

Les coûts de production du parc nucléaire français



La Société Française d'Énergie Nucléaire (SFEN) est le carrefour français des connaissances sur l'énergie nucléaire.

Créée en 1973, la SFEN est un lieu d'échanges pour les spécialistes de l'énergie nucléaire français et étrangers et pour toutes celles et ceux qui s'y intéressent. La SFEN rassemble plus de 4 000 professionnels de l'industrie, l'enseignement et la recherche.

Contributions de la SFEN à la Programmation Pluriannuelle de l'Energie



Les coûts de production
du parc nucléaire français

Synthèse & conclusions

Contexte

Le ministère de la Transition Ecologique et Solidaire a engagé des travaux concernant les scénarios qui sous-tendront la révision de la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC) et de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE), à l'horizon fin 2018.

La Société Française d'Energie Nucléaire (SFEN) souhaite participer et contribuer aux réflexions de ces groupes de travail, en apportant l'expertise de ses sections techniques.

D'une manière générale, elle :

- Rappelle que l'enjeu prioritaire de la PPE est la réduction de la consommation d'énergies fossiles, importées et émettrices de gaz à effet de serre.
- Comprend le souci pragmatique de certains Français de diversifier le mix électrique et de ne pas « *mettre tous les œufs dans le même panier* ».
- Estime que la diversification du mix électrique devra se faire en temps et en heure, à mesure de l'amélioration des performances économiques et techniques des énergies renouvelables.

Objet de la note

Un des volets importants de la PPE est la « *préservation du pouvoir d'achat des consommateurs et de la compétitivité des prix de l'énergie, en particulier pour les entreprises exposées à la concurrence internationale* ». Dans ce contexte, il est important de bien connaître le coût de production du parc nucléaire actuel, et c'est l'objet des travaux menés par la section technique Economie et Stratégie Energétique de la SFEN.

Par « coût de production » on entend ici le coût de l'électricité à la sortie de l'installation de production (centrale nucléaire, champ éolien, ferme solaire, etc.). Les coûts des activités de transport et de distribution de l'électricité, et, d'une manière générale, les coûts d'équilibrage du « système électrique » ne sont pas ici pris en compte. On notera cependant que ces derniers sont aussi très fortement influencés par le choix des modes de production, et que le nucléaire présente sur ce sujet de nombreux atouts : nombre limité de sites, haute disponibilité, caractère pilotable, grande flexibilité dans ses variations de puissance, etc.

Les coûts du nucléaire apparaissent parfois mal connus. Pourtant, depuis de nombreuses années, un effort¹ considérable a été déployé pour les expliciter. Les sources sont nombreuses, fournies par des rapports publics (dont ceux de la Cour des Comptes²) et par les entreprises comme EDF, en particulier lors de la publication des comptes. Peu de pays mettent à disposition des indications aussi précises sur les coûts de leur parc nucléaire.

1 - Cet effort résulte de l'activité de diverses parties prenantes : entreprises (pour la publication des comptes), services de l'Etat (ministères, Cour des Comptes), organismes internationaux (comme l'OCDE ou l'AIEA), sociétés savantes (comme la SFEN ou son équivalent américain, l'ANS), universitaires dans le domaine de l'économie de l'énergie. D'autre part, la loi organise spécifiquement la publication d'une part importante de cette information, en sus des obligations comptables menées dans le cadre de l'augmentation de la transparence comptable (IFRS), en particulier en matière de charges futures pour le démantèlement et le stockage des déchets.

2 - « Les coûts de la filière électro nucléaire » (2012) et « Le coût de production de l'électricité nucléaire » (2014) - Cour des Comptes

Conclusions

1. La méthodologie des coûts « cash » doit être retenue pour décider de poursuivre ou non l'exploitation de tranches du parc nucléaire actuel.
2. Les dernières données disponibles (par le biais de la Cour des Comptes et les publications officielles récentes d'EDF) permettent d'évaluer le coût cash de production du parc nucléaire existant à 32-33 €/MWh. Cette performance en fait le moyen de production le plus compétitif jusqu'à 2023³ et même au-delà, et bénéficie aujourd'hui largement aux ménages et à l'industrie nationale.
3. La production d'électricité nucléaire est aujourd'hui rentable en France : il n'y a pas de « mur d'investissement » à venir. Les coûts supplémentaires du programme « Grand carénage », de l'ordre de 1 Md€/an, sont intégrés dans les coûts cash de l'électricien calculés par la SFEN, et doivent être ramenés à la quantité produite (de l'ordre de 400 TWh annuels).
4. Les coûts « cash » du nucléaire sont peu sujets à la hausse, car ils sont peu sensibles aux évolutions des prix de l'uranium.
5. Les coûts de démantèlement et déchets sont couverts à plus de 100 % par des actifs dédiés. La Cour des Comptes a montré que le doublement de ces coûts aurait une influence très limitée et ne changerait pas les conclusions précédentes.

Une étude approfondie a été réalisée par la section technique Economie et Stratégie énergétique de la SFEN. Celle-ci figure en page 15 du document.

³ - La Programmation Pluriannuelle de l'énergie couvre deux périodes successives de cinq ans.

1. La méthodologie des coûts «cash» doit être retenue pour décider de poursuivre ou non l'exploitation de tranches du parc nucléaire actuel

Le calcul des coûts de production nucléaire a fait l'objet de développements méthodologiques en France depuis quelques années. La Cour des comptes dans son rapport 2014⁴ présente différentes méthodes de calcul, lesquelles permettent de répondre à des questions spécifiques : établir les tarifs de vente de l'électricité nucléaire aux nouveaux entrants sur le marché, ou déterminer une approche tarifaire.

