4^{ème} visite décennale, ou jusqu'à la 6^{ème}. On voit que l'effort de remplacement est massif sur une décennie, entre 2020 et 2030 dans le premier cas, et entre 2040 et 2050 dans le second, où ce sont plus de 40 GW qui sont déclassés.

¹ Ce ne sont pas les anniversaires des dates de mises en service (1977 pour Fessenheim 1, et 1980 pour Tricastin 1) qui importent pour juger de la durée d'exploitation mais plutôt les dates des visites décennales, puisque ce sont ces visites décennales, et plus particulièrement les réexamens de sûreté qu'elles comportent, qui conditionnent la poursuite d'exploitation. Ainsi, la date de 2017, quarantième anniversaire de la mise en service de Fessenheim n'a pas de signification particulière au regard de l'échéancier à venir des visites décennales. C'est à partir de 2019 que les différents réacteurs atteindront cette étape de leur exploitation et que l'ASN se prononcera sur leur capacité à poursuivre leur exploitation au-delà.

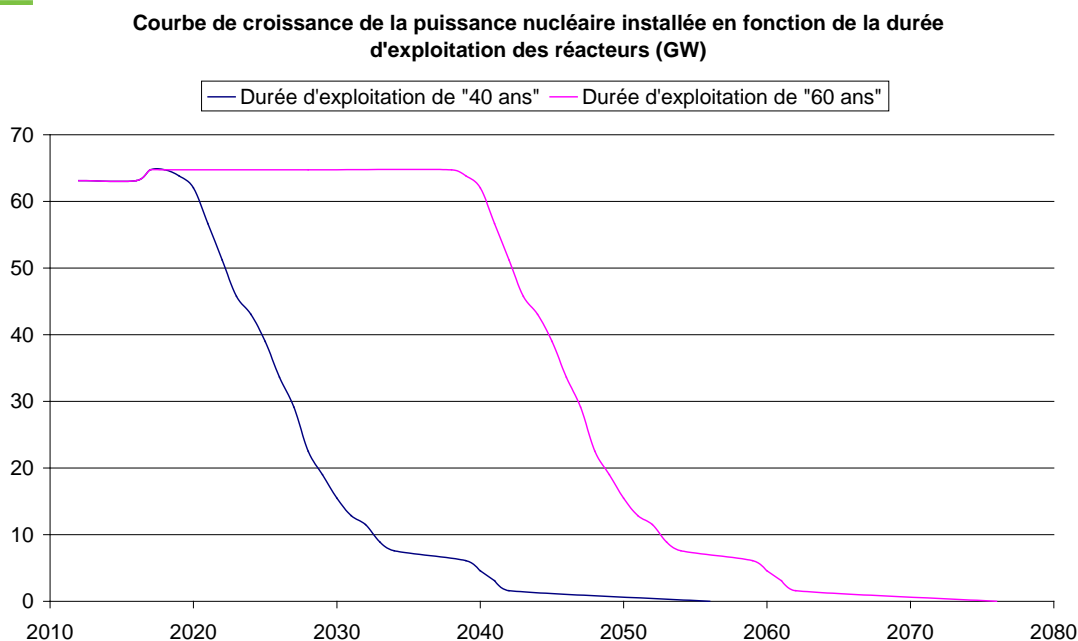


Figure 5 : Courbes de décroissance de la puissance nucléaire du parc actuel en fonction de la durée d'exploitation des réacteurs (pour une durée de 40 et 60 ans)

2.1.2. Montants nécessaires au prolongement du parc historique

Les dépenses futures correspondent tout d'abord aux investissements nécessaires pour satisfaire aux exigences de l'ASN dans le cadre du prolongement de la durée d'exploitation des réacteurs.

En 2010, EDF a annoncé qu'elle envisageait d'étendre la durée de fonctionnement de son parc nucléaire à soixante ans : en réponse l'ASN a demandé que l'exploitant déploie un programme d'études visant à :

- garantir la conformité des réacteurs, notamment par l'examen des composants non remplaçables pour lesquels l'exploitant devra fournir la preuve de leur tenue dans le temps. L'ASN estime en effet que, si elle était autorisée, la poursuite d'exploitation des réacteurs au delà de quarante ans nécessiterait une surveillance renforcée des équipements non remplaçables (cuve et enceinte de confinement) ;
- améliorer le niveau de sûreté des réacteurs, au regard des objectifs de sûreté applicables aux réacteurs de 3^{ème} génération.

En termes de calendrier, l'ASN devrait prendre position sur le programme à mettre en œuvre par EDF dans les mois qui viennent, après consultation du Groupe Permanent d'experts pour les Réacteurs. EDF lancera ensuite les études appropriées. L'ASN prendra position de manière générique sur la poursuite d'exploitation, après avis du Groupe Permanent d'Experts et une fois que ces études par palier de réacteurs auront été examinées, puis de manière spécifique, pour dix ans, réacteur par réacteur un an après leur visite décennale.

En conséquence, le volume des travaux nécessaires à la poursuite de l'exploitation au-delà de 40 ans n'étant pas précisément connu à ce jour, son coût ne l'est pas non plus. De même, les prescriptions que prendra l'ASN à la suite des évaluations

complémentaires de sûreté ne sont pas précisées à ce jour. Elles devraient être connues autour de la mi-2012. Ainsi, l'évaluation du coût des mesures post-Fukushima ne peut être totalement précise à ce jour.

Malgré ces utiles précautions, les coûts qu'EDF a présentés à la Cour des Comptes constituent une référence très utile à l'évaluation de ces montants (qui ne tient pas compte des mesures consécutives aux évaluations complémentaires de sûreté), une référence très utile est constituée des coûts qu'EDF a présentés à la Cour des Comptes (figure 6).

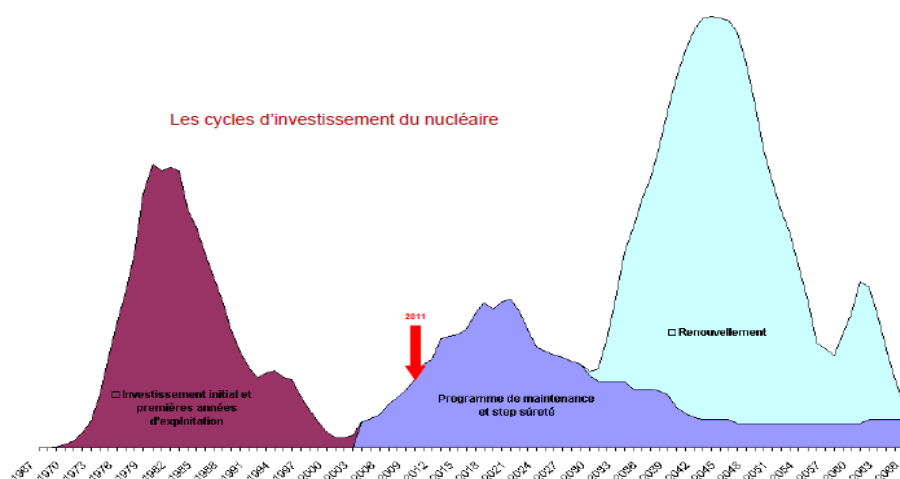


Figure 6 : Chronique des investissements passés et futurs du parc nucléaire

Source EDF.

Le total de l'investissement sur le parc existant d'ici 2025, pour satisfaire les 3 objectifs indissociables de sûreté, de performance et de poursuite de l'exploitation jusqu'à 60 ans nécessaire serait de l'ordre de 55 G€₂₀₁₀, Ceci inclut les travaux prenant en compte des conclusions des Etudes Complémentaires de Sûreté demandées par l'ASN à la suite de l'accident de Fukushima. Le graphique montre que ces montants (surface bleue) se comparent avec les investissements historiques (ils en représenteraient de l'ordre de la moitié). Ils ne sont pas non plus négligeables devant le coût d'un renouvellement du parc (surface bleu claire).

2.1.3. Coûts futurs de démantèlement des réacteurs

Il existe un retour d'expérience pour le démantèlement complet (retour à « l'herbe ») de réacteurs nucléaires de taille industrielle (de centaines de MWe à plus de 1 GWe). Cette expérience a été essentiellement acquise aux Etats-Unis et un certain nombre de chantiers ont montré la capacité de mener à bien des opérations dans des coûts et des délais qui sont apparus tout à fait « raisonnables ».

L'EXPÉRIENCE AMÉRICAINE

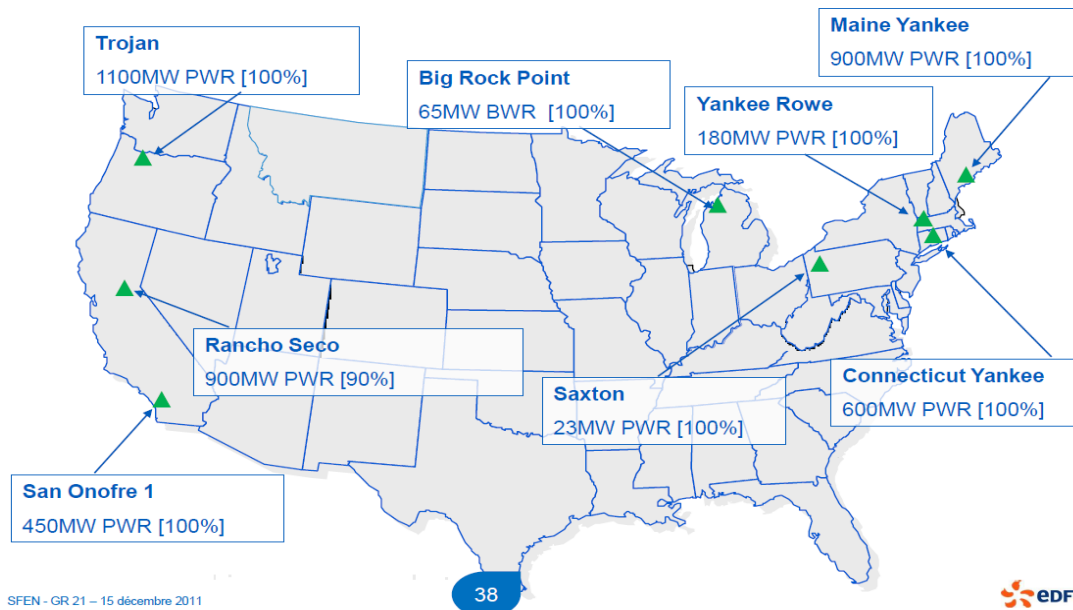


Figure 7: L'expérience américaine du démantèlement (de 600 à 800 M\$ par réacteur)

Source : EDF

On peut d'abord constater le lien assez faible entre coût du chantier et puissance des réacteurs. Que le réacteur soit gros (1 GWe) ou petit (la centaine de MWe), les factures sont comprises entre 500 et 800 millions de dollars. Par exemple le bilan de Maine Yankee a été publié à 508 M\$1997, celui de Trojan à 509 M\$1992 et celui de San Onofre à 572 M\$2004.

