

LA GAZETTE NUCLEAIRE

Prix : 5 € • Abonnement (1 an) :
France : 23 €
Étranger : 28 €
Soutien : à partir de 28 €

Publication du groupement
de Scientifiques pour l'Information
sur l'Énergie Nucléaire
(GSIEN)

36^e année (2012)
ISSN 0153-7431
Trimestriel
Février 2012

263

FUKUSHIMA S'INVITE DANS LE DÉBAT ÉNERGÉTIQUE

La Gazette est dédiée à ROGER BELBEOCH, compagnon de lutte et longtemps rédacteur d'articles pour la gazette.

Roger a inlassablement combattu le nucléaire: il le jugeait trop dangereux aussi bien au plan des libertés que, dans ses réalisations. Il jugeait aussi que les conséquences potentielles d'un accident sont telles qu'il est impensable de continuer: l'accident étant inéluctable, il fallait banir le nucléaire. Bien évidemment il avait bâti avec Bella des scénarios permettant une sortie suffisamment rapide, permettant la transition avec le recours à une panoplie complète d'autres énergies, en particulier le charbon qui permettait une sortie plus rapide.

Toujours avec Bella, Roger a écrit pour la gazette des articles très fouillés sur les mineurs d'uranium. Ils ont également suivi la catastrophe de Tchernobyl aussi bien au plan technique que sanitaire. En ce qui concerne le nucléaire français, les gazettes sur les fissures découvertes à Fessenheim ou les suites de la tempête de l'an 2000 au Blayais ont été et sont toujours des gazettes de référence.

Roger et Bella excluaient toute prolongation de la vie des réacteurs au-delà de 30 ans: ils pensaient que grâce aux centrales à charbon, il était possible d'arrêter une vingtaine de réacteurs très rapidement (notamment Fessenheim, Bugey, Dampierre, Tricastin, St Laurent, Blayais). Il fallait bien évidemment combattre avec un plan énergétique cohérent.

Roger est un homme intègre, rigoureux et son message ne sera pas oublié. Il aura malheureusement pu constater que ses craintes étaient justifiées, car Fukushima est un accident d'une ampleur jamais égalée.

Mais il aura été un peu rassuré de constater le réveil des consciences. Fukushima a montré l'importance de cette veille citoyenne, la nécessité de toujours poser des questions. Adieu Roger, mais que tous sachent que nous continuerons ton combat et que le flambeau sera repris par des jeunes motivés, ce que le GSIEN souhaite et que tu as essayé inlassablement de promouvoir en aidant de nombreux groupes à prendre leur essor.

Bien sûr ceux qui restent auront plus de mal et surtout perdre un ami est toujours une épreuve. Que Bella et toute sa famille sachent que notre amitié les accompagne dans ces moments si difficiles: Roger est dans nos mémoires et restera une grande figure des scientifiques qui se sont battus contre l'utilisation de l'atome, civil ou militaire.

Son message essentiel qui l'a guidé dans son combat est le suivant: « *Sortir du nucléaire c'est possible, avant la catastrophe. C'est avant l'accident qu'il faut agir. Après il ny a plus qu'à subir* ».

Son message a d'ailleurs été entendu par CEDRA qui a lancé « *ne plus subir, agir* ».

EDITORIAL

Fukushima a eu un effet ravageur: nul ne peut échapper à son impact. En ces jours de grand froid où la France passe des pics de consommation jamais égalés, il apparaît que cette politique « tout électrique » nous pousse sur une pente très glissante: il est temps de changer des radiateurs électriques par d'autres méthodes pour se chauffer.

Des années que nous radotons sur ce sujet: il serait bien que ceci aboutisse.

On avait peur que l'accident arrive: il est arrivé.

Quand va-t-on prendre les bonnes mesures?

L'ASN a lancé un vaste programme d'évaluation et ce sous l'impulsion gouvernementale(?). On voudrait y croire mais nos politiques se transforment en zéloteurs du nucléaire et

osent dire que les réacteurs vivront 60 ans. Heureusement que tout de même certains croient à l'obligation de sûreté et de radioprotection, ainsi qu'à la nécessité d'un environnement sain, sinon on ne ferait même pas de recherches pour rendre les stockages de déchets plus sûrs.

La Cour des Comptes s'est penchée justement sur les déchets et le démantèlement. Elle a estimé avec précision combien la construction du parc nucléaire a coûté. Bilan: « 96 milliards d'euros, soit 1,5 milliards par MegaWatt (MW) installé, contre 3,7 milliards le MW pour l'EPR, souligne La Tribune. L'ensemble des dépenses en nucléaire civil (construction, exploitation mais aussi recherche, usines

SOMMAIRE

Hommage à Roger Belbéoch	1
Éditorial	1
- lter : les coûts	2
Suite Édito	
- Le nucléaire au jour le jour (17-11-11/5-12-11 (JP Lacote)	3
- Révision distances 5 et 10 km dans les PPI	3
- Les effets de la catastrophe de Fukushima sur la santé des japonais	3
- Excès de leucémies autour des sites nucléaires français (point de vue ACRO)	4
- un horticulteur arrête ICEDA (Bugey)	4
- Fuite Tritium à Civaux	5
- Démantèlement Eurodif (avis CLIGEET)	5
- Césium dans la baie de Tokyo	8
- Tepco révélations	8
La Cour des Comptes :	
Provision et conclusion du rapport sur les coûts et annexes 10,12,14,17	9
Civaux et la fuite de tritium	25
Analyse critique du rapport Besson (B. Dessus et B. Laponche)	30
« un biologiste contre le nucléaire : Jean Rostand » livre de Jean Dubois	31

site Web : <http://resosol.org/gazette/>
e-mail : m-r.sene@wanadoo.fr

La reproduction des articles (avec référence à la Gazette) est vivement encouragée

**Abonnement - courrier
soutien financier : GSIEN
2, rue François Villon - 91400 Orsay
Fax: 01.60.14.34.96**

d'Areva, réacteurs arrêtés) s'élèvent à 227,8 milliards d'euros. ». Mais bien sûr dans ces coûts n'intervient pas la fin du nucléaire (démantèlement et déchets).

Première incertitude visée :

- le démantèlement : la Cour donne une estimation de 22,2 milliards d'euros. Mais alerte immédiatement « *ces chiffres doivent être regardés avec précaution, l'expérience en la matière, tant d'EDF [centrales de première génération] que du CEA ou d'Areva, ayant montré que les devis ont très généralement tendance à augmenter quand les opérations se précisent, d'autant plus que les comparaisons internationales donnent des résultats très généralement supérieurs aux estimations d'EDF.* »

Deuxième incertitude :

- le recyclage des déchets de longue durée. Selon la Cour des comptes, les provisions (c'est-à-dire les sommes que préserve une entreprise dans ses comptes pour anticiper des dépenses futures) seraient basées sur un rapport de l'Andra (datant de 2003). Un rapport dont les conclusions sont dépassées : les 15 milliards sont devenus 35 milliards. « *Il y a donc un doute manifeste sur le bon niveau des provisions d'EDF, d'Areva et du CEA* », écrit la Cour. Elle recommande que « *soit rapidement fixé le nouveau devis sur le coût de 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* »

Pire, la Cour des comptes estime qu'un autre scénario devrait être envisagé pour la gestion des déchets ; Celui qui verrait les combustibles usés (type MOX) ne pas pouvoir être retraités contrairement à ce qu'espèrent les entreprises du secteur. « *Il faudrait alors stocker en très grande profondeur ces déchets hautement dangereux.* ». Cette hypothèse n'a jamais été chiffrée. Résultat : « *Le mythe du recyclage continue de s'effondrer.* » n'hésite pas à s'alarmer La Tribune.

Troisième incertitude :

-La Cour des Comptes continue sur la problématique des coûts suite à Fukushima (aurait-elle pu introduire les diverses opérations de remises à niveau, du type couvercles de cuve, générateurs de vapeur (GV de 22 réacteurs changés sur 38 existants). De toute façon elle n'a pu estimer le coût de cette mise à niveau. EDF estime, elle, les coûts à 10 milliards, ce qui semble à l'ASN « *optimiste* ».

La Cour des Comptes, dans sa conclusion (voir plus loin) « *confirme la nécessité et l'urgence de faire réaliser (...) des audits techniques par des cabinets et des experts extérieurs.* »

Quant aux coûts des divers stockages la Cour des Comptes devra revenir...

COMMUNIQUÉ DE PRESSE Strasbourg, le 13 décembre 2011 ITER Fusion nucléaire

C'est sans réfléchir que le PE donne son accord pour un financement supplémentaire à ITER.

Le Parlement européen vient d'approuver un accord entre le PE et le Conseil qui autorise un fond supplémentaire de 1,3 milliard d'euros au projet de fusion nucléaire ITER. Ce fond sera prélevé sur le budget de l'UE pour la période 2012-2013. Ce compromis a été rejeté par le Groupe des Verts/ALE qui considère qu'aucun financement public ne devrait être consacré au projet ITER.

Réagissant à l'issue du vote, Michèle RIVASI, membre de la commission de la Recherche et de l'industrie a estimé que :

« Le projet ITER fait partie de ces éléphants blancs qui font rêver les politiciens : ils refusent dès lors tout esprit critique qui remettrait en cause des technologies dont ils n'ont aucune connaissance. Pourtant, de nombreuses thèses de chercheurs spécialisés dans la fusion par confinement magnétique alertent sur les dangereux phénomènes de disruption (explosion) qui pourraient avoir lieu dans les tokamaks, depuis des décennies.

Mais personne au Parlement européen sait ce qu'est un tokamak ou même une disruption, et ne souhaite pour autant s'y intéresser. Pourtant ce prototype fonctionnera avec des substances radioactives dangereuses qui représentent un risque non négligeable en cas d'accident. Autre révélation troublante : ce projet international à 15 milliards ne bénéficie d'aucune assurance. Qui paiera en cas de catastrophe ? Cette irresponsabilité est grave d'autant plus que le site de Cadarache cumule les risques : qu'on arrête de répéter que les leçons de Fukushima ont été intégrées ! »

François ALFONSI, membre de la commission du budget a pour sa part souligné que : « *Aujourd'hui, la droite et les socialistes européens ont décidé de poursuivre avec le financement du programme ITER pour 1,3 milliards euros pour 2012 et 2013 dont 360 millions qui devront être trouvés dans le budget 2013. Les programmes de recherche et de développement, notamment dans le secteur des énergies vertes, sont en grand danger pour l'année prochaine et le vote d'une résolution unilatérale par 6 Etats membres, dont la France, ne préfigure rien de bon.*

L'orgueil des Etats qui s'obstinent à financer ITER est simplement inacceptable. Il empêche ces derniers, et en premier lieu Paris, de penser une autre politique énergétique en Europe après la catastrophe Fukushima. »

Contact : Isabelle Zerrouk, attachée de presse
Verts/ALE au Parlement Européen
Site internet : www.greens-efa.org

Il est Clair que nous sommes à un tournant : Fukushima a un effet électrochoc, mais ne rêvons pas. Three Miles Island et Tchernobyl ont eu le même effet et on a vite oublié. En fait pas vraiment car finalement le nombre de réacteurs n'a pas explosé (!!) autant qu'on essaie de nous le faire croire.

Il n'en reste pas moins que, même avec des demandes techniquement infaisables ou du moins difficilement réalisables du genre épaissir un radier (la partie béton qui se trouve sous un réacteur), il n'y a toujours pas de décision d'arrêt. Or il est certain que les 8 premiers réacteurs ont soit des radiers trop minces, doit des radiers alvéolaires remplis de sable DONC IL FAUT LES ARRÊTER ASSEZ RAPIDEMENT (au moins avant 5 ans et ils auront leur 35 ans, ce qui est largement suffisant compte tenu des incertitudes). En effet, des études récentes sur l'évolution des aciers sous irradiation soulignent les faiblesses des études et le manque de robustesse des études antérieures. Il est impensable d'aller à l'accident. La France a toujours eu de la chance grâce à ses contrôleurs et des agents EDF de qualité. Malheureusement EDF a choisi le recours massif à des entreprises extérieures : ce serait possible si elle ne choisissait pas en le moins disant. Ces choix la conduisent à récuser des firmes travaillant depuis plus de 20 ans dans le secteur, des firmes qui ont formé du personnel, contre des boîtes beaucoup moins solides.

Ceci conduit à stresser le personnel EDF et intérimaires qui ne parvient plus à travailler correctement.

Les humains sont indispensables à la machine. Ils sont les seuls à pouvoir reprendre la main si un ordinateur se plante ou si une électronique se met en panne. Mais pour cela ils doivent être formés et être écoutés quand ils signalent des écarts. Or la tendance est foncer dans le brouillard : attention si on tue la poule on a plus d'œufs...

Quant aux coûts la Cour des Comptes est très circonspecte sur leur réalité actuelle. Il y a une fuite en avant facile : l'Agence qui devait vérifier les avoirs vient tout juste d'être nommée et de toute façon, elle ne s'est pas encore réunie. Or les divers exploitants ont déjà négocié des ralentissements et des aménagements. En effet, ces fonds sont prévus jusqu'à un horizon 2025, ce qui n'est pas gérable et de surcroît on ne peut rien extrapoler sur 100ans et plus.

Nous avons du boulot...

L'AG du GSIEN s'est très bien passée, nous en reparlerons car nous pensons que le démantèlement est un sujet très important et nous allons en faire une analyse fouillée.

Bonne lecture à tous et merci de vos réabonnements. J'ai parfois un peu tardé pour encaisser les chèques : ne m'en veuillez pas.

Et merci aussi de toutes vos nouvelles que j'essaie de relayer.

Bon courage à tous.

Suite EDITO

PPI de Dampierre-PPI de Fessenheim-PPI de Saclay, la même question est soulevée sur le périmètre des 10 km.

À cette distance, des communes ont une partie du territoire qui est concerné, mais le bourg étant

hors périmètre, ceux -ci sont exclus du plan d'urgence.

Pour exemple, prenons Dampierre :

-une commune a un hameau pris en considération, mais le bourg est hors zone, comment expliquer aux habitants qu'ils devraient être évacués, en cas d'accident, et en poussant le ridicule à l'ex-

trême les accueillir dans le gymnase situé à quelques encablures de leur résidence.

-Une autre commune a des habitations qui sont dans le périmètre des 10 km et ne sont pas prises en compte dans le PPI, le bourg étant à 13 km.

Cette anomalie ne peut-être modifiée qu'au niveau national, donc ANCLI.

Pouvons-nous demander que toute commune, ayant une partie ledit dit périmètre soit éligible dans le PPI ? Afin de pouvoir participer à l'élaboration du PPI et aux décisions locales.

Cela mettra tous les administrés au même niveau.

Cette question des 5 et 10 km doit impérativement être revue.

En effet, ces distances ont été actées dans les années 1970 et jamais revues. or tous les accidents ont démontré que ces distances ne sont pas cohérentes avec les rejets possibles.

Demandez tous une révision de ces distances « tabou ».

NUCLÉAIRE AU JOUR LE JOUR

17 novembre - Selon l'IRSN qui a publié un rapport ce jour-là, plusieurs centrales françaises doivent rapidement procéder à des modifications des installations. Notamment en ce qui concerne les réserves d'eau pas assez importantes en cas de problèmes sur les générateurs à vapeur. Idem pour des systèmes de tuyauteries risquant de se briser en cas de séisme. *«Ce sont des petites fautes mais qui pourraient avoir des conséquences énormes»* a dit en substance Jacques Repussard directeur de l'IRSN. Concernant les séismes, l'IRSN demande de tenir compte dans les calculs des secousses les plus importantes dans l'état actuel des connaissances, faisant référence au séisme de 1356 de Bâle qui avait servi de base pour les calculs de Fessenheim. (Badische Zeitung)

18 novembre - Une réunion de la Commission Locale d'Information et de Sécurité (CLIS) a lieu ce jour à la Préfecture du Haut-Rhin.

18 novembre - Depuis l'accident nucléaire de Fukushima, les autorités japonaises tentent d'évaluer le coût de la décontamination de la zone interdite de 20 km autour de la centrale. Le directeur du centre radio-isotope de l'université de Tokyo estime quant à lui que *«l'État japonais a très mal évalué les moyens pour cela»* et que dans certaines zones les 50.000 personnes évacuées autour du mal à s'y réinstaller. *«Le retour sera impossible avant des décennies...»*.

19 novembre - Dans une interview parue dans les DNA du 19 novembre sous la plume de notre confrère Elodie Bécu, Jean Marc Jancovici, ingénieur spécialiste des questions d'énergie et de climat et défenseur de l'énergie nucléaire est catégorique : *«arrêter le nucléaire est plus risqué que de continuer»*. Il devait débattre le lundi 21 avec Jean-Marie Brom directeur de recherche au CNRS et porte-parole du réseau *«Sortir du nucléaire»* dans le cadre des Rendez-vous citoyens du climat organisés à Strasbourg par l'association *«Objectif Climat»*.

20 novembre - Remis en route le 6 novembre, le réacteur n°1 de Fessenheim a été mis à l'arrêt ce jour pour une intervention sur une tuyauterie sur la partie non nucléaire de l'installation. Le réacteur n° 2 est arrêté depuis début avril pour subir sa troisième visite décennale.

22 novembre - Eric Besson ministre de l'Industrie a affirmé que l'avenir de la centrale nucléaire de Fessenheim sera tranché par l'ASN. Sa collègue Nathalie Kosciusko-Morizet ministre de l'écologie a, quant à elle, estimé que le réacteur n°1 de Fessenheim était apte à être exploité dix années supplémentaires mais *« ne vaut pas prolongation »*. Selon elle *«toute décision du gouvernement devra intégrer aussi l'audit post-Fukushima»*. (Le Monde).

22 novembre - TEPCO, la compagnie exploi-

tante du site de Fukushima a du mal à indemniser les quelque 160.000 victimes qui attendent toujours. En cause une paperasserie sans nom et des difficultés financières compensées en partie par des aides de l'État japonais. À la date du 18 novembre, un millier de personnes ont été entièrement dédommagées pour une somme de 336 millions d'euros.

23 novembre - Le 13e et dernier convoi de déchets nucléaires à destination de l'Allemagne et le site d'enfouissement *«provisoire»* de Gorleben a quitté vers 16h le terminal du groupe AREVA de Valognes. Des violents affrontements ont eu lieu entre les CRS et les militants antinucléaires déterminés à bloquer le train. Sans succès, mais en provoquant des retards considérables sur l'ensemble du trajet. Le train a passé la frontière allemande le 25 novembre dans la matinée où il était attendu sur le parcours allemand par des milliers de manifestants qui ont tout fait pour gêner la progression des onze wagons *«Castor»* (Cask for Storage and Transportation of Radioactive Material). Tout au long du parcours il y eut des échauffourées entre manifestants et plus de 20.000 policiers. Le convoi est enfin arrivé à Dannenberg après 92 heures de marche. Les 11 conteneurs ont été transbordés sur des camions pour les 20 derniers kilomètres jusqu'au site d'enfouissement où ils sont arrivés le 28 novembre en début de soirée.