Ces méthodes distinguent deux types de coûts :

- **Les coûts « cash »** qui comme leur nom l'indique, correspondent aux décaissements « en monnaie sonnante et trébuchante ».
- **Les coûts « non cash »**, qui prennent en compte des flux non relatifs à la production de la période considérée (ex : rémunération de l'investissement initial). Le terme de « coûts non cash » est de fait d'ailleurs particulièrement inapproprié, puisqu'il s'agit majoritairement d'une rémunération du capital investi initialement et non d'un coût.

Une des questions posées par la PPE est de décider de poursuivre ou non l'exploitation de certaines tranches du parc nucléaire actuel.

La pertinence économique de l'exploitation future d'un moyen de production dépend des recettes et des coûts actuels et à venir

Dans ce contexte, les seuls coûts à prendre en compte sont les coûts cash. Du point de vue de l'exploitant, la pertinence économique de l'exploitation future d'un moyen de production ne dépend pas des coûts passés et encore moins de la rémunération attendue, mais seulement des recettes et des coûts actuels et à venir. S'il anticipe qu'il serait moins cher de le remplacer, la décision a du sens économique. A l'inverse, si un arrêt puis un remplacement ont lieu entraînant une augmentation des coûts futurs, l'exploitant ou les clients font face à une perte économique.

4 - « Le coût de production de l'électricité nucléaire » (2014)

2. Les dernières données disponibles permettent d'évaluer le coût cash de production du parc nucléaire existant à 32-33 €/MWh.

La Cour des Comptes a réalisé en 2014 une estimation, pour la période 2011-2025, des dépenses attendues pour l'exploitation et les investissements de maintenance, notamment de maintenance lourde (rénovation et sûreté). On pouvait en déduire une évaluation des coûts cash annuels moyens, rapportés à la production à 36 €₂₀₁₅/MWh⁵.

Depuis, EDF a annoncé, dans ses publications officielles, des gains de coûts⁶ sur son programme d'investissement, ainsi qu'un plan d'économies sur les dépenses annuelles de 1 Md€⁷. Le montant des coûts cash doit être révisé, pour prendre en compte l'évolution des profils de dépenses attendues.

La SFEN estime désormais le coût cash de production du parc nucléaire existant à environ 33 €/MWh

Dans sa note méthodologique, la SFEN estime désormais le coût cash de production du parc nucléaire existant à environ 33 €₂₀₁₅/MWh. Cette estimation rejoint une récente communication d'EDF à 32€/MWh⁸ jusqu'en 2025⁹. Ce coût fait de l'énergie nucléaire le moyen de production le plus compétitif pour les deux périodes (2016-2018 et 2019-2023) et même au-delà.

La compétitivité du parc nucléaire permet à l'électricité française d'être très bon marché. Un ménage allemand paie son électricité 70% plus cher qu'un ménage français. Le prix de l'électricité pour les industriels est inférieur de 25% au prix moyen en Europe, ce qui constitue un facteur-clef d'attractivité pour les entreprises, et permet de prévenir les délocalisations.

5 - Les résultats diffèrent selon la durée d'exploitation retenue pour les réacteurs (la durée retenue ici est de 50 ans)

6 - Le programme d'investissement sur la période 2014-2025, initialement estimé à 55 Md€2013 en janvier 2015, a été revu à la baisse à 45 Md€2015 fin 2016 - Document de référence EDF 2016, page 21

7 - La quote-part du nucléaire est estimée en prenant le poids relatif du nucléaire dans les activités d'EDF

8 - Enerpresse (1^{er} juin 2017)

9 - 2025 est l'horizon défini par la Cour des comptes pour évaluer les coûts de production électronucléaire

3. La production d'électricité nucléaire est aujourd'hui rentable en France : il n'y a pas de « mur d'investissement » à venir

Les coûts cash de production du parc nucléaire (évalués ci-dessus à 33 €/MWh) sont inférieurs à la valorisation moyenne de l'électricité (estimée ici à 40 €/MWh) : la production d'électricité nucléaire est rentable en France. Ainsi, ces dix dernières années, dans un contexte où les prix de marché étaient notablement plus élevés, EDF a pu verser 20 milliards d'euros de dividendes à l'Etat¹⁰. Aujourd'hui, EDF est l'un des électriciens européens qui résiste le mieux à la chute majeure des marchés de gros.

Le programme « Grand carénage », est profitable et contribue à l'équilibre des comptes de l'électricien

Malgré le contexte de marché difficile, EDF est en mesure d'autofinancer les investissements à réaliser sur le parc nucléaire existant. Pour rappel, le programme « Grand carénage », qui est estimé par EDF à 45 Md€ d'euros constants 2015 pour la période 2014-2025, comprend une large part de dépenses de maintenance courante, ainsi que les dépenses pour rénover, aux conditions de sûreté exigées par l'autorité de sûreté, les installations pour une exploitation au-delà de 40 ans.

Contrairement à une idée reçue, ces dépenses ne représentent pas un « mur d'investissement », mais correspondent à une période où les coûts cash sont plus élevés d'environ 1 Md€/an en moyenne. Ces investissements sont pris en compte dans le calcul des coûts cash à 33 €/MWh. Cet investissement est même profitable et contribue à l'équilibre des comptes de l'électricien. Les flux de trésorerie engendrés contribueront au nécessaire investissement en nouvelles capacités, nucléaires ou renouvelables¹¹.

Ces dépenses de 1 Md€/an en moyenne, doivent enfin être ramenées à la quantité d'électricité fournie par le parc (384 TWh en 2016, soit 72 % de l'électricité produite¹²).

En comparaison, la Commission de Régulation de l'Electricité¹³ (CRE) évalue pour 2018 les charges de service public de l'énergie à 3 Md€/an pour le solaire photovoltaïque, pour une production de 9,2 TWh, et de 1,4 Md€/an pour l'éolien, pour une production de 25 TWh. Ces charges ne sont pas payées par les producteurs d'électricité mais par les consommateurs, via une taxe sur l'électricité.

