

Les coûts de la filière électronucléaire : rapport public thématique de la cour des comptes (janvier 2012)

Benjamin Dessus (Global Chance)

Le Premier ministre avait demandé à la Cour des comptes par une lettre du 17 mai 2011, au titre de sa mission d'assistance au Gouvernement, d'expertiser « les coûts de la filière nucléaire, y compris ceux relatifs au démantèlement des installations et à l'assurance des sites », en précisant qu'il souhaitait pouvoir disposer de ce rapport avant le 31 janvier 2012.

Dans son introduction, la Cour prend soin de signaler que « ce rapport a pour seule ambition de mesurer des coûts sans porter de jugement sur leur niveau, ce qu'il n'était pas possible de faire dans les délais fixés. Il vise donc essentiellement à identifier et à mesurer les différents coûts afférents à la production de l'électricité électronucléaire en France et à expliquer les modes de calcul et les hypothèses retenues pour chacun, même si l'enquête permet aussi de faire quelques recommandations regroupées à la fin du présent rapport, dans la conclusion générale ».

Ne traitant que les « coûts » liés à la production d'électricité nucléaire, le présent rapport ne traite pas non plus de l'évolution de la demande d'électricité ni du « mix énergétique », contrairement aux exercices de prospective menés dans d'autres enceintes.

Il est également indiqué que « Le rapport vise essentiellement à déterminer le coût de production du parc actuel, en chiffrant les coûts passés et les « coûts partis », c'est-à-dire tous les coûts qui résultent d'une décision déjà prise, même si les dépenses n'en ont pas encore été faites. Toutefois, il permet également de préciser, et de chiffrer éventuellement, certaines « décisions à prendre », en les distinguant de celles qui sont déjà prises ».

Dans tous les cas où cela s'avère possible nous tenterons d'effectuer la comparaison des résultats obtenus par la Cour en 2011 avec ceux relevés ou prévus par l'étude effectuée en 2000 par JM Charpin, B Dessus et R Pellat¹ (CDP) à la demande de Lionel Jospin, Premier ministre.

1 - Les dépenses passées

Le total des investissements passés destinés au développement de la production électronucléaire et qui a permis la réalisation du parc actuel et des installations nucléaires de base qui lui sont associées est estimé à 188 Md€2010. Il se décompose de la manière suivante :

- des investissements physiques pour un montant global d'environ **121 Md€2010**, l'essentiel ayant été investi par EDF (environ 102 Md€2010), pour construire le parc de 1^{re} génération (environ 6 Md€2010) et surtout le **parc actuel (96 Md€2010)**, y compris 13 Md€2010 d'intérêts intercalaires). Les investissements faits sur le parc actuel après sa construction initiale ne sont pas compris dans ce total. Les autres investissements relèvent du cycle du combustible (environ 40 Md€2010 dont 19 Md€2010 seulement sont pris en compte car destinés à répondre aux besoins du parc français) ;
- des investissements en matière de recherche appliquée et de développement pour un montant de **55 Md€2010**, entre 1957 et 2010, soit environ 1 Md€2010 par an, dont 38 Md€2010 financés par des crédits publics. Ces dépenses recouvrent à la fois des dépenses de recherche, des dépenses d'investissements dans des laboratoires et des réacteurs expérimentaux ;

¹ - Étude économique prospective de la filière électrique nucléaire La documentation française 2000.

- le coût de la construction, du fonctionnement et de l'arrêt de Superphénix (hors coût de démantèlement) qui est estimé globalement à **12 Md€2010**, y compris les frais financiers, et qui a été supporté essentiellement par EDF.

Il est intéressant de comparer ces chiffres à ceux du rapport Charpin Dessus Pellat (CDP) en 2000.

Pour ce qui est de la construction du parc de PWR actuel, ce rapport indiquait une valeur cumulée de 470 Md F (en francs 1999) sans y inclure les frais financiers, soit environ 86 Md € 2010 (21 % d'inflation), un chiffre tout à fait comparable à la valeur calculée par la Cour.

Les dépenses de recherche associées au parc PWR (1970- 1999) étaient estimées à 100 milliards F 1999 en 2000, soit de l'ordre de 20 milliards d'euros 2010 et 0,7 Md € par an environ. Elles ne comprenaient pas les dépenses de recherche facturées ou effectuées par Areva et EDF ni les recherches sur les réacteurs à neutrons rapides.

Les dépenses publiques de 38 milliards € calculées par la Cour, s'étalent sur une période de plus 50 ans. Elles sont donc du même ordre de grandeur que celles indiquées par la Cour (0, 69 Md € par an en moyenne).

Par contre le rapport CDP n'avait pas cherché à reconstituer les dépenses d'investissement du cycle du combustible ni celles de Superphenix.

La Cour fait également remarquer que le coût de construction des PWR a constamment augmenté au cours du temps, confirmant ainsi l'analyse de Grübler² et de Global Chance.

2 - Les dépenses courantes du parc actuel

Le rapport classe les dépenses courantes annuelles liées à la production électronucléaire en deux grandes catégories :

2-1 - Les dépenses directement liées à la production.

On les trouve dans les comptes de l'exploitant EDF. Elles s'élèvent à **8 954 M€ en 2010** pour une production de 407,9 TWh. Entre 2008 et 2010, elles ont augmenté de 11 %. Ramenées à la production, elles représentent **22 €/MWh** à cette date (+ 14 % entre 2008 et 2010). Le poste le plus important est celui des dépenses de personnel (30 %), suivi par les combustibles (23,8 %) et les consommations externes (comprenant les charges de maintenance) avec 23,3 % des charges d'exploitation.

Selon la Cour ces dépenses se ventilent ainsi :

Tableau 1 : Dépenses d'exploitation du parc nucléaire actuel

Postes de dépenses courantes	Coût total M€2010	Coût/MWh €2010
Combustible	2135	5,23
Personnel	2676	6,56
Consommations externes	2095	5,14
Impôts et taxes	1176	2,88
Fonctions centrales et supports	872	2,14
TOTAL	8954	22

Il est intéressant de comparer ces coûts à ceux indiqués par le rapport CDP :

Ce rapport indiquait des frais d'exploitation en 1999 de 6700 M€ 2010 pour une production de 400 TWh, dont 2100 environ de combustible, en en excluant les opérations aval sur ce combustible (la gestion des combustibles usés pour 25 % environ du total dans CDP) non retenues dans les calculs de la Cour. Les impôts et les taxes n'y étaient pas inclus Par contre, sur la foi des indications d'EDF et de la DGEMP, les frais d'exploitation devaient diminuer de 30 % d'ici 2010 pour tomber autour de 3700 M€, principalement par amélioration du coefficient d'utilisation du parc nucléaire (qu'il ne faut pas confondre avec sa disponibilité) tombé à 70 % autour des années 2000. Le coefficient de production s'est effectivement redressé à 75 % en 2010, mais les frais d'exploitation, loin de diminuer de 30 % comme prévu, ont augmenté à 5640 M€ (en en excluant les taxes et impôts) une valeur supérieure de 1240 M€ à la valeur de 2000 du rapport CDP (+ 23 %). Cette divergence importante par rapport aux prévisions faites en 2000 par EDF et la DGEMP (près de 60 %) mérite d'être méditée.