En France, on retrouve ce constat d'une forte part fixe dans les coûts. Le devis du chantier de notre premier réacteur électrogène français à eau lourde, de 70 MWe, Brennilis atteint plusieurs centaines de millions d'euros, soit une valeur similaire à ce qui est attendu pour les « gros » réacteurs. Il faut cependant signaler que ce chantier souffre de retards administratifs qui pénalisent l'avancée des travaux, et de spécificités techniques. Ceci rend difficile la généralisation des coûts obtenus sur ce chantier aux futurs chantiers de démantèlement.

La « règle » souvent avancée d'un coût de démantèlement calculé par kWe est donc certainement très simplificatrice mais pas forcément fautive si l'on dispose d'un parc homogène en termes de puissance et de type de réacteur.

Ce qui est certain c'est que la part du démantèlement dans le coût du kWh est faible. En effet les sommes seront déboursées en moyenne plusieurs décennies après la production des kilowatt.heures. L'effet d'actualisation, qui globalement pénalise la compétitivité du nucléaire pour des taux élevés, rend en revanche faible le poids des dépenses lointaines. Mécanisme qui est homogène avec la possibilité de placer très tôt des fonds dans des actifs sûrs, et à bénéficier ainsi du rendement de ces actifs au cours du temps. Le démantèlement pèse ainsi dans le coût de production 2010 calculé par la Cour des Comptes, de l'ordre de 2% du coût du kWh. Il faut noter de surcroît que ce calcul de coût n'implique aucun laxisme en termes de dotations de fonds : la loi de 2006 et ses décrets et arrêtés d'application stipule que les taux à prendre en compte

pour ces charges sont nettement inférieurs aux taux d'actualisation économique, s'agissant de charges de très long terme, et dans un but de prudence¹.

Le coût de démantèlement est précisément évalué par EDF à 291 €₂₀₁₀/kW, sachant que ces coûts seront d'autant mieux maîtrisés que la standardisation pourra jouer. Dans cet ordre d'idée, le parc français (qui comporte essentiellement des réacteurs électrogènes de même type) est particulièrement favorable. Cette valeur correspond donc aux chantiers américains les plus efficaces. On peut imaginer que le caractère industriel d'un démantèlement en série permettra à EDF de faire baisser ses coûts en dessous des moyennes constatées pour des opérations uniques. Mais les incertitudes restent fortes. Le rapport de la Cour des Comptes souligne néanmoins que multiplier par 2 le coût du démantèlement n'augmenterait que de 5% le coût moyen du nucléaire (du fait du taux d'actualisation). On peut noter par ailleurs que cette valeur est tout à fait comparable au standard retenu par l'OCDE/AEN dans son étude 2010, soit 15% du coût de construction.

Les standards comptables imposent depuis des décennies de prendre en compte ces montants pour arrêter les comptes des entreprises. Ainsi, ces coûts sont pris en compte dans le coût de production du kWh nucléaire au sens où la méthode les identifie. De plus, la loi du 28 Juin 2006 oblige les industriels à constituer des actifs sécurisés pour faire face à ces dépenses. En particulier, EDF a d'ores et déjà constitué un portefeuille d'actifs dédiés qui s'élevait à 15,7 Mds€ au 31 décembre 2011, pour couvrir les provisions de long terme liées au démantèlement des installations en exploitation et la gestion à long terme des déchets. Ces provisions (actualisées au taux de 5 % en nominal) s'élevaient à 18,5 Mds€ au 31 décembre 2011, dont 11,4 Mds€ pour le démantèlement des installations et 6,7 Mds€ pour la gestion des déchets. Les actifs dédiés représentent donc au 31 décembre 2011 un taux de couverture de 84.7%, et EDF a jusqu'au 28 juin 2016 pour compléter son portefeuille d'actifs de façon à couvrir intégralement les provisions.

La question résultante est donc de savoir si le montant retenu est correctement établi. A ce sujet, le rapport de la Cour des Comptes de janvier 2012 a fait observer que les niveaux retenus par EDF sont significativement inférieurs² (par GW) à ceux de ses homologues étrangers, notamment allemands (cf. supra). Ainsi, des audits ont été commandités par la DGEC afin de vérifier la robustesse de ces chiffrages, en particulier vis à vis des aléas de réalisation et des incertitudes techniques. En outre, ces charges peuvent être considérées comme certaines, et une durée d'exploitation plus longue ne les augmenterait pas particulièrement: au contraire, elle aurait tendance à les retarder, diminuant ainsi les coûts en valeur actuelle nette³.

L'activité économique induite par le démantèlement correspond essentiellement à de la main d'œuvre. L'ordre de grandeur du coût brut de démantèlement des réacteurs actuellement exploités par EDF est de 18,4 milliards d'euros (la valeur historique du parc se monte à une centaine de milliards). Ces montants correspondent donc à près de 320 millions d'euros par réacteur. Si les démantèlements s'étalent sur une trentaine d'années, les montants annuels sont de l'ordre de 600 millions, soit un emploi direct de l'ordre de 500 personnes pendant une dizaine d'années, par réacteur démantelé. L'impact sur l'emploi du démantèlement du parc nucléaire

¹ Ce point est assez complexe au plan économique, et nous ne le développerons pas plus ici.

² Dans un ratio jusqu'à 3 pour les cas les plus chers.

³ Si l'exploitation est prolongée, le montant nécessaire des provisions actualisées pour démantèlement diminuera, et donc la provision constituée apparaîtra d'autant mieux dimensionnée qu'elle sera exédendaire.

pourrait au total représenter moins d'une dizaine de milliers de personnes, en ordre de grandeur (EDF cite 5000 personnes/an pour la déconstruction de l'ensemble des sites). Il apparaît donc modeste à l'aune des chiffres liés à la production, la construction de réacteurs et les services du cycle du combustible nucléaire.

2.1.4. Coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs

Pour les déchets radioactifs, on peut rappeler que 90% des volumes sont aujourd'hui quotidiennement gérés de façon définitive, pour quelques dizaines de millions d'euros annuels (58 M€ par an précisément selon le récent rapport de la cour des comptes). Cette somme est à comparer aux 40 milliards d'euros annuels des factures d'électricité en France. Il en va différemment par contre en termes d'activité.

Pour les déchets HAVL, les plus actifs, les incertitudes principales concernent les déchets vitrifiés qui parachèvent l'opération de recyclage des combustibles et dans une moindre mesure les déchets de moyenne activité à vie longue.

Il s'agit de les stocker au sein d'un réseau d'une centaine de kilomètres de galeries à 500 mètres de profondeur dans les couches géologiques de Meuse et Haute-Marne.

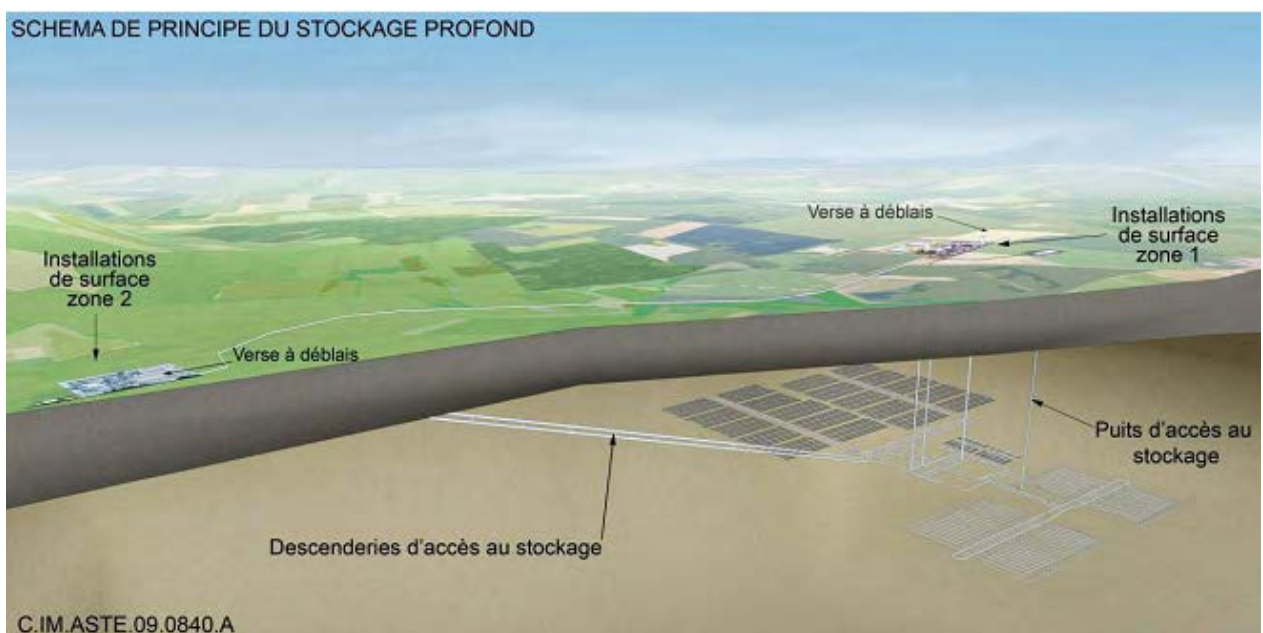


Figure 8 : Schéma du stockage des déchets HAVL (source ANDRA)

Le cadre réglementaire actuel prévoit en référence un investissement évalué à 4 à 5 milliards d'euros entre 2017 et 2025 puis un siècle d'exploitation-creusement à 100 millions d'euros par an environ, soit un total de 15 milliards d'euros. Ces études reposent sur des évaluations très détaillées, publiées par le gouvernement en 2005. D'autres études sont en cours d'élaboration, avec des valeurs comprises entre 15 et 35 milliards d'euros selon les options.

