



Synthèse associative rapport de la cour des comptes « Les coûts de la filière électronucléaire » Juillet 2012

Ce document reprend de manière synthétique les éléments du rapport public thématique de la cour des comptes - Janvier 2012 « **Les coûts de la filière électronucléaire** »

Ce rapport de 300 pages est accessible en intégralité sur le lien ci-dessous :

<http://www.ccomptes.fr/index.php/Publications/Publications/Les-couts-de-la-filiere-electro-nucleaire>

Cette synthèse a été réalisée afin de tirer de ce rapport les principaux éléments concernant la problématique de la gestion des déchets MAVL, HA et combustibles usés.

DEPENSES PASSEES :

P19 : 8 réacteurs 1ère génération (mise en service 1963 – 1972) apparaissant aux comptes actuels d' EDF au titre des provisions de démantèlement à réaliser. Investissement réalisé évalué à 6 MdE2010¹

P21 : 58 tranches actuellement en activité = 72.9 MdE2010 d'investissements réalisés

P24 : 72.9 MdE2010 + frais ingénierie, main d'œuvre et pré exploitation = 83 MdE2010 (total)

P33 : AREVA 30 MdE2010 pour l'enrichissement et le retraitement

P42 : ANDRA, laboratoire souterrain = 1.5 MdE2010 depuis 1990

P46 : Superphénix = 12 MdE2010 sur la période 1974 – 1997

P48 (CCL) : Total Investissements réalisés = **188 MdE2010** (121 MdE2010 pour le parc, 55 MdE2010 Recherche et 12 MdE2010 Superphénix.

DEPENSES COURANTES :

Remarque p63 : « *Bien que cela n'ait aucune incidence budgétaire, on note que les compétences du ministre chargé de l'énergie ne sont pas conformes à la convention de Vienne sur la protection physique des matières nucléaires, signée par la France et en cours de*

¹ MdE2010 = Milliards d'Euros calculés sur la base de l'Euro en 2010

ratification, qui préconise la séparation entre l'autorité de contrôle et celle en charge de la politique énergétique nucléaire (amendement adopté le 8 juillet 2005). »

p81 : dépenses directement liées à la production (comptes EDF) = **8.954 MdE durant l'année 2010** pour une production de 407.9 TWh (Augmentation de 11% entre 2008 et 2011. Moyenne 22E/MWh produit)

p81 : dépenses publiques recherche & sécurité/sûreté = **644 ME durant l'année 2010**

DEPENSES FUTURES :

DEPENSES FUTURES / DEMANTELEMENT

p85 : « En France, les exploitants d'installations nucléaires de base ont tous souscrit au principe du démantèlement immédiat³⁸ des installations, à savoir l'engagement des opérations de démantèlement dès l'arrêt de l'installation, sans période d'attente. »

³⁸ Les deux autres possibilités identifiées par l'AIEA sont (i) le démantèlement différé : Les parties de l'installation contenant des substances radioactives sont maintenues ou placées dans un état sûr pendant plusieurs décennies avant que les opérations de démantèlement ne commencent et (ii) le confinement sûr : les parties de l'installation contenant des substances radioactives sont placées dans une structure de confinement renforcée durant une période telle qu'elle permette d'atteindre un niveau d'activité radiologique suffisamment faible en vue de la libération du site - Source : rapport annuel 2010 de l'ASN. »

p86 : « **Les charges brutes de démantèlement - M€ 2010 Charges brutes au 31 décembre 2010**

EDF 20 902 - 66 %

AREVA 7 108 - 22 %

CEA civil 3 911 - 12 %

Total 31 922 - 100 %

Source : Cour des comptes »

Remarque p87 : « l'installation de conditionnement et d'entreposage de déchets activés (ICEDA). Cette dernière, en cours de construction sur le site de Bugey, est destinée à accueillir, fin 2013 - début 2014, les déchets MAVL issus du démantèlement des réacteurs arrêtés et en exploitation, ainsi que, à titre d'entreposage tampon, les déchets produits par le démantèlement de Bugey 140. »

p88 : Estimation, démantèlement d'un réacteur 1^{ère} génération = 43% du coût de construction

p91 : Total démantèlement 1^{ère} génération évalué à **3.9 MdE2010**

p95 : Total démantèlement parc actuel estimé à **18.4 MdE2010**.

Estimation démantèlement d'un réacteur = 19% du coût de construction

p101 : « Les charges de démantèlement des réacteurs de six pays ont été analysées (Allemagne, Belgique, Japon, Royaume-Uni, Suède et USA, avec parfois plusieurs évaluations disponibles par pays) et appliquées au parc REP d'EDF en exploitation.

Extrapolation du coût de démantèlement du parc actuel :

11 comparaisons internationales - en Md€2010 (1)

Méthodes utilisées par / Extrapolation pour 58 réacteurs

EDF / 18.1

Suède / 20

Belgique / 24.4

Japon / 38.9

USA 3 méthodes / 27,3 - 33,4 - 34,2

GB / 46

Allemagne 4 méthodes / 25,8 - 34,6 – 44 - 62

Source : Cour des comptes

D'une manière générale et, encore une fois, avec l'indispensable prudence que les disparités entre réglementations, stratégies, calendriers et organisations des exploitants et technologies des réacteurs imposent, il ressort des comparaisons que les 11 évaluations reconstituées sur la base des données étrangères et extrapolées au parc des 58 réacteurs REP d'EDF sont toutes supérieures à celle d'EDF. »

p114 (CCL) : « S'agissant du démantèlement du parc en exploitation, **la Cour n'est pas en mesure de valider le montant des charges de démantèlement de ce parc**, calculées sur la base de la méthode historique du « coût de référence » (18,4 Md€2010), en raison, d'une part, de son caractère forfaitaire et, d'autre part, de l'absence d'études approfondies ayant conduit à l'adoption de cette méthode, déjà notée par la Cour dans son rapport public de 2005. »

p114 (CCL) : « 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€2010**) confirme toutefois la grande incertitude qui règne sur ces sujets. »