La DGEMP proposait en 1997 la formule de calcul des coûts d'exploitation suivante pour le palier 1300 MW F = 190 f/kW/an +0,5ct/kWh, soit F = 36€/kW +0,1ct€/kWh en euros 2010.

Appliquée à l'année 2010, elle conduirait à une dépense de 2290 M€, dont l'essentiel de part fixe (2250).

2 - Voir par exemple Nucléaire : le déclin de l'empire français Cahier de global chance n° 29. www.global-chance.org

Pour reconstituer les frais actuels d'exploitation par une formule de ce type il faut prendre un coût fixe supérieur à **100 euros par kW**, trois fois plus que la valeur proposée par la DGEMP en 1997 (par ex $F = 108 \text{ €/kW} + 0,15 \text{ ct€/kWh}$).

Les frais d'exploitation ont donc connu un dérapage considérable par rapport aux prévisions d'EDF et de la DGEMP.

2-2 - Les dépenses financées par des crédits publics et qui n'existeraient pas sans production électronucléaire.

Ces dépenses de recherche (414 M€) mais aussi liées à la sécurité et à la sûreté (230 M€) s'élevaient au total à environ **644 M€ en 2010** ; on peut les rapprocher du montant de la taxe sur les INB versée au budget de l'État par les exploitants qui représentait 580 M€ en 201031. On peut considérer que cette taxe, spécifique au secteur nucléaire, est destinée à couvrir les dépenses publiques qui lui sont attachées. On constate que les ordres de grandeur sont voisins.

3 - Les dépenses futures

Les dépenses futures envisagées par la Cour concernent le démantèlement des installations à la fin de leur exploitation, la gestion des combustibles usés, la reprise et le conditionnement de déchets anciens, la gestion à long terme de colis de déchets radioactifs, la surveillance après fermeture des stockages, les trois dernières catégories pouvant être regroupées autour du thème de la gestion des déchets.

Les dépenses futures liées à la prolongation de la durée de vie du parc ou à sa mise aux normes post Fukushima sont traitées dans un autre chapitre.

3-1 - Le démantèlement des installations nucléaires

La Cour y consacre un très long chapitre. Au total les charges de démantèlement sont évaluées à 31,9 Md € en tenant compte de l'ensemble des installations d'EDF, d'Areva et du CEA. Le rapport CDP envisageait quant à lui des coûts de 21Md € à 24 Md € pour le parc d'EDF selon la rapidité du démantèlement, 20 % inférieur à celui indiqué par la Cour. Mais la Cour, (comme d'ailleurs le rapport CDP) souligne les très grandes incertitudes sur les coûts actuellement prévus par les différents acteurs.

Une comparaison internationale des prévisions de coût met bien évidence les très grandes disparités d'approche de ces coûts comme le montre le tableau ci dessous dans lequel la Cour indique le devis de démantèlement qu'on pourrait extrapoler pour les 58 réacteurs français en utilisant les méthodes et les chiffrages utilisés dans divers pays.

**Tableau 2 : Extrapolation du coût de démantèlement du parc actuel :
11 comparaisons internationales - en Md €2010**

Méthodes utilisées par	EDF	Suède	Belgique	Japon	USA 3 méthodes	GB	Allemagne 4 méthodes
Extrapolation pour 58 réacteurs	18,1	20	24,4	38,9	27,3 33,4 34,2	46	25,8 34,6 44 62

En conclusion la Cour souligne que « D'une manière générale, et avec l'indispensable prudence que les disparités entre réglementations, stratégies, calendriers et organisations des exploitants et technologies des réacteurs imposent, les comparaisons internationales qui ont pu être réalisées mettent toutes en évidence que le montant retenu par EDF pour le démantèlement de ses réacteurs est inférieur aux coûts calculés à l'étranger, après extrapolation pour rendre possible les comparaisons. La dispersion des résultats ainsi obtenus (de 20 Md€2010 à 62 Md€) montre la grande incertitude qui règne sur ces sujets. »

« En l'état actuel des analyses, et avec les limites évoquées ci-dessus sur la valeur de ces comparaisons, les charges de démantèlement retenues par EDF se situent dans le bas de la fourchette des comparaisons interna-

tionales. Les audits commandés par la DGEC à compter de 2012 sont donc tout à fait nécessaires et devraient permettre de lever ou de réduire cette incertitude ».

3-2 - La gestion des combustibles usés

La Cour distingue :

- les charges de gestion des **combustibles recyclables** dans les installations industrielles construites ou en construction,
- les charges de gestion des **combustibles non recyclables** dans les installations industrielles construites ou en construction : ces charges recouvrent alors toutes les opérations de reconditionnement et transport éventuel, ainsi que l'entreposage en attente du stockage final.

La Cour conclut son analyse en indiquant que « la gestion future des combustibles usés représente un montant de charges brutes de 14,8 Md€ en 2010. La majeure partie de ces dépenses futures est à la charge d'EDF (14,4 Md€) et concerne la gestion de 18 546 tonnes de combustibles UNE, MOX ou URE³, situées dans les centrales d'EDF, ou à la Hague, en attente de retraitement. L'essentiel de ces provisions, constitué par le coût du transport et du retraitement des combustibles UNE, est calculé sur des quantités précises et des coûts unitaires basés sur les contrats en cours avec AREVA et ne comporte pas d'incertitudes majeures ».

La comparaison avec le rapport CDP n'est pas aisée puisque c'est l'ensemble de l'aval du cycle, y compris le stockage des déchets qui est évalué par ce rapport (voir plus loin).

3-3 - La gestion des déchets radioactifs

Le rapport analyse en détail l'ensemble des déchets, leur gestion et leur stockage, y compris la reprise de déchets anciens. Elle souligne les questions qui restent en suspens : les déchets sans filière (dont le volume est de l'ordre de 1 000 m³), les résidus miniers des mines d'uranium françaises aujourd'hui abandonnées, qui représentent 50 millions de tonnes, enfin les « matières valorisables ».