Ces incertitudes peuvent être compréhensibles compte tenu de dépenses qui s'échelonnent sur plus d'un siècle. Mais in fine il ne s'agit « que » de quelques centaines de millions d'euros par an pour lesquelles on aura provisionné plusieurs

décennies avant ces dépenses, donc 3 à 4 fois moins au moment de « l'épargne ». On peut estimer les provisions (hors gestion ultime du MOX) nécessaires à 5 milliards d'euros pour faire face aux 15 milliards d'euros entre 2017 et... 2125. A ce jour les producteurs (propriétaires des déchets) cumulent des provisions de l'ordre de 4 milliard d'euros correspondant aux déchets déjà produits. Les sommes complémentaires seront provisionnées au fil des productions de déchets (les déchets vitrifiés principalement).

Là encore les calculs actualisés du kWh, qui restituent la faible valeur actuelle de dépenses de long terme, font que la compétitivité du nucléaire n'est pas à ce jour lourdement pénalisée par les déchets nucléaires. La gestion des déchets compte donc pour moins que 1% de la facture électrique. Il reste que des augmentations de devis, si elles devaient se faire jour, auraient des impacts importants immédiats en termes de fond à doter, la date de démarrage des travaux pour le stockage HAVL au titre des kWh produits il y a des décennies étant maintenant proche, si l'autorisation en est donnée. Le rapport de la Cour des Comptes souligne néanmoins que multiplier par 2 le coût de gestion des déchets n'augmenterait que d'environ 1% le coût moyen du nucléaire.

Ce faible poids à terme pourrait bien aussi être encore réduit par les progrès techniques. En effet, le concept des alvéoles de stockage, leurs méthodes de creusement, les contraintes de réversibilité sont susceptibles de s'améliorer, en dialogue avec les homologues étrangers du stockage français, pour décroître à terme les coûts.

2.2. Plusieurs définitions des coûts de production du nucléaire actuel

Les chapitres précédents présentent l'essentiel des coûts à prendre en compte pour calculer les coûts de production du nucléaire actuel (ou « historique »). D'autres postes jouent aussi. Notamment en matière de coûts de combustible ou d'exploitation. Un article dédié de ce numéro de la RGN porte sur les coûts d'uranium. Par ailleurs, les autres coûts n'ont pas évolué de façon très significative ces derniers temps. Nous ne les détaillerons donc pas.

Le rapport de la Cour des comptes paru le 31 janvier dernier fournit un ensemble de données comptables sur les coûts d'investissement initial du parc électronucléaire, les dépenses d'exploitation actuelles, les frais de maintenance et jouvence à venir et les provisions faites pour gérer les charges futures. Les commentaires sont unanimes pour reconnaître la grande transparence de l'exercice. Les interrogations récurrentes sur d'éventuels coûts cachés (non répercutés sur le prix de l'électricité) du nucléaire ont maintenant trouvé une réponse exhaustive, dont le sérieux et la qualité n'ont pas été mis en cause par les parties prenantes, bien au contraire. Le rapport met aussi en évidence que définir un « juste coût de production » n'a guère de sens : il existe plusieurs définitions qui dépendent des questions posées. Ces questions de méthodes ne sont pas des raffinements, purs objets de joutes conceptuelles entre économistes, mais elles ont des impacts de grande ampleur et débouchent sur des niveaux de coûts de production très différents, soit de 33 à 50 €/MWh en 2010 (hors prise en compte des dépenses pour extension de la durée d'exploitation des réacteurs ou des mesures à prendre dans le cadre du « post-Fukushima »).

2.2.1 Pourquoi plusieurs coûts de production différents ?

Quatre méthodes sont présentées dans le corps du rapport et l'annexe correspondante :

	En € ₂₀₁₀ /MWh
Coût comptable qui tient compte de l'amortissement du parc mais pas de la rémunération du capital	33,4 €
Coût de l'approche de la commission Champsaur qui tient compte de l'amortissement du parc et de la rémunération du capital qui n'est pas amorti (objectif : calcul d'un tarif)	33,1 €
Coût comptable complet de production (C3P) qui tient compte de l'amortissement, de la rémunération du capital qui n'est pas amorti et de l'augmentation du coût du parc de remplacement	39,8 €
Coût courant économique (CCE) qui ne tient pas compte de l'amortissement du parc actuel, qui rémunère le capital investi à l'origine en tenant compte de l'inflation (objectif d'un coût moyen sans référence historique).	49,5 €*

Tableau 1 : Résultat des différentes évaluations du coût du MWh en 2010, en fonction de la question posée (source : Cour des Comptes)

Pour être exhaustif, il faut signaler que la méthode CCE est décrite par la Cour selon deux variantes, correspondant à des traitements différents des charges futures, en incluant, en sus des choix de la Cour, des hypothèses propres à EDF. A l'arrivée, l'écart entre ces deux applications de la méthode est très faible (inférieur à 0,1 €/MWh).

2.2.2 Des coûts exhaustifs

L'exercice mené par la Cour des Comptes a visé la plus grande exhaustivité possible. Il a donc retenu un grand nombre de postes qui sont listés plus bas, lesquels comprennent bien entendu les charges futures telles que le démantèlement ou le stockage des déchets.

Concernant la R&D, sa part publique (414 millions en 2010) n'est pas directement comprise dans les résultats de coûts donnés par la Cour. Toutefois, il faut considérer que les taxes payées par l'industrie (580 Millions en 2010) couvrent grosso modo l'ensemble des dépenses publiques, y compris la R&D (total 644 millions). Ainsi, la recherche revenant du public vers le nucléaire est-elle neutre pour le contribuable. Si vraiment on voulait compter ce poste, l'impact serait de l'ordre de l'euro/MWh.

Concernant enfin les questions d'assurance et de responsabilité civile nucléaire, cette question est abordée en fin de cet article, dans une logique plus prospective. La Cour n'a pas retenu de coûts complémentaires en sus des assurances effectivement souscrites dans la pratique courante actuelle.

On peut donc conclure qu'il n'y a pas de « coût caché du nucléaire ». Certes, des recherches complémentaires mériteraient d'être menées pour identifier des externalités non encore évaluées. Rappelons qu'un tel exercice est mené depuis des années par la Commission Européenne au sein des projets ExterneE et GREED, et que les montants des résultats obtenus, risques accidentels compris, ne modifient que peu les coûts du kWh.

2.2.3. A quels objectifs correspond chaque méthode ?

La détermination d'un coût de production dépend de l'utilisation que l'on veut faire du résultat, cette utilisation s'inscrivant elle-même dans une vision précise de l'économie. Les différents concepts retenus par la Cour peuvent être décrits de la façon suivante :

1. La démarche visant à construire un coût comptable est homogène avec la comptabilité d'entreprise, dont l'objectif premier est de calculer le résultat imposable. Cette démarche suppose une durée d'amortissement du capital (qui n'a rien d'économique au sens de l'obsolescence économique ou de la rémunération du capital, par exemple) et évalue le coût total en sommant les dépenses d'exploitation, de maintenance et de la part annuelle d'amortissement calculée sur l'investissement initial en euros courants et sans aucune rémunération.
2. La démarche de la Commission Champsaur était animée par une logique très différente, mais qui reste essentiellement comptable : il s'agit là, à un moment donné, d'évaluer le coût de production du parc historique, en fonction de la partie du capital qui a déjà été amortie, qui est donc supposée avoir été remboursée, et de la partie du capital qui reste à rémunérer, en estimant cette dernière sur sa valeur nette comptable sans prendre en compte ni l'inflation cumulée ni une quelconque rémunération. Les questions qui restent ne dépassent pas le champ de cette approche sont celles des conditions selon lesquelles le capital a été correctement rémunéré ou non dans le passé, notamment en fonction de la durée d'exploitation anticipée du capital, et celle des conditions de la rémunération de la part du capital qui reste à rembourser. Des questions économiques sur les relations historiques entre coûts et tarifs, sur la rémunération du risque pris par l'investisseur, sur la durée d'exploitation de l'investissement se posent aussi. Ce dernier point est en lui-même complexe car il résultera d'un arbitrage entre les coûts de maintien en condition sûre d'exploitation et les coûts des nouveaux moyens de production de remplacement... In fine, selon cette méthode, la question de la pérennité de l'exploitant et de sa capacité à remplacer son parc n'est pas posée¹.
3. Le **Coût Comptable Complet de Production (C3P)** repose lui aussi sur une logique comptable mais intègre la prise en compte de l'effet de l'inflation sur la valeur des investissements. Le calcul, en plus de la rémunération du capital non amorti comptablement, fait alors explicitement figurer un item de « sur-amortissement » lié à la prise en compte (extra-comptable) de l'inflation sur la valeur du parc. De plus, les dépenses de maintenance et jouvence sont considérées comme des investissements venant s'ajouter à l'investissement initial et non pas des frais d'exploitation comme dans les méthodes précédentes. La question qui émerge alors est celle de la durée d'exploitation, qui est exogène au sens où elle ne découle pas d'un raisonnement économique.