DEPENSES FUTURES / GESTION DES COMBUSTIBLES USES

p116 : « Toutefois, le CEA assure également la gestion de combustibles usés en provenance de ses réacteurs de recherche, dans des quantités certes plus limitées, mais qui peuvent poser des problèmes spécifiques. »

p118 : cf. paragraphe informatif, intéressant et synthétique intitulé « **Retraitement ou pas ?** »

p120 : schéma « Cycle simplifié du combustible nucléaire en France, source CEA »

p122 : L'entreposage du MOX usé

« Les combustibles MOX usés sont actuellement entreposés, car le flux de plutonium issu de retraitement des combustibles UNE est suffisant pour alimenter les centrales d'EDF, et le plutonium résiduel contenu dans les combustibles MOX usés n'est pas recyclable une seconde fois dans les réacteurs de 2ème et 3ème générations. Ces combustibles usés pourraient toutefois constituer pour EDF un gisement de matière première (plutonium) dans l'éventualité du développement d'un parc de réacteurs de 4ème génération. »

p122 : « L'entreposage de l'uranium de retraitement enrichi usé (URE)
EDF a choisi de ne pas retraiter les combustibles URE irradiés, car ces combustibles contiennent un taux plus élevé d'uranium 232, isotope d'une durée de vie de 68,8 ans avec des descendants très radiotoxiques, qui rend l'uranium de retraitement inutilisable dans les centrales actuelles. De la même manière que pour les combustibles MOX, EDF prévoit de retraiter ces combustibles ultérieurement pour alimenter un parc de 4ème génération. »

P123 : « Le traitement et l'entreposage de l'uranium de retraitement (URT)
(...) L'URT contient toutefois des impuretés et de l'uranium 232 qui compliquent son utilisation. Sa conversion et son enrichissement sont actuellement réalisés en Russie... »

p124 : « **Répartition du stock de combustible nucléaire usé ou engagé⁸⁸ au 31/12/2010** En tonnes

Dans les centrales (piscines ou réacteurs) / En attente à La Hague / Total

UNE : 8100 t / 8380 t / 16 480 t

MOX : 690 t / 900 t / **1 590 t**

URE : 220 t / 250 t / **470 t**

Total : 9010 / 9530 t / 18 540 t

Source : Cour des comptes sur la base du rapport triennal d'EDF et des flux mentionnés dans les documents internes d'EDF »

p125 : « EDF indique un coût brut total de gestion de ses combustibles usés au 31 décembre 2010 de 14,386 Md€2010. Ces charges comprennent les coûts de transport, d'entreposage, de cisailage des combustibles usés, de la séparation des constituants, du compactage des coques, de la vitrification des produits de fission, de l'oxydation de l'URT et de l'entreposage des différentes matières et déchets issus du retraitement. Elles incluent également un forfait de R&D, les charges d'entreposage du combustible de Superphénix, ainsi que des combustibles non retraités (MOX et URE) en attente d'un exutoire définitif. **En effet, les règles de prudence comptable font qu'en l'absence de certitudes sur la construction d'un parc de 4ème génération justifiant le retraitement des combustibles MOX et URE usés, la solution de référence pour ces combustibles est le stockage sans retraitement ; cela conduit à comptabiliser des charges importantes à la rubrique « gestion à long terme des déchets radioactifs », mais à des charges plus réduites dans la rubrique « gestion des combustibles usés » car elles ne recouvrent que les investissements dans des installations d'entreposage (piscines) et les frais de fonctionnement de ces installations sur quelques dizaines d'années, en attente d'un stockage définitif. »**

p126 : « Ces charges incluent enfin une part relative à la création d'une nouvelle piscine d'entreposage à La Hague en 2015 pour répondre au besoin d'augmentation progressive de

la capacité d'entreposage à La Hague. Or le contrat EDF-AREVA reste flou sur la probabilité de création de cette nouvelle piscine. Ce besoin de capacité d'entreposage supplémentaire résulte de l'accumulation des combustibles qui ne sont pas retraités (MOX, URE) et de ceux qui ne le sont que partiellement (UNE) du fait d'une différence entre le flux de combustibles « entrant » et le flux de combustibles retraités. »

p131 (CCL): « 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 URE, situées dans les centrales d'EDF, ou à La Hague, en attente de retraitement. »

DEPENSES FUTURES / GESTION DES DECHETS RADIOACTIFS

p134 : « Les déchets radioactifs ultimes de la filière électronucléaire (...) Le total des charges brutes relatives à la gestion future de ces déchets s'élevait à **28,3 Md€** au 31 décembre 2010 ; EDF en représentait 81 %. »

p136 : « En revanche, dans l'hypothèse d'une extension à 50 ans de la durée de fonctionnement des centrales, la capacité du centre FMAVC de Soulaines ne serait a priori pas complètement suffisante⁹⁷ compte tenu des déchets générés par dix années d'exploitation supplémentaire. La création d'un nouveau centre ou l'extension de la capacité du centre actuel pourrait alors s'avérer nécessaire. »

p138 : On remarquera dans cette partie que MOX et URE apparaissent dans le chapitre concerné aux « C) déchets sans exutoire/2) déchets MAVL & HA/a) Les déchets considérés »

p139 : « **Inventaire des déchets HA et MAVL engagés fin 2010, y compris combustibles usés**
Catégorie / EDF / CEA-civil / AREVA / Total
MAVL / 36 141m³ / 16 080m³ / 9 924m³ / 62 145m³
HA / 4 368m³ / 175m³ / 187m³ / 4 730m³
Combustibles usés / 2 241 t / 38 ? / 0 / >2 200 t
Source : Cour des comptes, exploitants »

P141 : « L'article 6 de la loi du 28 juin 2006 précise désormais que sont destinés au stockage profond « les déchets radioactifs ultimes ne pouvant pour des raisons de sûreté nucléaire ou de radioprotection être stockés en surface ou en faible profondeur ».

p141 : « Ce centre devrait être utilisé pendant près d'une centaine d'années. La chronologie d'exploitation du centre de stockage retenue par les exploitants prévoit de stocker d'abord les déchets HA « froids » (entre 2026 et 2035) et MAVL (entre 2026 et 2077) des trois exploitants. Les déchets HA « chauds » (entre 2078 et 2112) et les assemblages de combustible usé (entre 2113 et 2124), produits plus récemment, seront stockés dans la deuxième moitié de l'exploitation du centre. Au total, en incluant les phases de construction initiale et de fermeture, le centre de stockage sera en activité pendant environ 120 ans.