¹⁰ - Macron : « L'État a prélevé trop de dividendes chez EDF » (Le Figaro – 24 avril 2016)

¹¹ - A noter toutefois que les prix du marché de gros sont aujourd'hui inférieurs au niveau de rémunération du capital permettant à EDF de financer, à la fin de l'exploitation des moyens existants, un réinvestissement dans de nouveaux moyens de production, faisant appel à une large part d'auto-financement.

¹² - Bilan électrique 2016, RTE

¹³ - Evaluation des charges de service public pour 2018, CRE

4. Les coûts du nucléaire sont peu sujets à la hausse, car ils sont peu sensibles aux évolutions des prix de l'uranium

Avec les chiffres retenus – qui sont le reflet d'une stabilité d'ensemble des grands postes de coût cash - le résultat précédent montre que la meilleure solution est de continuer à exploiter les réacteurs actuels plus longtemps, dès lors qu'ils satisfont les exigences de sûreté fixées par l'Autorité de sûreté (ASN).

Il est toutefois pertinent de vérifier que ces hypothèses ont du sens, notamment au regard de deux postes sujets à des incertitudes significatives : le prix de l'uranium et des coûts futurs (aval du cycle du combustible, gestion et stockage des déchets radioactifs et démantèlement des réacteurs, voir page 12).

Les importations d'uranium ne représentent qu'entre 500 millions d'euros et 1 Md€ environ par an, à comparer aux 60 Md€ pour l'importation annuelle d'énergies fossiles (gaz et pétrole)

Le coût du combustible, qui inclut le coût de l'uranium, ne représente que 15 % environ du coût de production du parc nucléaire existant en France. Ce faible pourcentage permet de rendre quasiment insensible le coût de production du nucléaire aux fluctuations des cours internationaux de l'uranium. Les importations d'uranium ne représentent qu'entre 500 millions d'euros et 1 Md€ environ par an, à comparer aux 60 Md€ pour l'importation annuelle d'énergies fossiles (gaz et pétrole).

5. Les coûts de démantèlement et déchets sont couverts à plus de 100 % par des actifs dédiés

La Cour des Comptes a montré que le doublement de ces coûts aurait une influence très limitée et ne changerait pas les conclusions précédentes.

Pour le démantèlement, l'inventaire des coûts de démantèlement est constitué en début d'exploitation, et n'évolue que très peu avec la production. Des provisions de 19,6 Md€ non actualisées (fin 2015) (soit 337 M€ par réacteur) sont enregistrées dans le bilan d'EDF, et sont entièrement couvertes par des « actifs dédiés ». Une augmentation pèserait peu sur les coûts cash, comme l'indique la Cour des Comptes.

Les coûts de l'aval du cycle et de la gestion des déchets radioactifs comprennent principalement les coûts de traitement des combustibles usés et de gestion des déchets (dont le stockage final). Les coûts de traitement et recyclage sont décaissés au fur et à mesure. Pour les coûts futurs de long terme, les producteurs (EDF, AREVA, CEA) – propriétaires des déchets – ont aussi constitué des provisions couvertes par des fonds dédiés. De nouvelles provisions sont effectuées chaque année, en relation avec la production additionnelle de déchets.

Tous ces coûts futurs ont un poids peu significatif dans le coût total de production, du fait du caractère lointain de l'exposition des dépenses, et de leur faible poids rapporté à la production totale des tranches. La plupart de ces coûts sera de toute façon à décaisser. De plus, ces coûts sont largement fixes, c'est-à-dire peu dépendants de la durée d'exploitation, de sorte qu'un arrêt d'un réacteur ou plusieurs ne modifie pas fortement les dépenses à venir (par exemple pour le stockage des déchets). Plus on exploite longtemps, et plus le poids relatif de ces coûts diminue, ce qui renforce l'intérêt de la poursuite de l'exploitation.

Les méthodes d'évaluation ont été validées par un audit de la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) de 2016. Parallèlement, les comparaisons internationales montrent que les estimations des dépenses de démantèlement en particulier sont sujettes à des incertitudes significatives. Un calcul de sensibilité¹⁴ de la Cour des Comptes montre cependant qu'un doublement des coûts de démantèlement ne conduirait qu'à une augmentation de 5% du coût de production suivant la méthode du « coût courant économique ». Elle estime aussi qu'un doublement du devis du centre de stockage des

déchets CIGEO conduirait à une augmentation de seulement 1%¹⁵ du coût de production suivant la même méthode.

Les coûts du nucléaire existant sont donc très bien connus et globalement stables. Ce mode de production d'électricité partage cet avantage avec les énergies renouvelables (éolien et solaire, notamment). Par contre, les énergies fossiles (comme le gaz) sont fortement susceptibles de variations de grande ampleur, avec un coût d'énergie importée de plus de 50 % du total et une taxation des émissions de CO₂ qui se met en place.

14 - « Les coûts de la filière électronucléaire » Cour des comptes (2012)

15 - Il faut noter que les échéances sont différentes: le démantèlement arrive tôt après la mise à l'arrêt, le stockage des déchets HAVL (qui d'ailleurs concerne peu le démantèlement) est fait des dizaines d'années après que les combustibles ont été brûlés.



Les coûts de production du parc nucléaire français

Note technique

Coûts du nucléaire existant

Section Technique Économie et Stratégie Énergétique

Les coûts du nucléaire apparaissent parfois mal connus à nos concitoyens. Pourtant, depuis de nombreuses années, un effort considérable a été déployé pour les faire connaître et les discuter. Cet effort résulte de l'activité de diverses parties prenantes : entreprises (pour la publication des comptes), services de l'Etat (ministères, Cour des Comptes), organismes internationaux (comme l'OCDE ou l'AIEA), sociétés savantes (comme la SFEN ou son équivalent américain, l'ANS), universitaires dans le domaine de l'économie de l'énergie. D'autre part, la loi organise spécifiquement la publication d'une part importante de cette information, en sus des obligations comptables menées dans le cadre de l'augmentation de la transparence comptable (IFRS), en particulier en matière de charges futures pour le démantèlement et le stockage des déchets.