26 novembre - Une réunion organisée par les associations *«Stop transports-Halte au nucléaire, CSFR et Stop Fessenheim»* a eu lieu à Strasbourg contre la poursuite de l'exploitation nucléaire en Alsace. Un *«appel solennel au Président de la République»* a été signé par 422 élus alsaciens. D'autre part 55 communes françaises, 68 communes allemandes et 43 communes suisses ont officiellement dit non à la prolongation de la centrale de Fessenheim et oui à sa fermeture immédiate. (DNA).

5 décembre - La centrale nucléaire de Nogent-sur-Seine dans l'Aube a fait l'objet d'une intrusion par neuf membres de Greenpeace qui ont réussi à déployer une banderole. Deux autres militants ont réussi à s'introduire dans les installations de la centrale de Cruas (Ardèche). Tous ont été arrêtés. Reste que selon Greenpeace, la preuve est faite : *«les installations nucléaires françaises sont vulnérables à une intrusion humaine»*.

Les effets de la catastrophe de Fukushima sur la santé

Par Pierre Fetet

Depuis le début de la catastrophe de Fukushima, Pierre Fetet tient un blog où il recense les témoignages de la population japonaise. 9 mois après la catastrophe, la situation semble alarmante.

Extraits.

Les mères de Fukushima avaient alerté le monde dès le mois de juin : les enfants avaient des saignements de nez, des diarrhées, de la toux, des thyroïdes enflées... Elles n'ont eu cesse d'informer et d'agir pour que tous les enfants soient évacués de la région de Fukushima. Encore dernièrement, elles se sont mobilisées à Tokyo pour sensibiliser la population, mais en vain pour l'instant. Pourtant, l'actualité semble leur donner raison. Un grand nombre d'informations convergentes indiquent que, suite à la catastrophe nucléaire, l'état général de la santé des Japonais vivant dans une vaste région correspondant au

moins à 8 % du Japon est en train de se dégrader.

Tweet d'un habitant d'Ibaraki : *«Je travaille dans un hôpital d'Ibaraki. Il y a eu des patients avec des saignements de nez perpétuels en avril. Il y en a eu sans raison avec de la diarrhée et de la fièvre en juillet. Maintenant même les membres du personnel de l'hôpital souffrent de diarrhée sans raison...Ça commence à craindre.»* Tweet d'un habitant de Fukushima : *«Mon ami vit à Iwakashi. Il vient finalement de commencer à avoir de l'hématurie (sang dans les urines). Mes petits enfants ont des saignements de nez. Ils ne peuvent évacuer parce qu'ils n'ont pas assez d'argent.»*

Même si ces tweets n'ont aucune valeur statistique, ils se rencontrent de plus en plus souvent et sont à mettre en relation avec l'augmentation de certaines pathologies, visible sur des graphiques mis en ligne par le gouvernement japonais : conjonctivites, pneumonies, et diverses autres maladies sont en nette augmentation en 2011.

(...)

On avait déjà remarqué chez les enfants de Fukushima que leur thyroïde avait été affectée. Un groupe de chercheurs, sous la direction du Professeur Satoshi Tashiro de l'Université de Hiroshima, avait contrôlé la glande thyroïde de 1149 enfants de la préfecture juste après l'accident, en mars, de la centrale nucléaire. De l'iode 131 avait été détecté chez environ la moitié des enfants. Les enfants, que l'on a affublés de dosimètres, semblent ainsi être devenus des sujets de recherche ! Chez les jeunes évacués, on avait aussi remarqué des dysfonctionnements de la glande thyroïde. Plus au sud, dans la préfecture de Gunma, 80 % des patients atteints de problèmes thyroïdiens voient aujourd'hui leur état s'aggraver. Devant l'inquiétude et la pression des parents, une étude à grande échelle sur les problèmes de thyroïde a commencé le 10 octobre : 360 000 enfants de la région de Fukushima seront suivis de manière régulière tout au long de leur vie.

D'autres anomalies ont été remarquées pour ces enfants vivant en zone contaminée comme la perte de poids, le ralentissement ou l'arrêt de la croissance et même des attaques cardiaques, ce qui peut être mis en lien avec la grande toxicité du césium-137. L'ACRO, laboratoire français, a aussi fait des mises en garde à plusieurs reprises, à partir d'analyses effectuées sur l'urine des enfants de Fukushima : 100% des prélèvements révèlent la présence des césiums radioactifs. Ainsi, plus de 4 mois après les rejets massifs de radioactivité dans l'environnement, ils étaient toujours contaminés alors que leurs parents font des efforts pour limiter cette contamination interne. Il est fort probable que cela est dû à la nourriture.

Et pourtant, cette nourriture contaminée, on la vante et on en fait la promotion pour ne pas laisser tomber la région de Fukushima et son économie agricole. Mais... un présentateur vedette de la télévision japonaise, Norikazu Otsuka, qui mangeait des produits irradiés devant les caméras *« pour montrer leur innocuité »*, a dernièrement été diagnostiqué par son médecin comme ayant contracté une leucémie aiguë.

L'empereur du Japon hospitalisé

Un autre promoteur et consommateur des légumes de Fukushima, l'empereur du Japon lui-même, vient également d'être hospitalisé, ainsi que deux autres membres de sa famille. Akihito souffre d'une pneumonie, la princesse Aiko a contracté une Mycoplasma pneumoniae, et la princesse Masako serait victime de fièvre et de

toux : ils ont tous les trois des symptômes communs. Or la pneumonie, nous l'avons vu, est une maladie qui augmente fortement au Japon cette année ; Takeo Nishioka, Président de la Chambre des conseillers de la Diète du Japon est d'ailleurs décédé d'une pneumonie le 5 novembre 2011 à l'âge de 75 ans. Même si les cas de l'empereur et de sa famille n'auront pas forcément la même issue, on peut s'interroger sur ces cas à répétition. En avril, on tentait d'expliquer l'augmentation des cas de pneumonies dans la région de Tohoku par l'ingestion d'eau de mer : au moins 11 personnes étaient mortes de pneumonie et environ 150 avaient été hospitalisés dans la préfecture de Miyagi, le nombre de patients étant de cinq à six fois plus élevé que d'habitude. Mais aujourd'hui, comment expliquer cette augmentation ? Comme pour Tchernobyl, il est probable que les radionucléides, en contamination interne, provoquent ces maladies respiratoires.

Le problème, ce sont ces irresponsables qui se bousculent à la télévision japonaise pour faire croire aux gens que la situation n'est pas grave. Ainsi, d'après plusieurs scientifiques médiatisés, le plutonium ne serait pas si dangereux. La radioprotection pour tous n'est pas un concept avancé au Japon. Et la population, quand elle ne s'organise pas de manière autonome, en fait les frais. Une télévision alternative, OurPlanet-TV, informe de manière indépendante en diffusant des émissions sur le sujet même de la santé. Par exemple, en juillet dernier, l'émission ContAct a invité Mika Noro, présidente de l'association "Le pont pour Tchernobyl", qui a partagé son expérience : s'étant rendue au Bélarus en 1993 (pays le plus touché par les retombées radioactives de Tchernobyl), elle a éclairé avec lucidité et compétences les symptômes cliniques chez les enfants de Fukushima. Après la catastrophe de Fukushima, Our Planet-TV a lancé une enquête pour savoir si les retombées radioactives avaient eu des effets sur la santé de la population. Suite à cet appel, ils ont été amenés à étudier plus de 500 cas. Cette enquête met ainsi en évidence que la radioactivité, même à faible dose, a des effets réels sur la santé, ce qui était déjà connu par ailleurs avec la reconnaissance de l'augmentation du risque de cancer.

Dans cette vidéo sous-titrée en français, on voit entre autres le Dr Masamichi Nishio, chef du centre anti-cancéreux d'Hokkaido commenter le livre de Yablokov et Nesterenko et témoigner que la CIPR (Commission Internationale contre les rayonnements) a renoncé à étudier les effets des radiations internes car cela aurait gêné le développement de l'industrie nucléaire.

Source : <http://fukushima.over-blog.fr/>

Excès de leucémies autour des sites nucléaires français : de nouvelles données

L'ACRO souhaite attirer l'attention du public sur une nouvelle étude qui met en évidence une augmentation significative du nombre de leucémies chez les enfants vivant dans un rayon de 5km autour des centrales nucléaires françaises.

L'étude vient d'être acceptée dans un journal scientifique avec comité de lecture :

<http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/ijc.27425/abstract>

La mission principale de l'Association pour le contrôle de la radioactivité dans l'ouest (ACRO) est d'informer nos concitoyens sur les risques liés aux radiations ionisantes.

Elle le fait d'abord à partir des études qu'elle publie et des données produites par son laboratoire. Mais il est aussi de son devoir d'informer lorsque des études scientifiques, encore trop peu accessibles au grand public, paraissent et qu'elles apportent des éléments nouveaux sur les risques sanitaires suspectés en lien avec l'industrie nucléaire.

L'International Journal of Cancer, paru en ligne le 5 janvier 2012, présente une étude épidémiologique, réalisée par des chercheurs de l'Université Paris-Sud, de l'INSERM et de l'IRSN, sur le risque de leucémie de l'enfant près des centrales nucléaires françaises. Basée sur une enquête dite « GEOCAP », elle porte sur la période 2002 à 2007 et concerne les 19 sites de centrales nucléaires.

La principale information qui ressort de cette étude est que l'incidence de leucémies aiguës chez les enfants de moins de 15 ans vivant à proximité des centrales nucléaires, c'est-à-dire dans un rayon de 5 km, est pratiquement doublée (ratio de 1,9) et que cette sur-incidence de leucémies est statistiquement significative.

Il convient de souligner une avancée méthodologique - le géocodage - qui a permis d'établir la distance à l'installation avec une bien meilleure précision que dans les études précédentes.

Ces mêmes équipes de chercheurs, dans une étude antérieure portant sur la période de 1999 à 2001, avaient conclu à l'absence d'augmentation du risque de leucémies autour des sites nucléaires français.

En s'appuyant sur les doses (à la moelle osseuse) estimées par modélisation dues aux rejets radioactifs des centrales nucléaires dans l'atmosphère et leur répartition géographique (zonage établi par l'IRSN), les auteurs n'observent cependant pas d'association entre le niveau d'exposition aux radiations et le risque accru de leucémies.

Le point de vue de l'ACRO

D'autres études épidémiologiques ont, dans le passé, suggéré l'hypothèse d'une relation causale entre des risques accrus de leucémies chez l'enfant et certains sites nucléaires en Angleterre (Sellafield, Aldermaston, Burgfield), en Ecosse (Dounreay), en Allemagne (Kruemmel) et en France (usine de retraitement de La Hague).

Dans ce contexte, l'ACRO considère que cette nouvelle étude qui vient de paraître constitue un nouveau signal sanitaire important et qu'il doit être pris en compte par les autorités.

Certes, nous ne cherchons pas à masquer l'existence d'autres études épidémiologiques qui ont conclu à l'absence de relation entre les risques de cancers et la proximité d'un site nucléaire.

Pour autant, les doutes que l'ACRO a pu exprimer dans le passé restent plus que jamais intacts et il nous semble important que des études soient poursuivies et ce, dans plusieurs directions :

1 – Tout d'abord, il est essentiel d'élargir le travail effectué ici à l'ensemble des installations nucléaires, au-delà des seuls réacteurs, en particulier à des sites de la chaîne du combustible dont les rejets dans l'environnement sont plus importants. Par ailleurs, il convient de prendre en compte toutes les voies d'atteinte du public et non les seuls rejets atmosphériques (dont les retombées sont plus faciles à cerner).

2 – Bien des études en matière d'épidémiologie pèchent dans leurs objectifs par défaut de puissance statistique. Il est donc capital d'aller vers de grandes enquêtes d'envergure internationale, ce qui demande au préalable d'harmoniser les outils

méthodologiques. L'ACRO rappelle que c'est cette démarche qui, avant 2005, a permis d'établir plus formellement la relation entre cancer du poumon et radon domestique.

3 – D'autres études doivent permettre d'approfondir les connaissances concernant les effets biologiques des faibles doses. Si les données acquises à partir du suivi des survivants de Hiroshima-Nagasaki ont permis d'asseoir très largement le système actuel de radioprotection, il est insuffisant pour apprécier les effets des faibles doses. L'accroissement très important ces vingt dernières années des doses délivrées à des fins médicales doit être mieux exploré, notamment chez les enfants.

4 – la recherche des facteurs étiologiques (causes possibles) doit être renforcée et, au-delà de l'enfant jeune, porter également sur les expositions lors de la grossesse. Une attention particulière doit aussi être apportée aux effets combinés de divers agents toxiques. L'apparition d'un cancer est le résultat d'un processus en plusieurs étapes et, si les radiations sont connues pour être des agents initiateurs (altération du génome), d'autres toxiques (notamment chimiques) sont connus pour être des agents promoteurs c'est-à-dire qu'ils potentialisent l'action des radiations.

En conclusion, l'ACRO rappelle que, depuis près d'un siècle, c'est l'évolution des connaissances scientifiques qui ont conduit à la réévaluation régulière et toujours à la hausse du risque induit par les radiations ionisantes. Depuis 1928, les recommandations concernant les limites d'exposition ont été réduites par un facteur 30. Cela se poursuit actuellement avec la réévaluation du risque lié au radon et du risque de cataracte radio-induite. Nous considérons qu'aujourd'hui, un nouvel abaissement généralisé des limites réglementaires, tant pour les travailleurs que pour le public, est à l'ordre du jour.

Contact :

ACRO -138 Rue de l'Église – 14200 HEROUVILLE SAINT CLAIR

Tél : 02 31 94 35 34

Site Internet : www.acro.eu.org

Courriel : acro@acro.eu.org

(La gazette des communes, 10 janvier 2012)

EDF suspend les travaux du centre du Bugey après décision de justice

Electricité de France (EDF) a décidé de suspendre les travaux de construction d'un site de stockage de déchets à Bugey (Ain) après une décision du tribunal administratif de Lyon d'annuler le permis de construire, a-t-on appris vendredi 6 janvier 2011 auprès du groupe.

« EDF a pris connaissance de la décision du tribunal administratif et suspend les travaux », a déclaré un porte-parole d'EDF. Le groupe construit une installation temporaire, appelée ICEDA (Installation de conditionnement et d'entreposage de déchets activés), sur le site du Bugey, qui doit permettre de conditionner et d'entreposer, à partir de fin 2013-début 2014 une partie des déchets issus des neuf réacteurs EDF (dont Bugey-1) en cours de déconstruction.

Travaux démarrés en 2010 - Le permis de construire de l'ICEDA, annulé par le tribunal administratif de Lyon, avait été accordé le 22 février 2010 par le préfet de l'Ain. Deux mois plus tard, le Premier ministre François Fillon

avait signé le décret autorisant la création de cette installation, dont les travaux ont démarré à l'été 2010.

L'objectif d'EDF est d'y entreposer les déchets issus des neuf réacteurs français de première génération promis au démantèlement, soit le réacteur n°1 de la centrale voisine du Bugey (Ain), ainsi que ceux de Brennilis (Bretagne), Saint-Laurent (Centre), Chinon (Centre), Chooz (Ardennes) et l'ex-Superphénix de Creys-Malville (Rhône-Alpes).

Plainte d'un horticulteur riverain - Le permis de construire a été attaqué par un horticulteur voisin de la centrale, qui utilise l'eau tiède pour tempérer ses serres, qui refuse de vivre à côté d'un site de déchets nucléaires.

Après une audience début décembre, le tribunal administratif de Lyon lui a donné raison en jugeant le permis de construire non conforme au plan local d'urbanisme de la commune de Saint-Vulbens, qui interdit les occupations du sol « non liées » et « nécessaires » au fonctionnement de la centrale.

Fuites de tritium à la centrale nucléaire de Civaux

Information ou désinformation ?

Communiqué de Sortir du Nucléaire 86

Le 18 janvier 2012, EDF annonçait une pollution au tritium de la nappe phréatique située sous la centrale nucléaire de Civaux. Et le service de communication d'EDF d'annoncer que « l'eau de cette nappe phréatique ne fait l'objet d'aucun usage direct, ni pour l'eau potable ni pour les besoins agricoles ». Comme pour le nuage radioactif de Tchernobyl qui s'est arrêté à la frontière française, EDF tente de nous faire croire que l'eau polluée est piégée dans la nappe sous la Centrale. Dès le 19 janvier, EELV avait protesté vigoureusement en rappelant que les nappes phréatiques ne sont pas des lieux étanches et qu'elles participent à alimenter cours d'eau et autres nappes. Le rapport d'inspection de l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) vient de le rappeler en précisant que « le sens d'écoulement de la nappe d'eau souterraine concernée par la pollution est orienté vers la Vienne », rivière servant à l'alimentation en eau potable de la ville de Châtellerault.

L'art de faire croire que l'eau polluée est potable.

Le 13 janvier 2012, un prélèvement réalisé dans la nappe phréatique a relevé « une concentration en tritium de 540 becquerellitre (Bq/l) » alors qu'elle aurait dû être 8, soit 67,5 fois la normale. EDF se veut une fois de plus rassurante en indiquant que « cette concentration en tritium de 540 Bq/l représente l'équivalent de la radioactivité naturelle intégrée par une personne séjournant pendant un mois à 1500 m d'altitude (Briançon) et est quinze fois inférieure au seuil de potabilité de l'eau fixé à 10000 Bq/l par l'Organisation mondiale de la santé (OMS) » ! EDF oublie simplement d'indiquer que la valeur de référence des recommandations de l'Union européenne est fixée à 100 Bq/litre et que la valeur définie par l'OMS ne s'applique pas en France !

Combien de gouttes dans une flaque ?