La Cour rappelle en effet à propos de l'uranium appauvri et de l'uranium de retraitement « qu'ils sont en effet valorisables et en partie dès aujourd'hui réutilisés :

- l'uranium de retraitement (URT) peut être à nouveau enrichi (transformation en URE) et est actuellement utilisé comme combustible dans les 4 tranches de la centrale nucléaire de Cruas ;
- l'uranium appauvri est utilisé pour fabriquer du combustible MOX en association avec du plutonium et peut également être ré-enrichi (ce qui créerait des stocks d'uranium appauvri « secondaire » pour fabriquer du combustible UNE) ; l'intérêt économique de cette solution dépend du cours de l'uranium naturel et de la disponibilité des unités d'enrichissement. A long terme, il est prévu d'utiliser l'uranium appauvri pour faire fonctionner les réacteurs à neutrons rapides de 4^e génération, si cette filière voit le jour. »

Mais la Cour souligne « qu'en attendant, le parc actuel produit annuellement plus d'uranium appauvri et d'URT (environ 7 100 tonnes et 1 000 tonnes) qu'il n'en consomme (environ 600 tonnes d'URT pour produire de l'URE et 100 tonnes d'uranium appauvri pour fabriquer du MOX). Le stock de ces matières augmente donc d'environ 7 000 tonnes par an pour l'uranium appauvri et de 400 tonnes par an pour l'uranium de retraitement. En l'absence de réacteurs de génération 4, des quantités importantes de substances radioactives seraient sans utilisation alors que leur niveau de radioactivité et leur durée de vie les empêchent d'être accueillies dans les centres de stockage existants de l'ANDRA. Même avec ces réacteurs, il n'est pas exclu qu'une partie de l'uranium appauvri ne soit jamais utilisée et soit un jour considérée comme un déchet, le stock actuel pouvant, en principe alimenter un parc nucléaire de 4^e génération pendant plusieurs générations »... « les ordres de grandeur des volumes considérés, s'il fallait considérer ces matières comme des déchets sont de nature à modifier considérablement l'ampleur des projets de stockage ».

La Cour soulève aussi l'épineuse question du plutonium, que des associations comme Global chance tentent depuis plus de 10 ans de faire émerger sans succès dans le débat public.

En soulignant que « Le stock de plutonium, issu du retraitement et en attente de transformation en MOX, s'élève à 82 tonnes dont 60 tonnes de propriété française. Dans ce total, le plutonium entreposé sous forme séparée à La Hague représente 29 tonnes, ce qui permet de produire du MOX pendant 3 ans au rythme de consommation actuel des centrales. On peut s'interroger sur son devenir au cas où les pouvoirs publics viendraient à arrêter la filière MOX. La stratégie de gestion à long terme des combustibles usés, fondée sur le retraitement, pourrait en effet être

3 - Uranium de retraitement enrichi.

remise en cause si on ne trouvait pas d'exutoire satisfaisant pour le plutonium. Un arrêt sur 10 ans des centrales consommant du MOX laisserait en théorie le choix entre le stockage direct de 26 000 tonnes de combustible usé (arrêt immédiat du retraitement et consommation du plutonium existant sous forme de MOX) et la poursuite du retraitement, qui générerait environ 2 500 m³ de déchets HA et 260 tonnes de plutonium. Le PNGMDR⁴ n'évoque pas la question des exutoires possibles pour le plutonium. Il en souligne le statut actuel de matière valorisable, mais ne prévoit pas de faire réaliser des études sur un mode de gestion alternatif au cas où il serait considéré comme un déchet, à la différence des études préconisées pour l'uranium de retraitement (URT) et l'uranium appauvri », **la Cour montre à l'évidence que les pouvoirs publics et les industries du nucléaire n'envisagent pas d'autre alternative que le pari d'une implantation massive de réacteurs de génération 4, éventuellement capable à très long terme (de l'ordre d'une centaine d'années), et à condition d'effectuer de nombreux recyclages du combustible des réacteurs de génération 4, de résorber le stock de plutonium existant.**

Dans ses conclusions la Cour écrit à propos des déchets de haute activité ou de moyenne activité à vie longue :

« La révision du devis 2005 (16,5 Md€2010) du centre de stockage profond divise l'ANDRA (chiffrage SI 2009 à 36 Md€2010) et les producteurs (projet STI à 14,4 Md€2010). Le projet STI présenté par les producteurs aboutit ainsi à un coût inférieur au devis de 2005 à partir duquel ils calculent leurs provisions actuellement. L'estimation officielle des coûts sera déterminée par arrêté ministériel avant 2015. Si cette estimation était supérieure à celle de 2005 et proche du montant révisé du devis de l'ANDRA, les producteurs devraient ajuster le montant de leurs provisions, de manière potentiellement significative. Dans tous les cas, l'architecture et le coût final du centre de stockage profond sont appelés à évoluer du fait des évolutions techniques et réglementaires au cours de son exploitation qui durera au moins 100 ans à partir de 2025. » « Par ailleurs, les concepts actuellement étudiés et chiffrés par l'ANDRA ne prévoient pas le stockage direct des assemblages combustibles usés. Cependant, les comptes d'EDF retiennent, pour certains combustibles usés, l'hypothèse d'un stockage direct dont les charges sont calculées à partir de chiffrages et de concepts anciens (2002) de l'ANDRA. Dans le cas où ce type de stockage devait être finalement retenu, il n'est pas certain que le centre de stockage tel qu'il est conçu actuellement pourrait accueillir ces combustibles ni que la provision constituée par EDF serait suffisante pour couvrir les aménagements nécessaires. Il serait donc souhaitable que le coût d'un éventuel stockage direct du MOX et de l'URE produits chaque année compte dans les études futures de dimensionnement du centre de stockage géologique profond ».

Globalement pour l'aval du cycle, l'estimation minimale du coût effectuée par la Cour est de l'ordre de 50 Md € alors qu'elle était de l'ordre de 35 Md € dans le rapport CDP, soit une augmentation de 40 %, avec des incertitudes encore importantes. L'analyse des projets étrangers qu'elle cite montre que le devis actuel a toutes chances d'être sous-estimé. Ce devis suppose d'autre part que les réacteurs de génération 4 soient déployés en masse vers 2040 et donnent toute satisfaction pour une période de l'ordre de 100 ans.

4 - Provisions et actualisation.

La Cour rappelle qu'au total, dans les comptes d'EDF, d'AREVA, du CEA et de l'ANDRA, les dépenses futures de la filière électronucléaire sont évaluées en 2010 à **79,4 Md€2010 de charges brutes** pour le démantèlement des installations, la gestion du combustible usé et la gestion à long terme des déchets radioactifs. Compte tenu de l'effet de l'actualisation, ces charges brutes se traduisent par des **provisions** inscrites dans les états financiers des principaux exploitants, à hauteur de **38,4 Md€ en 2010**. Le taux d'actualisation choisi par l'ensemble des acteurs (encadré par une réglementation) est de 5 %. Sur la base d'une hypothèse d'inflation à 2 % à moyen et long terme, le taux réel d'actualisation utilisé par les exploitants est donc **proche de 3 %**. Le montant des provisions est évidemment très sensible à ce taux d'actualisation mais aussi au calendrier des investissements : plus ces investissements sont différés, moins les provisions actuelles doivent être importantes.