¹ Le lecteur trouvera une description de la méthode utilisée par la Commission Champsaur dans l'article de J Percebois, de ce même numéro de la RGN. J Percebois, qui a été membre de la Commission « Champsaur », présente le coût de production comme le tarif correspondant aux coûts réellement payés par EDF, compte tenu du fait que le parc a déjà été largement amorti comptablement.

4. Le **Coût Courant Economique** vise à calculer un indicateur selon une logique économique (et non plus comptable) dans laquelle on s'intéresse à la rémunération du capital investi, laquelle doit au minimum couvrir le coût de capital (qui peut intégrer une part de risque). Cette démarche est homogène avec la décision initiale d'investissement. Elle amène elle aussi un cortège de questions subsidiaires, dont les conditions d'accès au capital, les variations des taux d'intérêt et les renégociations des prêts... On peut la traduire en exprimant que le niveau de coût de production obtenu correspond au revenu minimum attendu par l'investisseur pour rembourser et rémunérer son investissement, risque compris. Dans le cas présent, cette démarche est menée dans la logique de toute activité économique qui inclut nécessairement le coût de reconstitution des capitaux investis. Le taux de rémunération du capital retenu dans le rapport de la Cour des comptes est de 7,8 %.

Ces différentes définitions ont été articulées par la Cour des comptes de façon remarquablement claire et pédagogique, en se référant à une liste de postes de coûts dont la prise en compte, un peu comme un jeu de construction, permet de passer d'un type de coût à l'autre. Cette innovation dans la présentation n'enlève rien au fait que par nature et par fonction, les coûts présentés sont différents, mais permet d'assurer leur cohérence en termes de données, lesquelles sont organisées en une base unique.

Ces coûts sont les suivants :

- 1) Les dépenses courantes d'exploitation (consommables, personnel, maintenance courante, ...),
- 2) Les charges futures (démantèlement et gestion des déchets),
- 3) Les coûts d'amortissement comptable de l'investissement initial,
- 4) Pour la période à venir, les dépenses liées au progrès continu en matière de sûreté et sécurité, comme dans toute industrie et spécialement dans le nucléaire à la suite de l'accident de Fukushima,
- 5) Pour la période à venir, les dépenses de maintenance lourde ou de jouvence nécessaires au maintien en condition de fonctionnement et en lien avec la durée d'exploitation optimale visée,
- 6) Le coût d'utilisation des actifs qui couvre la rémunération de l'investissement initial.

Il se dessine ainsi un domaine de détermination des coûts de production dont les deux positions « extrêmes » peuvent être présentées de la manière suivante:

- Une vision d'utilisation des moyens de production sous un angle purement comptable ; seules les deux ou trois premières natures de dépenses sont alors retenues pour bâtir le coût de production. Les deux premières dépenses correspondent à des flux réels « cash ». Le troisième poste est un coût « non cash », qui fait référence à l'investissement initial déjà décaissé. Le coût de production est obtenu en divisant la somme des dépenses de l'année par la production au cours de cette même année. Il était en 2010 de 33 €/MWh.
- Une vision économique du coût de production associant la rémunération du capital ; l'ensemble des natures de dépenses mentionnées précédemment est alors intégré dans un calcul économique global qui conduit à un coût de production en 2010 de 50 €/MWh (pour le taux de rémunération du capital de 7,8 % retenu), valeur qui devrait passer à 54 €/MWh en intégrant les dépenses liées aux mesures additionnelles post-Fukushima et à la maintenance lourde des réacteurs pour prolongement de durée d'exploitation, notamment.

Les méthodes comptables (coût comptable ou approche retenue par la commission Champsaur) correspondent ainsi à la première logique. Elles se comprennent pour l'appréciation d'un coût de revient de la production électronucléaire (purement « cash »,

ou intégrant ce qui reste des amortissements comptables) mais n'intègrent pas la rémunération de l'actif sur sa durée de vie. C'est cette base qui a été retenue par le Gouvernement pour la détermination d'un prix d'accès au nucléaire historique (tarif de l'ARENH). Dans le cadre de la loi NOME, le tarif de ARENH de 2012 a été fixé à 42 €/MWh, soit un niveau supérieur à celui préconisé par la Commission Champsaur (39 €/MWh). Le Gouvernement a justifié ce choix par l'anticipation des dépenses liées aux mesures additionnelles post-Fukushima.

De fait, les évaluations économiques actuelles des décisions de prolongement de l'exploitation du parc électronucléaire ou de son remplacement, par des EPR ou d'autres moyens de production d'électricité, sont en faveur du prolongement de l'exploitation du parc actuel. Le contexte n'est donc pas à l'utilisation du parc à son strict coût de revient comptable avec une perspective d'abandon dès que les dépenses de maintenance deviendront trop importantes. Ainsi, économiquement, ces sont les méthodes de la deuxième logiques qui permettent de prendre en compte les coûts de production dans une perspective dynamique et en intégrant la rémunération du capital.

Comme le montre le tableau ci-dessous de comparaison des coûts de production 2010, une approche comptable pour prendre en compte le coût du capital débouche sur une valeur de 6 à 9 €/MWh nettement plus faible que celui, de l'ordre de 20 €/MWh, obtenu avec la méthode CCE qui prend en compte une rémunération aux taux usuels (WACC de 7,8 % pour EDF).

En € ₂₀₁₀ /MWh	Dépenses d'exploitation	Coût lié au capital	Total
ARENH 2012 (pour la comparaison, les valeurs aux CE 2010 devraient être 4% plus faibles)	33 (25 + 5 pour maintenance + anticipation post-Fukushima)	6 à 9	42
Coût comptable	29	4,4	33,4
Commission « Champsaur »	27,1	6	33,1
Coût Comptable Complet de Production	23,4	16,4	39,8
CCE dans sa variante « Cour des comptes »	29,1	20,4	49,5

Tableau 2 : comparaison des coûts de production 2010 selon la Cour des Comptes, mis en perspective avec l'AREHN

- Sources :
- Pour l'ARENH 2012, délibération de la Commission de Régulation de l'Energie du 05 mai 2011 parue au JO le 20 mai 2011,
 - Pour les quatre autres méthodes, rapport de la Cour de comptes sur les coûts de la filière nucléaire paru le 31 janvier 2012.

L'augmentation programmée des coûts de maintenance et jouvence ainsi que la prise en compte des mesures post-Fukushima conduira à une augmentation du coût de production de 5 €/MWh, soit à moyen terme une valeur du CCE de 54 €/MWh. Pour l'homogénéité de la comparaison, c'est ce coût de production de 54 €/MWh obtenu par la méthode CCE qui doit être comparé aux 42 €/MWh du tarif de l'ARENH. Le tarif de l'ARENH et les coûts de production calculés par la Cour des comptes ont été retenus

par la Commission « Energie 2050 », voir l'article de M Jacques Percebois dans la revue RGN (Quel mix énergétique pour la France ?).

2.2.4. L'influence des incertitudes sur les coûts futurs reste modeste

Le rapport de la cour des comptes a identifié les principales incertitudes économiques. Sans surprise, les coûts du parc actuels qui restent à consolider sont les dépenses lointaines, dont le retour d'expérience est faible (démantèlement), voire inexistant (stockage des déchets de haute activité).

Les variations d'estimation, qui dépendent d'options techniques ou qui sont constatées entre différents pays, vont en général du simple au double, lorsque l'on additionne la construction des sites et l'exploitation parfois pendant un siècle.

En revanche, la cour des comptes rappelle que la part de ces dépenses dans le coût de l'électricité est modeste. Ainsi un doublement des devis conduirait à une augmentation de 6% du coût de production soit moins de 3% pour la facture électrique des ménages.

2.2.5. Il n'y a pas un « vrai coût », mais des « vrais coûts » du nucléaire actuel

La différence entre les coûts de production affichés ne résulte pas de données d'entrée différentes sur les dépenses. De ce point de vue, elles sont toutes cohérentes. Elle ne résulte pas non plus d'un débat sur l'application d'une méthode qui serait « la » bonne pour calculer « le vrai coût ». Elle réside plus dans la diversité des questions posées et donc dans la définition de ce que doit couvrir le coût de production et dans la façon dont les calculs doivent être menés.

Si on s'attache au seul coût « historique » en supposant que le capital doit simplement être amorti au sens comptable sans être rémunéré, sans se poser de difficiles questions sur la durée d'exploitation des réacteurs et en acceptant des risques importants de fluctuation des coûts futurs, dès lors qu'on ne se préoccuperait pas d'anticiper les variations des coûts de maintenance, on peut se satisfaire d'un coût comptable. Celui-ci peut d'ailleurs être amendé pour prendre, en partie au moins, en compte ces questions. On peut aussi prendre le parti de se référer à un tel coût et de le réviser chaque année pour « coller au plus près » les coûts effectivement constatés (maintenance lourde notamment), mais avec le risque de fluctuations significatives. Si on souhaite par contre expliciter le

remboursement et la rémunération de l'investissement initial selon une démarche stable, l'approche économique est clairement préférable.

Une des raisons fondamentales pour laquelle ces approches donnent des résultats assez différents est, d'une part, le caractère très capitalistique de l'industrie nucléaire et, d'autre part, la superposition de cycles économiques (taux d'intérêt, indice des prix des facteurs de production...) et de tendances plus lourdes qui vont dans le sens d'une augmentation des prix de la majorité des composantes du prix de l'électricité, nucléaire ou non. En ce sens, des méthodes qui donnent plus de poids au passé déboucheront sur des évaluations présentes plus faibles... au prix de probables rattrapages ultérieurs qui peuvent être alors d'ampleur importante, voire poser des problèmes difficiles à l'exploitant.

Ainsi, le vrai coût de production du nucléaire historique est-il définitivement inaccessible. Non pas parce qu'il reste caché, mais parce qu'il n'existe pas. Il y a des vrais coûts, très bien documentés, connus et donc discutables en toute transparence. Le dernier rapport de la Cour des Comptes a permis une avancée considérable en organisant ces coûts en un corpus unique de données et en explicitant l'intégralité de leurs calculs.