Dès le 3 janvier, un agent avait relevé un taux de radioactivité anormalement élevé au niveau de bassins de rétention des effluents radioactifs. Il est particulièrement inquiétant de constater qu'il a fallu quinze jours pour localiser la (ou

les) fuites et que l'Agence Régionale de la Santé (ARS ancienne DDASS) n'avait même pas été prévenue, le 17 janvier, au moment de l'inspection de l'ASN. Que se serait-il passé si ces fuites s'étaient déroulées il y a seulement trois mois. Les débits de la Vienne et les niveaux des nappes phréatiques étaient à un niveau historiquement bas pour cette période ? Une concentration de tritium plus élevée dans la nappe phréatique, une faible dilution dans la Vienne, ajouter à cela un exploitant qui met plus de quinzaine de jours à réagir, vous avez toute les chances d'obtenir un cocktail particulièrement efficace : contamination des milieux aquatiques, faune et flore, et absorption de tritium par les populations consommant l'eau de la Vienne. Le service de communication d'EDF a évoqué une fuite « au goutte à goutte » au niveau d'une vanne. Là encore, rien de grave, une seule goutte de solution de tritium utilisée parfois en laboratoire peu rendre impropre à la consommation 80 mètres cubes d'eau. Combien y avait-il de gouttes dans les flaques observées par l'ASN à proximité des réservoirs de rétention ?

La concentration des gouttes était entre 10 et 18 millions de Bq/l (source EDF)

La CLI, un bassin de rétention de l'information ?

La Commission Locale d'Information de Civaux (CLI) « a été créée par arrêté préfectoral le 17 décembre 1981 dans l'objectif d'informer la population sur le fonctionnement de la centrale de Civaux et son impact sur l'environnement », du moins selon son site. Le président de la CLI n'a été informé des fuites de tritium que le 16 janvier – soit 3 jours après la Préfecture –, mais n'a pas diffusé immédiatement cette information et alerté les autres membres de cette Commission. Ces derniers n'ont appris l'existence de cette pollution que deux jours plus tard, c'est-à-dire en même temps que le public, à croire que la CLI est plus étanche qu'un bassin de rétention d'effluents radioactifs.

Des défaillances graves et un manque de formation du personnel.

L'inspection de l'ASN a révélé que les réservoirs destinés à recevoir des effluents radioactifs présentaient de nombreux cloques, écaillages... permettant au tritium de traverser le béton. L'ASN a également constaté, aussi bien à l'extérieur qu'à l'intérieur des réservoirs, des colmatages de fortune avaient été réalisés à l'aide de « mastics ou de gels de silicone ». L'état de ces réservoirs est inquiétant surtout dans l'une des centrales les plus récentes de l'hexagone.

Ces événements se déroulent au moment où Jean-Paul Joly, le directeur de la centrale de Civaux, est jugé à Charleville-Mézières pour harcèlement envers 7 employés de la centrale nucléaire de Chooz (Ardennes). Il en était alors le directeur. Il est défendu par Jean-Pierre Mignard, également avocat d'EDF dans l'affaire de l'intrusion des militants de Greenpeace dans la centrale de Nogent-sur-Seine. Dans son réquisitoire, maître Mignard a qualifié Greenpeace d'organisation qui « cherche à faire peur à la population ». Il est clair que ce n'est pas la ligne d'EDF qui se veut rassurante, surtout en cas de pollution environnementale. Pourtant EDF ne nous doit-elle pas plus que la lumière ?

(Voir ci-après le dossier Civaux)

AVIS de la CLIGEET - 10-02-2012

Demande de modification de décret EURODIF du 8 sep 1977

Réalisation des opérations « fin de vie de Georges Besse 1 (Eurodif) » Maîtrise des impacts environnementaux

I. Contexte et cadre réglementaire de la demande d'avis

A. Objet de la demande d'avis

La société EURODIF-Production, filiale d'AREVA, exploite depuis plus de 30 ans l'usine Georges BESSE d'enrichissement d'uranium par diffusion gazeuse. Cette usine est remplacée par l'usine Georges Besse II, qui fonctionne selon le principe d'enrichissement d'uranium par centrifugation. L'usine Georges Besse est donc destinée à être démantelée.

Des opérations de préparation à la mise à l'arrêt définitif vont être réalisées entre la fin de production et le démantèlement des installations. Il s'agit de l'opération Prisme (Projet de Rinçage Intensif Suivi d'une MisE à l'air). Ce projet pourrait démarrer en février 2013 et ce pour environ 3 ans. Ces opérations réalisées dans le cadre du décret de création, constituent cependant une modification notable et nécessitent une modification du présent décret d'autorisation de l'Installation Nucléaire de Base (INB) n°93, notamment une révision des autorisations de rejets.

Ces opérations entraînent l'instruction d'une demande d'autorisation auprès des ministres chargés de la sûreté nucléaire, au titre de l'article 31 du décret 2007-1557 du 2 novembre 2007.

La demande d'autorisation comprend les modifications suivantes :

- opérations liées à la fin de vie de l'usine Georges Besse, amélioration de la maîtrise des impacts environnementaux, mutualisation des moyens sur la plate-forme AREVA du Tricastin,

- modification du périmètre de l'Installation Nucléaire de Base (INB) n°93.

À noter que ces quatre points soumis à enquête publique sont indépendants les uns des autres et que seul le premier point (opérations liées à la fin de vie de l'usine Georges Besse) traite des étapes préalables au démantèlement de George Besse 1 dites projet « PRISME ».

À l'issue de cette modification du décret d'autorisation de création de l'INB n°93, EURODIF Production ne réaliserait plus d'opérations d'enrichissement et serait autorisé à réaliser les opérations listées ci-dessus.

Au titre des opérations liées à la fin de vie de l'usine Georges Besse, EURODIF Production serait principalement autorisé à macérer et mettre sous air les Usines de Diffusion Gazeuse, puis mettre en position de repli l'Annexe U et l'atelier de transfert échantillonnage DRP et enfin mettre sous surveillance les installations, dans l'attente de leur mise à l'arrêt définitif et leur démantèlement. Dans la même période, les zones périphériques aux usines de diffusion gazeuse seront dégagées en vue d'une utilisation ultérieure en phase de démantèlement.

Au titre de l'amélioration de la maîtrise des impacts environnementaux, EURODIF Production serait autorisé à réaliser les opérations de confinement hydraulique de la nappe alluviale et à rejeter une partie de ses eaux pluviales ainsi que les eaux traitées issues de la station d'épuration T600 dans le canal de Donzère Mondragon en

lieu et place de la Gaffière et de la Mayre Girarde.

Au titre de la mutualisation des moyens sur la plate-forme AREVA du site du Tricastin, EURO-DIF Production serait autorisé à réaliser des activités de réception, d'expédition et de contrôle de conteneurs UF6 et serait chargé des opérations de collecte, de tri et conditionnement de déchets industriels banals pour le compte des autres exploitants du site du Tricastin (AREVA NC, COMURHEX, FBFC, SET et SOCATRI).

Au titre de la modification du périmètre de l'INB 93, EURO-DIF Production serait autorisé à y inclure l'ICPE parc de stockage CIF3.

Pour l'ensemble de ces points, les caractéristiques des substances radioactives et chimiques mises en oeuvre dans l'installation sont inchangées.

B. Cadre réglementaire et méthode de travail

Cette demande de modifications est soumise à une enquête publique, ouverte par arrêté inter-préfectoral en date du 18 novembre 2011. Cette enquête publique s'est déroulée du 19 décembre 2011 au 20 janvier 2012. Le Préfet de la Drôme a saisi par courrier, en date du 22 novembre 2011 reçu le 25 novembre 2011, M. Didier GUILLAUME en tant que Président de la CLIGEET et du Conseil général de la Drôme pour formuler un avis sur le projet « PRISME ». À cette occasion, la préfecture a transmis l'ensemble du dossier sous forme d'un CD Rom aux services du Conseil général. Les Conseils généraux de l'Ardèche et du Vaucluse ont également été saisis par le préfet de la Drôme pour formuler un avis.

Le décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 relatif aux installations nucléaires de base et au contrôle en matière de sûreté nucléaire du transport de substances radioactives prévoit, en effet, que le Préfet consulte les Conseils généraux concernés et la commission locale d'information du site nucléaire en l'occurrence la CLIGEET.

Au cours de sa séance plénière en date du 9 décembre 2011, la CLIGEET a décidé de mettre en place un groupe de travail composé de membres de la CLIGEET volontaires. Ce groupe de travail a été chargé de préparer un avis avec le soutien technique de Mme Monique Sené du comité scientifique de l'Association Nationale des Comités et Commissions locales d'information (ANCCLI). Deux réunions de travail d'une demi-journée, chacune ont eu lieu les 13 et 26 janvier 2012. L'ensemble des membres du groupe de travail a reçu en amont de la première réunion le dossier d'enquête publique sous forme de CD Rom. La liste des personnes ayant participé à ce groupe de travail figure en annexe.

Conformément au règlement intérieur de la CLIGEET adopté le 10 juillet 2009, le bureau de la CLIGEET a approuvé la proposition d'avis préparée par le groupe de travail le 10 février 2012.

II. remarques générales

A. Conditions de consultation de la CLIGEET

Le dossier soumis à enquête publique est très volumineux : plus de 3 300 pages, ce qui rend une étude approfondie des pièces du dossier dans un temps court particulièrement difficile. De plus le dossier n'a été transmis que sous forme informatique ce qui peut rendre son étude moins facile que sous format papier.

La CLIGEET regrette que la période des vacances de Noël ait été choisie pour le déroulement de l'enquête publique. De plus, elle estime qu'une durée légale d'un mois pour cette enquête est insuffisante pour l'étude d'un dossier de cette taille. Elle estime également que des délais suffisants pour étudier les dossiers concernant les INB

et soumis à enquête publique doivent être accordés aux CLI. Les CLI devraient ainsi pouvoir disposer de ces dossiers en même temps que l'Autorité environnementale.

Cependant, la CLIGEET reconnaît le travail fait par l'exploitant pour rendre accessible ce dossier au cours de deux présentations faites en séances plénières de la CLIGEET des 8 juillet et 9 décembre 2011, présentations relativement succinctes, ainsi que lors de la première réunion du groupe de travail le 13 janvier 2012.

B. Prise en compte des conclusions relatives aux évaluations complémentaires de sûreté (ECS)

La CLIGEET note que le présent dossier soumis à enquête publique a été rédigé avant que l'ASN ne rende ses conclusions dans le cadre des ECS le 3 janvier 2012.

Or, la CLIGEET note que, concernant le risque sismique, l'ASN a rendu les conclusions suivantes figurant page 271 de son rapport sur les ECS :

« Pour l'usine **Georges Besse I**, à l'issue de l'instruction, l'ASN considère que la tenue des équipements au séisme des ateliers doit être assurée. Elle prescrira à l'exploitant de proposer des mesures compensatoires proportionnées au risque des opérations menant à l'arrêt de l'installation.

Pour les risques spécifiques associés aux opérations de préparation de mise à l'arrêt de l'installation, puis aux phases de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement, l'ASN prendra les prescriptions nécessaires à l'issue de l'instruction des demandes d'autorisation correspondantes.

Pour **Comurhex**, à l'issue de l'instruction, l'ASN considère que la tenue des équipements au séisme, notamment l'atelier de fabrication du fluor et les risques spécifiques liés aux composés chlorés et fluorés constituent des points particuliers devant être pris en compte. Cette installation relève actuellement du régime des installations classées pour la protection de l'environnement.

L'ASN proposera les prescriptions à l'Autorité compétente.

Pour **Socatrici**, à l'issue de l'instruction, l'ASN considère que la tenue des équipements au séisme, notamment le bâtiment URS constitue un point particulier devant être pris en compte. Elle formulera des demandes à ce sujet.

D'une façon générale, sur l'ensemble du site du Tricastin, l'ASN considère que la tenue au séisme des locaux de gestion de crise constitue un point particulier devant être pris en compte. Elle prendra des prescriptions à ce sujet.

Et, concernant le risque inondation, l'ASN a rendu les conclusions suivantes figurant pages 293 et 299 de son rapport sur les ECS :

« **L'usine Georges Besse I**

Le plancher de l'INB est situé au niveau 49,50 m NGFO. Aucun équipement contenant des matières radioactives n'est implanté en dessous de la cote de 53,50 m NGFO. Seuls les conteneurs d'UF6 sont susceptibles d'être atteints par une inondation. »

« Pour les installations du site du Tricastin, à l'issue de l'instruction, l'ASN considère que le risque spécifique d'inondation de l'entreposage des matières enrichies constitue un point particulier devant être pris en compte. Par ailleurs, elle considère que des actions complémentaires sont nécessaires pour que l'exploitant renforce les dispositions à prendre en cas d'inondation. Elle prendra des prescriptions à ce sujet.

En particulier, l'ASN considère qu'AREVA devra lui fournir des compléments concernant l'évaluation des marges disponibles pour les

séquences accidentelles d'inondation considérées en tenant compte de tous les aménagements réalisés sur le site susceptibles d'influer sur les hauteurs d'eau atteintes. Les différents exploitants nucléaires de la plate-forme devront également évaluer les marges disponibles pour les séquences accidentelles d'inondation considérées (rupture de barrages amont, effacement de la digue du canal de Donzère...) et proposer les éventuels renforcements en tenant compte de tous les aménagements réalisés sur le site susceptibles d'influer sur les hauteurs d'eau atteintes. »

La CLIGEET souhaiterait connaître l'impact des prescriptions qui découleront de ce rapport sur les opérations liées à PRISME.

III. AVIS de la CLIGEET

La demande d'avis de la CLIGEET porte sur quatre modifications distinctes de l'INB Eurodif :

1-opérations liées à la fin de vie de l'usine Georges Besse,

2-amélioration de la maîtrise des impacts environnementaux,

3-mutualisation des moyens sur la plate-forme AREVA du Tricastin,

4-modification du périmètre de l'Installation Nucléaire de Base (INB) n°93.

Ces opérations sont indépendantes les unes des autres. La CLIGEET formule donc ses remarques et observations sur chacune des opérations soumises à enquête publique.

A. Opérations liées à la fin de vie de l'usine Georges Besse : projet PRISME

1-Descriptif

Selon le dossier présenté par Eurodif, les opérations liées à la fin de vie de l'usine Georges Besse sont constituées de :

-la préparation à la mise à l'arrêt définitif,

-le dégagement des zones périphériques aux usines de diffusion gazeuse.

Ces opérations se dérouleront sur une période d'environ 3 ans et débiteront dès la fin de l'arrêt de production et d'extraction de l'UF6 des Usines de Diffusion Gazeuse (UDG) qui sera réalisé à la date du 31/12/2012.

En préalable aux opérations de préparation à la mise à l'arrêt définitif, les opérations suivantes auront été réalisées :

-arrêt de production et extraction de l'UF6 des UDG,

-vidange des circuits de refroidissement (arrêt des tours aéro-réfrigérantes).

Les opérations de préparation à la mise à l'arrêt définitif consistent en un rinçage intensif des équipements par le biais d'un procédé dit de macération avant de les mettre sous air. Elles sont désignées sous le terme PRISME: Projet de Rinçage Intensif Suivi d'une Mise à l'air d'Eurodif.

Les opérations Prisme sont préalables à la phase de démantèlement.

L'objectif est de récupérer les 320 tonnes d'uranium piégées dans les circuits procédés de l'installation qui représentent plusieurs centaines d'hectares et des dizaines de milliers de tonnes d'aciers. Après la phase de macération, il resterait encore environ 84 tonnes d'UF6. Cependant dans la fiche 014 de Réponse à l'Avis délibéré de l'Autorité ce Environnementale, il est indiqué : « Les 84 tonnes d'uranium restant après macération, considérées lors de la rédaction du dossier établi sur le fondement de l'article 31 du décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 relatif aux installations nucléaires de base et au contrôle, en matière de sûreté nucléaire, du transport de substances radioactives, ont été déterminées à partir

de prélèvements réalisés en différents points d'équipements macérés : il s'agissait essentiellement de prélèvements de barrières de diffusion, de dépôts de corrosion et de poussières présents dans les équipements à l'issue de la macération » puis précisé : « La nouvelle fourchette de matière uranifère résiduelle à l'issue des macérations PRISME pourrait plutôt se situer entre 8 et 20 tonnes d'uranium.

Cependant ces chiffres sont à prendre avec beaucoup de précaution du fait de la difficulté à extrapoler les premiers résultats d'analyses des prélèvements effectués sur un seul étage de diffusion à l'ensemble de la cascade de diffusion (1 400 étages de diffusion).

Les opérations PRISME permettront donc de réduire la radioactivité et la toxicité chimique des matériaux qui seront issus du démantèlement afin de produire des déchets à très faible activité et de maîtriser les risques d'exposition chimiques et radiologiques des personnels dans la phase de démantèlement.

Les étapes suivantes seront ainsi réalisées :

-Macération au CIF3 (trifluorure de Chlore) : introduction d'un agent fluorant (CIF3) dans les groupes de la cascade de diffusion afin de faire réagir et d'extraire l'uranium présent et de le récupérer sous forme d'UF6.

-Mise sous Air des Usines de Diffusion Gazeuse (UDG) : introduction d'air à humidité contrôlée dans les groupes macérés afin de d'hydrolyser les produits fluorés avec formation de fluorure d'hydrogène (HF) et de maîtriser les rejets (chlore, fluor principalement). Cette opération nécessitera la construction d'un bâtiment, accueillant une installation de traitement des gaz provenant de l'hydrolyse du CIF3.

*Ces 2 opérations visent à réduire autant que possible la quantité de matières nucléaires et chimiques résiduelle (UF6 sous diverses formes, déposé ou absorbé sur les parois et les barrières des différents éléments composant les groupes) pour la phase ultérieure du démantèlement

-Mise en position de repli des installations de l'Annexe U et de l'atelier de transfert de DRP (Direction Ressource Programme) : dès qu'elles ne seront plus nécessaires aux besoins des UDG et des opérations de préparation à la mise à l'arrêt définitif, les unités de l'annexe U et l'atelier de transfert seront progressivement arrêtés et vidangés de toute matière uranifère et chimique, puis mis en position de repli.

-Surveillance des installations : la surveillance des installations ainsi nettoyées et vidangées de toute matière dangereuse sera mise en place au fur et à mesure du déroulement des opérations et sera assurée jusqu'au démarrage des opérations de démantèlement. Cette étape permet de s'assurer du maintien du bon état des installations.

1-Observations et questions de la CLIGEET

La CLIGEET note que selon l'autorité environnementale, l'opération Prisme n'a pas « beaucoup de précédents à cette échelle dans le monde ». Des essais de macération et de mise sous air autorisés par l'ASN ont été réalisés par Eurodif afin de préparer PRISME. Cependant l'Ae note que « ces tests (portant désormais sur un groupe de diffuseurs à plus fort taux d'enrichissement) se poursuivent en 2011. L'extrapolation à l'ensemble de la cascade est un point sensible. ». Le dossier d'impact ne rapporte pas sur les essais récents.

La CLIGEET demande à être informée du résultat de ces essais par l'exploitant et l'ASN.