p142 : « c) Le coût incertain du stockage géologique profond »

p142 :

« Les scénarios du chiffrage de l'ANDRA en 2003

Scénario Hypothèses estimation en Md€2002

S1a « Tout retraitement » = 15,9 – 24,3

S1b Retraitement des combustibles usés UNE et stockage direct des autres combustibles (MOX notamment) = 20,9 – 32,3

S2 Arrêt du retraitement en 2010 et stockage direct des combustibles usés = 33,2 – 55

Source : ANDRA »

« A partir de l'estimation basse du scénario S1a (15,9 Md€), des besoins (chronique de stockage, inventaire) exprimés par les producteurs dans le scénario industriel (SI) et d'une analyse des risques (coûts et opportunités), le groupe de travail a abouti à une « fourchette raisonnable d'évaluation du coût d'un stockage » de 13,5 – 16,5 Md€2002

A l'intérieur de cette fourchette, les producteurs ont retenu un coût de référence de **14,1 Md€01/2003 (soit 16,5 Md€12/2010)**

(...)On note que ce chiffre (14,1 Md€01/2003) est inférieur à la fourchette basse du scénario le moins coûteux de l'ANDRA en 2003 (15,9 Md€2002). »

p144 :

Charges de gestion à long terme des déchets HA et MAVL et des combustibles usés au 31 décembre 2010 En M€2010

EDF / AREVA / CEA / Total

Charges totales au 31 décembre 2010 : 19 791 / 1 069 / 1 555 // 22 415

- dont stockage des déchets HA et MAVL : 12 507 / 942 / 1 355 / 14 804

- **dont stockage direct du combustible usé : 5 257 / 0 / 0 / 5 257**

- dont transport : 879 / 108 58 / 1 075

Source : Cour des comptes, exploitants

p145 : « La mise à jour a minima du SI 2005 par l'ANDRA : A concept technique inchangé, l'ANDRA a mis à jour la borne basse (13,5 Md€2002) du chiffrage de 2005 en utilisant un inventaire actualisé des déchets HA et MAVL¹¹⁴, en considérant un allongement de la durée d'exploitation du centre (de 105 à 123 ans) et en retenant un taux d'inflation des coûts des travaux de près de 4 % correspondant à l'évolution des indices INSEE sectoriels du bâtiment et des travaux publics¹¹⁵. Elle aboutit ainsi à un coût total brut de **20,8 Md€2010**. »

(...)

« Le dossier 2009 de l'ANDRA : En 2009, la DGEC a réuni un nouveau groupe de travail pour réévaluer les coûts du stockage profond. Dans ce cadre et conformément à la législation, l'ANDRA, responsable de l'exploitation du futur centre de stockage, a communiqué aux producteurs un nouveau dossier de conception et une nouvelle estimation (dite « SI 2009 ») du coût du stockage profond à 33,8 Md€01/2008 (**soit 35,9 Md€2010**).

Selon l'ANDRA, par rapport au concept de 2002 ayant abouti au chiffrage du SI 2005, le dossier 2009 intègre des évolutions techniques visant à mieux prendre en considération les impératifs de sûreté et de **réversibilité**. »

(...)

l'ASN. En juin 2011, cette dernière a estimé sur cette base que la faisabilité du stockage était acquise, en termes de conditions de sûreté, de réversibilité et de maîtrise du risque incendie. »

p147, 148 & 148 : « D'après les producteurs, si le chiffrage de l'ANDRA (35,9 Md€2010, hors coûts d'évacuation) devait être in fine retenu par l'autorité administrative, la provision (valeur actualisée) pour stockage profond d'EDF augmenterait de 4 Md€, celle du CEA de 0,7 Md€ et celle d'AREVA de 0,5 Md€.

Une hypothèse industrielle de retraitement total du MOX et de l'URE usé, différente du traitement comptable prévu par la législation.

Dans son dossier 2003, l'ANDRA avait chiffré un scénario S1b prenant comme hypothèse le stockage direct des assemblages combustibles MOX usés ; le « dossier 2005 » de l'ANDRA avait par ailleurs démontré la faisabilité du stockage direct des combustibles usés dans l'argilite de Bure. Par la suite, la loi de 2006 a retenu comme orientation, la « réduction de la quantité [...] des déchets radioactifs [...] notamment par le traitement des combustibles usés ». Cette logique industrielle du « tout traitement », cohérente avec le choix du scénario S1a de 2003, se reflète depuis dans les travaux de l'ANDRA. Comme le remarque l'ASN dans son examen du « dossier 2009 » de l'ANDRA, l'inventaire ne considère pas le stockage direct des combustibles usés, MOX principalement. Plus généralement, les concepts techniques de stockage étudiés et chiffrés par l'ANDRA concernent le stockage des déchets ultimes (actinides mineurs et produits de fission) après retraitement des combustibles usés et non le stockage d'assemblages combustibles eux-mêmes¹¹⁸.

Pour EDF, la solution industrielle de référence pour la gestion des combustibles MOX et URE usés¹¹⁹ est le retraitement différé et l'utilisation du plutonium et de l'uranium appauvri comme combustible dans les réacteurs de 4^{ème} génération. Cependant, les installations existantes ne permettent pas de recycler le MOX de façon industrielle, en l'absence de réacteurs de 4^{ème} génération. Dans ses comptes, EDF retient donc, en application de la législation¹²⁰, l'hypothèse de stockage direct (sans retraitement) du combustible MOX usé dans le calcul de ses charges futures et de ses provisions alors que le centre de stockage profond n'est actuellement pas conçu techniquement pour recevoir de tels déchets.