1. Coût économique d'une politique d'arrêt rapide des réacteurs les plus anciens

Une autre question qui a été souvent débattue ces derniers temps est celle de l'évaluation économique de stratégies d'arrêt (par exemple après 40 ans de durée d'exploitation) ou de prolongement des réacteurs actuels. Le coût de l'arrêt immédiat ou rapide (peu d'années) d'un des réacteurs les plus anciens est, d'après les évaluations de l'I-tésé et de la Commission « Energies 2050 », de l'ordre de grandeur de 1 à 2, voire 3 milliards d'euros en valeur actuelle nette, selon les cas (durée de fonctionnement anticipé, coûts de différents postes, nature de l'énergie de remplacement, taux d'actualisation...).

Plusieurs types de raisonnement amènent à des ordres de grandeurs de grandeurs de ce niveau.

Arrêter une tranche (nucléaire ou non), en état de fonctionnement et jugée sûre par l'Autorité de sûreté peut représenter une perte de valeur pour son opérateur et la collectivité, qu'il convient d'apprécier. Deux calculs sont proposés ci-dessous :

- le premier évalue le manque à gagner d'un arrêt immédiat, dans la période transitoire où le système électrique n'a pas eu le temps de se réadapter ;
- le deuxième consiste à évaluer le coût de remplacement de la tranche arrêtée par d'autres installations de production. La centrale à gaz est prise comme référence.

1.1. Coût d'un arrêt instantané (cette partie est empruntée au rapport de la Commission « Energies 2050 »)

Une tranche nucléaire comme Fessenheim 1 ou 2 a une puissance de près de 900 MW et produit environ 6 TWh d'électricité par an. Un arrêt instantané ne génère pas à court terme d'économie autre que les dépenses en combustible nucléaire, estimées généralement à 8 €/MWh. En effet, pendant quelques temps, la tranche reste opérationnelle et le personnel d'exploitation doit rester sur place entraînant des dépenses associées stables¹. Cette valeur correspondait par exemple au droit de tirage des VPP (Virtual Power Plants) de base, lorsque ce mécanisme avait été mis en place il y a quelques années.

La loi NOME institue l'obligation de mettre à disposition une certaine quantité d'énergie nucléaire historique (ARENH) à ses concurrents et son décret d'application a fixé son prix à 40 €/MWh puis 42 €/MWh après juillet 2012. La perte annuelle d'EBITDA² pour EDF d'un arrêt d'une tranche de Fessenheim serait alors de 6 x (42 – 8) M€, soit environ 200 M€. C'est très exactement la somme dont fait état l'agence de notation Standard & Poor's dans une « View analyst contact information » publiée le 28 novembre 2011³ (l'agence évalue à 400 M€/an la perte pour EDF associée à l'arrêt des deux tranches, ce qui aurait comme impact immédiat de dégrader sa note).

La perte pour la collectivité nationale est un peu plus importante, car un des principes de la loi NOME est de restituer une partie de la rente nucléaire « dite de rareté » aux consommateurs français. Dès lors, la base de calcul n'est plus l'ARENH, mais le prix de marché de l'électricité en France dans les années qui viennent. Celui-ci était proche de 55 €/MWh début novembre 2011 ce qui permet d'évaluer la perte de valeur d'une tranche comme Fessenheim 1 ou 2 à 6 x (55 – 8) M€, soit environ 280 M€ par an⁴.

Actualisé à un taux de près de 10%, un tel montant, s'il devait perdurer, correspond à de l'ordre de 3 Milliards d'euros en valeur actuelle nette. Ce qui constitue un majorant.

1.2. Coût d'un arrêt à 40 ans au lieu de 60 ans

Le calcul précédent, réalisé à la marge, ne peut toutefois être prolongé valablement au-delà de quelques années. Le 4ème examen décennal de Fessenheim 1, premier réacteur à eau électrogène construit, aura lieu autour de 2020 et la décision devra alors être prise soit d'arrêter la tranche, soit de réaliser des travaux de jouvence. Ces travaux, selon EDF⁵, pourraient correspondre à un coût de l'ordre de 830 M€ par réacteur, chiffre qui inclut les premières mesures de renforcement de la robustesse des réacteurs à la suite des évaluations complémentaires de sûreté pour porter sa durée d'exploitation

1 On se référera par exemple au compte-rendu de visite de M.Ch.Bataille à la centrale allemande de Neckarwestheim dans le rapport de l'OPESCTdu 15 décembre 2011. Bien que la tranche ait été arrêtée définitivement depuis plus de 6 mois suite à la décision de la Chancelière, elle semblait prête à redémarrer le lendemain.

2 Earnings before interest, taxes, depreciation, and amortization (soit en français résultat opérationnel avant dépréciation et amortissement, ce qui est assez proche de la notion d'excédent brut d'exploitation (EBE)).

3 Voir par exemple <http://www.challenges.fr/entreprise/20111128.CHA7423/fermer-fessenheim-couterait-400-millions-par-an-a-edf.html>.

4 La perte pourrait être un peu supérieure, car l'arrêt d'une ou plusieurs centrales a pour effet d'augmenter les prix de marchés, par diminution de l'offre. C'est ce qui s'est passé en mars et avril derniers, où l'arrêt de 7 GW de nucléaire allemand avait engendré en un mois une hausse des prix de 55 à 62 €/MWh environ, ainsi qu'une inversion du spread France-Allemagne, le flux global des échanges redevenant favorable à notre pays. Le prix de marché a ensuite chuté sous les effets de la crise actuelle.

5 Rappelons que le processus d'instruction de la poursuite d'exploitation au-delà de 40 ans est en cours entre EDF et l'ASN et qu'à ce stade, le programme industriel à mettre en œuvre n'est pas arrêté. Son coût précis n'est donc pas non plus connu de façon exacte.

prévisionnelle à 60 ans. Avec différentes hypothèses économiques (taux d'actualisation, prix de vente de l'électricité...), la valeur d'un réacteur comme Fessenheim 1 serait alors de l'ordre de 1,4 Md€, et en pratique plus proche de 2 Md€, d'après les calculs de l'I-tésé. On pourra aussi à nouveau se reporter au rapport de la Commission « Energies 2050 » qui estime la VAN¹ de Fessenheim 1 à environ 2,1 Md€, si le remplacement de réacteur se faisait avec une centrale à gaz dont le prix moyen serait de 13 \$/Mbtu.

Il est à noter, en termes d'analyse de sensibilité, que :

- avec des frais de jouvence supérieurs de 50 %, soit 1200 M€, la Valeur Actuelle Nette (VAN) de Fessenheim 1 serait de 1,4 Md€ ;
- une durée d'exploitation effective de 55 ans au lieu des 60 ans supposés ici, abaisserait la valeur de Fessenheim 1 à de 1,2 Md€ ;
- si le prix du gaz est de 8,5 \$/Mbtu (bas de la fourchette d'estimation de l'AIE, voir également la comparaison économique des options ci-dessous), la VAN de Fessenheim 1 tomberait à 400 M€ environ.

7-3. Evaluation pour un parc complet

Ainsi, l'impact économique de moyen terme d'arrêter au bout de 40 ans des réacteurs qui pourraient être exploités 50 ou même 60 ans est de l'ordre de 1 à 2 milliards d'Euro, par réacteur. Arrêter une tranche (nucléaire ou non), en état de fonctionnement et pouvant produire à un coût faible, est une destruction de valeur.

Pour un parc complet, différentes études de scénarios illustrent une telle décision. Elles diffèrent surtout par les énergies qui seraient mobilisées pour remplacer les réacteurs nucléaires, et indiquent des surcoûts de l'ordre de 70 Milliards d'euros (c'est le cas l'étude récente de l'UFE ramenant la part du nucléaire à 50%). Ces surcoûts pourraient être encore supérieurs, car cette évaluation de l'UFE suppose une augmentation forte des émissions de gaz à effet de serre (GES) de la production d'électricité : plus du doublement. Réduire ces émissions se ferait avec des ENR d'autant plus chères que l'arrêt interviendrait tôt (et celles-ci auront besoin de puissance de réserve fournie par du gaz, en pratique). Les coûts totaux pourraient dépasser la centaine de milliards d'euros. De surcroît, le scénario de l'UFE suppose qu'il est possible de diminuer significativement la demande électrique via une politique de maîtrise de l'énergie forte, ce qui n'est pas garanti à coût total nul (70 Mds € y seraient consacrés).

Au total, un ordre de grandeur de l'ordre de la centaine de milliards d'euros actualisés semble représenter valablement le coût d'un arrêt après une durée d'exploitation de 40 ans, si une extension de 10 ans au moins était possible pour les coûts rapportés ci-dessus, et non réalisée.

Par ailleurs, les impacts sur les prix seraient importants : de l'ordre de +15% pour les ménages et plus encore pour les industriels.

2. Le coût des futurs réacteurs

Depuis quelques années et en particulier depuis la mise en chantier des EPR de Flamanville et Olkiluoto, les bilans ont montré que leurs coûts de construction étaient bien plus élevés que les prévisions initiales.

Ces glissements d'estimation sont cohérents avec la comparaison des études OCDE qui montre une augmentation entre 2003 et 2010 du « nouveau nucléaire » de l'ordre de 75% hors inflation. Une telle valeur laisse entendre une « rupture » par rapport à la génération précédente, en terme économique.

Il convient donc de mieux analyser les prévisions initiales qui datent des années 2000. Les études du gouvernement dites « DIDEME » datant de 2003 donnent un bon éclairage de la vision initiale. L'objectif était de construire l'EPR à un même niveau de coût que le parc actuel, soit à l'époque entre 1 et 1,5 milliard d'Euros le Gigawatt.