Ces publications concernent tant les coûts futurs (ceux des nouvelles installations et la prise en compte des coûts de mise à l'arrêt, assainissement et démantèlement) que les coûts actuels, auxquels cette note se rapporte.

1. Méthodes de calcul de coûts

Le calcul des coûts du nucléaire existant a fait l'objet de développements méthodologiques spécifiques en France depuis quelques années : méthode dite « Champsaur »¹ et méthode du Coût Courant Economique telle que définie par la Cour des comptes.

Plus précisément, la Cour des comptes fournit différentes méthodes (cf. infra, figure 1). La plus adaptée pour comparer le coût complet des différentes énergies est celle du Coût Courant Economique (CCE) qui permet à l'exploitant de rembourser et rémunérer ses investissements sur l'ensemble de la durée de fonctionnement de la centrale, et de couvrir l'ensemble de ses charges d'exploitation passées, présentes et futures (y compris assainissement-démantèlement). Cette méthode est donc celle qui permet de déterminer, dans une approche tarifaire, le juste niveau de rémunération nécessaire pour obtenir sur la durée d'exploitation une rentabilité égale au coût moyen pondéré du capital.

Dans ce coût complet, il faut distinguer, pour une période donnée, deux natures de coûts :

- Les coûts «cash» d'une part, qui comme leur nom l'indique correspondent aux décaissements qui concernent les investissements (comptabilisés en immobilisations et faisant l'objet d'un amortissement comptable²), les dépenses d'exploitation (charges de personnel et consommations intermédiaires, dont combustible, taxes...) et, à terme, les coûts liés à la mise à l'arrêt et au démantèlement³.
- Les coûts non cash d'autre part, qui sont des postes correspondant essentiellement à la prise en compte de flux qui ne sont pas relatifs à la production de la période considérée (rémunération du capital initial, coûts passés, coûts futurs relatifs à la production passée...), et qui ne donnent pas lieu à des décaissements au titre de la production à venir. **D'ailleurs, le terme « coûts non cash » est particulièrement inapproprié, puisqu'il s'agit majoritairement d'une rémunération du capital investi initialement, et non d'un coût.**

La logique choisie dans cette note est de présenter les coûts cash de production nucléaire, auxquels s'ajoutent les coûts non cash dans la méthode du CCE. En effet, **ces coûts cash sont ceux qui sont à retenir pour répondre à la question de la pertinence économique de l'exploitation future d'un moyen de production déjà existant** (pertinence qui ne dépend pas des coûts passés mais seulement des recettes et des coûts actuels et futurs à décaisser) : si le taux de rendement interne des recettes

(cash in), nettes des coûts cash (cash out), générées par cette exploitation future, comparée à un arrêt, est supérieur à la rentabilité requise par l'exploitant (en termes financiers, soit son coût moyen pondéré du capital) il est pertinent de poursuivre l'exploitation du moyen de production. Le CCE, lui, correspond à la valeur du prix de vente qui assure la rémunération complète sur toute sa durée d'exploitation de l'investissement initial, en ajoutant aux coûts cash un loyer économique représentatif du remboursement et de la rémunération de l'investissement passé. Le loyer économique permet ainsi d'investir dans le remplacement du moyen de production arrivé en fin d'exploitation.

Notons qu'il est possible de comparer les coûts cash du nucléaire existant aux coûts (cash) de nouveaux moyens de production. Ces coûts incluent alors les investissements (puisqu'il faut en décaisser le montant). On doit donc comparer les coûts du nucléaire hors investissement initial à des coûts investissement initial compris : c'est l'effet de la « prime » aux équipements en place. Ainsi, en le comparant aux coûts de production des technologies susceptibles d'être construites en remplacement (Nouveau nucléaire, gaz, charbon, EnR...), la connaissance du coût cash du nucléaire existant nous permettra de qualifier s'il est rentable de l'arrêter – pour des raisons autres que techniques, de débouché ou de rentabilité intrinsèque - dans le but de lui substituer d'autres unités de production.

1 - Pour l'établissement des tarifs de vente de l'électricité issue du nucléaire historique aux nouveaux entrants sur le marché.

2 - Rappelons que dans le compte de résultat d'une entreprise, les immobilisations font l'objet d'un amortissement comptable sur leur durée de vie, ce qui revient à étaler la reconnaissance comptable de la dépense sur cette durée, et ainsi à décaler dans le temps la charge comptable par rapport à la dépense effective.

3 - Notons cependant que ces derniers postes de coûts sont à la fois largement indépendants de l'exploitation future ou non des équipements (ils naissent à l'occasion du premier chargement de combustible dans le réacteur) et que, dans la loi française, ils font l'objet de provisions couvertes à 100% au moins (110% actuellement) par des actifs dédiés à leur financement et placés en dehors des comptes de l'exploitant. Vu de ce dernier, ces postes ne généreront donc que peu ou pas de décaissements futurs.

2. Le coût de production des réacteurs français existants (Génération II)

L'étude publique récente la plus précise et complète sur le coût de production⁴ des réacteurs existants en France est celle de la Cour des comptes de 2014. Elle fournit une évaluation en utilisant la méthode du Coût Courant Economique (CCE). Cette méthode est proche du calcul économique d'entreprise, car elle permet de rembourser et de rémunérer l'investissement sur sa durée d'exploitation. Les coûts du cycle du combustible sont intégrés dans ce coût de production. Bien entendu, les résultats diffèrent selon la durée d'exploitation retenue pour les réacteurs. Les évaluations infra sont relatives à une durée d'exploitation de 50 ans.