La production et l'utilisation de CIF3 (trifluorure

de chlore)

Des questions se posent quant aux risques liés à la production et à l'utilisation de grandes quantités de CIF3. Jusqu'à présent l'usine Eurodif utilisait 5 à 6 tonnes par an de CIF3. Au cours des opérations Prisme cette quantité serait comprise entre 140 et 180 tonnes soit environ 50 à 60 tonnes par an (cf. fiche n°0014 du document Réponse à l'Avis délibéré de l'Autorité environnementale). Le CIF3 est un produit toxique, corrosif et comburant.

C'est l'usine de Comurhex présente sur le site du Tricastin qui produit le CIF3 utilisé par Eurodif. Pour répondre aux besoins importants de CIF3 pendant les opérations PRISME, cette usine devra donc augmenter fortement sa production de 5 à 80 tonnes par an. Eurodif Production a indiqué dans la fiche 003 du document de Réponse à l'Avis délibéré de l'Autorité environnementale que « COMURHEX est une Installation Classée pour la Protection de l'Environnement soumise à Autorisation (ICPE A) du 23 juillet 2010. COMURHEX a présenté à la préfecture de la Drôme le 26 octobre 2010 les conséquences de la modification de cadence de production pour son atelier CIF3. Pour information, cette installation a une capacité nominale d'une centaine de tonnes par an et des campagnes de production de 70 à 80 tonnes par an ont déjà été réalisées dans les années 80. Cette modification de la cadence de production pour PRISME n'est pas une modification substantielle au sens du code de l'environnement : les autorisations de rejets n'ont d'ailleurs pas besoin d'être modifiées en conséquence ».

La CLIGEET estime :

1-qu'il est nécessaire d'explicitier les mesures mises en place par AREVA avant de démarrer cette production accrue de CIF3 au sein de Comurhex en termes de risques pour les travailleurs et les riverains ;

2-qu'il faut également apporter des réponses à l'impact des transports nettement plus fréquents de CIF3 sous forme liquide entre COMURHEX et EURODIF ;

3-qu'il convient de préciser les dangers liés à l'utilisation de CIF3 liquide. En effet, il ne suffit pas d'affirmer « avoir bénéficié du retour d'expérience de l'usine militaire du Tricastin (fiche réponse n°012) » pour répondre aux légitimes inquiétudes des travailleurs et des riverains ;

4 - qu'il convient de mieux expliciter les essais de macération « permettant d'optimiser l'efficacité de cette opération ainsi que de limiter les quantités de CIF3 utilisées », ainsi que ceux de mise sous air « qui ont permis d'identifier et de dimensionner les équipements destinés à traiter les effluents gazeux générés lors des opérations de mise sous air. » (fiche réponse n°012)

5 - qu'il est nécessaire de préciser les risques liés au traitement des gaz issus de l'hydrolyse. En effet, l'injection de trifluorure de chlore (CIF3) pour nettoyer et décontaminer les diffuseurs puis l'action d'hydrolyse du CIF3, sont 2 opérations nécessitant la construction d'un nouveau bâtiment qui traitera les gaz issus de l'hydrolyse et qui doivent être décrites et suivies avec soin. Or l'étude d'impact n'est pas très précise sur ces opérations ;

6 - concernant la production, la manutention et l'utilisation de CIF3, qu'il conviendrait qu'AREVA apporte des garanties en termes de formations, compétences, expérience, statut et protection des salariés ;

7 - qu'il faut prendre en compte les risques d'explosion liés à la présence d'impuretés s'ex-

pliquant par la combinaison d'UF6, de CIF3 et de corps gras (pic à 8 µ).

L'augmentation des rejets de Socatri

Un des effets de l'opération Prisme est d'augmenter les effluents liquides radioactifs et industriels de l'usine Georges Besse. Ces effluents seront traités par l'usine SOCATRI présente sur le site du Tricastin. SOCATRI a donc demandé à l'ASN la révision de son arrêté d'autorisation des rejets et des prélèvements d'eau (ARPE) pour obtenir un relèvement des limites autorisées de rejets pour le potassium, les chlorures et les fluorures. Il est indiqué page 7 de l'Avis délibéré de l'Autorité environnementale que « le volume des effluents générés par les opérations de macération et de mise sous air, puis transférés par EURODIF à SOCATRI sera de 2 000 à 2 500 m³/an, avec notamment une teneur en chlore doublée, à comparer aux 400 m³/an environ en régime actuel ».

La demande de SOCATRI d'augmenter ses rejets et le projet Prisme sont donc liés. Cependant, la demande de SOCATRI n'est pas instruite dans le dossier soumis à enquête publique, mais fait partie de l'étude d'impact soumise à l'enquête publique. Elle fait l'objet d'une procédure conforme à l'article 26 du décret du 2 novembre 2007. Seule, une information du public sera faite par SOCATRI en mairie de Bollène sur une durée de 2 semaines.

Les opérations Prisme étant fortement liées à cette demande d'autorisation de rejets portée par SOCATRI, la CLIGEET se demande quelles seront les conséquences sur le projet Prisme si SOCATRI n'obtient pas une nouvelle autorisation de rejets. Que deviendront alors les rejets générés par EURODIF dans la phase Prisme ? La CLIGEET recommande que l'ASN analyse l'impact environnemental lié à l'augmentation des rejets de SOCATRI.

La CLIGEET recommande qu'AREVA évalue les risques liés à l'augmentation des transports par camion des effluents entre Georges Besse et SOCATRI.

La CLIGEET souhaite qu'une fois, les opérations PRISME terminées les valeurs de rejet de SOCATRI augmentées à l'occasion des opérations soient revues à la baisse.

Mise sous air

La CLIGEET s'interroge sur le maintien du confinement après les opérations PRISME notamment si l'efficacité de la mise sous air n'est pas totale.

B. Amélioration de la maîtrise des impacts environnementaux

1-Descriptif

L'exploitant souhaite réaliser 3 opérations dans le cadre de l'amélioration de la maîtrise des impacts environnementaux :

-le traitement des COHV (Composés Organiques Volatils soit Trichloréthylène ou TCE / Perchloroéthylène ou PCE) marquant la nappe alluviale avec une limite de rejet pour les effluents gazeux générés par l'opération. En raison d'un marquage au TCE/ PCE de la nappe alluviale, EURODIF Production a lancé un plan d'actions visant à créer une barrière hydraulique de la nappe, permettant d'intercepter les écoulements impactés par des COHV avant qu'ils n'atteignent la Gaffière. L'eau pompée est traitée et les COHV extraits sont majoritairement piégés dans des filtres. Les effluents gazeux résiduels sont rejetés à l'atmosphère par le biais d'un nouvel exutoire tandis que l'eau assainie serait réin-

jectée dans la nappe ;

-l'orientation des eaux pluviales dans le canal Donzère-Mondragon, au lieu de la Gaffière ;

-l'orientation du rejet des eaux traitées de la station d'épuration « T600 » vers le canal Donzère-Mondragon, au lieu de la Mayre Girarde.

Ces opérations ne sont pas liées au projet Prisme traité précédemment.

2-Observations et questions de la CLIGEET

Le traitement des COHV implique une réinjection de l'eau assainie dans la nappe or cette opération n'est pas autorisée juridiquement. Un dossier spécifique a donc été déposé auprès du Préfet de la Drôme au titre de la loi sur l'eau pour solliciter l'autorisation de réinjecter dans la nappe souterraine les eaux qui y ont été prélevées et qui ont été épurées de TCE/PCE.

En l'état du dossier (fiche réponse n°027), **il n'est pas démontré que le traitement proposé soit effectivement retenu puisque « une confrontation du modèle sera faite sur la base d'un pilote 60 m³/h pour lequel un dossier a été transmis à l'ASN au titre de l'article 26 du décret n°2007-1557 (...). Ce dernier permettra de visualiser sur le terrain les limites du confinement et de définir le nombre d'ouvrages complémentaires (pompage et/ou réintroduction en nappe) nécessaire. »**

La CLIGEET demande que :

-la justification du choix du traitement retenu pour les COHV des eaux souterraines soit démontrée clairement, notamment en termes de gain environnemental ;

-soient précisés les effets d'une telle opération en termes de dépollution réelle des eaux, d'impacts sur la nappe et sur les terrains.

-l'exploitant précise s'il s'appuie sur un retour d'expérience en matière de dépollution de nappe

La CLIGEET considère que l'orientation des eaux pluviales et des eaux traitées de la station d'épuration vers le canal Donzère Mondragon au lieu de la Gaffière (qui alimente la nappe) et de la Mayre Girarde permet de limiter les conséquences pour les riverains.

C. Mutualisation des moyens sur la plateforme AREVA du Tricastin

Descriptif

L'exploitant souhaite réaliser 2 opérations :

-Mutualisation des activités de réception, d'expédition et de contrôle. À ce jour, EURODIF Production assure les opérations de réception, d'expédition et de contrôle des conteneurs d'UF6 dans le cadre de ses activités d'enrichissement. L'objet de cette modification a pour but d'autoriser EURODIF Production à réaliser ces opérations pour le compte des autres exploitants du groupe AREVA de la plate-forme du Tricastin.

-Mutualisation des activités de tri et de conditionnement de déchets industriels Banals. L'objet de cette modification est d'obtenir l'autorisation de réaliser des prestations de tri et de conditionnement de déchets industriels banals pour le compte des autres exploitants du groupe AREVA de la plate-forme du Tricastin.

Observation et question de la CLIGEET

La CLIGEET n'émet pas d'observations particulières sur ces deux points. Cependant, la CLIGEET pensait que la mutualisation des activités de réception, d'expédition et de contrôle des conteneurs d'UF6, était déjà pratiquée.

D.Modification du périmètre de l'Installation

Nucléaire de Base (INB) n°93

1.Descriptif

L'objet de la modification est de rattacher administrativement l'ICPE, parc de stockage CIF3 au périmètre de l'INB 93.

2.Observations et questions de la CLIGEET

La CLIGEET considère que cette modification permettra à l'ASN de contrôler ce parc de stockage et d'émettre toutes prescriptions nécessaires.

CONCLUSION GÉNÉRALE :

Une fois le projet PRISME démarré, la CLIGEET demande à avoir régulièrement des informations sur l'avancée des opérations notamment en termes d'impacts sur l'environnement et sur les salariés impliqués.

La CLIGEET rappelle qu'elle est très attachée à la sûreté et à la sécurité du site du TRICASTIN. Elle estime qu'un des éléments garantissant ce niveau de sûreté et de sécurité est une culture de la sûreté/sécurité partagée par l'ensemble des personnels (intérimaires, sous-traitants, agents) qui sera impliqués dans les opérations PRISME. Elle demande à AREVA de garantir cette culture de sûreté/sécurité.

La CLIGEET recommande que les opérations PRISME soient réalisées par étape et que des évaluations soient faites avant le passage à l'étape suivante. Elle demande à être destinataire de ces évaluations étape après étape.

Elle considère donc que la durée des 3 ans est donnée à titre indicatif et que la planification prévisionnelle peut être sensiblement modifiée.

Du césium dans la baie de Tokyo

<http://www.bulletins-electroniques.com/actualites/69154.htm>

Selon une équipe de scientifiques du laboratoire d'analyse environnementale de l'université de Kinki (Région d'Osaka-Kyoto) menée par le professeur Yamasaki, la concentration de césium dans la baie de Tokyo a augmenté au cours des douze derniers mois.

Ce groupe de chercheurs a effectué des relevés du taux de radioactivité à quatre endroits différents du nord de la baie de Tokyo (voir figure ci-dessous, les points rouges indiquent les lieux des différents prélèvements). Ces mesures, effectuées de manière générale jusqu'à une profondeur de boue de 20 centimètres, ont révélé une concentration de césium radioactif plus importante que les niveaux relevés précédemment. Cette valeur est en partie attribuée par le professeur Yamasaki à l'accumulation d'excréments d'organismes ayant consommé des aliments contenant du césium.

La méthodologie adoptée par les chercheurs a été d'échantillonner des tranches de mesures de 1 à 2 cm de la boue qui tapisse le fond de la baie. Selon ces mesures, la tranche concentrant la radioactivité la plus forte est comprise entre 12 à 14 cm de profondeur, avec 18 242 becquerel par mètre carré (soit un quart du maximum mesuré en France à la suite des retombées radioactives post-Tchernobyl). La présence de césium radioactif a été confirmée jusqu'à une profondeur de boue de 24 à 26 cm.

L'équipe de recherche a complété son étude par une comparaison avec les niveaux de radioactivité constatés au niveau du lac Biwa (proche de Kyoto, au sud-ouest du Japon) en suivant le même protocole expérimental. Cette dernière est

25 fois moins importante que celle relevée au niveau de la baie de Tokyo, qui dans l'absolu demeure cependant une faible valeur.

Selon le professeur Yamasaki "*Le pic de concentration sera sûrement atteint dans un ou deux ans*", il ajoute que "*Le fait que cette radioactivité soit profondément enfouie est une bonne chose pour les fonds marins*".

Fukushima : nouvelles révélations accablantes contre Tepco Philippe Mesmer Article paru dans l'édition du 27.01.12

L'avenir de la Compagnie d'électricité de Tokyo (Tepco) et du nucléaire japonais passe par la confiance retrouvée de l'opinion. L'entreprise propriétaire et opératrice de la centrale accidentée de Fukushima en a grandement besoin, notamment pour faire accepter les hausses de tarifs - 10 % pour les particuliers et 17 % pour les entreprises - qu'elle veut imposer, avec le redémarrage des réacteurs à l'arrêt.

Les dernières révélations sur ses manquements, comme ceux des acteurs de la filière japonaise du nucléaire, ne vont pas y contribuer.

Le 19 janvier, Tepco a admis le dysfonctionnement d'un système de transmission de données au gouvernement. En novembre 2010, quatre mois avant la catastrophe, l'entreprise devait relier à une alimentation de secours un appareil fournissant en temps réel des données sur la température des réacteurs et les niveaux de radiation autour des installations, à l'ERSS et à Speedi, deux systèmes d'informations faisant partie du réseau gouvernemental de prévention des catastrophes.

Or, à l'époque, la connexion n'avait pas pu être établie, car le câble disponible était... trop court ! D'après l'entreprise, la question a été évoquée avec l'organisation japonaise de sûreté nucléaire (JNES), organisme gouvernemental, mais aucune décision n'a été prise. Tepco a par ailleurs reconnu qu'avant la catastrophe, elle ne considérait pas le problème comme une urgence.

Hostiles

Informée du dysfonctionnement après l'accident, l'Agence de sûreté nucléaire et industrielle (NISA) n'a pas cru bon de le faire apparaître dans le rapport intérimaire de la commission d'enquête sur les causes de l'accident de la centrale, dévoilé en décembre.

Autre problème impliquant la compagnie d'électricité, l'absence d'enregistrements des discussions de la cellule de crise mise en place par le gouvernement, Tepco et la NISA après l'accident. Le 24 janvier, le ministre de l'économie, du commerce et de l'industrie Yukio Edano a présenté ses excuses après avoir confirmé cette information.

M. Edano, qui occupait en mars 2011 le poste de porte-parole du gouvernement, a jugé "*regrettable*" l'absence de ces enregistrements : "*Compte tenu de l'impact de la catastrophe sur l'opinion et des attentes de la population, ils auraient dû être réalisés.*"

La responsabilité de ces enregistrements, obligatoires selon la loi, revenait à la NISA dont un représentant assurait le secrétariat de la cellule de crise. Ce dernier a affirmé qu'il était trop occupé pour s'en occuper. Et, d'après la NISA, l'absence de ces données n'est pas très grave, car les décisions prises ont ensuite été communiquées en conférence de presse.

Ce point a fait réagir jusqu'au quotidien économique *Nihon Keizai*, pourtant traditionnel soutien de la filière nucléaire. "Ces révélations font craindre que le gouvernement n'ait délibérément évité de réaliser ces enregistrements, écrit-il dans un éditorial du 24 janvier, pour dissimuler à l'opinion certaines informations."

Et le quotidien de faire état de rumeurs selon lesquelles des argumentaires seraient rédigés pour s'assurer que les responsables impliqués donnent

la même version des décisions prises par la cellule de crise. "Ces informations, ajoute-t-il, ont pour unique conséquence de saper les efforts réalisés pour restaurer la crédibilité des régulateurs et des opérateurs du nucléaire."

Retrouver la confiance des Japonais, aujourd'hui majoritairement hostiles au redémarrage des 51 réacteurs (sur 54) à l'arrêt, s'annonce donc difficile. D'autant que, d'après le quotidien *Mainichi*, le gouvernement a également

dissimulé un rapport établissant que le Japon disposait de suffisamment de moyens de production d'électricité pour compenser l'arrêt de tous les réacteurs nucléaires et qu'il pourrait passer sans problème l'été, période de pic de consommation.

Le gouvernement aurait agi ainsi pour alimenter la crainte d'une pénurie de courant et convaincre l'opinion d'accepter le redémarrage des réacteurs.

RAPPORT de la COUR DES COMPTES

Les coûts de la filière électronucléaire

Rapport public thématique - Janvier 2012

Les rapports publics de la Cour des comptes - élaboration et publication -

La Cour publie un rapport public annuel et des rapports publics thématiques.

Le présent rapport est un rapport public thématique. Il traite des résultats d'une enquête réalisée par la Cour à la demande du Premier ministre (procédure désormais régie par l'article L. 132-5-1 du code des juridictions financières).

Les rapports publics de la Cour s'appuient sur les contrôles, les enquêtes et les évaluations conduits par la Cour des comptes ou les chambres régionales des comptes et, pour certains, conjointement entre la Cour et les chambres régionales ou entre les chambres. En tant que de besoin, il est fait appel au concours d'experts extérieurs, et des consultations et des auditions sont organisées pour bénéficier d'éclairages larges et variés.

Au sein de la Cour, ces travaux et leurs suites, notamment la préparation des projets de texte destinés à un rapport public, sont réalisés par l'une des sept chambres que comprend la Cour ou par une formation associant plusieurs chambres.

Trois principes fondamentaux gouvernent l'organisation et l'activité de la Cour des comptes, ainsi que des chambres régionales des comptes, et donc aussi bien l'exécution de leurs contrôles et enquêtes que l'élaboration des rapports publics : l'indépendance, la contradiction et la collégialité.

L'**indépendance** institutionnelle des juridictions financières et statutaire de leurs membres garantit que les travaux effectués et les conclusions tirées le sont en toute liberté d'appréciation. De même, la Cour et chaque chambre régionale ou territoriale des comptes décident librement de la programmation de leurs travaux.