Le dernier chiffrage du coût de ce stockage direct du MOX est celui réalisé par l'ANDRA dans son dossier 2003 (scénario S1b). EDF en déduit, au 31 décembre 2010, des charges de 5,2 Md€2010 pour le stockage de 2 241 tonnes de combustible usé. Il n'est cependant pas certain que ce montant couvre les aménagements généraux (**dimensionnement de la descenderie par exemple**) qu'exige le stockage direct du combustible usé. EDF ajoute à ces charges de stockage le coût de l'entreposage longue durée¹²¹ de ces combustibles pour environ 1,1 Md€2010, soit, au total, des charges brutes de **6,3 Md€2010**.

Au vu des évolutions de conception et de chiffrage qui ont touché le scénario S1a depuis 2005, il est probable que l'utilisation des chiffrages du scénario S1b pour calculer les coûts futurs d'un stockage direct du MOX ne reflète pas lui non plus l'état de l'art en matière de stockage profond. Par ailleurs, ce chiffrage est d'autant plus discutable qu'il repose sur une hypothèse qui n'est pas envisagée dans les projets actuels.

¹¹⁸ Les deux objets ont des caractéristiques assez éloignées : un colis d'assemblages combustibles conditionnés pèse plusieurs tonnes ; un colis standard de déchets vitrifiés (CSD-V) pèse 400 kg.»

Nbp150 : « ¹²⁵ La distinction entre réversibilité et récupérabilité n'est pas évidente ni uniformément partagée. **Selon l'AEN (agence de l'énergie nucléaire), La réversibilité se réfère au processus de décision au cours du projet. Elle implique que le processus de**

stockage permet une flexibilité suffisante pour pouvoir, si nécessaire, inverser ou modifier une ou plusieurs décisions prises antérieurement. La récupérabilité désigne la capacité technique à récupérer les déchets stockés.

p151 : « e) Un projet et un chiffrage appelés à évoluer

En application de la loi de 2006, le ministre chargé de l'énergie arrête l'évaluation des coûts du projet avant le débat public, préalable au dépôt d'une demande d'autorisation de création du centre de stockage, qui devra être instruite en 2015. »

p152 : « A plus proche échéance, le groupement chargé par l'ANDRA de la maîtrise d'oeuvre du projet devrait proposer un nouveau chiffrage vers septembre 2012, à l'issue des études d'esquisse. D'après l'ANDRA, ce chiffrage sera lui-même accompagné d'une marge d'incertitude de 25 % à la baisse et de 50 % à la hausse. Il sera discuté au sein du groupe de travail ANDRA-exploitants piloté par la DGEC.

De manière générale, pour l'ANDRA, l'architecture du centre de stockage telle qu'elle est présentée dans le dossier 2009 n'est pas figée. Le centre de stockage est destiné à fonctionner au moins 100 ans (durée légale minimale afin d'assurer la réversibilité), ce qui permettra de prendre en compte au fur et à mesure les progrès techniques et les validations de procédés opérés dans le laboratoire souterrain.

Plus spécifiquement, en ce qui concerne la réversibilité, l'arrêté ministériel fixant l'évaluation du coût ne pourra pas complètement prendre en compte les exigences liées à cette caractéristique du stockage, dans la mesure où, suivant l'article 12 de la loi de 2006, les conditions de la réversibilité ne seront déterminées qu'après 2015 par le législateur.

L'allongement de la durée de fonctionnement du laboratoire de Bure pourrait aussi avoir un impact indirect sur le coût global du stockage qui inclut les charges de recherche et études. L'ANDRA a déposé une demande pour pouvoir exploiter le laboratoire jusqu'en 2030, ce qui a été autorisé par un décret publié le 20 décembre 2011, et n'exclut pas une prolongation au-delà, si la poursuite des travaux d'études et de recherche l'exigeait.

De plus, la fiscalité particulière acquittée par l'ANDRA du fait du statut d'INB du futur centre de stockage n'est pas encore déterminée. La taxe additionnelle à la taxe INB dite « de stockage » nécessite en effet la fixation de coefficients par décret en Conseil d'Etat après avis des collectivités territoriales.

Enfin, les évolutions de la réglementation ou des conditions économiques et techniques pourraient conduire à classer dans les déchets ou à retirer de la liste des déchets certaines substances radioactives, ce qui modifierait le volume et éventuellement la nature du stockage. »

p154 : « E - Les questions en suspens 1 - Les déchets dits « sans filière »

Un certain nombre de déchets radioactifs ne disposent pour l'heure d'aucune filière de gestion existante ou à l'étude, compte tenu de leur rareté et de leurs caractéristiques chimiques. Le volume de ces déchets est modeste et s'élève à environ 1 000 m³, répartis de façon très inégale. Selon l'ANDRA, ils proviennent essentiellement de la filière électronucléaire (...) Aucun chiffrage sur le coût de gestion global de ces déchets sans filières n'étant toutefois disponible à ce stade, ce coût n'est donc pas pris en compte dans les provisions des exploitants.»

p155 : « Les matières valorisables (...)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 4ème génération, si cette filière voit le jour. »

p156&157 : « **Prévisions d'évolution des stocks d'uranium de retraitement et d'uranium appauvri en France** En tonnes - y compris les matières radioactives d'origine étrangère.

Fin 2007 / Fin 2020 / Fin 2030

Uranium de retraitement : 21 180 / 36 000 / 49 000

Uranium appauvri : 254 820 / 332 324 / 452 324

Source : Inventaire national des matières et déchets radioactifs et PNGMDR 2010-2012 »

Si la production d'URT et d'uranium appauvri s'arrêtait, le stock actuel d'URT permettrait d'alimenter le parc en uranium de retraitement enrichi (URE) pendant 36 ans¹³¹, aux conditions techniques actuelles. Le stock actuel d'uranium appauvri permettrait quant à lui de fabriquer du MOX pour le parc actuel¹³² pendant 2 300 ans¹³³. La solution de référence du PNGMDR pour la valorisation future de ces matières est l'utilisation dans des réacteurs de 4ème génération, cet uranium représentant alors plusieurs millénaires de consommation¹³⁴. En l'absence de tels réacteurs, 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 4ème génération pendant plusieurs générations.