Tableau F : le coût moyen de production du parc entre 2011 et 2025 : différents scénarios et méthodes de calcul

Durée de vie	40 ans	50 ans	
	CCE	Coût calculé par EDF (impact du prolongement de la durée de vie appliqué à partir 2014)	CCE calculé par la Cour (avec une durée de vie de 50 ans dès l'origine)
Dépenses d'exploitation*	10 870	10 870	10 870
Provision : gestion des déchets et du combustible usé**	1 485	1 485	1 485
Investissements de maintenance	?	4 300	4 300
Loyer économique	8 400	6 050	8 195
Provision : démantèlement**	515	425	425
Total	nd	23 130	25 275
Production en TWh	nd	410	410
Coût en €₂₀₁₂/MWh	nd	56,4 €	61,6 €

Source : Cour des comptes et EDF (calcul du loyer, du coût de démantèlement et de la gestion des déchets)
** hypothèses d'évolution des dépenses d'exploitation d'EDF*
*** hypothèses : stabilité du taux d'actualisation à 4,8 % et du devis Cigéo.*

Figure 1 : Coût moyen annuel du parc établi sur une période de 15 ans : 2011-2025 (source : Cour des comptes, 2014)

Le niveau moyen des coûts cash annuels sur le parc existant pour la période 2011-2025, estimés à la date du rapport, qui est en bonne approximation constitué des dépenses d'exploitation (10 870 M€) et des investissements de maintenance, notamment de

maintenance lourde, de rénovation et de sûreté (grand carénage)⁵ (4 300 M€), peut être déduit de ce tableau de la Cour des comptes. Il s'élève, rapporté à la production, à un montant de l'ordre de 36 €₂₀₁₅/MWh.

Le montant cash évalué ci-dessus est révisé régulièrement, en fonction des profils de dépenses attendues. Ainsi, des réductions des coûts ont été recherchées par EDF et communiquées par l'entreprise (document de référence, comptes annuels) :

- Le programme d'investissement sur la période 2014-2025, initialement estimé à 55 Md€¹³ en janvier 2015, a été revu à la baisse à 45 Md€₂₀₁₅ fin 2016⁶. La réduction de 10Md€₂₀₁₅ sur une période de 12 ans représente une diminution de 2€₂₀₁₅/MWh.
- Le Groupe EDF a mis en œuvre en 2016 un plan d'économies conduisant à réduire les coûts d'exploitation (OPEX) annuels à hauteur de 1 Md€ minimum⁷. En supposant quote-part du nucléaire existant dans ce plan d'économies proportionnelle à son poids relatif dans les activités du Groupe EDF, on peut estimer la baisse à environ 400 M€ par an (soit 1 €/MWh).

Une fois ces retraitements effectués, le coût cash de production du parc nucléaire existant peut être estimé à un montant de l'ordre de 33 €₂₀₁₅/MWh⁸.

Ces résultats indiquent tout d'abord que, comme ces coûts cash sont inférieurs à la valorisation moyenne de l'électricité⁹, **la production d'électricité nucléaire est rentable en France.** Elle

4 - Le coût de production correspond au coût à la sortie de l'installation de production. Le transport et la distribution de l'électricité, activités nécessaires quelle que soit la forme de production ne sont pas pris en compte, même si le mode de production a des conséquences sur les réseaux de transport et de distribution.

5 - Un point spécifique est fait plus loin sur ce sujet

6 - Document de référence EDF 2016 page 21

7 - A noter que les objectifs de réduction des coûts d'exploitation aux États-Unis sont nettement supérieurs à ceux présentés ici ; ils visent en effet une réduction de 30% de ces coûts. Le Nuclear Energy Institute l'a exprimé en 2015 : www.platts.com/latest-news/electric-power/washington/us-nuclear-power-fleet-aims-to-cut-costs-by-30-21584728

8 - Cette estimation rejoint une récente communication d'EDF, qui a précisé que le coût des investissements et des dépenses d'exploitation à venir sur le parc nucléaire existant était de 32 €/MWh. Eneprresse du 1^{er} juin 2017.

9 - Actuellement autour de 37€/MWh

rapporte à EDF à peu près 15Mds d'euros par an (estimation des ventes aux prix de marchés actuels) et les dépenses cash s'établissent entre 12 et 13 Milliards. C'est grâce à cet avantage compétitif que, malgré un environnement de marché très difficile (chute majeure des prix sur les marchés de gros), EDF autofinance les investissements à réaliser sur le parc nucléaire existant. C'est aussi pour ces raisons que, dans une période où les prix de marché étaient notablement plus élevés, EDF a pu verser 20 milliards d'euros de dividendes à l'Etat au cours des 10 dernières années.

Toutefois, il faut noter que la production nucléaire vendue sur les marchés de gros, à un prix illustratif de l'ordre de 35 à 40 euros/MWh, ne permet pas de rémunérer le capital au niveau attendu et corrélativement de permettre un réinvestissement avec une large part d'autofinancement à la fin d'exploitation des moyens existants : le coût complet CCE est en effet significativement supérieur à ce niveau de 40 euros.

Quoiqu'il en soit, c'est cette compétitivité qui permet à l'électricité française d'être très bon marché en Europe. En comparaison, un ménage allemand paye son électricité 70% plus cher qu'un ménage français.