La **contradiction** implique que toutes les constatations et appréciations ressortant d'un contrôle, d'une enquête ou d'une évaluation, de même que toutes les observations et recommandations formulées ensuite, sont systématiquement soumises aux responsables des administrations ou organismes concernés ; elles ne peuvent être rendues définitives qu'après prise en compte des réponses reçues et, s'il y a lieu, après audition des responsables concernés.

La publication dans un rapport public est nécessairement précédée par la communication du projet de texte que la Cour se propose de publier aux ministres et aux responsables des organismes concernés, ainsi qu'aux autres personnes morales ou physiques directement intéressées. Dans le rapport publié, leurs réponses accompagnent toujours le texte de la Cour.

La **collégialité** intervient pour conclure les principales étapes des procédures de préparation, de contrôle ou d'évaluation et de publication.

Tout contrôle, enquête ou évaluation est confié à un ou plusieurs rapporteurs. Leur rapport d'instruction, comme leurs projets ulté-

rieurs d'observations et de recommandations, provisoires et définitives, sont examinés et délibérés de façon collégiale, par une chambre ou une autre formation comprenant au moins trois magistrats, dont l'un assure le rôle de contre-rapporteur, chargé notamment de veiller à la qualité des contrôles. Il en va de même pour les projets de rapport public.

Le contenu des projets de rapport public est défini, et leur élaboration est suivie, par le comité du rapport public et des programmes, constitué du premier président, du procureur général et des présidents de chambre de la Cour, dont l'un exerce la fonction de rapporteur général.

Enfin, les projets de rapport public sont soumis, pour adoption, à la chambre du conseil où siègent, sous la présidence du premier président et en présence du procureur général, les présidents de chambre de la Cour, les conseillers maîtres et les conseillers maîtres en service extraordinaire.

Ne prennent pas part aux délibérations des formations collégiales, quelles qu'elles soient, les magistrats tenus de s'abstenir en raison des fonctions qu'ils exercent ou ont exercées, ou pour tout autre motif déontologique.

*

Les rapports publics de la Cour des comptes sont accessibles en ligne sur le site Internet de la Cour des comptes et des chambres régionales et territoriales des comptes : www.ccomptes.fr. Ils sont diffusés par *La documentation Française*. (...)

Chapitre IV Provisions et actualisation

I - Le montant des provisions dans les bilans

Les dépenses futures de démantèlement, de gestion des combustibles usés et de gestion des déchets qui ont déjà été produits sont aujourd'hui intégrées dans les comptes des exploitants, parce qu'elles sont inéluctables mais l'échéancier de réalisation de ces dépenses est souvent très long. Elles sont donc comptabilisées sous forme de provisions, calculées sur la base des charges brutes identifiées dans le chapitre III précédent et auxquelles est appliqué un taux d'actualisation.

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**.

Charges brutes de la filière nucléaire

Charges brutes en M€ ₂₀₁₀	EDF	AREVA	CEA	ANDRA	Total
Démantèlement	20902,9	7 108,4	3 911,2		31922,5
Gestion du combustible utilisé	14385,8		419,9		14805,7
Gestion des déchets	23016,9	2 859,1	2 402,8	83,5	28362,3
<i>dont reprise et conditionnement déchets anciens</i>		1 457,9	530,7		1988,6
<i>dont gestion Long Terme des colis déchets</i>	21961,2	1 361,0	1 611,4	34,6	24968,2
<i>dont dépenses après fermeture des centres stockage</i>	1 055,7	40,2	260,7	48,9	1405,5
Derniers cœurs	3 791,5				3 791,5
Autres charges futures		496,7	36,3		533,0
Total général	62097,1	10464,2	6770,2	83,5	79415,0
	78 %	13%	9%		100%

Provision de la filière électronucléaire

Provision en M€ ₂₀₁₀	EDF	AREVA	CEA	ANDRA	Total
Démantèlement	11 030,9	3 421,4	2 944,0		17 396,3
Gestion du combustible utilisé	8 850,9		303,1		9 154,0
Gestion des déchets	6 508,8	1 823,4	1 178,5	41,3	9 552,0
<i>dont reprise et conditionnement déchets anciens</i>		1 209,2	446,7		1 655,9
<i>dont gestion Long Terme des colis déchets</i>	6 408,7	573,3	717,0	29,1	7 728,1
<i>dont dépenses après fermeture des centres stockage</i>	100,1	40,9	14,8	12,2	168,0
Derniers cœurs	1 905,9				1 905,9
Autres charges futures		359,5	27,7		387,2
Total général	28 296,5	5 604,3	4 453,3*	41,3	38 395,4
	74 %	15%	12%		100%
Provisions/charges brutes	46%	54%	66%	49%	48%

Source: Cour des comptes à partir des états financiers des exploitants et des rapports sur les charges nucléaires de long terme et leur financement

* dont 158,8 M€ hors périmètre de la loi de 2006

Comparaison des charges et des provisions par type de dépenses

En M€ ₂₀₁₀	Démantèlement	Combustible usé	RCD	Gestion déchets	Après stockage déchets	Derniers cœurs	Autres	Total
Charges brutes	31 922,5	14 805,7	1 988,6	24 968,6	1 405,5	3 791,5	533,0	79 415,0
Provisions	17 396,3	9 154,0	1 655,9	7 728,1	168,0	1 905,9	387,2	38 395,4
Provisions charges brutes	54%	62 %	83 %	31 %	12 %	50 %	72 %	48 %

Source: Cour des comptes à partir des états financiers des exploitants

Ainsi, le total des provisions dans les comptes représente à peine la moitié (48%) du montant des charges brutes, proportion qui diffère fortement entre les exploitants du fait de l'échéancier de ces dépenses futures. Ainsi les dépenses futures du CEA sont, pour une partie importante, actuellement en cours (démantèlement des installations, RCD), ce qui limite l'impact de l'actualisation, puisque ses provisions représentent 66% de ses charges brutes.

II - L'actualisation des provisions

Compte tenu de l'impact très important de l'actualisation des charges brutes dans le calcul des provisions qui les représentent dans les comptes des exploitants, il faut examiner avec attention les méthodes et les taux d'actualisation employés.

A - Le principe de l'actualisation

1 - Convertir des montants futurs en montants présents

Les montants provisionnés par les exploitants nucléaires ont voca-

tion à être dépensés sur une période de temps longue, parfois même très longue. Or, pour toute réflexion économique et financière portant sur une période de temps longue, il est admis qu'un montant, perçu ou dépensé dans le présent, n'est pas strictement équivalent ou comparable à un montant à percevoir ou à dépenser dans le futur. L'actualisation consiste à tenir compte de cette valeur du temps en rapportant ces dépenses futures en valeurs présentes.

L'actualisation est ainsi « l'opération mathématique qui permet de comparer des valeurs économiques qui s'échelonnent dans le temps : il s'agit de ramener la valeur future d'un bien, d'une dépense à une valeur actuelle. L'actualisation repose sur deux éléments essentiels : l'appréciation des flux monétaires (échéancier des dépenses et recettes immédiates et futures, réelles ou fictives) et le taux d'actualisation (coefficient permettant de ramener le futur au présent). Le taux d'actualisation est un taux de substitution entre le futur et le présent ; il traduit la valeur du temps pour une entreprise ou une col-

lectivité: c'est en quelque sorte le "prix du temps" » Commissariat général du plan, Révision du taux d'actualisation des investissements publics, 2005.

Le principe de l'actualisation est également prévu par les normes comptables internationales, et plus spécifiquement la norme IAS 37 relative aux provisions, passifs éventuels et actifs éventuels. Cette norme a été transposée dans le règlement communautaire n° 1126/2008 de la Commission du 3 novembre 2008, qui dispose que « lorsque l'effet de la valeur temps de l'argent est significatif, le montant de la provision doit être la valeur actuelle des dépenses attendues que l'on pense nécessaires pour éteindre l'obligation. Étant donné la valeur temps de l'argent, les provisions relatives à des sorties de trésorerie se produisant peu après la date de clôture sont plus onéreuses que celles relatives à des sorties de trésorerie de même montant se produisant à une date ultérieure. Lorsque l'effet est significatif, les provisions sont donc actualisées. Le taux d'actualisation doit être un taux avant impôts reflétant les appréciations actuelles par le marché de la valeur temps de l'argent et des risques spécifiques à ce passif. Le taux d'actualisation ne doit pas refléter les risques pour lesquels les estimations de flux de trésorerie futurs ont été ajustées ».

Les dépenses futures estimées par les exploitants pour l'aval du cycle nucléaire sont donc d'abord estimées en valeur brute, selon les conditions économiques de l'année en cours. Ces valeurs brutes sont ensuite actualisées par un taux qui permet de déterminer les montants à provisionner aujourd'hui pour couvrir des dépenses futures. Dans les comptes des exploitants, c'est bien la valeur actualisée qui est prise en compte au bilan.

Cette opération revêt une grande importance pour les exploitants : toute variation à la hausse ou à la baisse du taux d'actualisation se traduirait par une variation de la provision actualisée et, s'il y a lieu de l'actif de contrepartie, ce qui aurait donc un impact sur leur bilan et leur compte de résultat. Ce changement s'opérerait alors même que les devis estimatifs pour le démantèlement ou la gestion des déchets resteraient inchangés, c'est-à-dire à valeur brute constante.

2 - L'absence de consensus sur le bon taux d'actualisation

Compte tenu des incertitudes économiques à long terme et de la préférence variable des acteurs économiques pour le présent, le choix d'un taux d'actualisation comporte nécessairement une part d'arbitraire qui le rend discutable. Une solution alternative de compromis peut consister à appliquer des taux différents d'actualisation en fonction de la période à laquelle seront effectuées les dépenses.

Une telle approche était préconisée par l'annexe 8 de l'étude économique prospective de la filière nucléaire de juin 2000 (JM. Charpin, B. Dessus et R. Pellat, *Etude économique prospective de la filière nucléaire : rapport au Premier ministre*, juin 2000). Ce rapport au Premier ministre recommandait de distinguer deux phases dans l'actualisation : la première phase d'une durée de 30 ans avec un taux d'actualisation de 6%, la seconde au-delà de 30 ans avec un taux d'actualisation de 3%. Le rapport Lebègue de 2005 sur la révision du taux d'actualisation des investissements publics préconisait pour sa part d'utiliser un taux d'actualisation net d'inflation de 4%, décroissant dans le temps à partir de 30 ans et limité à un taux plancher de 2% net pour les investissements de très long terme. Le ministère britannique des finances recommande également d'utiliser un taux d'actualisation dégressif en fonction du temps (HM Treasury, *Intergenerational wealth transfers and social discounting*, juillet 2008 : "This declining rate is based on uncertainty about the future values of time preference and calculates a certainty equivalent rate taking into account the range of this uncertainty").

Pour les exploitants, cela reviendrait ainsi à utiliser différents taux d'actualisation en fonction de l'échéance estimée de leur provision : le taux pourrait être plus élevé pour la provision relative au démantèlement des installations que pour la provision relative à la gestion à long terme des déchets HA-MAVL qui couvre des dépenses postérieures à 2100. La mise en œuvre d'une telle approche impliquerait toutefois que les exploitants justifient provision par provision le taux d'actualisation retenu. Elle pourrait créer une complexité supplémentaire sans changer fondamentalement la valeur des provisions actualisées : les exploitants utiliseraient ainsi un taux plus élevé

qu'actuellement pour les provisions dont l'échéance est inférieure à 30 ans, avant de le faire diminuer progressivement pour atteindre un taux réel de 2% pour les dépenses les plus éloignées dans le temps, conformément aux préconisations du rapport Lebègue.

(...)

Chapitre VIII Conclusion générale

Les chapitres précédents ont permis « d'expertiser les coûts de la filière nucléaire » comme le demandait le Premier ministre dans sa lettre du 17 mai 2011 (annexe 1), en analysant avec précision les différentes catégories de coûts, passés, présents et futurs, que l'on peut rattacher à l'activité de production de l'électricité nucléaire. Ils apportent des éléments de réponse aux deux questions qui sont en général soulevées concernant « le coût du nucléaire » : tous les coûts sont-ils pris en compte ? Ces coûts sont-ils bien évalués ?

Pour avoir une vision globale de la réponse que l'on peut apporter à ces questions, il faut, d'une part, examiner les coûts inclus dans les comptes des opérateurs industriels et, d'autre part, s'intéresser aux autres types de coûts qu'ils soient financés par des crédits publics ou qu'ils s'agissent d'externalités.

I - Les coûts inclus dans les comptes des exploitants

Les coûts inclus dans les comptes des exploitants, EDF et AREVA principalement, peuvent être classés en deux catégories, dans lesquelles on retrouve les dépenses passées, présentes et futures : ceux relatifs aux investissements et au capital et ceux inclus dans les charges d'exploitation.

Comme précisé précédemment, on considère que les coûts d'AREVA (investissements et charges d'exploitation, y compris les coûts futurs) sont intégrés dans les coûts du combustible payés par EDF, pour la partie de l'activité d'AREVA qui est concernée par la production d'électricité nucléaire française. Par conséquent, pour éviter de comptabiliser deux fois les mêmes coûts, l'examen des seuls comptes d'EDF est utilisé pour répondre aux questions posées sur les coûts supportés directement par les exploitants.

A - Investissement et capital

1 - Un investissement initial lourd dont le coût au MW progresse dans le temps

a) Le montant de l'investissement initial dans le parc actuel

Le premier chapitre a permis de mesurer les investissements faits à la fois en termes de recherche (55 Md€₂₀₁₀) et de construction des installations nécessaires à la production d'électricité nucléaire (121 Md€₂₀₁₀), sans oublier le coût global de Superphénix (12 Md€₂₀₁₀).

Pour éviter les doubles-comptes, seules les dépenses de construction du parc seront prises en compte au titre des investissements pour les calculs ultérieurs. Les dépenses de recherche sont en effet intégrées soit dans les charges d'exploitation des exploitants, pour la recherche financée par les industriels, soit dans les dépenses financées sur crédits publics. Pour mesurer les coûts de production du parc actuel, on ne prendra en compte que le coût de construction des 58 réacteurs existants, soit un coût « overnight » de **83,2 Md€₂₀₁₀** -cf. chapitre I : le coût overnight est la somme du coût de construction initial (72,9 Md€₂₀₁₀), des frais d'ingénierie (6,9 Md€₂₀₁₀) et des charges de pré-exploitation (3,4 Md€₂₀₁₀)-. Ce total est calculé en ramenant, en euro 2010, les dépenses constatées ou estimées faites essentiellement au cours des années 1973 à 2002.

Ce coût peut être complété par les intérêts intercalaires dus au fait que la construction des centrales s'étale sur plusieurs années. En l'absence d'information précise sur les modalités de financement des dépenses de construction, la Cour évalue à **12,8 Md€₂₀₁₀** le montant des intérêts intercalaires en utilisant un taux d'intérêt réel de 4,5 %. EDF les estime à 23 Md€₂₀₁₀, en les rémunérant à un taux de 7,8 % que la Cour ne considère pas adapté à ce calcul.

On peut donc évaluer l'investissement initial dans les 58 réacteurs actuels à **96 Md€₂₀₁₀** pour une puissance installée de 62 510 MW, soit 1,535 M€₂₀₁₀ par MW installé.

b) Un coût de construction par MW qui augmente au cours du temps

Si l'on ne retient que le coût de construction initial, y compris ingénierie (79 751 M€₂₀₁₀) ramené à la puissance des réacteurs, on constate qu'il progresse dans le temps, de 1,07 M€₂₀₁₀/MW en 1978

(Fessenheim) à 2,06 M€₂₀₁₀ en 2000 (Chooz 1 et 2) ou 1,37 M€₂₀₁₀ en 2002 (à Civaux), avec une moyenne de 1,25 M€₂₀₁₀ pour les 58 réacteurs.

Cette augmentation s'explique notamment par des référentiels de sécurité qui évoluent dans le temps.

Sans que l'on soit en capacité de faire une comparaison précise, faute de connaître le coût total final de l'EPR, on constate que le coût de construction rapporté au MW continue de progresser avec cette nouvelle génération, qui doit répondre, dès sa construction, à des exigences de sûreté très importantes. Avec un coût de construction estimé à 6 Md€ pour l'EPR de Flamanville (tête de série) et une puissance de 1 630 MW, le coût au MW est de 3,7 M€ ; avec un coût de série potentiel de 5 Md€, le coût au MW est de 3,1 M€.

2 - Des investissements de maintenance en forte progression

Il n'a pas été possible de calculer le montant total des investissements de maintenance réalisés sur les réacteurs actuels depuis leur construction, à la fois pour en assurer le bon fonctionnement en termes de production et pour en améliorer progressivement la sécurité et la sûreté. Aussi ne peut-on utiliser que les données actuelles ou celles qui sont prévues par EDF pour les années qui viennent.

Le ralentissement de ces investissements au cours des années 2000 a montré leur importance puisque cela a fait significativement chuter le coefficient de disponibilité du parc et donc sa production. Aussi faut-il probablement prendre en compte dans les calculs de coût de production, au titre de ces investissements de maintenance, un montant sensiblement plus élevé que celui constaté ces dernières années, EDF travaillant, pour sa part, sur un programme d'investissements de 50 Md€ entre 2011 et 2025, soit une moyenne annuelle d'environ 3,3 Md€, ce qui correspond presque au double des investissements réalisés en 2010, eux-mêmes déjà en hausse par rapport aux années antérieures. Ce plan sera complété avec les investissements nécessités par les prescriptions de l'ASN à la suite de l'accident de Fukushima, mais dont une partie serait déjà incluse dans le plan de 50 Md€. Le montant des investissements de maintenance annuel moyen devrait donc être de **3,7 Md€**.

Investissements de maintenance d'EDF

En Md€ 2010	Montant annuel
Moyenne 2008 – 2010	1,5 Md€
En 2010	1,75 Md€
Montant prévisionnel 2015 avec un programme de 50 Md€ avant impact Fukushima	3,4 à 3,6 Md€*
Moyenne sur la base d'une hypothèse d'un programme de 55 Md€ d'ici 2025, avec impact Fukushima	3,7 Md€

Source : Cour des comptes *information donnée aux marchés financiers par EDF à l'occasion de sa communication financière du 1er semestre 2011

3 - Des dépenses de démantèlement dont le montant ne peut être connu avec certitude

Il faut rapprocher des investissements les dépenses de « fin de vie » des centrales, c'est-à-dire les dépenses de démantèlement des installations, que l'on peut compléter par les dépenses de « derniers cœurs ». En ces dernières, comme les charges de démantèlement, ne sont dues qu'une fois, à la fin de vie de chaque réacteur.