Ainsi les dispositifs nouveaux tels que les redondances de trains de sauvegarde, destinés à l'amélioration de la sûreté devaient entraîner des surcoûts compensés en particulier par l'effet de taille. Enfin l'amélioration de la longévité et de la disponibilité devaient conduire à un kilowatt heure encore meilleur marché que celui du parc actuel.

En réalité, cet écart par rapport à la prévision initiale (6 milliards au lieu de 3,5 milliards pour un EPR) correspond finalement à la poursuite des tendances constatées depuis le début des années 1970.

L'indicateur de coût de la construction calculé par l'INSEE, qui agrège coûts de main d'œuvre et des matières premières a augmenté de 60% entre 1995 et 2008 alors que l'inflation standard n'augmentait que de 25%.

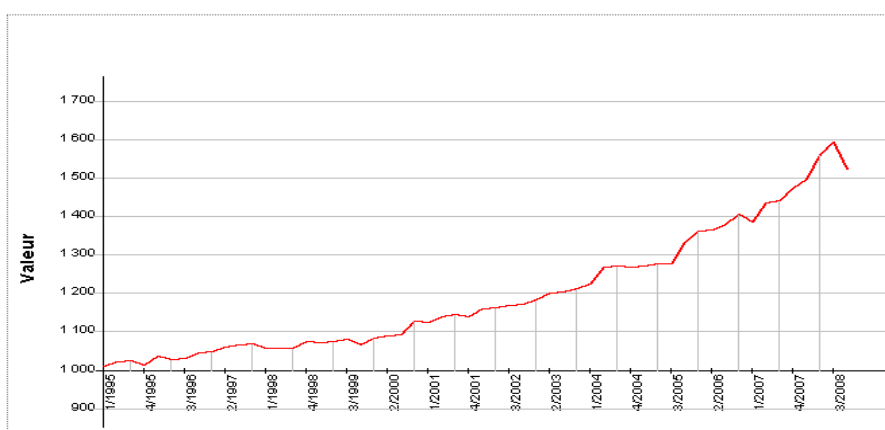


Figure 9 : indice des coûts de la construction en France

Il faut également ajouter le fait que le tissu industriel français ne bénéficie plus de l'effet de série procuré par la densité de construction nucléaire des années 1980. Cette augmentation des indices de prix, couplée aux difficultés inhérentes aux premiers exemplaires, explique l'essentiel de la forte augmentation constatée.

In fine, avec l'EPR de Flamanville maintenant estimé par EDF à 6 milliard d'euros, il est clair que son électricité coûtera plus cher que l'électricité nucléaire « historique ». En adoptant les paramètres de calculs des électriciens **on arriverait à 75 €/MWh environ**¹.

Sans devenir oracle pour autant, les choix à venir nécessitent donc une vision construite du futur sur la base de ces constats historiques.

2.1. Quel coût futur pour les réacteurs de 3ème génération ?

Les réacteurs de 3ème génération marquent un progrès significatif en matière de sûreté notamment. D'ailleurs les études pour exploiter le parc actuel jusqu'à 60 ans seront, selon la demande de l'ASN, « conduites au regard des objectifs de sûreté applicables aux nouveaux réacteurs, tels ceux [...] applicables à l'EPR ».

Les coûts des premiers réacteurs de 3ème génération sont supérieurs aux attentes. Ils ont augmenté sensiblement, entre la vision qui en était donnée il y a une petite dizaine d'années (de l'ordre de 3,5 milliards d'euros d'aujourd'hui pour un EPR en coût « overnight »²) et les coûts observés à Olkiluoto ou Flamanville (de l'ordre de 6 milliards d'euros : cf. supra).

Techniquement, et outre les phénomènes macroscopiques cités plus haut, les raisons de cet écart sont principalement les suivantes :

- augmentation des coûts unitaires de plusieurs dizaines de pour cents (énergie, acier, béton, ingénierie...)
- remise en marche d'une industrie (et de la supply chain associée) qui était passée par un creux d'activité significatif ;
- allongement des délais dus à des difficultés de divers ordres (dont organisation, relation avec les autorités de sûreté nucléaire, maturité des plans de détail, approvisionnement des équipements) ;
- effet de tranche unique, pas d'expérience récente pour ce design (pour Olkiluoto et Flamanville) ;
- ...

Par ailleurs, leur coût est supérieur à ceux des réacteurs de 2ème génération du fait de leurs caractéristiques intrinsèques (quantité de ferrailage et de béton, constructibilité, plus grande complexité, dans un objectif de sûreté accru), même si leurs performances accrues et l'effet de taille pour l'EPR réduisent cet écart.

Il faut noter que sur la période récente les coûts des centrales thermiques « classiques » ont beaucoup augmenté aussi³, pour des causes dont certaines sont communes avec les réacteurs nucléaires.

Inversement, le chantier de Taishan montre qu'il est possible de mener un projet comme l'EPR dans les délais et les coûts prévus (à la date de la rédaction de cette

¹ Pour ce réacteur, la Cour des Comptes situe le coût de production actualisé dans une fourchette de 70 à 90 euros/MWh.

² Coût fictif représentant celui d'une unité construite « dans la nuit », donc sans aspects financiers notamment

³ Les statistiques portées à la connaissance de la commission montrent que ces augmentations ont atteint plusieurs dizaines de pourcents dans la seconde moitié des années 2000-2010.

note). De nombreuses actions sont actuellement mises en œuvre pour diminuer les coûts (modifications de conception pour améliorer la constructibilité, organisation, structuration de la « supply chain »...). Par ailleurs, les effets de série et de site (plusieurs réacteurs sur un même site) vont jouer. Au total, les coûts de production des futurs réacteurs de 3^{ème} génération devraient se situer, selon les industriels, dans la fourchette de 50 à 60 euros/MWh. Ce coût vaut pour des réacteurs EPR « optimisés » (principalement la fourchette basse), au sein de programmes de plusieurs réacteurs.

Par ailleurs, le retour d'expérience acquis par les industriels leur permet de mettre en œuvre dès à présent des actions pour diminuer les coûts, en tirant notamment tous les enseignements possibles des chantiers d'Olkiluoto 3 (OL3) et Flamanville 3 (FA3). Les résultats obtenus à ce jour entre les projets d'Olkiluoto et Taïshan seraient les suivants :

- le nombre d'heures d'ingénierie sur la chaudière nucléaire a été réduit de 60 % ;
- la durée de fabrication des gros composants a été réduite grâce à l'optimisation des processus de fabrication.;
- les délais d'approvisionnement auprès des sous-traitants ont été réduits en moyenne de 65 %. Cela participe activement d'une fiabilisation significative du planning de livraison, indispensable pour éviter les goulots d'étranglement et les retards sur le chantier ;
- la durée de construction (entre le premier béton et la pose du dôme) a été divisée par deux.

Ainsi, le coût de la puissance nucléaire installée pourrait baisser à l'horizon 2050, comme le décrit l'AIE (Agence Internationale de l'Energie). Certes, il nous est difficile de nous prononcer sur ce sujet, tant les variables agissant sur ce poste sont diverses à cet horizon : évolution technologique, évolution des méthodes de construction (modularité, préfabrication), évolution des standards de sûreté (investissement, exploitation)... Mais, il reste que les coûts des réacteurs en construction actuellement seront des majorants de ceux des séries qui suivront.

2.2. Compétitivité des réacteurs de 3^{ème} génération

Il paraît nécessaire de rappeler comment est classiquement calculé le coût du kWh, indicateur de la compétitivité économique d'une énergie.

L'encadré ci-dessous décrit le principe de l'actualisation, à la base des études de compétitivité classiques entre énergies.

L'actualisation dans le calcul économique

L'actualisation est un outil économique permettant de comparer la compétitivité de plusieurs projets, dont les flux dans le temps, des dépenses et des recettes, sont différents. A dépense et revenu égal, il vaut mieux :-

- *dépenser le plus tard possible car l'argent non investi peut fructifier en attendant les investissements nécessaires à venir*
- *faire des recettes le plus tôt possible, car cet argent peut lui-aussi fructifier.*

Cette question est particulièrement importante dans le cas de l'industrie nucléaire, qui voit ses dépenses étalées sur de longues périodes. Par exemple l'actualisation amène à réduire considérablement le poids des déchets nucléaires de haute activité ou du démantèlement (par rapport à un calcul non actualisé) dans le coût du kilowattheure. En effet, ce sont des dépenses qui se font plusieurs décennies après la recette obtenue par la vente de l'électricité. Provisionner une faible partie de la recette réalisée en 2012 permettra des dépenses élevées en 2050, dans la mesure où l'argent aura été placé pertinemment pendant toutes ces années.

Techniquement le calcul consiste à attribuer à l'argent de l'année N-1, une valeur supérieure (de 4 à 15% en général) à l'argent de l'année N. Ce taux d'actualisation est en fait propre à chaque secteur industriel.

Il dépend

- *du taux des prêts que les banques peuvent accorder à l'entreprise,*
- *de la capacité de l'entreprise à faire fructifier ses fonds propres.*
- *de la vision que l'on a de la future « richesse » de la société*

Or ces paramètres dépendent eux-mêmes du contexte économique, du marché, et des risques que sont prêtes à prendre les différentes parties. On comprend alors pourquoi ces taux sont si sujets à discussion ...

Les taux d'actualisation utilisés pour définir des coûts du kW et dans une certaine mesure pour définir des tarifs, sont en France de l'ordre de 8%. EDF utilise précisément le taux de 7,8% dans le calcul du CCE selon le dernier rapport de la cour des comptes.

Sur ces bases, on a vu que l'électricité de Flamanville coûtera de l'ordre de 75 euros par mégawattheure. Quand on regarde l'expérience des derniers réacteurs construits, les modèles N4, dont les premiers exemplaires ont vu leurs coûts fortement dériver, on relève que les modèles suivants ont pu être construits avec une **économie de 25%**.