L'enjeu est particulièrement important comme l'indique le PNGMDR 2010-2012 : « dans tous les cas, 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. Il faut donc souligner que si ces matières venaient à être considérées un jour comme des déchets, il serait nécessaire de les prendre en compte pour dimensionner les filières de gestion à long terme correspondantes ; elles ne pourraient pas être prises en charge de façon marginale, comme pour certains déchets historiques ».

En effet, dans les conditions actuelles, le stockage de l'uranium appauvri représente de l'ordre de 76 000 m³, ce qui correspond en volume à un ordre de grandeur comparable à l'ensemble des déchets devant être stockés dans le centre géologique profond. Une solution de stockage spécifique devrait donc être trouvée le cas échéant, solution pour laquelle il n'existe ni concept de stockage ni chiffrage pour le moment. Près de 98 % du stock actuel d'uranium appauvri appartient au groupe AREVA. Ces stocks d'uranium appauvri sont conservés sur les sites de Bessines et Pierrelatte. Sur ce total, 60 % du stock provient de l'enrichissement au profit d'EDF et 40 % de l'enrichissement au profit de clients étrangers.

Ainsi, si l'uranium appauvri venait à être considéré comme un déchet en lieu et place d'une matière valorisable, la France serait amenée à stocker des déchets radioactifs d'origine étrangère mais dont la propriété est revenue à AREVA en application de ses contrats

commerciaux¹³⁸. Actuellement, l'entreposage de cet uranium appauvri coûte à l'exploitant 1,8 M€ par an. »

p161 (CCL) : « **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 fasse également l'objet d'un devis et que cette hypothèse soit prise en compte dans les études futures de dimensionnement du centre de stockage géologique profond.** »

p162 (CCL) : « Enfin, le caractère aujourd'hui valorisable de certaines matières radioactives pourrait être remis en cause à l'avenir :

- **l'uranium appauvri** est réutilisable et en partie réutilisé mais le stock continue de progresser et atteindra selon l'inventaire national des matières et déchets radioactifs 450 000 tonnes à l'horizon 2030 contre plus de 260 000 tonnes aujourd'hui. La résorption de ce stock dépendra de l'éventuelle mise en service de réacteurs à neutrons rapides de 4^{ème} génération, qui pourraient fonctionner en théorie plus de 2 500 ans avec le stock actuel, et même davantage dans la mesure où ce stock continue de croître. Une autre solution serait de vendre le stock à des enrichisseurs étrangers ou de le ré-enrichir, mais le choix de ces options dépend du cours de l'uranium naturel et de la disponibilité des capacités d'enrichissement. Si ces scénarios ne se réalisent pas, une solution de stockage devra être trouvée et financée. Ainsi, dans les conditions économiques et techniques actuelles, il est vraisemblable qu'une partie du stock d'uranium appauvri ne sera pas valorisée. Dès lors, les études scientifiques sur un possible stockage d'une partie de cet uranium devraient être complétées d'un volet financier afin d'évaluer, même imparfaitement, l'éventuel passif à la charge d'AREVA ;
- s'agissant du **plutonium**, son caractère valorisable est lié à l'existence d'une filière de recyclage. Des études pourraient être engagées sur la gestion de cette matière au cas où elle ne serait pas recyclée sous forme de MOX ;
- pour le **thorium**, la valorisation est également tributaire de développements technologiques ultérieurs mais les volumes en question sont bien moindres que pour l'uranium appauvri. »

PROVISIONS ET ACTUALISATION

p163 : « 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. On peut rapprocher ce montant, par exemple, de la valeur actuelle des investissements initiaux faits dans le parc en exploitation (83 Md€2010 en coût overnight).

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.** »

p166 : « A - Le principe de l'actualisation 1 - Convertir des montants futurs en montants présents

L'actualisation consiste à tenir compte de cette valeur du temps en rapportant ces dépenses futures en valeurs présentes »

p169 : « décret n° 2007-243 du 23 février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, qui prévoit que « le taux d'actualisation utilisé pour le calcul du montant des provisions [...] ne peut excéder le taux de rendement, tel qu'anticipé avec un haut degré de confiance, des actifs de couverture, gérés avec un degré de sécurité et de liquidité suffisant pour répondre à leur objet. Ce taux d'actualisation ne peut en outre excéder un plafond fixé par arrêté des ministres chargés de l'économie et de l'énergie, compatible avec les normes comptables applicables. L'exploitant retient, pour la détermination du taux d'actualisation mentionné au premier alinéa et pour l'évaluation du taux de rendement mentionné au deuxième alinéa, une méthode précise et pérenne »

p174 : « Pour ses provisions de long terme, l'ANDRA utilise également un taux d'actualisation différent, fixé à 3,5 % en taux nominal soit 1,47 % en termes réels. Le choix d'un taux nettement plus prudent que celui des autres exploitants a plusieurs justifications : une durée des passifs très longue (300 ans), un portefeuille d'actifs de couverture moins risqué et moins rentable (3,11 % de rentabilité nominale en moyenne annuelle sur 10 ans). Enfin, comme l'indique l'Agence dans son rapport « article 20 » de 2010, « aucun organisme de référence en matière de comptabilité ne préconise une (ou des) méthode(s) pour l'établissement d'un taux d'actualisation prudent sur de très longues échéances (300 ans) pour des obligations nécessitant une sortie de trésorerie annuelle ne pouvant être reportée en période inflationniste et/ou de contre-performance des placements », ce qui justifie selon l'ANDRA le choix d'un taux d'actualisation plus faible.

p176 : « Si le taux d'actualisation devait varier, même dans de faibles proportions, l'impact serait fort sur les comptes des exploitants et notamment pour EDF. »

p180 (CCL) : « Les charges futures de démantèlement, de gestion des combustibles usés et de gestion à long terme des déchets (79,3 Md€ en 2010) sont inscrites dans les comptes d'EDF, AREVA et du CEA sous forme de provisions, pour un montant de 38,4 Md€2010, par application d'un taux d'actualisation de 5 %.

Ce taux fait l'objet d'un plafonnement par voie réglementaire, plafonnement qui pourrait diminuer si les taux des obligations d'Etat à 30 ans se maintiennent au niveau moyen constaté en 2010 et 2011.