Dans les différents calculs de coût de production, ces dépenses sont bien prises en compte. Elles sont estimées aujourd'hui à **18,4 Md€₂₀₁₀**, en charges brutes, pour le démantèlement des 58 réacteurs du parc actuel et à **3,8 Md€₂₀₁₀** pour les derniers cœurs.

Le chiffrage du démantèlement repose sur une méthode historique simpliste, mais dont les résultats sont corroborés par des méthodes beaucoup plus élaborées, dont les paramètres techniques doivent toutefois être validés par des experts externes à l'entreprise.

Les chiffrages actuels doivent être regardés avec précaution, l'expérience en la matière, tant d'EDF (centrales de 1^{ère} génération) que du CEA ou d'AREVA, ayant montré que les devis ont tendance à

augmenter quand les opérations se précisent, et les comparaisons internationales donnant des résultats supérieurs aux estimations d'EDF.

Toutefois, la grande dispersion des résultats de ces comparaisons internationales montre l'incertitude qui règne dans ce domaine.

Récapitulatif des dépenses d'investissements ou assimilées

En Md€ 2010	Montant global sur durée de vie	Montant annuel	Commentaires
Recherche et Superphénix			
Dépenses totales de recherche	55		- inclus dans les dépenses publiques et les charges d'exploitations.
Superphénix	12		- inclus dans les dépenses passées d'EDF
Investissement initial			
AREVA	19		inclus dans le prix du combustible
EDF			
1 ^{ère} génération (hors Superphénix)	6,0		- hors parc actuel
2 ^{ème} génération	83,2		- coût overnight
	12,8		- intérêts intercalaires
Investissements de maintenance			
En 2010		1,7	
ou		ou	
Plan 2010-2025		3,7	
Démantèlement et dernier cœur (charges brutes)			
Démantèlement AREVA	3,5*		-inclus dans le prix du combustible
Démantèlement EDF			
1 ^{ère} génération (hors Superphénix)	2,5		- hors parc actuel
2 ^{ème} génération	18,4		
Derniers cœurs EDF	3,8		
TOTAL	228,3	1,7	Attention :
dont à inclure dans le coût du parc actuel	118,2	ou 3,7	ne pas additionner, l'échelle de temps étant différente

Source : Cour des comptes

Chiffres en grisé : montants à inclure dans le coût de production pour l'exploitant du parc actuel, hors dépenses sur crédits publics * on ne prend que la moitié des charges brutes de démantèlement pour tenir compte du fait qu'environ 50 % des investissements sont financés par des investisseurs étrangers.

La Cour fait donc deux recommandations en matière de coût du démantèlement :

- elle souhaite qu'EDF utilise la méthode Dampierre 2009 comme support de son évaluation des provisions de démantèlement et non la méthode historique qui ne permet pas un suivi suffisamment précis des évolutions de cette provision ;

- elle confirme la nécessité et l'urgence de faire réaliser, comme l'envisage la DGEC, des audits techniques par des cabinets et des experts extérieurs, afin de valider les paramètres techniques de la méthode Dampierre 2009, et d'ajuster, si nécessaire, le niveau de provisionnement des opérateurs en conséquence.

4 - Un coût du capital très significatif et pouvant faire l'objet de diverses estimations selon la question posée

Au total, comme le montre le tableau *supra*, sur un total d'investissements estimés à **228 milliards**, toutes dépenses confondues, qu'elles soient financées par crédits publics ou par les exploitants, qu'elles concernent les centrales actuelles ou celles de 1^{ère} génération, les investissements et dépenses assimilées à prendre en compte dans le calcul du coût de production, pour l'exploitant, de l'électricité

té nucléaire fournie par le parc nucléaire actuel s'élèvent à **118,2 Md€₂₀₁₀** (investissement initial + charges futures liées à l'investissement) auxquels s'ajoutent, chaque année des investissements de maintenance pour un montant qui s'est élevé à 1,7 Md€ en 2010 mais qui devrait doubler en moyenne pour les 15 années qui viennent.

La production d'électricité nucléaire repose donc sur une industrie très capitalistique à cycle long pour laquelle le coût du capital est une variable qui a un impact extrêmement significatif sur le calcul de coût global.

Il est difficile aujourd'hui de « reconstruire » l'histoire du financement de ces investissements nucléaires avec précision, comme on l'a vu au chapitre I-I-B, à la fois pour des raisons de disponibilité de l'information et parce que le parc actuel n'a pas fait l'objet d'un mode de financement spécifique qui lui aurait été dédié ; les informations disponibles concernent donc l'ensemble des activités d'EDF. Par conséquent le choix du mode de calcul du coût du capital repose sur des conventions.

Par ailleurs, il n'est pas évident de déterminer la valeur économique du parc actuel : il n'existe pas de marché des centrales d'occasion suffisamment liquide pour évaluer la valeur de marché du parc historique d'EDF ; les ratios boursiers sont inopérants, dans la mesure où il n'existe pas d'opérateurs purement nucléaires cotés et où les parcs sont structurellement différents ; enfin, une approche en termes de flux de trésorerie actualisés se heurterait à la forte incertitude qui pèse sur les prix de vente futurs de l'électricité et sur la durée résiduelle de vie du parc historique.

Aussi, le calcul du coût du capital et de sa part dans le coût global de production fait-il l'objet d'approches diverses, plusieurs paramètres pouvant varier en fonction de ce que l'on veut mesurer, et donc du montant du capital dont on cherche à calculer le coût, voire de la répartition, dans le temps, de ce coût (coût annuel constant ou dégressif) (*Dans cette partie, l'objectif de la Cour n'est pas de faire une présentation exhaustive de toutes les approches et les méthodes existantes mais d'expliquer les différences qui existent entre les approches et les résultats les plus fréquemment utilisés.*). On peut citer notamment les approches suivantes :

a) *Le coût comptable de la production à un moment donné.*

La méthode la plus simple consiste à prendre en compte le montant des amortissements comme seul élément de calcul de la part des investissements et du capital dans le coût de la production électronucléaire. Elle permet de mesurer le *coût comptable* de la production électronucléaire à un moment donné. Le montant des amortissements est très dépendant des méthodes comptables appliquées dans le passé mais aussi de la durée de fonctionnement du parc. Lorsque le parc est complètement amorti, ce montant devient nul.

Cette méthode ne tient pas compte du *coût du capital*, c'est-à-dire de sa rémunération, comme pour n'importe quel facteur de production.

Par ailleurs, le total des amortissements permet de reconstituer le montant du capital investi dans le parc mais à sa valeur initiale, sans tenir compte de l'inflation ni, bien entendu, de l'évolution des coûts de construction dans les réacteurs nucléaires au cours du temps.

b) *Le coût courant économique (CCE) : le 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).

Pour faire ce calcul, EDF retient la méthode du *coût courant économique* qui permet la prise en compte du coût du capital dans le calcul du coût moyen de la production d'électricité nucléaire en la combinant avec le modèle financier, dit "modèle d'évaluation des actifs financiers" ou MEDAF, d'usage courant chez les industriels, qui fournit une estimation du taux de rendement attendu par le marché pour un actif financier en fonction de son risque systémique

- *Le MEDAF sert à calculer le WACC (weighted average cost of capital) ou coût moyen pondéré du capital.*

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 est calculé de façon à permettre à un investisseur d'être remboursé et rémunéré de son investissement à la hauteur de sa valeur réévaluée à la fin de sa durée de vie. En d'autres termes, le 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.

Cette approche ne tient pas compte des conditions historiques de financement de la construction du parc et cherche à donner une idée de ce que coûterait aujourd'hui sa reconstruction à *technologie constante*. Elle permet de calculer le coût global moyen, pour l'exploitant, de production du parc nucléaire sur toute sa durée de vie.

La méthode de calcul d'EDF a été vérifiée par la Cour qui en a établi une version modifiée (voir annexe 15).

Les résultats de cette méthode sont sensibles au taux de rémunération du capital choisi et, à l'inverse, ils ont une faible sensibilité à la durée de fonctionnement des centrales, ce qui ne permet pas de l'utiliser pour calculer l'impact financier induit par un allongement de la durée de vie du parc.

c) *L'approche de la commission Champsaur : le calcul du coût de production en France sur les 15 prochaines années* (c'est-à-dire avec une durée de vie de 40 ans, le parc ayant 25 ans en moyenne en 2010), *en tenant compte du fait que le parc est déjà en grande partie amorti, utilisé pour le calcul d'un tarif*

Si l'objectif est, tout en prenant en compte un coût du capital, de calculer le coût de production actuel du parc existant, il faut tenir compte de l'historique de ce parc, notamment de ses conditions de financement et de ses amortissements passés. Il faut donc d'abord déterminer la part du capital investi lors de la construction du parc qui n'a pas encore été remboursée et qu'il reste à rémunérer et rembourser, et ensuite procéder à la valorisation du coût de cette partie du capital, par exemple avec une méthode identique à celle de l'approche précédente.

C'est l'approche de la commission Champsaur (La mission confiée à la commission Champsaur était de « faire des propositions méthodologiques sur la détermination du juste prix de l'ARENH sur la période de régulation (2011 – 2025), de donner des ordres de grandeur de ce prix et de mesurer l'impact en termes d'évolution tarifaire » - Source DGEC), approche largement reprise dans un avis de la commission de régulation de l'énergie (CRE) sur la fixation du tarif de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), qui vise à répondre à l'objectif de la loi NOME de répercuter, dans le prix de l'ARENH, la compétitivité du parc nucléaire historique, en tenant compte du fait que celui-ci est largement amorti, ainsi qu'à l'impératif de "convergence" avec le dispositif tarifaire qui l'a précédé.

Son objectif est de rembourser le capital résiduel d'ici 2025 (*ce qui suppose une durée de fonctionnement des centrales de 40 ans*) en considérant que le capital a dans un premier temps été remboursé au rythme de l'amortissement comptable (donc à un rythme plus important que dans le calcul du CCE), justifiant ainsi des tarifs moins élevés en fin de vie du parc.

Elle consiste donc, en ce qui concerne la rémunération et l'amortissement du capital, à les calculer sur la base d'une valeur comptable nette non réévaluée (*de manière plus précise, la base d'actifs correspond à l'addition de deux composantes : la valeur nette comptable du parc et une partie -15/40^{ème} des actifs dédiés au financement des charges de long terme du nucléaire*), et ce uniquement sur la durée de vie résiduelle du parc. Cette approche permet de tenir compte du fait qu'à l'époque de la construction du parc, les tarifs étaient plus élevés qu'aujourd'hui en valeur réelle, du fait des amortissements, initialement dégressifs et étalés seulement sur 30 ans (voir chapitre II-B).

Le chapitre I-B montre que les dépenses de premier investissement du parc nucléaire sont amorties à 75 % et que sa construction a bénéficié de conditions de financement facilitées par la garantie implicite de l'État sur sa dette ainsi que d'un faible niveau de rémunération exigé par l'actionnaire État.

Comme pour le CCE, puisque le calcul du coût moyen sur les années de fonctionnement qui restent utilise les mêmes méthodes, les résultats sont sensibles au taux de rémunération du capital choisi et la durée de fonctionnement du parc est, en revanche, relativement sans effet sur le montant calculé. Par ailleurs, la valeur du capital reconstituée sur la période du calcul (15 ans quand on se place dans le cadre du calcul de l'ARENH) est la valeur historique en euros courants et non sa valeur en euros constants, c'est-à-dire en prenant en compte l'effet de l'inflation depuis la construction du parc, comme dans le CCE.

d) Le coût comptable complet de production : le calcul d'un coût dégressif dans le temps tenant compte d'un objectif de renouvellement du parc dans les conditions de construction actuelle (C3P)

On peut également chercher à calculer la charge annuelle du coût du capital que représenterait un parc nucléaire réévalué, afin de neutraliser l'effet, constaté dans la réalité, d'une augmentation des coûts d'investissements dans les réacteurs au cours du temps, notamment du fait d'exigences de sécurité plus sévères (en plus de l'effet de l'inflation qui est pris en compte par le calcul en € 2010) : sur la base de cette simulation, effectuée par EDF sous la dénomination de *coût comptable complet de production (C3P)* pour l'ensemble de la production d'électricité, quelle qu'en soit la source (nucléaire, hydraulique, thermique à flamme), la Cour a procédé, à fin de comparaison, à une simulation analogue restreinte au seul périmètre de la production d'électricité nucléaire.

Cette approche correspond à une méthode comptable qui intègre une part du coût de renouvellement via un *sur-amortissement* censé compenser le fait que la reconstruction du parc se ferait à un coût supérieur au coût de construction actuel (*La détermination du montant de ce "sur-amortissement" est donc particulièrement sensible et sujette à discussion. C'est la raison pour laquelle cette approche n'est pas retenue dans les développements suivants du présent rapport*), même calculé en euro 2010.

Elle ne correspond donc pas à l'objectif tarifaire de l'ARENH, la loi NOME excluant explicitement le renouvellement du parc dans le calcul de ce tarif (La loi NOME prévoit que la question du renouvellement sera examinée en 2015, lorsque les pouvoirs disposeront de davantage d'informations concernant le prolongement du fonctionnement du parc actuel et que son financement se fera en dehors du prix de l'ARENH, dans les tarifs pour les consommateurs finals); elle ne permet pas non plus de calculer un coût économique puisqu'elle tient compte, pour la réévaluer, de la valeur comptable du parc et de ses amortissements à la date du calcul, se traduisant, à la différence des deux méthodes précédentes, par une échéance de coût du capital dégressive dans le temps.

Quelle que soit l'approche utilisée (*Voir l'annexe 15 qui explique les modalités de calcul des différentes méthodes*), à l'exception du coût comptable, elle donne un poids important au coût du capital par rapport aux autres charges, cohérent avec la dimension très capitalistique de la production électronucléaire.

Mais ces différentes approches ne visent absolument pas à répondre à la même question et il faut donc être très attentif, quand on compare le coût de production de différentes énergies, à ce que les modes de calcul soient identiques.

B - Charges d'exploitation

1 - Le montant des charges d'exploitation présentes et futures

Seules les charges d'exploitation d'EDF ont été analysées, la part des charges d'AREVA liées à la production de l'électricité électronucléaire française étant intégrée dans le prix du combustible vendu à EDF. Ces charges d'exploitation ont représenté **8,9 Md€₂₀₁₀** pour une production de 407,9 TWh en 2010. Ces charges sont bien identifiées et leur chiffrage ne pose pas de problème majeur.

Les charges futures d'EDF de gestion des combustibles usés (14,4 Md€₂₀₁₀) et de gestion à long terme des déchets (23 Md€₂₀₁₀) doivent être rapprochées de ces dépenses d'exploitation puisqu'elles sont la conséquence de la consommation annuelle de combustible nécessaire à la production d'électricité. Chaque année, le montant de ces charges brutes s'accroît des coûts de gestion futurs des combustibles qui ont été utilisés dans l'année. Ces charges brutes sont actua-

lisées et comptabilisées dans les comptes d'EDF sous forme de provisions (8,8 Md€₂₀₁₀ pour les combustibles usés et 6,5 Md€₂₀₁₀ pour les déchets). Ces provisions connaissent chaque année deux types d'évolutions :

- une augmentation correspondant aux coûts futurs de gestion des combustibles consommés dans l'année. En 2010, du fait de la consommation des combustibles de cet exercice, le montant des provisions pour gestion des combustibles usés et des déchets a augmenté de 336 M€;

- par ailleurs, chaque année rapprochant du paiement de ces dépenses, il faut augmenter le stock de provisions au passif du bilan d'un montant qui constitue la charge financière de désactualisation de ces provisions. En 2010 cette charge de désactualisation s'est élevée à 740 M€₂₀₁₀. La Cour prend en compte ce montant parce qu'elle veut calculer le *coût brut* de la production d'électricité nucléaire, ce qui suppose de ne pas tenir compte de son mode de financement, par le prix de vente, le tarif ou des placements financiers. *La Cour applique ainsi les normes comptables IAS/IFRS - et notamment la norme IAS 37 sur "les provisions, passifs éventuels et actifs éventuels" - pour laquelle le montant de la provision des dépenses pour aval du cycle (gestion du combustible usé et gestion à long terme des déchets) doit, lorsque l'effet de la valeur du temps est significatif, correspondre à la valeur actualisée des dépenses attendues, nécessaires pour éteindre l'obligation légale de long terme. La charge de désactualisation qui résulte du rapprochement de la date des décaissements attendus fait partie intégrante de l'évaluation de l'obligation et doit être comptabilisée en charge financière. La Cour considère, par ailleurs, qu'en vertu des principes comptables fondamentaux figurant dans le cadre conceptuel des normes applicables, le principe de prudence - consistant à ne pas sous-évaluer les passifs et les charges ni à surestimer les actifs et les produits - et le principe de non-compensation entre les produits et les charges, doivent prévaloir pour calculer des provisions de charges à long terme dans des conditions d'incertitude.*

À l'inverse, EDF ou la DGEC n'en tiennent pas compte dans leurs calculs, considérant que le montant annuel de la désactualisation est financé par la gestion et le placement des dotations annuelles aux provisions.

Ce faisant, ils calculent un *coût net* du produit des placements financiers supposés de ces provisions.

- Au total, on peut considérer qu'au titre de l'exercice 2010 l'impact des dépenses futures de gestion des combustibles usés et des déchets représente un coût de **1,1 Md€₂₀₁₀**, se décomposant en 336 M€, dus à l'évolution de la quantité de combustibles à traiter et de déchets à stocker, et en 740 M€, dus au fait qu'on se rapproche d'une année de la date de traitement et de stockage des combustibles et des déchets produits jusqu'alors.

Au total, les charges d'exploitation, complétées par les provisions pour gestion des combustibles usés et gestion à long terme des déchets, s'élèvent donc à **10 Md€₂₀₁₀**.

Les charges d'exploitation et provisions associées

Charges d'exploitation	En M€ 2010
Combustible nucléaire (y compris coût de portage du stock)	2 135
Coût du personnel	2 676
Consommations externes	2 095
Impôt et taxes	1 176
Fonctions centrales	872
Total charges d'exploitation	8 954
Provision combustibles usés et déchets	1 076
<i>dont évolution liée à celles des charges brutes</i>	336
<i>dont charge de désactualisation</i>	740
Total	10 030

2 - Une incertitude importante sur le coût de gestion à long terme des déchets

Les provisions qui couvrent les charges futures de gestion des combustibles usés (voir chapitre III-II) sont calculées sans incertitude majeure, à partir des coûts et des tarifs d'AREVA.