Le tableau suivant en est l'illustration :

Tableau 3 : Sensibilité des provisions à une variation du taux d'actualisation : impact calculé par rapport au montant des provisions avec un taux de 5 %

Taux d'actualisation	3%	4%	5%
Variation en Md€ Autour de 38,4 Md € du devis total	+18,5 Md €	+7,5 Md €	0

4 - Plan national de gestion des matières et des déchets nucléaires.

A ce propos, le choix d'un taux d'actualisation réel (hors inflation) de 3 % très nettement supérieur au taux de croissance du Pib de la France (1,5 % sur le long terme ?) conduit à une minimisation apparente des coûts futurs qui nous paraît injustifiée.

5 - Les actifs dédiés

Il s'agit des actifs qui sont dédiés par les différents acteurs à la couverture de tout ou partie des charges futures de la filière nucléaire. La Cour examine en détail cette question et conclut par les remarques suivantes :

« Les exploitants ont commencé à constituer des réserves financières pour financer leurs provisions avant la mise en place du cadre législatif de 2006. A fin 2010, les provisions combinées des trois exploitants à couvrir par des actifs dédiés (c'est-à-dire hors cycle d'exploitation) atteignaient un total de 27,8 Md€. Ce montant recouvre essentiellement les provisions pour démantèlement d'installations et celles pour la gestion à moyen/long terme des déchets. Les échéanciers de décaissement sont très divers.

Le montant de ces provisions repose à la fois sur des hypothèses et des estimations mais aussi sur le choix d'un taux d'actualisation nominal, actuellement de 5 %. Au regard de ces 27,8 Md€, sont constitués des portefeuilles d'actifs financiers, tels qu'initialement prévus par le décret du 23 février 2007, de l'ordre de 18,2 Md€ (actions, placements obligataires et monétaires).

Des dérogations ont été progressivement introduites qui autorisent désormais à reconnaître d'autres types d'actifs comme venant sécuriser le financement des charges futures, notamment des créances entre exploitants et des créances détenues sur l'État. Cette évolution éloigne de l'esprit initial du cadre législatif et conduit par exemple, dans le cas du CEA, à une rebudgétisation du financement. Elle reporte, à la fois dans le temps et vers les finances publiques, des charges futures.

En période de crise financière mondiale, la gestion de ces actifs présente des risques de placement accrus. Pour EDF par exemple, la moitié du portefeuille de titres est constitué d'actions dont la valeur est sujette à la variation des cours. Certes, la performance de tels portefeuilles doit s'apprécier sur très longue période compte tenu des échéances de décaissements. Toutefois, des risques de baisse de valeur peuvent se matérialiser comme entre 2008 et 2011 avec une très importante chute des cours. L'autre moitié est constituée de titres obligataires qui ne sont pas non plus sans risque, comme le montrent les difficultés actuelles d'un certain nombre d'États de l'Union européenne pour rembourser leur dette. Si les rendements de leurs placements s'avéraient insuffisants, cela nécessiterait des décaissements supplémentaires pour augmenter les portefeuilles.

Par ailleurs, les textes prévoient que le taux d'actualisation est calé sur le rendement du portefeuille : pour les 4 dernières années, le rendement obtenu est inférieur au taux d'actualisation utilisé. Sur une période plus longue, le rendement s'améliore et le rapport entre les deux taux s'inverse mais le cadre actuel ne prévoit pas la manière dont un ajustement du taux d'actualisation devrait intervenir au regard de performances financières insuffisantes, notamment sur quelle durée la comparaison doit être faite.

Le dispositif créé par la loi de 2006 avait prévu l'existence d'une commission spécifiquement chargée du suivi des engagements financiers. Elle ne s'est pas réunie entre l'année de sa création (2006) et le mois de juin 2011, alors même que cette période a été marquée par des aléas importants sur les marchés financiers, entraînant des conséquences lourdes sur les investissements en actifs dédiés. Ainsi, les exploitants ont mis en place leur mode de gestion de portefeuille d'actifs, les pouvoirs publics ont accordé des dérogations aux principes initialement prévus par les textes législatifs et réglementaires, sans que cette commission puisse faire valoir un point de vue externe et indépendant sur la gouvernance des fonds et les équilibres entre actifs et passifs.

La Cour recommande que ce sujet fasse l'objet d'un nouvel examen et, éventuellement de modifications, car il n'est pas sain que la structure et la logique initiale du dispositif soient modifiées par des dérogations successives à chaque fois qu'une nouvelle difficulté apparaît. »

6 - Les évolutions possibles des dépenses futures

Dans ce chapitre, la Cour analyse les conséquences financières de l'adoption d'hypothèses d'évolution du parc nucléaire différentes de celles explicitement ou implicitement adoptées par les différents acteurs du nucléaire.

Trois éléments lui semblent particulièrement structurants : la durée de fonctionnement des centrales, les modalités de gestion des combustibles usés liée à la création d'une filière de 4^e génération, les coûts d'investissements et de fonctionnement des réacteurs destinés à prendre la place des réacteurs actuels, c'est-à-dire des EPR.

6-1 - La durée de fonctionnement des centrales

D'ici 10 ans, écrit la Cour, 24 réacteurs sur 58 auront en effet atteint une durée de fonctionnement de 40 ans. Les 58 réacteurs de la filière « réacteur à eau pressurisée » ont été construits pour une durée de fonctionnement qui, à la conception du programme, était estimée à 40 ans. A l'origine, cette durée a été évaluée au regard des propriétés physiques de l'acier de la cuve du réacteur et de son vieillissement anticipé : ces 40 ans correspondent à la durée, déterminée par les modèles alors disponibles, pendant laquelle les parois de la cuve peuvent être irradiées, avec un facteur de charge de 80 %, sans perdre les caractéristiques essentielles du métal pour la sûreté (ténacité, résistance à la rupture en cas de choc froid). Sur le plan économique, la durée repère qui a été retenue initialement dans les comptes pour calculer l'amortissement était de 30 ans. Elle a été portée à 40 ans à l'initiative de l'entreprise en 2003 et n'a pas été modifiée depuis. »

Avant la parution du rapport et de l'avis de l'ASN du 3 janvier 2012 sur les évaluations complémentaires de la sûreté des installations nucléaires prioritaires au regard de l'accident survenu à la centrale de Fukushima, EDF prévoyait des investissements importants sur le parc nucléaire historique : 400 M€ en moyenne par réacteur dans un premier temps (2008) puis 600 M€ en 2010 (35 G€ pour l'ensemble du parc) et plus récemment 50 G€ en 2010 dans les 15 ans à venir (58 en € courants). Soit un investissement de « jouvence » de 3,3 Md€ par an, deux fois supérieur à l'investissement actuel et bien supérieur aux investissements de jouvence totaux envisagés par le rapport CDP en 2000 pour un parc de durée de vie moyenne de 45 ans. Le rapport CDP, sur la foi des indications d'EDF, prévoyait en effet des coûts de jouvence totaux de 22 Md € dont 4 avaient déjà été engagées avant 1999, soit des dépenses futures de 18 Md €.