Le taux utilisé par les exploitants français (taux nominal de 5 %, taux réel de 2,94 %) se situe à un niveau intermédiaire par rapport aux taux utilisés dans les autres pays de l'Union européenne : d'autres pays utilisent des taux nets plus faibles, comme l'Espagne (1,5 %). Certains pays utilisent également des taux différents en fonction de l'échéance des provisions, par exemple 2,2 % et 3 % au Royaume-Uni, 3,25 % et 2,5 % en Suède.

Le taux d'actualisation des exploitants français repose sur des hypothèses fortes :

- une inflation de long terme à 2 % par an pour les provisions de l'aval du cycle nucléaire, alors qu'il n'est pas certain que les coûts du démantèlement, de la gestion du combustible usé ou de la gestion des déchets évolueront au rythme des prix à la consommation ; une augmentation des coûts des travaux supérieure à 2 % ferait mécaniquement baisser le taux réel et donc augmenter la valeur de la provision actualisée ;*
- un rendement du portefeuille d'actifs dédiés supérieur à 3 % en valeur réelle, ce qui implique la répétition des performances passées sur les marchés obligataires et les marchés d'actions.*

La sensibilité des provisions au taux d'actualisation est importante, et ce d'autant plus que les dépenses sont éloignées dans le futur comme pour la gestion à long terme des déchets radioactifs. A titre d'exemple, une baisse d'un point du taux d'actualisation nécessiterait d'augmenter les provisions actualisées des trois exploitants de 7,5 Md€ dont près de 6 Md€ pour EDF »

LES ACTIFS DEDIES

p190 : « En revanche, en termes de diversification et de liquidité, l'utilisation des titres de RTE pour alimenter les fonds dédiés est sujet à discussion.

D'une part, le décret de 2007 avait expressément exclu les actifs constitués par les filiales, puisqu'elles participent de l'activité même du groupe concerné, ce qui n'est pas un gage de diversification des risques.

Il est vrai toutefois que les caractéristiques de RTE et son indépendance par rapport à sa maison mère, dans le cadre des directives européennes, en font une filiale au statut très particulier.

D'autre part, la liquidité des actions de RTE, activité totalement régulée, est très discutable. Elle sous-entend qu'EDF n'exclut pas de vendre le réseau de transport d'électricité pour financer le démantèlement de ses installations nucléaires. Or, au regard du droit constitutionnel français¹⁶⁰, l'acheteur ne pourrait être qu'une entité publique, voire l'Etat lui-même, ce qui revient à faire porter la garantie de ces actifs par l'Etat, même si, en échange, l'Etat retrouverait la propriété d'un actif durable ; en terme budgétaire cette « ré-acquisition » de RTE aurait un impact visible.

EDF a précisé à la Cour sur ce point que l'« affectation [des titres RTE] ne signifie pas qu'EDF n'exclut pas de vendre les réseaux de transport d'électricité, ce qui n'est pas possible en l'état actuel de la législation. Elle signifie que les dividendes versés par RTE seront affectés au portefeuille d'actifs dédiés à hauteur de la quote-part des titres affectés. Ce flux de dividendes représente l'intérêt économique de cette affectation ».

p198 : « III - Réflexions sur la situation actuelle

Malgré des situations différentes pour chacun des exploitants, l'évolution générale du dispositif, notamment dans la période récente de crise financière mondiale, conduit à s'interroger sur son avenir. »

p199 : « Au 31 décembre 2010, la partie des actifs conservés sous formes de titres financiers cotés, immédiatement réalisables, s'élève à 18 170 M€ sur un total de 27 819 M€ de charges

provisionnées actualisées ayant vocation à être couvertes par des actifs dédiés, soit 65,3 % du total.

Outre une partie dont la couverture n'était pas encore obligatoire à cette date (2 745 M€), on comptabilisait donc d'autres types d'actifs de couverture pour un total de **6,9 Md€**. L'essentiel de ce montant (4,6 Md€) repose directement ou indirectement sur l'Etat, le reste étant constitué par les titres RTE (2,3 Md€) dont la nature a déjà été examinée précédemment (II-A-4).

p201 : « En plaçant l'Etat comme financeur ultime des charges nucléaires de long terme, cette évolution reporte à la fois dans le temps et vers les finances publiques des charges futures importantes, d'environ **6,9 Md€** (dans les hypothèses de calcul et d'actualisation et d'évaluation des charges futures retenues aujourd'hui par les exploitants). Cette estimation suppose également que soient effectuées les dotations qui ne le sont pas encore à hauteur de 2,7 Md€. »

p201 : « Incertitudes sur la valeur du portefeuille

Les placements qui sont destinés à financer les charges futures présentent des risques qui se sont fortement accrus ces derniers temps.

Pour EDF, la moitié de son portefeuille de titres est constitué d'actions, et leur valeur est sujette à des variations de cours. Ces risques de baisse de valeur du portefeuille se sont matérialisés entre 2008 et 2011 avec une très importante chute des cours. »

P202 : « Incertitudes sur le rendement du portefeuille et ses conséquences sur le taux d'actualisation

La réglementation prévoit que le taux d'actualisation utilisé pour calculer les provisions doit être inférieur au taux de rendement des actifs de couverture, « tel qu'anticipé avec un haut degré de confiance, gérés avec un degré de sécurité et de liquidité suffisant pour répondre à leur objet »¹⁶⁷.