Il apparaît par conséquent raisonnable d'évaluer des coûts de production des EPR suivants de de 60 €/MWh voire moins¹. Cette valeur correspond au niveau de l'électricité d'un cycle combiné gaz aux prix actuels du gaz (hors prix du CO₂).

Mais la compétitivité du nucléaire par rapport à ses concurrents (gaz et charbon) peut aussi se juger pour d'autres taux d'actualisation.

D'ailleurs le dernier rapport du Centre d'Analyse Stratégique recommande la prise en compte de taux d'actualisation de l'ordre de 4%, hors prise en compte des risques, lorsque qu'il s'agit de choix qui engagent l'Etat sur la durée.

Le nucléaire correspond à un choix de politique énergétique national sur la durée. Afin de ne pas gommer les coûts et bénéfices à moyen voire long terme, il est pertinent de compléter l'étude de compétitivité avec des taux d'actualisation inférieurs à 8%.

La figure 10 montre la compétitivité comparée avec le gaz et le charbon, pour un EPR à 5 milliard d'euros et pour des hypothèses que l'on peut juger extrêmement raisonnables, à savoir un prix du gaz et du charbon aux niveaux actuels et pas de prix du CO₂.

¹ Le tableau en figure 1 de l'article de J. Percebois dans ce présent numéro de RGN illustre cette hypothèse.

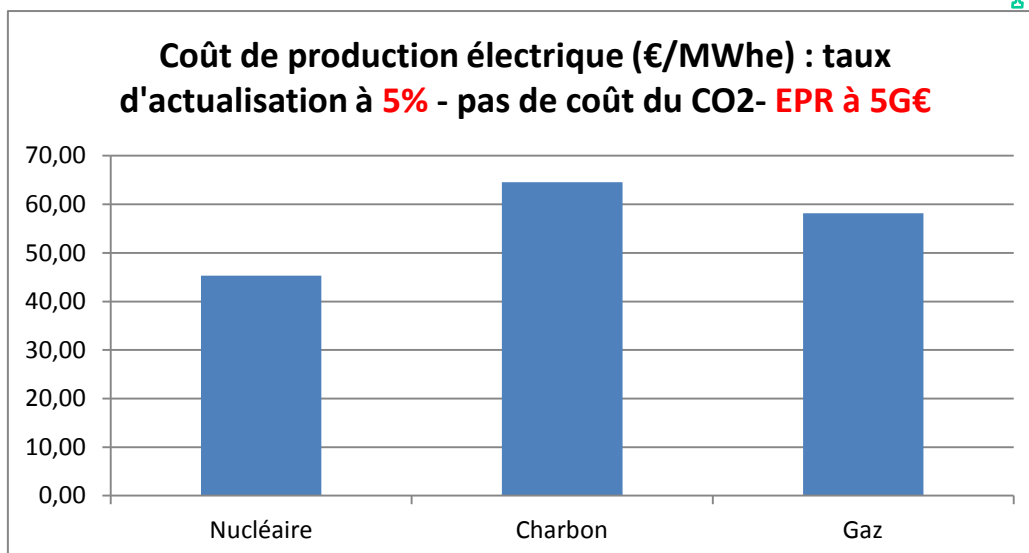


Figure 10 : Compétitivité comparée des moyens de production centralisés
Coût EPR « optimisé » -(Calcul I-Tésé)

En prenant des hypothèses encore plus pénalisantes¹ pour le « nouveau nucléaire », à savoir des unités EPR à 6 G€ et un taux d'actualisation de 10% (c'est l'alternative haute de référence pris par l'OCDE) l'EPR peut rester compétitif mais avec les conditions suivantes (figure 11) :

- Prix du CO2 croissant selon les hypothèses centrales du Centre d'Analyse Stratégique, soit 50 € la tonne à l'horizon 2020.
- Prix du gaz en augmentation selon les hypothèses centrales de l'Agence Internationale de l'Energie (+40% entre 2010 et 2020)

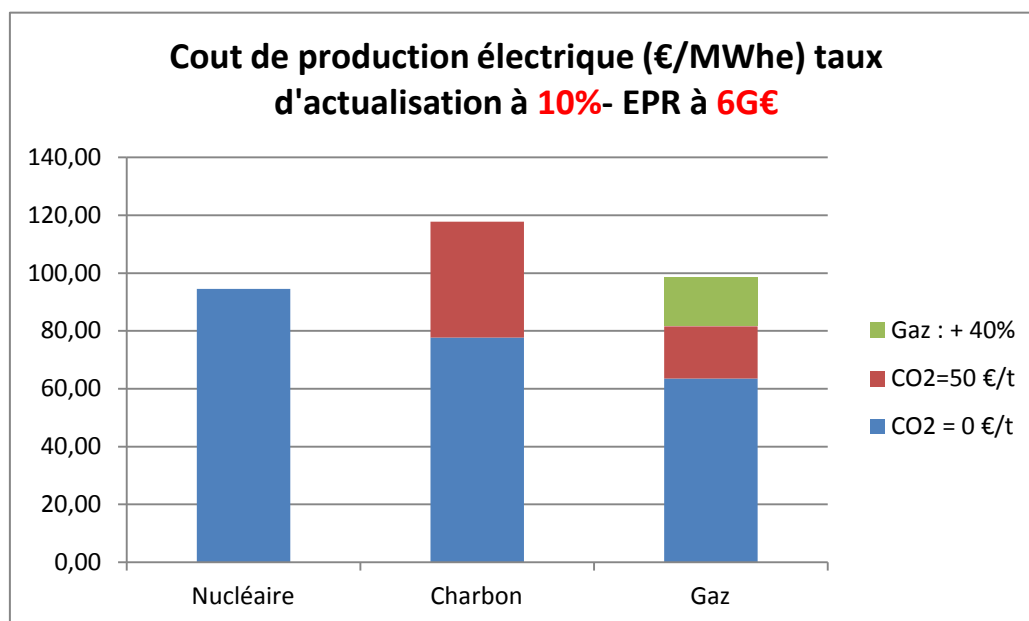


Figure 11 : Compétitivité comparée des moyens de production centralisés
Coût EPR « tête de série » (calcul I-Tésé)

¹ Le rapport de la cour des compste indique pour l'EPR de Flamanville une fourchette allant de 70 à 90 €/MWh.

Ces conditions sont réalistes à long terme mais on peut comprendre qu'un investisseur privé qui souhaite des garanties de rentabilité à court terme pourrait se tourner vers le gaz, voire le charbon, compte tenu :

- Des prix actuels du gaz contenus, et qui gouvernent significativement les prix de vente de l'électricité sur le marché
- Des incertitudes fortes sur les politiques mondiales vis-à-vis du réchauffement climatique

Ainsi les EPR prévus en Grande Bretagne sont aujourd'hui estimés par EDF à 6 milliards d'euros l'unité environ (EDF/Investor workshop – 17/12/2010). A ce niveau, leur compétitivité repose sur la prise en compte d'un prix plancher du CO₂, qui a été entériné en 2011 par le gouvernement britannique.

Ceci permet donc de considérer comme pertinent un objectif d'unité type EPR à 5G€ qui permettrait d'assurer un approvisionnement durablement compétitif dans la plupart des scénarios énergétiques mondiaux. Au-delà du retour d'expérience technique qui apparaît logique, il faudra aussi compter sur un tassement des indicateurs liés aux coûts des constructions, et de la main d'œuvre.

On notera enfin que ces constats sont valables dans les pays développés où les coûts de main d'œuvre ont beaucoup augmenté. En Chine en revanche, les EPR en construction se situent à un niveau inférieur, autour de 3 milliards d'euros l'unité.

2.3. Autres facteurs pouvant jouer sur les prix : l'uranium et la prise en compte des accidents

2.3.1. Y-a-t-il un risque vis-à-vis du prix de l'uranium ?

Les prix de l'uranium, négociés via des contrats de long terme sont de l'ordre de 50 € le kg (source Euratom – European Supply Agency). Pour un parc comme la France, qui nécessite l'achat de 8000 tonnes d'uranium environ cela représente une facture annuelle de 400 millions d'euros soit moins de 5% du coût de production.

C'est l'occasion de rappeler combien devrait dépenser la France si les 420 TWh électriques annuels produits devaient l'être avec du charbon ou du gaz aux prix actuels.

Combustible	Consommation annuelle	Prix	Facture totale (M€)
Uranium	8000 tonnes	50 €/kg	400
Gaz	800 TWh	25 €/MWh	20 000
Charbon	200 millions de tonnes	100 €/tonne	20 000

Tableau 3 : Facture énergétique annuelle -achat de combustible (aux prix actuels) pour un parc électrique de 63 GWe

Alors que la France vient d'annoncer un déficit commercial record de 70 milliards d'euros pour 2011, on comprend les conséquences économiques graves qu'aurait ce recours aux énergies fossiles, importées, sur notre économie.

L'article de Sophie Gabriel de ce numéro de RGN dresse l'état des lieux des réserves en uranium. Même si des tensions apparaissent avec des besoins mondiaux en uranium qui croissent, on voit bien qu'un doublement des prix aura une incidence mineure sur la facture électrique. C'est bien sûr loin d'être le cas pour le gaz ou le charbon.

Au final le coût du combustible consommé dans l'année représente moins de 15% du coût de production. L'uranium quant à lui représente moins de la moitié du coût de ce combustible (figure 12)

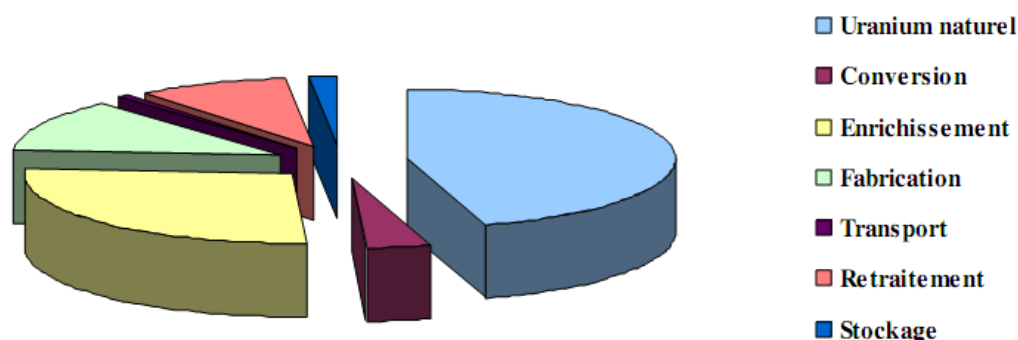


Figure 12 : Répartition des coûts du combustible nucléaire-Source DGEC 2008
Le total constitue environ 15% du coût de production nucléaire, soit environ 8 € par MWh.