Les investissements de jouvence actuellement envisagés (hors mise aux normes post Fukushima) sont donc 2,8 fois plus importants qu'imaginé en 2000.

On peut arguer du fait que ces investissements devraient permettre d'atteindre 60 ans de durée de vie au lieu des 45 ans envisagés comme vraisemblables dans certains scénarios du rapport CDP.

Mais c'est oublier délibérément :

- qu'une majorité de ces investissements est indispensable même pour n'assurer qu'une durée de vie de 40 ans au parc actuel,
- que le remplacement des cuves n'est pas possible, ce qui risque fort de limiter la durée de vie de certains des réacteurs, même si les opérations de jouvence sont réalisées.

6-2 - Les incertitudes

Outre ces points, la Cour insiste sur une série **d'incertitudes** :

« Outre toutes les considérations exposées ci-dessus, dit-elle, deux sujets d'incertitude majeurs sont aujourd'hui particulièrement sensibles :

a - La sûreté par rapport à l'EPR

« Le décret d'autorisation de la construction de l'EPR impose des spécifications techniques et de sûreté plus sévères que pour les centrales actuellement en exploitation. Or, les réexamens de sûreté, qui comportent des vérifications techniques lourdes et approfondies sur les composantes les plus essentielles de l'installation nucléaire, ont un double objectif :

- vérifier que le référentiel initial de sûreté de l'installation est toujours respecté et détecter des faiblesses et non-conformités ;
- comparer les exigences applicables à celles en vigueur pour des installations présentant des objectifs et des pratiques de sûreté plus récents et en prenant en compte l'évolution des connaissances ainsi que le retour d'expérience national et international.

Ce dernier point donne lieu à des interprétations diverses selon que l'on considère que les études de réévaluation doivent être conduites « au regard » des objectifs de sûreté applicables aux nouveaux réacteurs ou qu'elles doivent avoir comme objectif que le référentiel de sûreté des installations en fonctionnement soit « le plus proche possible » de celui des réacteurs de 3^e génération, voire identique. Cette évolution des prescriptions à l'occasion des réexamens décennaux fait l'objet de débats entre l'exploitant et l'ASN, sachant que les différences entre les prescriptions de sûreté des différents réacteurs peuvent être sources de débats publics et poser des questions d'acceptation.

Selon l'interprétation que fera l'ASN et les prescriptions qu'elle en tirera, le montant des investissements nécessaires à la poursuite de l'exploitation du parc actuel pourra être sensiblement différent, voire sensiblement supérieur au programme évoqué ci-dessus. »

b - Les conséquences de l'accident de Fukushima

« Il est aujourd'hui très délicat de chiffrer les investissements supplémentaires qu'induirait le retour d'expérience de l'accident de la centrale de Fukushima. En effet cet accident, tout en réalisant des risques déjà connus, oblige à intégrer de nouveaux scénarios d'accident, caractérisés par le cumul d'aléas, ou le cumul d'événements négatifs concomitants (perte d'alimentation en électricité cumulée avec une perte de source réfrigérante) »... et plus loin

Le chiffrage précis et détaillé de l'ensemble du programme intégrant les conséquences de Fukushima180 ne pourra être établi qu'une fois les objectifs de sûreté fixés par l'ASN ainsi que les études et le calendrier de réalisation des modifications pour y répondre suffisamment avancés. »

En particulier, le rapport de l'ASN ne fixe pas actuellement de doctrine sur d'éventuelles enceintes de confinement pour les piscines des PWR qui n'en sont pas équipées (en particulier les 900 MW) et celles de la Hague. De tels travaux qui répondraient à des précautions de sûreté mais aussi de sécurité dans le cas de la Hague, risqueraient de faire évoluer considérablement le devis « à la louche » de 10 milliards d'euros qu'a indiqué EDF dans un premier temps en réponse aux exigences du rapport de l'ASN.

c - Les coûts de l'EPR

La Cour s'intéresse ensuite au coût de l'électricité produite par l'EPR. Elle s'inquiète en particulier des répercussions de la très forte augmentation du coût d'investissement (6 Md€) sur les coûts de production, indiqués par EDF comme étant de 54,30 €/MWh en 2008 (alors que le coût d'investissement prévu à l'époque était de 4 Md €).

« Compte tenu de l'allongement des délais, qui laisse prévoir un montant élevé d'intérêts intercalaires, et de l'augmentation du coût de la construction depuis cette date, on peut estimer le coût de production futur de Flamanville entre 70 et 90 €/MWh, avec une durée de fonctionnement de 60 ans » conclut la Cour.

Nous ferons observer de plus que les calculs effectués par EDF se fondent sur une disponibilité de 90 % de l'EPR. Même en admettant cette valeur élevée, on sait que le coefficient de production réellement constaté en France n'a jamais dépassé 80 % du fait de la part très importante du nucléaire dans le mix français de production⁵. L'objectif de 90 % de production de l'EPR semble donc hors d'atteinte. Pour une valeur du coefficient de production plus réaliste de 75 à 80 % les coûts de production sont augmentés de 10 à 15 %.

La Cour indique cependant qu'un EPR de série pourrait bénéficier d'un apprentissage industriel et voir son coût diminuer. Cependant l'histoire du nucléaire français d'une augmentation continue des coûts d'investissement rend cette hypothèse très fragile.

A partir de ces constats, la Cour analyse trois variantes à une situation dite « de base ».

La situation de base sur laquelle sont actuellement construits les coûts futurs repose en effet, si l'on s'en tient aux éléments comptables actuels :

- sur une durée de fonctionnement des réacteurs de 40 ans, sachant que, comme on l'a déjà souligné, le prolongement de l'activité des réacteurs jusqu'à 40 ans, et éventuellement au-delà, est soumis à l'avis de l'ASN après des visites décennales approfondies, des investissements de maintenance qui représentent actuellement environ 1,7 Md€ par an et qui devraient doubler dans l'avenir.