En revanche les provisions qui sont censées couvrir la gestion à long terme des déchets de haute activité et de moyenne activité à vie longue ne sont pas stabilisées. Elles sont actuellement calculées sur la base d'un devis arrêté en 2003 mais qui a fait l'objet, depuis cette date, d'une révision approfondie par l'ANDRA aboutissant à un quasi doublement du devis initial en monnaie courante. EDF, AREVA et le CEA seront donc conduits à réévaluer leurs provisions dès que le montant définitif du devis sera arrêté. *Par ailleurs, un certain nombre de matières aujourd'hui considérées comme valorisables pourraient à l'avenir être considérées, en tout ou partie, comme des déchets. Les coûts associés à cette éventuelle requalification ne sont à ce jour pas pris en compte par les exploitants, conformément au cadre juridique et comptable actuel.*

Par ailleurs, en l'absence actuellement de filière capable de recycler les quantités de MOX et d'URE usés que produisent les centrales, EDF calcule les provisions pour la gestion à long terme de ces matières comme s'il s'agissait de déchets relevant du centre de stockage géologique profond dans les mêmes conditions que les déchets HA et MAVL. Cette disposition est acceptable, à condition que, dans cette hypothèse, la provision soit bien « calibrée », ce qui n'est pas assuré aujourd'hui. Au-delà du chiffrage, il serait plus sécurisant que cette hypothèse soit réellement étudiée et à terme, éventuellement développée, au cas où le programme de 4^{ème} génération connaîtrait des difficultés.

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.

C - Les calculs du coût de production et leur sensibilité aux évolutions de différents paramètres

1 - Des coûts qui diffèrent sensiblement en fonction des différentes approches du calcul

Comme on l'a vu au A-4, les différentes approches du calcul du coût de production de l'électricité nucléaire prennent en compte les divers types de coûts (passés, présents, futurs) identifiés chez les exploitants et rappelés dans les développements précédents, mais elles donnent un poids différent aux investissements et au coût du capital.

A titre d'illustration, la Cour a choisi de retenir quatre approches (coût comptable, coût courant économique, coût visant à calculer le tarif et coût comptable complet de production) :

- dont chacune a pu, selon les utilisateurs concernés, connaître diverses variantes d'impact limité ;

- qui traitent de façon largement similaire les coûts de fonctionnement, mais divergent fondamentalement quant à la rémunération et à la reconstitution des capitaux investis.

Le tableau suivant donne le montant des grandes catégories de coûts tels qu'ils ressortent des quatre types d'évaluation.

Comparaison des résultats des quatre types d'évaluation du coût de production de l'électricité nucléaire en 2010

En M€ 2010 C3P	Coût Comptable	Selon approche Champsaur	C3P nucléaire	CCE calculs EDF	CCE calculs COUR
Dépenses exploitation *	10084	9 295	9 549	9 295	10 084
Investissements de maintenance	1 747	1 747		1 747	1 747
Coût d'utilisation des actifs nucléaires (coût du capital)	1 813	2 447	6 689	9 104	8 341
Total coût de production	13 644	13 489	16 238	20 146	20 172

Source : Cour des comptes

* les écarts mineurs avec les calculs des charges d'exploitation du chapitre II et du B du présent chapitre sont expliqués dans l'annexe 15.

Les résultats des calculs et l'analyse des points de convergence de divergence sont présentés dans l'annexe 15 qui précise les modalités de calcul du CCE, du C3P et de l'approche de la commission Champsaur, les trois calculs étant appliqués à l'année 2010 :

- le coût comptable est le résultat de l'addition des dépenses d'exploitation validées par la Cour dans le calcul du CCE, des investissements de maintenance et d'un montant de 1 831 M€ représentant le cumul des amortissements 2010 (1 352 M€) et de la charge annuelle de démantèlement calculée par la Cour (461 M€) ;

- concernant le CCE, l'annexe explique les écarts de méthode entre la Cour et EDF. Pour les charges d'exploitation, cet écart porte essentiellement sur la prise en compte des montants de désactualisation annuelle des provisions pour la gestion des combustibles usés et des déchets ; pour le coût du capital, la Cour n'intègre pas les charges futures de démantèlement dans le calcul du « loyer économique » mais les prend en valeur brute. Ces deux corrections de sens inverse sont de montants relativement équivalents ;

- concernant l'approche de la commission Champsaur, la Cour en fait une application à l'année 2010, alors que les chiffres, plus élevés, habituellement retenus et commentés sont ceux calculés en moyenne sur la période 2011-2025, qui intègrent un montant d'investissements de maintenance cohérent avec le programme d'EDF de 50 Md€ d'ici 2025, soit environ le double de celui de 2010. Le faible écart entre le coût comptable calculé par la Cour et le coût calculé par l'approche

Champsaur est dû au fait que ce dernier ne prend pas en compte les charges de désactualisation, son objectif étant de calculer un tarif et non un *coût brut* comme le fait la Cour dans son calcul du coût comptable.

Le tableau présenté page 16, reprend, exprimés en termes de coût par MWh produit, les résultats du tableau précédent. Ces calculs sont faits sur la base d'une durée de fonctionnement des 58 réacteurs du parc actuel de 40 ans et avec le montant d'investissements de maintenance réalisé en 2010, donc sensiblement inférieur à celui des années à venir.

Ce n'est pas ce coût de production qui est aujourd'hui calculé dans certaines comparaisons internationales, notamment celles de l'AEN, ni comparé à celui des autres énergies, comme dans les coûts de référence de la DGEC. Dans ces deux cas, outre le coût du capital qui peut être calculé avec des méthodes encore différentes, le coût est calculé pour un investisseur qui entrerait aujourd'hui sur le marché avec de nouvelles centrales, en l'occurrence, des EPR pour la France. Une telle évaluation présente un caractère très théorique : autant on peut demander à un exploitant les coûts effectifs d'un vrai outil industriel, autant la simulation du coût fictif d'un parc fictif est aléatoire. Le résultat obtenu n'aurait de sens que dans le cadre d'un programme nucléaire réel avec des effets constatés d'optimisation et de série. Il est donc beaucoup trop tôt pour que la Cour puisse donner et valider un calcul de coût de production pour un parc d'EPR.

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

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

Source: Cour des comptes

*estimation Cour des comptes Rappel: production 2010: 407,9 TWh

2 - Les résultats sont relativement peu sensibles aux évolutions des charges futures provisionnées

Comme on l'a indiqué précédemment, le montant de certains éléments de coût est calculé en faisant des hypothèses et avec des incertitudes parfois notables. Il est donc important de mesurer la sensibilité du coût de production global en faisant varier le montant des éléments de coût dont les montants paraissent les moins sûrs.

Pour donner une idée de la sensibilité du coût de production de l'électricité nucléaire aux trois paramètres qui sont les plus incertains - taux d'actualisation, gestions des combustibles usés et des déchets radioactifs, coût du démantèlement - en retenant des hypothèses simplifiées (notamment un taux constant d'inflation de 2 %), il est intéressant de calculer l'effet de leur variation sur le coût de production annuel.

Sur la base des données comptables disponibles, des simulations ont été effectuées aux conditions 2010 et établies selon la méthode CCE telle que révisée par la Cour, c'est-à-dire sur un coût total annuel de 20 Md€: elles ne mesurent que l'effet sur le coût de production et n'intègrent pas les conséquences éventuelles sur le montant des actifs dédiés à constituer pour couvrir certaines provisions (Voir annexe 16 pour plus de précisions sur les calculs.)

Le taux d'actualisation

Les provisions sont calculées actuellement avec un taux d'actualisation de 5 %, intégrant un taux d'inflation de 2 %. Ce taux est sensiblement équivalent à celui utilisé à l'étranger et on a montré (chapitre IV) qu'une diminution de ce taux de 1% provoquerait une augmentation des provisions d'EDF de 21 % (+ 6 Md€ par rapport aux 28,3 Md€ actuels).

Sur la base d'une simulation simplifiée, en s'en tenant à l'effet récurrent d'une telle variation, c'est-à-dire en faisant abstraction du réajustement instantané de la charge de désactualisation l'année où l'on changerait le taux d'actualisation:

- si on baissait le taux d'actualisation à 4 % (au lieu de 5 %) : le coût annuel de production de l'électricité nucléaire croîtrait de +162 M€/an, soit + 0,8 % ;

- si on montait le taux d'actualisation à 6 % (au lieu de 5 %) : le coût annuel fléchirait de - 131 M€/an, soit - 0,6 %.

Les dépenses de fin de cycle

Concernant les dépenses de fin de cycle, si les provisions pour gestion des combustibles usés semblent relativement fiables, celles pour gestion des déchets devraient être rapidement revues. Le nouveau devis de l'ANDRA étant un peu plus du double de celui qui sert aujourd'hui de base aux calculs des provisions, il est intéressant de mesurer ce que donnerait un doublement de cette provision dont l'augmentation devrait également résulter d'un calcul plus précis des conséquences du stockage du MOX et de l'URE usés.

Sur la base d'une simulation simplifiée, si l'on retient la dernière hypothèse de devis de l'ANDRA, le coût annuel de production de l'électricité nucléaire augmenterait de 200 M€ (soit + 1 % en €/MWh)

Le coût du démantèlement

Les coûts de démantèlement d'EDF, comme ceux d'AREVA et du CEA, font l'objet de calculs et de suivis réguliers qui montrent, d'une part, qu'en règle générale, les devis ont tendance à progresser dans le temps malgré les progrès des méthodes d'élaboration du fait de la nouveauté de ces sujets et du manque de retour d'expérience dans ce domaine, et que, d'autre part, ces augmentations sont périodiquement intégrées dans les comptes des exploitants, réduisant donc les risques de dérapages significatifs.

À titre illustratif et avec un calcul simplifié, à taux d'actualisation inchangé (5 %) :

- si le devis de démantèlement augmentait de 50 % : le coût annuel de production de l'électricité nucléaire progresserait de 505 M€, soit + 2,5% du coût de production total ;

- si le devis de démantèlement doublait (+100 %) : le coût annuel de production augmenterait de 1 milliard. Cela ne représenterait toutefois qu'une augmentation du coût de production du MWh de 5 %.

Ces tests de sensibilité à la variation de divers paramètres relatifs aux charges futures montrent que, compte tenu de l'horizon d'une durée de fonctionnement du parc de 40 ans sur laquelle ils ont été calculés, ils modifient le coût annuel de production de l'électricité nucléaire de façon certes non négligeable mais relativement limitée.

3 - L'impact de l'évolution des investissements de maintenance est significatif

Si l'impact de l'évolution des charges futures liées au démantèlement et à la gestion des déchets est limité, celui de l'évolution des investissements de maintenance est nettement plus sensible.

Les calculs précédents ont été faits en utilisant le montant des investissements de maintenance de 2010 (1,7 Md€). Sur la base du programme d'investissements de 55 Md€ environ, envisagé par EDF, qu'elle a commencé à mettre en œuvre depuis 2010 et qui semble intégrer les investissements consécutifs aux travaux de l'ASN sur les évaluations complémentaires de sûreté, le montant moyen annuel d'investissement serait plutôt de 3,7 Md€.

Le tableau suivant donne le résultat des coûts des différentes évaluations avec ce montant et montre que l'impact de cette évolution des coûts d'investissements sur le coût de production au MWh est compris entre 10 et 15 % selon le mode d'évaluation retenu. Dans tous les cas, il est significatif.

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 Approche	33,4 €	38,2 €	+ 14,5 %
Champsaur +	33,1 €	37,9 €	14,5 %
CCE	49,5 €	54,2 €	+ 9,5 %

Source: Cour des comptes

4 - La prolongation de la durée de fonctionnement des centrales a un effet sur sa rentabilité

L'effet de la prolongation de la durée de fonctionnement des centrales ne peut pas être mesuré à partir d'un calcul de sensibilité des coûts calculés avec les approches retenues précédemment, à l'exception de l'approche par le coût comptable. En effet, les deux autres méthodes du tableau ci-dessus ne tiennent pas compte de cette durée dans les calculs mais seulement de la valeur initiale de l'investissement.

En revanche, si on fait l'hypothèse que les coûts calculés sont couverts par des recettes (prix, tarifs, autres), il est évident que plus le

nombre d'années de fonctionnement du parc augmente, plus les recettes rapportées par l'investissement initial s'accroissent et plus cet investissement initial est *rentable* pour son propriétaire.

En outre, le prolongement de fonctionnement du parc éloignerait le moment du décaissement des charges futures de démantèlement, ce qui diminuerait le montant des provisions, et repousserait à plus tard les investissements de renouvellement du parc qui nécessiteront des ressources de financement importantes, d'autant plus que les coûts de construction des nouvelles générations sont supérieurs à eux des générations précédentes.

II - Les dépenses financées sur crédits publics

Le coût de production pour l'exploitant doit être complété avec les dépenses financées sur crédits publics, qui ne sont pas, par construction, dans les comptes des exploitants, si l'on veut essayer de calculer les coûts « pour la société ». Les éléments réunis dans les chapitres précédents du rapport, en matière de recherche et de sécurité/sûreté permettent de faire cinq constats sur ce sujet.

1 - En 2010, les dépenses récurrentes sur crédits publics sont d'un montant limité, proche de celui de la taxe sur les INB

En 2010, les dépenses financées par des crédits publics se sont élevées à un montant estimé à **644 M€** (414 M€ de recherche publique et 230 M€ pour la sécurité/sûreté/transparence)-(voir variante : durée de fonctionnement de 50 ans). Limitant son analyse à la détermination de ces coûts, la Cour ne porte aucun jugement sur le caractère suffisant ni sur l'efficacité de l'utilisation de ces crédits.

Ces dépenses ne représentent donc que 6,4 % des 10 Md€ de charges d'exploitation calculées ci-dessus.

En outre, on relève que leur montant est du même ordre de grandeur que celui de la taxe sur les INB, fiscalité spécifique payée par les exploitants (580 M€ en 2010) et dont on peut considérer qu'elle est destinée à couvrir les dépenses publiques qui lui sont liées. (On rappelle toutefois qu'à l'origine, la taxe sur les INB et les redevances qui l'ont précédée ne visaient que le financement des dépenses de sécurité et de sûreté.)

Dépenses annuelles en 2010 (hors investissements)

Dépenses payées par les exploitants	Dépenses financées par des crédits publics	
Charges d'exploitation	Recherche	Sécurité/sûreté
10 030 M€	414 M€	230 M€

2 - Le développement de l'énergie nucléaire repose sur un fort investissement dans la recherche qui a été financé majoritairement sur crédits publics

L'étude de l'évolution de la recherche depuis le milieu des années 50 jusqu'à aujourd'hui, présentée dans le premier chapitre, montre qu'on peut estimer à **55 Md€₂₀₁₀** les dépenses totales de recherche faites dans le domaine de l'électricité nucléaire, soit environ **1 Md€₂₀₁₀ par an**.

Ces dépenses ont été financées à hauteur de 38 Md€₂₀₁₀, (690 M€₂₀₁₀ par an en moyenne), par des crédits publics, ce qui représente une proportion (70 %) sensiblement supérieure à celle constatée en 2010 et, plus généralement, à celle de ces dix dernières années (environ 40 %).

En revanche, il n'a pas été possible de faire un chiffrage des dépenses passées de sécurité/sûreté/transparence, mais il est probable qu'à l'inverse des dépenses de recherche financées sur crédits publics, ces dépenses aient tendance à progresser légèrement dans le temps, avec la constitution et le renforcement progressif des organismes qui représentent l'essentiel de ces coûts : l'ASN et l'IRSN.

Comme le montre l'annexe 9 sur l'évolution des taux de la taxe sur les INB depuis 10 ans, les montants relativement proches en 2010 du produit de cette taxe et des dépenses financées sur crédits publics constituent une situation nouvelle, consécutive à deux mouvements de sens contraire : la diminution progressive des dépenses de recherche sur crédits publics et l'augmentation très sensible du produit de la taxe, qui a été multiplié par 4,6 entre 2000 et 2010 (en euros courants).

La comparaison, en euros courants, du produit réel de la taxe sur la dernière décennie, 2000 à 2010, soit 3,3 Md€, et du montant de recherches financées sur crédits publics pendant la même période, soit 5,5 Md€, illustre le fait que la situation antérieure était beaucoup plus déséquilibrée qu'en 2010.

3 - L'Etat devra financer les provisions du CEA

Les charges futures du CEA s'élèvent, fin 2010, à 6,8 Md€₂₀₁₀, soit 4,4 Md€₂₀₁₀ de provisions après actualisation, dont 2,9 Md€ pour démantèlement, 1,2 Md€ pour la gestion à long terme des déchets et 0,3 Md€ pour la gestion des combustibles usés.

Ces provisions sont réputées couvertes à hauteur de 3,1 Md€ par des actifs dédiés essentiellement constitués de créances sur l'Etat ou de titres d'AREVA dont il est prévu que le CEA puisse les vendre à l'Etat au fur et à mesure de ses besoins.

En résumé, de manière directe ou indirecte, l'Etat est le financeur de ces charges futures dont le montant, calculé avec sérieux, reste toutefois incertain comme l'ont montré les réévaluations, souvent très significatives, des devis de ces charges futures depuis une dizaine d'années.

4 - Le programme de 4ème génération augmente sensiblement les dépenses futures de recherche sur crédits publics

Le programme « nucléaire du futur » porté par les investissements d'avenir permet de financer, à hauteur de 650 M€ (entre 2011 et 2017), l'avant projet détaillé (APD) d'ASTRID, démonstrateur visant à développer des réacteurs de 4ème génération à neutrons rapides refroidis au sodium. Si la France continue dans cette voie sur la base des résultats de l'APD, il faudra donc envisager d'autres formes de financements, probablement en grande partie publics, car ce démonstrateur sera encore loin d'avoir atteint la maturité industrielle.

5 - L'Etat assure gratuitement une partie du risque « responsabilité civile » en cas d'accident nucléaire

En matière d'assurance, la filière nucléaire est dans une situation très particulière : la réalisation du risque est très peu probable, mais, en cas de sinistre majeur, les conséquences peuvent être catastrophiques ; toutefois la probabilité de survenance comme la gravité des conséquences sont difficiles à estimer et l'objet de nombreux débats. Néanmoins, il est certain qu'en cas d'accident notable, les plafonds de garantie actuels à la charge des exploitants en matière de responsabilité civile, fixés par des conventions internationales, seraient rapidement atteints et probablement dépassés.