2.3.2. La prise en compte des accidents

Le coût d'un éventuel accident n'est pas pris en compte dans les évaluations du coût du kWh.. Ce choix peut bien sûr heurter, un an après l'accident de Fukushima dont on sait que les coûts pourront atteindre 100 milliards d'euros. Ce choix nécessite donc clairement une analyse plus poussée, laquelle est d'ailleurs une des actions en cours suite à l'accident.

En pratique il n'existe pas de secteur d'activité qui prenne en compte (par le biais d'assurances par exemple), des accidents industriels aux conséquences majeures, par définition hautement improbable. La catastrophe pétrolière de la plateforme « Deepwater Horizon » en 2010 en est une illustration.

Dans ce cas, les coûts devraient finalement être pris en charge par l'industrie pétrolière, par BP d'abord (qui a dû céder des actifs) pour apporter des compensations en contrepartie des dégâts écologiques et indemniser les conséquences sanitaires et sociales. Le reste de l'industrie pétrolière a été indirectement touché par la mise en place de normes de prospection et d'extraction plus lourdes. Mais les sommes déboursées pour remédier et prévenir de nouveaux risques d'accident n'ont pas été de nature à faire évoluer brutalement les prix du baril.

Concernant Fukushima, il est prévu que TEPCO assume les coûts directs (indemnisations, décontaminations, déconstruction...). Il est probable toutefois que la valeur résiduelle de l'entreprise ne le permette pas, même en cédant une grande partie de ses actifs et malgré les prêts concédés par l'Etat japonais. L'Etat prendra donc

vraisemblablement une partie des coûts en charge, par exemple au prix d'une nationalisation de l'entreprise.

Il faut ajouter à ces coûts directs les coûts indirects (nouvelles règles de sûreté, évolution de mix énergétiques) qui devront également être considérés par d'autres électriciens et qui se répercuteront sur le consommateur.

Faut-il mettre en place un système d'assurance? Il existe aujourd'hui plusieurs cadres internationaux visant à garantir le déblocage de fonds, en cas d'accident nucléaire. En Europe, différents traités et conventions visent également la création de fonds mutualisés.

Toutefois, il faut bien constater la disparité de ces régimes, l'hétérogénéité de leur signataires et surtout la relative faiblesse des montants en jeu, au regard d'accidents aux conséquences pouvant atteindre 100 milliards d'euros (tableaux 4 et 5). Ces systèmes ne peuvent donc pas être considérés comme de réelles assurances vis-à-vis d'un risque d'accident majeur.

Cadre général	Cadre détaillé	Etats signataires
Convention de Paris (OCDE/AEN)	Paris 1960 et Bruxelles (1963)	Belgique, Danemark, Finlande, France, Pays Bas, Allemagne, Suède Italie, Grande Bretagne - Slovénie
	Paris 1960	Portugal-Grèce
	Paris 2004	Aucun
Convention de Vienne (AIEA)	Vienne 1963	République Tchèque, Estonie, Lituanie, Hongrie, Pologne, Slovaquie, Lettonie, Roumanie
	Vienne 1997	République Tchèque, Lituanie, Hongrie, Pologne,
Convention supplémentaire pour compensation des dommages		Lituanie, République Tchèque, Roumanie
Aucune convention		Autriche, Luxembourg, Irlande, Chypre, Malte

Tableau 4 : régimes de responsabilité civile en cas d'accident nucléaire

Source : *intereconomics 2011 - Harmonising Nuclear Safety Regulation in the EU: Which Priority?*

Michel Berthélemy and François Lévêque

Convention	Qui paye ?	Première convention (M€)	Deuxième convention (M€)
Convention de Paris	Electricien	5,9	700
Convention complémentaire de Bruxelles	Etat	202,13	500
	Fonds spécial	148,62	300
Convention de Vienne	Electricien	4,2	178,35
	Fonds spécial		178,35
Convention	Electricien/Etat		356,7

supplémentaire pour compensation des dommages	Fonds spécial	356,7
--	---------------	-------

Tableau 5 : montant des sommes garanties en cas d'accident nucléaire

Source : *intereconomics 2011 - Harmonising Nuclear Safety Regulation in the EU: Which Priority?*

Michel Berthélemy and François Lévêque

Ces systèmes ne peuvent donc pas être considérés comme de réelles assurances vis-à-vis d'un risque d'accident majeur. S'il fallait imposer à l'industrie nucléaire de provisionner pour faire face à un accident majeur de cet ordre, soit une centaine de milliard d'euros, cela pourrait représenter de 100 à 200 millions d'euros par réacteur, au total, en valeur actuelle nette. Ce ne serait donc pas forcément de nature à affecter fondamentalement la compétitivité du kWh nucléaire.

Mais pour être rigoureux, les calculs actuariels nécessaires à l'élaboration de prime d'assurance devraient intégrer des paramètres dont l'histoire montre un degré d'incertitude significatif: la probabilité d'occurrence d'accident comme les coûts de remédiation des zones évacuées en particulier. Ceci explique pourquoi l'effort va se concentrer d'abord sur la fiabilisation maximales des installations nucléaires face aux événements extrêmes.

On notera dans le cas français que les améliorations de sûreté liées aux conséquences de l'accident japonais sont du même ordre que les sommes qu'il faudrait provisionner pour résoudre une situation accidentelle majeure soit de 100 à 200 millions d'euros par réacteur.

Une autre conséquence économique concerne la poursuite ou non de la construction de réacteurs GEN II dans les pays émergents. On peut imaginer que les programmes se tourneront vers des réacteurs plus robustes, donc plus coûteux mais sans pour autant atteindre les prix occidentaux, selon les régions.

3. Conclusion : La compétitivité du nucléaire est-elle durable ?

Depuis la construction rapide et massive de l'essentiel du parc nucléaire mondial dans les années 1970, les coûts du nucléaire ont eu tendance à augmenter en particulier sous l'action d'exigences de qualité et de sûreté. Cette tendance affecte d'ailleurs aussi les énergies concurrentes (investissement), sans parler de l'augmentation tendancielle des coûts des énergies fossiles (exploitation) et de la prise en compte du CO2.

Ces exigences se sont renforcées sous l'action :

- de l'évolution « naturelle » de la société qui vise à minimiser constamment les risques pour ses populations et l'environnement
- du retour d'expérience lié à des accidents majeurs.

Depuis peu d'années, un nouveau sujet s'est fait jour : il s'agit de la compétitivité du parc existant, au regard de nouveaux équipement, si l'on considère un parc déjà construit, qu'il s'agit de rénover pour augmenter la durée d'exploitation des réacteurs.

A ce sujet, les évaluations disponibles montrent que le nucléaire est très bon marché, même compte tenu des réévaluations à mener suite à l'accident de Fukushima. Ainsi l'évaluation donnée par la Cour des Comptes pour le coût complet économique (qui inclut notamment la rémunération du capital à taux de 7,8%) est-elle de 54 euros/MWh, y inclus les coûts de maintenance lourde liés à la durée d'exploitation et à la prise en compte de l'accident de Fukushima. Ceci à comparer à des coûts de remplacement actuels qui sont au moins de 70 €/MWh pour les unités les moins chères (cycles combinés à gaz, charbon).

Ce niveau de coût particulièrement compétitif explique notamment que la perte économique liée à l'arrêt d'un réacteur français après 40 ans d'exploitation seulement serait de 1 à 2 milliard d'euros, soit de l'ordre d'une centaine de milliards d'euros pour le parc complet (si sa durée d'exploitation était limitée à 40 ans).

Au-delà du nucléaire actuel, le « nouveau » nucléaire sera incontestablement plus cher. Néanmoins, les évaluations actuelles le montrent bien placé dans la zone de compétitivité où, selon les pays, on trouve aussi les unités à gaz et au charbon.

Par ailleurs, les énergies fossiles concurrentes auront dans le futur également à faire face à une inflation des coûts potentiellement importante et surtout ni prédictible, ni maîtrisable.

Les principales EnR restent quant à elles actuellement significativement plus chères et sujettes à des difficultés de gestion de l'intermittence non encore résolues pour des parcs de grande ampleur. Cependant beaucoup de progrès sont attendus. Si la durée d'exploitation des réacteurs actuels est de 55 à 60 ans, alors le renouvellement du parc se fera dans une période (autour de 2030) où les coûts des EnR auront baissé et où de nouvelles solutions à l'intermittence auront certainement fortement progressé.

In fine, les paramètres économiques structurants de la compétitivité de long terme du nucléaire seront similaires à ceux des énergies renouvelables :

- Rendements techniques croissants liés à de nouvelles technologies sous l'impulsion d'une R&D dynamique
- Coûts croissants de matières premières plus ou moins recyclables (aciers, uranium, terres rares....)
- Coûts croissants des exigences qualité sécurité-environnement.
- Limitation des coûts à la construction et à l'exploitation grâce à une organisation plus efficace rendue possible par le retour d'expérience permettant de compenser l'augmentation des coûts de main d'œuvre.

A long terme, la convergence de ces fondamentaux permettra probablement d'accroître la visibilité économique et le rôle du mix nucléaire/EnR par rapport aux mix carbonés aux coûts par nature croissants sur le long terme, à cause de la raréfaction des ressources naturelles et de l'évolution du coût du CO2.