La Cour ajoute : *« On a vu précédemment que, si ces investissements sont présentés comme indispensables pour prolonger la durée de fonctionnement des centrales jusqu'à 50 ou 60 ans, ils sont aussi probablement en grande partie nécessaires pour poursuivre l'exploitation et atteindre, avec une disponibilité acceptable, les 40 ans ».*

- sur la réalisation à terme de réacteurs de 4^e génération, qui permettraient de recycler une grande partie des stocks de combustibles usés (MOX, URE), ainsi qu'une partie de l'uranium appauvri, actuellement entreposés, en attente de retraitement dans ces futurs réacteurs.

La Cour considère cependant que *« d'un point de vue industriel, cette « situation de base » est en partie fictive. En effet, si l'on fait l'hypothèse que tous les réacteurs s'arrêtent à 40 ans, cela impose la mise en service rapprochée*

5 - On rappelle en effet que le nucléaire est incapable de faire du suivi de charge. En 2011 avec 421 TWh de production pour 62, 500 GW le taux d'utilisation du nucléaire a atteint 76,9 %.

d'un grand nombre de centrales de remplacement dans les années qui viennent. En particulier, si ces centrales étaient nucléaires, il faudrait déjà avoir engagé la construction de plusieurs EPR pour pouvoir assurer le maintien du niveau de la production actuelle, sachant que l'on compte de 6 à 10 ans, entre la décision de lancement d'un EPR et sa mise en service » et ajoute « à production égale, l'hypothèse retenue est donc une prolongation de la durée de fonctionnement d'une partie des centrales au moins jusqu'à 50 ans, ce qui anticipe sur les décisions que pourrait prendre l'ASN... »

Trois autres variantes sont envisagées : la prolongation à 50 ans de durée de vie des réacteurs, l'arrêt du retraitement, et la variante « sans génération 4 ».

A l'issue de son analyse de ces variantes la Cour conclut : *« dans l'hypothèse d'une durée de fonctionnement étendue jusqu'à 50 ans, d'un point de vue uniquement financier, des investissements massifs sont nécessaires pour prolonger la durée de fonctionnement des centrales, construire les EPR qui sont censés prendre la place des réacteurs actuels et développer le programme de la 4^e génération. Outre les incertitudes sur les difficultés techniques et l'acceptabilité de la 4^e génération, son coût est actuellement inconnu. Il serait donc prudent de travailler à des solutions alternatives, au cas où l'hypothèse de la 4^e génération ne se révélerait pas réalisable à grande échelle, notamment en intégrant une variante prévoyant le stockage des combustibles usés dans le projet de stockage géologique profond actuellement à l'étude. Cela permettrait notamment de chiffrer avec plus de précision la provision pour gestion des combustibles usés qui repose déjà sur cette hypothèse. »*

7 - Les coûts difficilement chiffrables

Parmi les coûts des externalités liées au nucléaire, la Cour analyse les questions d'environnement sans y apporter d'éléments nouveaux. On regrette cependant qu'elle ne se soit pas attachée à reconstituer un « coût des déchets nucléaires HALV évités » comme l'avait fait le rapport CDP par analogie avec les émissions de CO₂ évitées.

La question des risques d'accident fait l'objet d'une attention particulière. La Cour rappelle *« qu'au cours des 35 dernières années, trois accidents nucléaires importants se sont produits dans l'industrie nucléaire civile de production d'électricité dont deux ont entraîné des dégâts majeurs. La rareté de ces événements ne permet pas aux assureurs⁶ d'utiliser des modèles basés sur la fréquence d'occurrence d'un risque. De plus, l'ampleur des dégâts entraînerait des dédommagements dont les montants dépasseraient les capacités du marché de l'assurance. Ces données de base expliquent la nature du régime et ses limites ».*

La Cour rappelle d'autre part que les estimations de l'IRSN donnent un coût moyen compris entre 70 Md€ pour un accident modéré sur un réacteur comme celui qui s'est produit à Three Mile Island en 1979, et 600 à 1 000 Md€ pour Tchernobyl ou Fukushima.

La Cour montre enfin qu'il n'existe pratiquement pas aujourd'hui de couverture du risque d'accident majeur (les dispositifs d'indemnisation en vigueur atteignant au maximum 345 M€).

A titre d'exemple, elle se propose donc d'estimer le coût d'un risque potentiel assuré sans contrepartie par l'État. *« Pour cela, dit elle, il est nécessaire de retenir un coût de sinistre. C'est pourquoi, dans les calculs qui suivent, le coût d'un sinistre nucléaire de 70 Md€, reposant sur les recherches exploratoires menées par l'IRSN, a été retenu. En excluant, pour la simplicité du raisonnement, toute approche probabiliste, la création d'un fonds, doté à concurrence de ce montant sur la durée de fonctionnement moyenne d'un parc nucléaire, en prenant l'hypothèse de 40 ans pour cette dernière, se traduirait par une dotation de 580 M€ par an (avec une hypothèse de rendement annuel des fonds de 5 %). La production annuelle d'électricité d'origine nucléaire en France étant de l'ordre de 410 millions de MWh, la constitution d'un tel fonds à concurrence de 70 Md€ coûterait 1,41 € par MWh. »*

Global Chance, sur la base des occurrences observées ces trente dernières années dans le monde a fait un calcul du même type pour le parc français actuel. Les résultats trouvés (de 6 à 12 €/MWh pour un accident dont les dommages atteindraient 200 G€, selon le délai de constitution du fonds) avec une probabilité de l'ordre de 0,5 dans les 30 ans qui viennent et un taux réel d'intérêt de 3 % hors inflation sont en phase avec les résultats de la Cour.

Avant d'analyser la synthèse des conclusions que la Cour retient de son analyse sur le coût total du nucléaire passé ou prévisible, il n'est pas inutile de rappeler les principaux points des chapitres précédents et les évolutions qui se manifestent depuis la parution du rapport Charpin Dessus Pellat en 2000.

⁶ - Rareté relative puisque 5 des 450 réacteurs mondiaux (plus de 1 %) ont connu un accident grave ou majeur, un taux inimaginable pour l'aviation par exemple.

Le tableau ci dessous permet de visualiser rapidement les principales divergences

Tableau 4 : Ordres de grandeur des coûts des différents postes de dépenses des rapports CDP et Cour des comptes en Md€2010

Postes principaux	Rapport CDP 2000	Rapport Cour des comptes 2012	Δ %
Construction du parc	86 (hors frais financiers)	96 (frais financiers inclus)	Equivalent
Superphenix	Non pris en compte par CDP	12	NS*
Recherche (hors recherche Areva, EDF)	0,7/an	0, 7/an	Equivalent
Exploitation (hors combustible et hors impôts)	3,7/an	5,6 /an	50%
Combustibles	2,4/an	2,2 /an	Equivalent
Démantèlement	21-24	32	50%
Gestion et stockage des déchets	35	50	40%
Jouvence	18	45	150%
Normes post Fukushima	NS*	10 ?	NS*

* NS : non significatif

Les principales différences concernent pour le présent les frais d'exploitation, 50 % supérieurs à ceux retenus à l'époque par le rapport CDP, eux mêmes très largement supérieurs (70 %) à ceux retenus par la DGEMP pour le calcul du coût de référence du nucléaire.