Au cours des quatre dernières années, cette condition n'est remplie ni pour AREVA, ni pour EDF. »

LES EVOLUTIONS POSSIBLES DES DEPENSES FUTURES

p210 : « b) La durée de fonctionnement des centrales

dans la comptabilité d'EDF 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). »

p211 : « EDF a fourni, à plusieurs occasions, des estimations des investissements qu'elle considèrerait comme nécessaire pour permettre d'obtenir une prolongation. Ainsi, en décembre 2008, EDF indiquait que « les enjeux financiers relatifs à l'allongement notable de

la durée de fonctionnement du parc de production nucléaire au-delà de 40 ans ont été estimés à 400 M€2008 par tranche, répartis sur plusieurs années », soit un ordre de grandeur de 23 Md€ (valeur brute) pour la totalité du parc. »

p212 : « Enfin, dans le cadre de la préparation de la loi NOME, des travaux de la commission Champsaur et plus récemment, en janvier 2011, dans un courrier à sa tutelle, EDF a évalué les ordres de grandeur des dépenses d'investissement à prévoir pour le parc dans les 15 ans à venir à 50 Md€2010, soit 58 Md€ courants non actualisés, avec des hypothèses d'inflation comprises suivant les années entre 1,5 % et 2 %. »

p215 : « Concernant le vieillissement des cuves, l'entreprise, en s'appuyant sur des programmes de recherche, modifie le mode d'exploitation des réacteurs pour ralentir l'irradiation subie et cherche, par des méthodes de modélisation autres que celles initialement utilisées, à démontrer l'existence de marges de sûreté nouvelles. Ces nouvelles méthodes reposent sur une approche probabiliste des marges, par opposition aux méthodes actuelles »

p218 : cf. paragraphe informatif, intéressant et synthétique intitulé « Comparaisons internationales Les centrales arrêtées dans le monde »

*p220-222 : « Les **réacteurs nucléaires de 4ème génération** font l'objet de recherches coordonnées au niveau international par le Generation IV International Forum (GIF), auxquelles participent la France, les Etats-Unis, le Japon, la Corée du sud et, plus récemment, la Chine et la Russie. Un des principaux objectifs du GIF est d'assurer une diversification à terme des combustibles utilisés,*

(...)

En outre, les réacteurs de quatrième génération devraient ouvrir la voie à un recyclage récurrent de l'uranium et du plutonium contenus dans les combustibles MOX usés et permettre de réduire la nocivité à long terme de certains déchets radioactifs à très haute activité.

(...)

L'orientation du projet reste essentiellement axée sur un réacteur refroidi au sodium comme Phénix et Superphénix. »

LES VARIANTES

p226 : Comme indiqué en introduction, ce rapport n'a pas vocation à proposer des scénarios de mix énergétique ni à faire des hypothèses sur l'évolution de la demande ; les analyses suivantes reposent donc sur l'hypothèse d'une production électronucléaire du même ordre de grandeur que celle du parc actuel.

A-situation de base (p226)

p227 : « la réalisation à terme de réacteurs de 4ème 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. Toutefois, comme cela a été souligné précédemment, le calcul des provisions pour

la gestion des combustibles du MOX et URE usés, en l'absence de solution industrielle actuellement disponible pour les recycler, repose sur une hypothèse de stockage direct, sans retraitement, dans le centre de stockage géologique profond aujourd'hui à l'étude, lequel cependant n'intègre pas cette hypothèse. La concrétisation du développement d'une 4ème génération augmenterait les provisions pour gestion du combustible usé, car il faudrait alors provisionner le retraitement des combustibles MOX et URE usés. Ces coûts (ainsi que le coût de développement des réacteurs de 4ème génération) seront à comparer aux économies qui seraient réalisées en évitant de recourir au stockage direct des déchets (plus onéreux que le stockage après traitement).

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 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.

D'ici la fin de l'année 2020, 12 réacteurs représentant 10 900 MW atteindront une durée de fonctionnement de 40 ans, alors que seul l'EPR de Flamanville (1 630 MW) pourra probablement être en service à cette date, celui de Penly n'ayant pas encore été lancé officiellement.

A 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. »

B durée de fonctionnement de 50 ans(p233)

p229 : « aux investissements précédemment énumérés concernant les investissements de maintenance et la construction des EPR de remplacement, il faudrait ajouter le coût du prolongement des recherches et développement pour la 4ème génération, notamment le financement du pilote d'ASTRID aux alentours de 2020, s'il est donné suite à ce projet, et la réalisation de la phase industrielle ultérieure. Aucun de ces projets, probablement coûteux, n'est chiffrable à l'heure actuelle. »

C « arrêt du retraitement » (p229)

p229 : « L'arrêt du retraitement des combustibles usés UNE impliquerait par ailleurs de les stocker directement¹⁹¹. Au 31 décembre 2010, il existe déjà un stock de 16 540 tonnes de combustibles usés UNE. S'y ajouteraient les assemblages irradiés à compter de cette date. Il est généralement admis que le coût du stockage direct dans l'argile est environ deux fois plus élevé que le stockage après retraitement¹⁹². Ce surcoût concernerait essentiellement EDF, principal producteur de combustibles usés. Il imposerait également la construction de nouvelles piscines d'entreposage, car le flux net de combustibles usés serait alors multiplié par 6 (1 200 tonnes par an contre 200 aujourd'hui). »

D « sans 4^{ème} génération »

p230 : « Ce scénario aurait un impact majeur en termes de stratégie de gestion du combustible puisque dans ce cas, l'immense majorité de l'uranium 238 (99,3 % du minerai) pourrait être considérée comme un déchet à plus ou moins longue échéance. En particulier,

cela influencerait l'équilibre économique des mines et de la fonction d'enrichissement, puisque l'uranium appauvri produit par ces activités acquerrait dès lors une valeur négative. En termes de provisions liées à la gestion du combustible usé, ce scénario n'aurait pas d'influence à moyen terme, car le calcul des provisions est déjà basé sur un stockage sans retraitement des combustibles URE et MOX usés, donc sur l'hypothèse de l'absence de 4ème génération.

Mais, au-delà de la dimension comptable, en matière de gestion des déchets, il faudrait « réellement » stocker directement du MOX usé dans le futur centre de stockage géologique profond. La provision constituée à cet effet par EDF, d'un montant brut de 6,3 Md€2010, repose sur des hypothèses fragiles. Le projet de centre de stockage profond n'étant à l'heure actuelle pas conçu pour recevoir du MOX usé, il n'est pas possible de savoir si cette provision serait suffisante pour couvrir effectivement le surcoût lié au stockage direct du MOX usé, suite à l'abandon d'une 4ème génération de réacteurs. »

p232 (CCL): **« Il serait prudent de travailler à des solutions alternatives, au cas où l'hypothèse de la 4ème 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. »**

EXTERNALITES :

A partir de la p234 : Les effets sur l'environnement et la santé sont évoqués et pas du tout détaillé. Il y a des coûts externes liés à des effets positifs (réchauffement climatique) et négatif (impact sur la santé) difficilement chiffrable. Ce passage ne présente pas un grand intérêt.

p236 : *« Ainsi, s'il est indubitable que la production nucléaire est faiblement émettrice de gaz à effet de serre, ce qui constitue une externalité positive, le calcul de la valeur de ses émissions se présente sous la forme d'un coût supplémentaire (certes faible) et qui repose sur le choix d'un coût de la tonne de CO2 qui n'est pas évident dans l'absolu.*

(...)