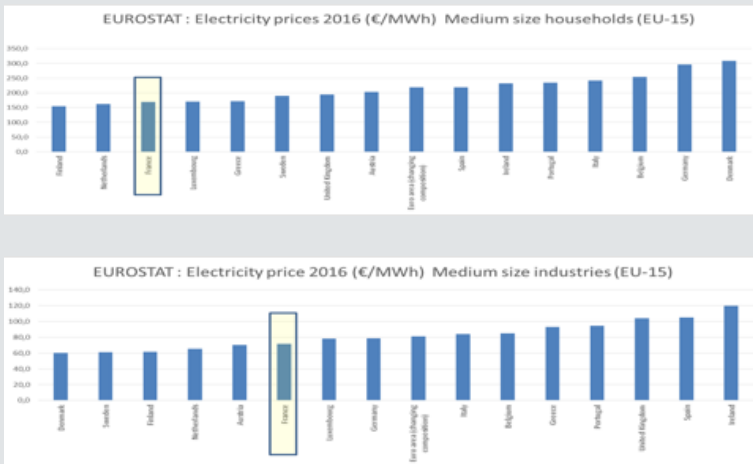


Figure 2 : Graphiques des prix de l'électricité en Europe (Ménages et Industrie)
 (Source : Eurostat)

3. Compléments sur certains postes de coût

Les sections suivantes décrivent plus précisément des natures de coûts qui sont largement documentés dans la littérature et les rapports disponibles. L'information qui est présentée vise à rappeler l'importance ou non des postes de coûts (leur poids dans le total) ainsi que le degré de connaissance sur ces coûts et les incertitudes associées. Tous ces coûts sont compris dans le total de la figure 1, sachant que le rapport de la Cour des comptes en fournit souvent un niveau de détail assez fin.

Précisions sur la structure des coûts et la sensibilité au prix de l'uranium

Le coût du combustible (sur l'ensemble de son cycle de vie) représente environ 15% du coût cash de production du parc nucléaire existant en France. Les coûts de l'amont du cycle, dont l'uranium, sont des coûts cash. Ils sont inclus dans le tableau de la figure 1.

On constate que la part importée est très faible (elle se monte à moins d'un milliard d'euros par an pour l'uranium, à comparer à de l'ordre de 60 milliards pour la facture énergétique française : pétrole et gaz principalement). Le faible pourcentage du coût de l'uranium permet de rendre quasiment insensible le coût de production du nucléaire aux fluctuations des cours des matières énergétiques dans le monde.

La faible part de ce coût permet de constituer aisément des stocks nationaux d'uranium (pour 3 à 5 ans) et de disposer d'une remarquable sécurité en matière d'approvisionnement (très largement supérieure à celle des énergies fossiles pétrole, gaz et charbon).

Précisions sur la durée d'exploitation des réacteurs et le « grand carénage »

L'autorisation initiale de fonctionnement des réacteurs était basée sur 40 ans de durée d'exploitation mais il n'y a pas de limite théorique. Les exploitants ont l'obligation, à intervalle régulier d'un maximum de 10 ans, de procéder à un réexamen de sûreté de chaque installation. A la fin de ce réexamen, l'exploitant présente, dans un rapport à l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN), les conclusions et les dispositions envisagées pour remédier aux écarts constatés ou pour améliorer la sûreté de son installation. Après analyse du rapport et consultation, l'ASN transmet son avis aux ministres concernés et peut imposer de nouvelles prescriptions techniques. Selon l'ASN, les résultats actuels en matière de sûreté sont satisfaisants. Ainsi, le grand carénage et les plans de gestion des compétences doivent permettre d'améliorer encore la situation présente en visant pour le parc historique un niveau équivalent à celui de la dernière génération de réacteurs.

Le montant des investissements sur le parc nucléaire existant, est estimé par EDF à 45 Md€ d'euros constants 2015 pour la période 2014-2025, pour rénover ou remplacer les gros composants arrivant en fin de vie technique (maintenance exceptionnelle), réaliser les modifications nécessaires à l'amélioration de la sûreté (dont les modifications dites

« post-Fukushima » et les réexamens périodiques lors des visites décennales), assurer la pérennité de la qualification des matériels après 40 ans, et également effectuer la maintenance courante. Ces investissements sont inclus dans les coûts cash mentionnés plus haut, et sont donc auto-financés par l'exploitation du parc nucléaire existant, malgré la situation actuelle de prix de marché dégradés.

Au total, les dépenses futures pour la production nucléaire dépendent de la durée d'exploitation précise des réacteurs. Sur la base des productions attendues et d'un prix de gros de 40€/MWh, le chiffre d'affaires du nucléaire cumulé sur les 12 années à venir est de l'ordre de 200 milliards d'euros. Si l'on rapporte à ces montants les 45 Md€ d'euros du grand carénage, on constate que la situation n'a rien à voir avec celle des années 70 et 80. Il n'y a aucun « mur » d'investissement, mais une période où les coûts cash sont plus élevés d'environ 1 milliard d'euros/an en moyenne¹⁰.

Précisions sur les coûts de démantèlement

L'effet des coûts de démantèlement et de gestion des déchets (cf. infra pour ce poste) ne joue que de façon indirecte sur les coûts du nucléaire existant. D'une part, on peut considérer que l'essentiel de l'inventaire des coûts est déjà constitué, dès lors que les réacteurs ont été mis en actif. C'est lors du démarrage du réacteur et de la production des rayonnements et radionucléides artificiels que celui-ci rentre dans la catégorie des installations contenant un inventaire radioactif nécessitant des techniques de démantèlement appropriées, le jour venu. Chaque TWh produit ensuite ne change pas significativement cet état ni les coûts à venir. Il est donc économiquement pertinent d'exploiter longtemps les réacteurs puisque les coûts de démantèlement augmentent peu avec l'énergie produite, et qu'ils donnent par ailleurs lieu à des fonds déjà constitués à plus de 100 %. La question souvent posée est plutôt celle du risque de sous-évaluation de ces coûts à terminaison.

Les données publiques les plus récentes (PNGMDR, 2016¹¹) constatent que le montant estimé par EDF des charges brutes pour le démantèlement du parc nucléaire français en exploitation se monte à 19,6 Md€ fin 2015 (soit 337 M€ par réacteur).