Les autres divergences concernent les dépenses d'avenir, manifestement très sous-estimées il y a 12 ans par le rapport CDP, sur la foi des déclarations des différents acteurs. C'est tout particulièrement le cas pour les opérations de jouvence du parc (150 %), le démantèlement (50 %), la gestion et surtout le stockage des déchets (40 %). Ces points méritent une attention particulière car ce sont ceux sur lesquels la Cour exprime le plus de réserves en termes de fiabilité des estimations. L'explosion des devis en 12 ans montre qu'elle a raison d'attirer l'attention sur une sous estimation probable des dépenses futures par les différents acteurs du nucléaire.

L'autre point qui mérite d'être fortement souligné est le parti pris déjà fortement engagé par EDF d'une poursuite de l'exploitation du parc actuel au delà de 40 ans, avec la prise de risque d'accident grave ou majeur que cela implique, sans aucune concertation ni de débat démocratique. Cette politique de fait accompli est vigoureusement regrettée par la Cour comme l'hypothèse implicite de la réussite future et de l'acceptation sociale de l'introduction de réacteurs de génération 4 dans le parc.

A ce propos, Global Chance se félicite de voir clairement la Cour évoquer le statut futur des « matières valorisables » dans le cas où la politique nucléaire actuelle viendrait à être modifiée (sortie du nucléaire, arrêt du retraitement, absence de génération4, etc.). C'est une des questions sur laquelle notre association a tenté en vain d'alerter les pouvoirs publics depuis 2006 (voir en particulier le petit mémento des déchets nucléaires).

La Cour souligne enfin la légèreté des estimations actuelles des coûts de mise aux normes de sûreté post Fukushima par EDF et s'interroge avec raison sur leur évolution à moyen terme.

8 - Conclusion générale

C'est dans ce chapitre que la Cour reconstitue le coût actuel du nucléaire.

La cour présente plusieurs méthodes d'appréciation des coûts du nucléaire, tenant compte des dépenses futures. Elles ont en commun la prise en compte des dépenses futures à travers un taux d'actualisation des dépenses choisi à 5 %, qui a pour effet de minimiser fortement leur influence apparente sur les coûts au MWh.

Parmi les méthodes exposées nous nous pencherons principalement sur la méthode du « coût courant économique » (CCE) puisque ce sont les résultats trouvés à partir de cette méthode qui ont fondé les principaux commentaires. Il s'agit du calcul du coût global moyen sur toute la durée de fonctionnement, utile notamment pour comparer les

coûts de différentes formes d'énergie. Dans cette approche, on cherche à mesurer le coût annuel de rémunération et de remboursement du capital permettant, à la fin de vie du parc, de reconstituer en monnaie constante le montant de l'investissement initial (c'est-à-dire le montant qui permettrait de reconstruire, à la fin de vie du parc, un parc identique au parc historique). Le coût de rémunération et de reconstitution du capital investi y est mesuré à travers un loyer économique à échéances annuelles constantes sur toute la durée de fonctionnement du parc. Ce loyer économique, constant en euros constants, reflète le prix qu'un fournisseur serait disposé à payer s'il avait à louer le parc nucléaire plutôt qu'à le construire. Dans le calcul CCE de la Cour, le taux de rémunération/amortissement des fonds propres et d'emprunts ayant servi à la constitution des actifs de premier investissement est de 7,8 %. La Cour note que la sensibilité au taux choisi est importante. L'augmentation d'un point de taux augmente le loyer de 10 % environ.

Sur ces bases la Cour donne la décomposition suivante du coût total annuel du parc nucléaire :

Tableau 5 : CCE calculé par la Cour

Dépenses d'exploitation	10 084 Md€
Investissements de maintenance	1 747 Md€
Coût d'utilisation des actifs nucléaires	8 341 Md€
Total coût de production	20 172 Md€

et un coût courant économique de 49,50 euros/MWh.

La Cour compare ce coût aux autres coûts calculés avec les mêmes données par d'autres méthodes selon le tableau ci-dessous.

Tableau 6 : Résultats des différentes évaluations du coût du MWh en 2010 en fonction de la question posée

	€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*

Source : Cour des comptes *estimation Cour des comptes

Rappel : production 2010 : 407,9 TWh

La dispersion des coûts constatée indique les difficultés d'interprétation qu'on peut rencontrer dans les comparaisons avec les coûts/MWh d'autres filières. Se pose en particulier la question du raccordement de ces coûts avec les « coûts de référence de l'électricité » utilisés par le ministère de l'industrie dans ses comparaisons de coûts des filières électriques. Le coût y est en effet calculé pour un investisseur qui entrerait aujourd'hui sur le marché avec de nouvelles centrales, par exemple des EPR ou des éoliennes pour la France. Il faut donc prendre avec précaution le CCE de la Cour, comme les autres estimations, dans les comparaisons avec les coûts d'autres filières de production électrique.

La Cour estime ensuite les dépenses d'exploitation supplémentaires entraînées par les mesures de jouvence et de sûreté post Fukushima (évaluées à 55 milliards sur 15 ans) en les répartissant linéairement sur 15 ans, soit 3,7 milliards d'euros et 4,70 €/MWh supplémentaires, ce qui porte le coût total CCE à 54,20 €/MWh.

Il est important de souligner que les actifs considérés par la Cour concernent uniquement la construction du parc, frais financiers compris. Ni la recherche antérieure à 2010, ni l'aventure de Superphenix, ni les dépenses liées à la sûreté (ASN, IRSN), antérieures à l'année 2010 ne sont prises en compte. La raison invoquée est que la reconstitution des dépenses de sûreté n'avait pas été possible dans le temps imparti. Dans ces conditions la somme totale de ces actifs non matériels n'était pas précisément connue.

On peut cependant donner au moins un ordre de grandeur par défaut du coût auquel on aboutit en y incluant ces différents actifs : la recherche y compris celle qui concerne la génération 4 et Superphenix puisque ces recherches avaient et ont toujours pour objectif affiché le bouclage du cycle nucléaire (avec la combustion du plutonium). Il semble également légitime d'y inclure les frais engagés sur Superphenix qui se situait dans la même ligne d'un complément indispensable du parc existant.

Même sans y inclure la sûreté, l'actif supplémentaire s'établit alors à 77 Md engendrant un loyer supplémentaire annuel de 6 Md/an (au même taux de 7,8 %), soit un coût supplémentaire de 14,50 €/MWh.