Comme toute activité industrielle, la production électronucléaire provoque des rejets divers dans l'eau et dans l'air.

(...)

Dans ce cas également, les valeurs brutes ont peu d'intérêt, d'autres modes de production d'électricité, à base de charbon et de fioul notamment, étant beaucoup plus polluantes, en particulier du fait de leurs émissions d'oxydes d'azote ou de soufre, responsables des pluies acides, de phénomènes d'eutrophisation ou de création d'ozone au niveau du sol.

(...)

D'autres formes de production d'électricité, notamment la production d'hydroélectricité, ont des impacts notables sur le milieu aquatique, variables selon les installations et leur localisation.

(...)

l'impact des faibles doses, conséquences des rejets mentionnés cidessus, pour les populations qui vivent aux abords des installations nucléaires (y compris des mines). Bien qu'elle soit loin

de sous estimer les aspects humains très lourds de cette question, la Cour des comptes n'a pas de compétence pour trancher entre les spécialistes qui s'opposent régulièrement sur ce sujet, à propos de la corrélation entre le voisinage des centrales et les taux de leucémie et de cancer, sujets d'étude notamment des chercheurs de l'INSERM ;»

p238-239 : « Ainsi la loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique indique que celle-ci « repose sur un service public de l'énergie qui garantit l'indépendance stratégique de la nation et favorise sa compétitivité économique [...]. Cette politique vise à :

Cette politique vise à :

- contribuer à l'indépendance énergétique nationale et garantir la sécurité d'approvisionnement ;*
- assurer un prix compétitif de l'énergie ;*
- préserver la santé humaine et l'environnement, en particulier en luttant contre l'aggravation de l'effet de serre ;*
- garantir la cohésion sociale et territoriale en assurant l'accès à tous à l'énergie ».*

RISQUES NUCLEAIRES ET ASSURANCE

p241 : « 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 assureurs 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. »

p241 : « On peut noter toutefois que l'AIEA a cherché à évaluer le coût de l'accident de Tchernobyl, qui s'élèverait à plusieurs centaines de milliards de dollars»

p242 : « L'IRSN a entrepris une démarche d'évaluation d'un scénario (estimation du coût d'une catastrophe nucléaire)

Ces travaux de recherche doivent encore être confortés scientifiquement. Ils estiment le coût des dégâts à un ordre de grandeur qui pourrait atteindre 70 Md€

p244 : « Les caractéristiques du risque nucléaire, probabilité très faible mais conséquences pouvant être de nature catastrophique, expliquent que la responsabilité de l'exploitant nucléaire soit plafonnée afin de permettre d'assurer une responsabilité civile limitée, qui en contrepartie est mise en jeu automatiquement sans qu'il soit besoin de démontrer la faute de l'exploitant. »

p253 : « Les dispositions principales de la loi de 1968, modifiée par la loi n° 90 - 488 du 16 juin 1990, portent sur les points suivants :

- le montant maximum de la responsabilité de l'exploitant est porté à 91,5 M€ par accident survenant sur une installation nucléaire et limité à 22,9 M€ lorsque l'accident concerne une installation à risque réduit ou le transport de substances nucléaires ;*

- au-delà de ce montant à la charge de l'exploitant, l'Etat prend en charge les indemnités restantes dues aux victimes dans les conditions et limites prévues par la convention complémentaire de Bruxelles, à savoir dans un plafond de 345 M€.
- tout exploitant nucléaire doit détenir et maintenir une assurance ou une autre garantie financière agréée par le ministre de l'économie et des finances, à concurrence, par accident, du montant de sa responsabilité. En cas de défaillance, l'Etat se porte subsidiairement garant pour la réparation des dommages à concurrence du montant maximum de 91,5 M€ ;
- si les montants garantis sont insuffisants pour réparer les dommages, ou risquent de l'être, un décret en conseil des ministres, publié six mois au plus tard après l'accident, devra constater la situation exceptionnelle qui en résulte et fixer les modalités de répartition, prévoyant une indemnisation prioritaire des dommages corporels ; »

p264 : « Dans le dispositif actuel, l'Etat pourrait être conduit à indemniser des dommages au-delà du plafond de responsabilité, au demeurant très bas, des exploitants nucléaires. La garantie de ce risque est actuellement gratuite. L'évaluation de son coût peut être approchée mais demeure très incertaine. Par ailleurs, certaines extensions de responsabilité prévues par les protocoles de 2004 pourraient ne pas pouvoir être couvertes par le marché de l'assurance. L'Etat devrait alors se substituer au marché défaillant ce qui poserait le problème de la rémunération de cette couverture.

En tout état de cause, l'Etat reste in fine le garant ultime de la prise en charge du coût des réparations d'un dommage nucléaire, comme cela peut arriver pour d'autres sinistres relatifs à d'autres industries ou d'origine naturelle. »

CONCLUSION GENERALE

p278 : « La Cour fait donc deux recommandations en matière de gestion à long terme des déchets :

- elle souhaite que soit rapidement fixé le nouveau devis sur le coût du stockage géologique profond, de la manière la plus réaliste possible, c'est-à-dire en tenant compte des résultats des recherches menées sur ce sujet mais sans anticiper sur leurs résultats, et dans le respect des décisions de l'ASN, seule autorité compétente pour se prononcer sur le niveau de sûreté de ce centre de stockage ;
- elle demande à ce que soit chiffré, dans le cadre de ce nouveau devis, le coût d'un éventuel stockage direct du MOX et de l'URE produits chaque année et que cette hypothèse soit prise en compte dans les travaux futurs de dimensionnement du centre de stockage géologique profond.»