Des provisions correspondantes sont enregistrées dans le bilan d'EDF (en tenant compte du fait que ces dépenses futures donnent lieu à réévaluation annuelle, via un mécanisme d'actualisation) et sont entièrement couvertes par des « actifs dédiés » qui garantissent le financement futur de ces dépenses.

Une comparaison internationale des estimations de ce type de dépense suggère que ces coûts sont sujets à des incertitudes, avec des variations dans un rapport 1 à 3^{12,13}. Mais le parc d'EDF est vaste et très standardisé, de sorte que les effets de série et de mutualisation jouent de façon significative et suggèrent que des comparaisons directes

avec des données étrangères ne sont en règle générale pas pertinentes. Le Ministère français en charge de l'énergie a d'ailleurs mené récemment un audit, rendu public le 15 janvier 2016, qui conforte globalement l'estimation faite par EDF du coût de démantèlement de son parc nucléaire¹⁴.

De plus, il convient de relativiser l'effet de cette incertitude par un calcul de sensibilité. Un doublement des coûts de démantèlement ne conduirait qu'à une augmentation de 5 % du coût de production suivant la méthode du « coût courant économique ». C'est ce que montre la Cour des Comptes dans son rapport de 2012¹⁵.

Enfin, la question de l'emploi engendré par le démantèlement mérite d'être évoquée. Les emplois liés au démantèlement du parc seront en effet très inférieurs à ceux nécessaires à son exploitation. Par exemple, sur le site de Chooz A actuellement en démantèlement, le nombre d'emplois nécessaires aux opérations de déconstruction est estimé à 100 personnes. Le contenu en emplois de la déconstruction d'un site comportant 4 réacteurs de génération II est par ailleurs estimé par EDF à 9 millions d'heures de travail réparties sur 20 ans, soit 350 emplois en moyenne sur la durée. Ceci conduirait donc, dans une hypothèse de démantèlement complet du parc en simultané et avec des hypothèses d'échéancier très sommaires, à 5 à 6 000 emplois directs, soit un rapport proche de 1 à 10 par rapport aux 46 000 emplois directs actuels liés à l'exploitation de ce parc. L'arrêt graduel des réacteurs provoquera donc une baisse significative de l'emploi direct, et par conséquence de l'emploi indirect, s'il n'est pas compensé par des moyens nouveaux ; le nucléaire, filière domestique, étant très créatrice d'emploi, en particulier en phase de construction des réacteurs (plusieurs milliers d'emplois par réacteurs pendant 5 ans).

10 - Les 45 milliards sur 12 ans correspondent à une moyenne de 3,8 Md€²⁰¹⁵ (4 milliards d'euros courants) par an, ce qui représente un surcroît d'investissements de l'ordre de 1 Md€ par an. Après 2025, les investissements devraient décroître pour tendre vers 3 milliards d'euros par an environ en monnaie courante (cf. DDR 2016), ce qui devrait permettre une augmentation du cash flow opérationnel, toutes choses étant égales par ailleurs.

11 - Plan National de Gestion des Matières et Déchets Radioactifs

12 - Voir par exemple le rapport OCDE/IEA/NEA de 2016 = <https://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2016/7201-costs-decom-npp.pdf>

13 - Voir également le rapport de la Mission d'information relative à la faisabilité technique et financière du démantèlement des installations nucléaires de base : Assemblée Nationale n° 4428 du 1er février 2017, présenté par Mr Julien Aubert et Mme Barbara Romagnan.

14 - Rapport d'audit sur les modalités d'évaluation des charges brutes permettant le calcul des provisions de déconstruction des réacteurs d'EDF en cours d'exploitation - Ricol & Lasteurie - 4 août 2015 - rendu public en janvier 2016.

15 - Rapport de la Cour des comptes : « Les coûts de la filière électronucléaire », 2012, p.282.

Au total, ces coûts de démantèlement sont donc pris en compte, estimés avec soin au mieux de la connaissance actuelle, mais ne jouent que très peu sur les coûts cash de production du nucléaire dès lors qu'ils sont déjà financés par les actifs dédiés. Leur poids est peu significatif dans le Coût Courant Economique du fait du caractère lointain de l'exposition des dépenses, et de leur faible poids rapporté à la production totale des tranches.

Précisions sur les coûts d'aval de cycle et de gestion des déchets

Les coûts de l'aval du cycle relatif à la production présente et future sont essentiellement les coûts de traitement des combustibles usés et de gestion (dont stockage) des déchets conditionnés via le traitement. Les coûts cash correspondants sont valorisés pour leur montant actualisé (dotations d'exploitation aux provisions correspondantes), du fait du décalage dans le temps entre la production et les dépenses aval.

Les coûts du stockage géologique des déchets nucléaires ont fait l'objet d'études très détaillées à la fois par les producteurs (AREVA, EDF, CEA) et l'ANDRA. Ces évaluations ont été largement auditées et analysées par la puissance publique (DGEC¹⁶, Cour des comptes), ce qui a conduit à l'établissement en 2016 d'un coût de référence fixé à 25 Md€2011 pour le projet Cigéo (arrêté du 15 janvier 2016).

Pour faire face à ces coûts futurs, les producteurs – propriétaires des déchets - ont constitué des provisions couvertes par des fonds dédiés. Dans le cas d'EDF, ces provisions se montent fin 2016 à 9,0 Md€ pour des charges brutes « à terminaison » de 29,6 Md€. Compte tenu du rendement des placements de ces sommes et du planning du projet (prévu pour durer 100 ans), le taux de couverture de ces provisions est dès à présent de 100 %. Cette observation s'applique également à AREVA¹⁷ et au CEA.