Si l'on tient compte de ces actifs comme il semble logique de le faire dans ce type de calcul qui tient compte des investissements passés, le coût courant économique au sens où l'emploie la Cour atteint 64 €/MWh au minimum et 69 €/MWh si l'on prend en compte les mesures post Fukushima.

La Cour examine ensuite la sensibilité du résultat obtenu aux évolutions des provisions pour charges futures :

- Le taux d'actualisation : un incrément de 1 % du taux autour de 5 % induit une variation de coût du MWh de 0,6 à 0,8 %.
- Une augmentation de 100 % du devis de démantèlement augmente le coût du MWh de 5 %.

Par contre l'impact de l'évolution des coûts d'investissement de maintenance est significatif.

Le tableau ci dessous en donne une idée pour différents modes de calcul du coût

Tableau 7 : Impact du programme d'investissements de 55 Md€ d'ici 2025 sur le coût au MWh

Investissements de maintenance	Valeur 2010 1,7 Md€	Valeur moyenne 2011 - 2025 3,7 Md€	Variation en %
Coût comptable	33,4 €	38,2 €	+ 14,5 %
Approche Champsaur	33,1 €	37,9 €	+ 14,5 %
CCE	49,5 €	54,2 €	+ 9,5 %

La Cour signale que sa méthode de calcul ne permet pas de mesurer l'effet d'une prolongation ou d'une diminution de la durée de vie du parc, puisque le concept de loyer employé ne dépend que de la valeur de l'actif et non de la durée de location. On sait pourtant qu'à investissement donné, la prolongation de la durée de vie du parc ne peut que conduire à des économies si les caractéristiques d'exploitation ne sont pas modifiées par cette prolongation.

On manque donc aujourd'hui d'un outil économique reconnu par tous pour mesurer les conséquences d'une variation de la durée de vie du parc sur le coût du MWh (toutes choses égales d'ailleurs) qui permette de comparer sans ambiguïté ce coût à celui de filières concurrentes à développer.

Pourtant la Cour souligne que la durée de fonctionnement des centrales est une variable stratégique. Elle rappelle en effet que d'ici la fin de l'année 2020, 12 réacteurs représentant 10 900 MW atteindront une durée de fonctionnement de 40 ans et que 22 réacteurs sur 58, représentant environ 30 % de la puissance nette du parc (18 210 MW), atteindront leur quarantième année de fonctionnement d'ici 2022. Si l'on fait l'hypothèse d'une durée de fonctionnement qui serait limitée à 40 ans, il faudrait donc, dans l'hypothèse où l'on voudrait maintenir la production électronucléaire à son niveau actuel, construire 6 ou 7 EPR d'ici la fin 2020, et 11 d'ici la fin 2022.

Quelques conclusions

De la lecture du rapport de la Cour à la lumière des travaux effectués par la mission Charpin-Dessus-Pellat il y a une dizaine d'années ressortent les quelques observations suivantes :

- 1 - Le rapport de la Cour des comptes confirme le poids des efforts de recherche passés sur le coût réel du nucléaire actuel : il représente en effet 40 % environ de l'ensemble des investissements matériels et immatériels qu'on peut associer à l'édification du parc nucléaire actuel. La prise en compte de ces éléments dans les coûts présentés par la Cour conduit à un coût total (CCE) de 64 €/MWh au lieu de 49,5 (une augmentation de 29 %) hors jouvence et mise aux normes post Fukushima et de 69 €/MWh en tenant compte de cette mise aux normes.

- 2 - On assiste à une inflation extrêmement rapide des coûts d'exploitation du parc nucléaire par rapport aux observations et surtout aux projections du rapport CDP fondées sur les prévisions d'EDF et de la DGEMP à la fin des années 90. La formule que la DGEMP proposait en 1997 pour calculer ces coûts F (frais d'exploitation annuels) = $36 \text{ €/kW} + 0,15 \text{ ct€/kWh}$ en 2010, conduit en effet à une sous estimation d'un facteur 2,5 des frais réellement engagés en 2010. Pour reconstituer les frais actuels d'exploitation par une formule de ce type il faut prendre un coût fixe supérieur à **100 euros par kW**, trois fois plus que la valeur proposée par la DGEMP en 1997 (par ex $F = 108 \text{ €/kW} + 0,15 \text{ ct€/kWh}$). Cette évolution semble tenir à deux phénomènes : un optimisme excessif des acteurs sur le coefficient d'utilisation du parc (à ne pas confondre avec sa disponibilité technique)⁷ et d'autre part à une sous estimation chronique des dépenses de maintenance du parc. L'évolution récente de ces frais d'exploitation (14 % en deux ans des frais par MWh) semble montrer une accélération inquiétante du phénomène.
- 3 - Une multiplication par 2,5 environ des frais de « jouvence du parc » par rapport aux prévisions du rapport CDP, même sans tenir compte des investissements post Fukushima, sans qu'on puisse clairement séparer la part de ces investissements strictement nécessaire pour un fonctionnement de 40 ans du parc de ceux qui permettraient un allongement de sa durée de fonctionnement.
- 4 - En ce qui concerne le démantèlement et le stockage des déchets, dont les devis prospectifs ont augmenté de 50 % depuis l'époque du rapport CDP, l'incertitude règne encore largement, mais ses conséquences restent largement masquées par le recours à un taux d'actualisation qui marginalise ces conséquences sur le coût calculé du MWh.
- 5 - La Cour met en relief le fait que la réparation des dommages éventuels d'un accident majeur (600 à 1 000 Md) serait pour l'essentiel à la charge de l'État (à plus de 99 %) et qu'il n'existe aucune provision pour ce risque.
- 6 - La Cour insiste très fortement sur l'aspect déjà largement irréversible des options encore présentées comme des hypothèses d'évolution du parc nucléaire français. Elle souligne en particulier que les calculs effectués imposent de fait l'introduction de réacteurs de génération 4 à l'horizon 2040 environ, supposés permettre la fermeture du cycle du combustible, (en particulier du plutonium et plus généralement des actinides). Si cette hypothèse ne se vérifiait pas, ce qui est très plausible puisque ces réacteurs n'existent pas encore, il ne semble exister aucun plan B de repli et par conséquent aucun chiffre correspondant.

L'ensemble de ces considérations et évolutions mérite d'être très sérieusement pris en compte au moment où le gouvernement met en avant sans aucune nuance les avantages qu'il attend d'une simple prolongation de la durée de vie du parc actuel, malgré l'aggravation des risques que comporte une telle stratégie.

⁷ - En 2010 la disponibilité du parc a dépassé 80 % mais son utilisation réelle n'a pas dépassé 75 %.