



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. Enerpresse 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.

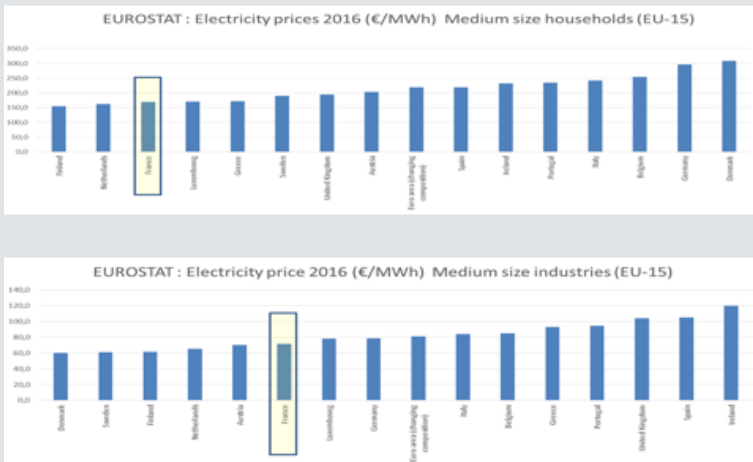


Figure 2 : Graphiques des prix de l'électricité en Europe (Ménages et Industrie)
 (Source : Eurostat)

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.