A noter que, en cohérence avec les règles comptables, ces provisions intègrent par construction une part pour aléas et imprévus. De plus, les échéanciers très étendus impliquent qu'une hausse significative du coût du projet aurait un impact très limité sur le coût de production de l'électricité nucléaire. Par exemple, la Cour des comptes estime qu'un doublement du devis conduirait à une augmentation de seulement 1% du coût de production¹⁸.

En résumé, ces coûts de gestion des déchets, qui n'impactent que faiblement les coûts cash de production nucléaire (nouvelles provisions liées à la production additionnelle de déchets), sont donc pris en compte, estimés avec soin au mieux de la connaissance actuelle, et ont un poids peu significatif dans le Coût Courant Economique du fait du caractère lointain de l'exposition des dépenses, et de leur faible poids rapporté à la production totale des tranches.

Coûts et bénéfices de la gestion des matières valorisables

La stratégie française est fondée sur le recyclage des combustibles usés. Les matières valorisables¹⁹ ont, comme leur nom l'indique, une valeur énergétique qui, en règle générale, s'accompagne d'une valeur économique. Ces matières sont recyclées sous forme de combustibles spéciaux dit MOX (combustibles au plutonium) et URE (combustible contenant l'uranium « de traitement » après réenrichissement) qui permettent de limiter en partie la consommation d'uranium naturel (jusqu'à 20% de l'uranium initial).

La gestion à long terme des combustibles MOX et URE usés est prise en compte dans les provisions et la méthode utilisée par EDF est jugée satisfaisante par la Cour des comptes.

Impact de l'accident de Fukushima, prise en compte du coût des accidents, coût de l'assurance « Responsabilité Civile Nucléaire »

Les coûts induits par les mesures prises en France à la suite de l'accident de Fukushima sont inclus dans les 45 Md€₂₀₁₅ d'investissements prévus par EDF entre 2014 et 2025 sur le parc existant.

Par ailleurs, la réglementation relative à la Responsabilité Civile Nucléaire (RCN) a évolué et le montant des assurances souscrites par EDF au titre de la responsabilité civile a été multiplié par un facteur 9 entre 2014 et 2017. Cela représente une augmentation de l'ordre de 53 M€ par an des coûts d'exploitation, soit environ 0,1 €/MWh. Cet effet est donc mineur.

¹⁶ - Direction Générale de l'Energie et du Climat, du ministère en charge de l'énergie

¹⁷ - Ce point devra être réexaminé après modification en cours de la structure du groupe AREVA

¹⁸ - Rapport Cour des comptes Les coûts de la filière électronucléaire, 2012, p 282

¹⁹ - Plutonium et uranium extraits des combustibles usés lors de l'opération de traitement-recyclage

4. Pour conclure

Cette note montre qu'il existe des sources nombreuses, en provenance de rapports publics (dont ceux de la Cour des Comptes) et de l'électricien EDF qui fournissent des indications précises sur les coûts du nucléaire existant. Cette note en propose une lecture en distinguant les coûts cash et non cash, de façon à mettre en évidence l'économie du nucléaire existant au regard des autres formes de production d'électricité.

En synthèse, la SFEN retient principalement les points suivants :

- Les coûts du nucléaire existant sont bien connus dans leur totalité et largement documentés (peu de pays donnent d'aussi nombreux détails),
- Le coût total sera peu sujet à des révisions à la hausse (même si certains postes comme le démantèlement ou le stockage des déchets pourraient évoluer, mais avec un impact très faible sur le coût du MWh),
- Avec un coût cash de l'ordre de 32-33€/MWh le nucléaire existant est extrêmement compétitif : aucun nouveau moyen de production ne peut rivaliser avec cette performance dans les 20 ans à venir. Cette compétitivité bénéficie aujourd'hui largement aux ménages et à l'industrie nationale,
- Plus la durée d'exploitation des réacteurs est allongée, plus le bénéfice est important,
- Il n'y a pas de « mur d'investissement » devant nous : le coût du Grand Carénage est de 45 milliards d'euros sur la période 2014-2025, et comprend une large part d'investissement de maintenance régulière. Ce montant n'est qu'une faible partie (de l'ordre de 25%) du chiffre d'affaires qui sera dégagé par la production nucléaire. Pour le secteur électrique, industrie à fort contenu en investissement, ce chiffre est historiquement bas.

Rejoignez-nous

sfen.org



103 rue Réaumur,
75002 Paris

Suivez chaque semaine l'actualité de la filière en vous abonnant à notre newsletter « RGN l'Hebdo » sur **sfen.org**

Dans le cadre de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie, le rapport de la Société Française d'Énergie Nucléaire détaille le coût de production du parc nucléaire actuel.

1. La méthodologie des coûts « cash » doit être retenue pour décider de poursuivre ou non l'exploitation de tranches du parc nucléaire actuel.
2. Les dernières données disponibles (par le biais de la Cour des Comptes et les publications officielles récentes d'EDF) permettent d'évaluer le coût cash de production du parc nucléaire existant à 32-33 €/MWh. Cette performance en fait le moyen de production le plus compétitif jusqu'à 2023³ et même au-delà, et bénéficie aujourd'hui largement aux ménages et à l'industrie nationale.
3. La production d'électricité nucléaire est aujourd'hui rentable en France : il n'y a pas de « mur d'investissement » à venir. Les coûts supplémentaires du programme « Grand carénage », de l'ordre de 1 Md€/an, sont intégrés dans les coûts cash de l'électricien calculés par la SFEN, et doivent être ramenés à la quantité produite (de l'ordre de 400 TWh annuels).
4. Les coûts « cash » du nucléaire sont peu sujets à la hausse, car ils sont peu sensibles aux évolutions des prix de l'uranium.
5. Les coûts de démantèlement et déchets sont couverts à plus de 100 % par des actifs dédiés. La Cour des Comptes a montré que le doublement de ces coûts aurait une influence très limitée et ne changerait pas les conclusions précédentes.