Aussi, dans le dispositif en vigueur en matière de responsabilité civile nucléaire, l'Etat pourrait être conduit, en cas d'accident nucléaire dont la probabilité est, certes, très faible, à indemniser les dommages au-delà des plafonds de responsabilité prévus dans les textes actuellement applicables, ainsi qu'à supporter les impacts économiques non couverts par les mécanismes d'indemnisation. Cette garantie est apportée aujourd'hui de manière gratuite aux opérateurs. La Cour a montré que le coût de cette garantie est très faible, si on le rapporte à la totalité des coûts de la production électronucléaire. Mais, en cas d'accident grave, les coûts peuvent être massifs et peser très fortement sur les moyens de l'Etat, sachant qu'en tout état de cause, l'Etat reste *in fine* le garant de la prise en charge du coût des réparations d'un dommage nucléaire et de ses conséquences, dans leur ensemble.

Sur ce point, la Cour formule deux recommandations :

- elle recommande que la France fasse ses meilleurs efforts pour que les conventions de Paris et de Bruxelles, signées en 2004, entrent rapidement en vigueur, car elles augmentent sensiblement le plafond de responsabilité des opérateurs, même s'il reste limité ;
- elle souligne également la nécessité que les dispositions du droit positif français actuel soient appliquées avec rigueur, en particulier en matière d'agrément de la garantie financière imposée aux exploitants, ce qui suppose d'appliquer complètement le dispositif réglementaire.

III - Les questions en suspens

Au-delà des incertitudes identifiées dans les développements précédents et dont la Cour a essayé de mesurer la sensibilité par rapport aux coûts de production de l'électricité nucléaire, quatre questions méritent une attention particulière parce qu'elles pourraient avoir des conséquences significatives.

1 - L'importance des coûts ne doit pas faire négliger les externalités, positives et négatives, des différentes formes d'énergie

En matière de production d'énergie, les externalités, positives et négatives, des différentes techniques sont nombreuses et souvent très opposées les unes aux autres en termes d'impact sur les différents thèmes concernés : économie, santé, environnement. Aussi est-il important d'approfondir les études qui permettent de mesurer ces impacts.

La Cour recommande par conséquent que soient encouragés et soutenus les travaux et études consacrés à ces sujets, tant sur l'énergie nucléaire que sur les autres énergies, de nombreux impacts ne pouvant pas être *monétarisés*, en tout cas actuellement, mais comparés entre les différentes formes d'énergie.

2 - Le chiffrage des évaluations complémentaires de sûreté réalistes à la suite de l'accident de Fukushima

A la suite de l'accident de Fukushima, l'ASN a lancé, à la demande du gouvernement, un exercice approfondi de réexamen des conditions de sûreté des réacteurs du parc actuel. Son rapport et son avis portant sur les « installations prioritaires » ont été rendus publics le 3 janvier 2012. Ils ne permettent pas encore un chiffrage complet et précis de toutes les conséquences qui seront tirées de cet accident mais il est toutefois possible de préciser certains éléments, sachant que les situations d'EDF, d'AREVA et du CEA ne sont pas similaires.

• EDF

Les éléments concernant EDF sont probablement les plus nombreux. Si on se limite aux conséquences financières, on peut distinguer deux grands types de coûts :

- les dispositions pour « *augmenter la robustesse des installations face à des situations extrêmes* » avec notamment la constitution d'un « *noyau dur* » de dispositions matérielles et organisationnelles pour maîtriser les fonctions fondamentales de sûreté dans les situations exceptionnelles, des dispositions pour réduire le risque de dénoyage du combustible dans les piscines et la mise en place d'une « *force d'action rapide nucléaire* » (FARN) pouvant être projetée sur n'importe quel site pour assurer la relève des équipes d'un site accidenté. Les conséquences financières de ces mesures, en termes d'investissements, sont aujourd'hui estimées à une dizaine de milliards d'euros à réaliser en quelques années ; on a vu au chapitre VI que ces investissements étaient déjà en partie inclus dans les programmes d'investissements provisionnels et auront donc, probablement, un impact limité sur le coût de production de l'électricité nucléaire. Mais il faudra aussi tenir compte du coût de ces mesures en termes de personnels, et notamment de la mise en place de la « *force d'action rapide* », ce qui devrait au total, d'après EDF, représenter un coût important de l'ordre de 300 M€ par an ;

- les facteurs sociaux, organisationnels et humains, dont les coûts sont encore plus difficiles à déterminer aujourd'hui ; on a vu au chapitre II qu'ils auront cependant des conséquences sur les effectifs et les charges salariales qui en découlent ainsi que sur l'organisation des travaux en sous-traitance.

• AREVA

De façon générale et s'agissant d'AREVA, l'ASN reconnaît que l'exercice demandé était difficile en raison de la diversité de ses installations et de la nécessité d'adapter le cahier des charges, initialement conçu pour les réacteurs de puissance, afin de prendre en compte leurs spécificités. Elle considère que la démarche d'AREVA n'a pas été menée à terme et qu'elle doit être poursuivie pour compléter les améliorations de sûreté. AREVA doit encore produire pour la mi-2012, la définition de mesures concrètes dans des études transverses relatives à la gestion de crise.

Comme pour EDF, l'accent est mis sur la constitution d'un noyau dur pour chaque « *plateforme* » d'AREVA et les dispositifs complémentaires permettant de rendre plus robuste le remplissage des piscines. En revanche, la constitution d'une force d'action rapide semble avoir moins de sens, le nombre de sites étant plus limité et les activités plus diversifiées ; il faut donc plutôt envisager un renforcement des dispositifs de crise sur chaque « *plateforme* ».

Les investissements d'AREVA sont prévus dans un plan straté-

gique de 5 ans qui s'élève à 2 Md€ pour la période. Actuellement, l'entreprise semble considérer que les investissements liés aux évaluations complémentaires de sûreté devraient représenter quelques centaines de millions supplémentaires pour la période. Mais la Cour n'a aucun moyen de valider ces chiffres, notamment du fait que les prescriptions de l'ASN sont encore très peu précises.

• Le CEA

Le CEA est dans une situation relativement proche de celle d'AREVA, compte tenu de la diversité de ses installations, mais encore un peu plus singulière du fait que d'une part, la plupart de ses installations seront examinées en 2012 et que, d'autre part, 3 sur 5 des installations qui ont été examinées dans le cadre de cette première série d'évaluations sont fermées et en cours de démantèlement (Phénix, l'atelier Plutonium et Osiris). Il faut donc, dans chaque cas, préciser les investissements qui ont un sens compte tenu de la diminution des risques au fur et à mesure des progrès des opérations de démantèlement.

Le CEA estime aujourd'hui le coût possible des conséquences des évaluations complémentaires de sûreté avec une fourchette relativement large, entre 50 et 500 M€, à réaliser sur 3 ou 4 ans.

D'une manière générale, il est donc encore trop tôt pour chiffrer et vérifier le montant des investissements et coûts humains qui seront les conséquences de ces premières évaluations complémentaires de sûreté.

L'ASN va demander aux exploitants des études complémentaires pour préciser ses premières conclusions. Il faudra donc en tirer des conséquences, les plus claires possible par rapport aux hypothèses et aux chiffrages de la Cour dans le présent rapport. Mais, comme le dit l'ASN dans son propre rapport, « *le retour d'expérience de l'accident de Fukushima pourra prendre une dizaine d'années. Il est apparu nécessaire d'évaluer sans délai la robustesse des installations vis-à-vis des situations extrêmes* », mais ce n'est que la première étape d'un processus d'analyse et de réflexion qui sera long.

3 - Les conséquences de la crise financière sur la gestion des actifs dédiés doivent être suivies avec attention

Les actifs financiers cotés dédiés à la couverture des provisions, hors cycle du combustible, représentaient **18,2 Md€ fin 2010**, pour un total à couvrir, d'ici 2016, de 27,8 Md€ (environ 65 %), montant très sensible au taux d'actualisation choisi.

Ces actifs financiers sont complétés, à hauteur de 7 Md€, par d'autres modes de couverture car les évolutions récentes ont conduit à s'éloigner des objectifs fixés à l'origine, notamment en augmentant la part d'actifs dont la liquidité est moindre et celles des créances croisées entre acteurs de la filière, tout en reculant la date de couverture totale des provisions par ces actifs.

Parallèlement, la crise financière actuelle aggrave les incertitudes sur la rentabilité à moyen et long terme des actifs qui constituent les portefeuilles, réduisant la probabilité que ceux-ci atteignent les montants attendus au moment où les décaissements devront intervenir.

Les évolutions du dispositif ont eu lieu sans que la commission qui devait structurer la gouvernance de ce dispositif soit mise en place, ce qui est très regrettable. La CNEF est désormais en état de fonctionner, de donner un avis sur l'état actuel du dispositif et, éventuellement, son adaptation à la situation financière actuelle.

La Cour recommande, au demeurant, que ce sujet fasse l'objet d'un nouvel examen et, éventuellement, de modification, car il n'est pas sain que la structure et la logique initiale du dispositif soient profondément modifiées au moyen de dérogations successives, à chaque fois que se présente une nouvelle difficulté.

4 - La durée de fonctionnement des centrales est une variable stratégique

La durée de fonctionnement des centrales fait l'objet d'un examen décennal au cas par cas par l'ASN, chargée de prendre les décisions sur ce sujet. Aujourd'hui, seules deux tranches (Tricastin 1 et Fessenheim 1) ont reçu l'autorisation de 10 années d'exploitation supplémentaires après leur 3èmes visites décennales, sous réserve que des investissements significatifs soient réalisés.

Dans les comptes d'EDF, la durée de fonctionnement prise en compte depuis 2003, car considérée comme « la plus probable » au sens des normes IFRS, est de 40 ans.

La Cour constate 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.

Ce constat conduit la Cour à faire les recommandations suivantes :

- au-delà du fait que la « programmation pluriannuelle des investissements » (PPI) de production d'électricité pour la période 2009-2012, indique « privilégier un scénario central de prolongation au-delà de 40 ans du parc nucléaire », les conséquences stratégiques de cette situation devraient être analysées de manière à pouvoir en tirer des orientations de la politique énergétique à moyen terme, publiquement connues et utilisables par tous les acteurs du secteur.

En effet, compte-tenu du délai, en matière de politique énergétique, entre la prise de décision et ses effets, particulièrement long pour le nucléaire mais qui existe aussi pour toutes les autres filières, y compris pour les économies d'énergie, ne pas prendre de décision revient à faire un choix, celui de faire durer le parc actuel au-delà de 40 ans ;

- les conséquences financières de cette situation devraient également être clairement identifiées, en fonction des choix stratégiques. En l'occurrence, le montant des investissements nécessaires au maintien en fonctionnement des centrales, avec un « bon » niveau de production doit être chiffré, en y intégrant les conséquences des décisions de l'ASN à la suite de l'accident de Fukushima. Cela représente, pour EDF, un programme d'investissements de maintenance de plus de 50 Md€ d'ici 2025, soit un doublement du rythme d'investissements de maintenance actuels, sans donner toutefois l'assurance d'une prolongation de la durée de fonctionnement des réacteurs puisqu'il dépend de l'avis de l'ASN qui fera sans doute un examen attentif des cuves et des enceintes, *a priori* non remplaçables ;

- si on envisage le remplacement d'une partie du parc de réacteurs et *a fortiori* de sa totalité, il importe d'anticiper ces renouvellements et d'en définir le rythme, notamment pour des raisons d'organisation de la filière industrielle (On peut aussi considérer qu'une « démographie déséquilibrée » du parc de réacteurs est un facteur d'aggravation des risques, par exemple en cas d'apparition d'un défaut systémique lié au vieillissement du parc.). Au demeurant il semble difficile, sauf effort tout à fait exceptionnel ou baisse majeure peu probable de la consommation électrique, que les investissements énergétiques de remplacement ou de substitution du parc actuel, quel que soit le dispositif choisi (économies d'énergie, autres sources d'énergie, nouveau réacteur nucléaire), puissent être réalisés dans un délai n'imposant pas une prolongation de tout ou partie du parc actuel au-delà de quarante ans ;

- quelles que soient les réponses données à ces questions dans l'avenir, la Cour relève qu'à court et moyen termes des dépenses importantes d'investissements sont prévisibles tant en matière de maintenance que de construction de moyens de production de remplacement, sans oublier les dépenses d'investissement dans les réseaux de distribution ou dans la recherche, s'il est décidé de poursuivre le programme de développement des réacteurs de 4^{ème} génération.

5 - Un besoin de maintenir la transparence sur les chiffrages et d'actualiser régulièrement les données du présent rapport

La complexité du sujet, l'incertitude des données et le grand nombre d'hypothèses sur lesquelles les chiffres du présent rapport ont été calculés nécessitent que ce travail soit régulièrement revu et approfondi, dans le cadre d'une gouvernance adaptée à la dimension stratégique de la question énergétique et à la grande sensibilité du sujet pour les citoyens.

Aussi la Cour recommande-t-elle que cette enquête soit régulièrement actualisée, en toute transparence et objectivité, afin de permettre de :

- préciser progressivement les méthodes d'évaluation en situation d'incertitude qui sont nécessaires pour évaluer économiquement les décisions à prendre ; les études sur les coûts et les probabilités d'acci-

dents devraient notamment être développées et approfondies ;

- suivre, en fonction des retours d'expérience, les évolutions futures des différents éléments de coûts qui ont été analysés, en particulier le chiffrage des conséquences des évaluations complémentaires de sûreté à la suite de l'accident de Fukushima ;

- capitaliser les efforts faits par les différents acteurs et spécialistes du sujet.

Au demeurant, l'importance des externalités non chiffrables (sauf éventuellement par comparaison avec d'autres solutions), notamment en termes d'impact sur l'environnement, la santé, l'emploi et la balance commerciale, montre que les coûts ne sont certainement pas les seules variables à prendre en compte dans les décisions en matière de production électronucléaire.

ANNEXE 10

Démantèlement : état final retenu par les exploitants

Extrait du rapport annuel 2010 de l'ASN – Chapitre 15. 1.2

« À l'issue de son démantèlement, une installation nucléaire peut être déclassée. Elle est alors rayée de la liste des installations nucléaires de base et ne relève plus du régime des installations nucléaires de base (INB). L'exploitant doit fournir, à l'appui de sa demande de déclassement, un dossier démontrant que l'état final envisagé a bien été atteint et comprenant une description de l'état du site après démantèlement (analyse de l'état des sols, bâtiments ou équipements subsistants...). En fonction de l'état final atteint, des servitudes d'utilité publique peuvent être instituées. Celles-ci peuvent fixer un certain nombre de restrictions d'usage du site et des bâtiments (limitation à un usage industriel par exemple) ou de mesures de précaution (mesures radiologiques en cas d'affouillement, etc.). L'ASN peut conditionner le déclassement d'une installation nucléaire de base à la mise en place de telles servitudes. »

La destination finale des sites retenue par les exploitants est précisée dans les rapports triennaux établis en application de l'article 20 de la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs.

Pour EDF, « une étude sanitaire globale conduit au déclassement associé à une servitude éventuelle. Après démolition des superstructures, les cavités restantes sous le niveau du sol sont comblées avec un remblai approprié. Dans la mesure du possible, les gravats non nucléaires issus de la démolition sont utilisés comme remblai après avoir été concassés.

L'hypothèse de référence prise pour l'étude 2009 (Etude d'évaluation des charges de démantèlement du parc de réacteurs en exploitation) est celle d'une démolition des bâtiments incluant les radiers de l'ilot nucléaire et de la salle des machines. Le site est prévu d'être réutilisé pour un usage industriel ».

AREVA recherche :

« - le recyclage / réutilisation des matériaux issus du démantèlement des zones à déchets conventionnels des installations ; pour les matériaux issus des zones à déchets nucléaires, ce recyclage / cette réutilisation ne peut être envisagé(e) que dans le domaine nucléaire dans le respect de la réglementation en vigueur ;

- la réutilisation de tout ou partie des bâtiments pour une activité industrielle pérenne, de nature nucléaire ou non, ou la reconversion des bâtiments et des sites à d'autres fins. »

Pour le CEA, « le déclassement complet des INB à l'arrêt permet leur réutilisation éventuelle sans contrainte ni surveillance, ou leur démolition en déchets conventionnels. L'installation assainie ne comporte donc plus de zone à déchets nucléaires. Lorsque cet objectif présente des difficultés jugées trop élevées par le CEA, ou lorsque l'utilisation future de l'installation impose des contraintes nucléaires spécifiques, des situations intermédiaires peuvent être envisagées, servitudes associées à des points chauds localisés maintenus sous restriction d'accès, par exemple.

Le critère de déclassement complet, dans la perspective de l'avenir à long terme du site libéré, est la dose annuelle susceptible d'être intégrée par les utilisateurs futurs du site. La radioactivité résiduelle laissée sur le site doit conduire pour ces utilisateurs à une dose annuelle maximale inférieure à l'exposition admise pour le public de 1 mSv/an, hors radioactivité naturelle.

En matière d'état radiologique, l'objectif visé est le déclassement radiologique des locaux et bâtiments. Ces derniers passent à un état de bâtiments banalisés caractérisés par une modification du zonage radiologique et une modification du zonage déchets de référence des bâtiments, avec passage des locaux en zone à déchets conventionnels, dans la mesure où la contamination est retirée et lorsqu'aucun point à risques ne subsiste. »

Annexe 12

Le respect par les exploitants de la nomenclature des charges et provisions nucléaires

Dans leurs rapports « article 20 », les exploitants ne respectent pas toujours les catégories et sous-catégories de la nomenclature annexée à l'arrêté du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (cf. infra). Le non respect de cette nomenclature est préjudiciable à la transparence financière, dans la mesure où la somme des charges de chaque catégorie ne renseigne pas vraiment sur le niveau réel des charges correspondant aux intitulés de cette catégorie.

Cependant, le non respect de la nomenclature ne conduit pas à une sous-couverture en actifs dédiés.

Catégorie 1 : « charges de démantèlement des INB, hors gestion à long terme des colis de déchets radioactifs »

Le CEA intègre parmi les coûts du démantèlement les charges de gestion à long terme des déchets radioactifs issus du démantèlement (341 M€) ; ils devraient normalement être comptabilisés dans la catégorie 4.

Catégorie 2 : « charges de gestion des combustibles usés, hors gestion à long terme des colis de déchets radioactifs »

EDF n'intègre pas dans cette catégorie les charges d'entreposage longue durée des combustibles usés, MOX et URE principalement (1 148 M€) ; elles devraient cependant trouver leur place au sein de la sous-catégorie 2.2 (charges relatives aux autres combustibles usés) qui, par analogie avec la sous-catégorie 2.1, devrait contenir les frais d'entreposage.

Le CEA distingue ses combustibles usés selon qu'ils sont recyclables (sous-catégorie 2.1) ou non (sous-catégorie 2.2) dans les installations actuelles mais ne semble pas en tirer de conséquence quant à la non-couverture par des actifs dédiés des charges de la sous-catégorie 2.1 (pourtant liées au cycle d'exploitation).

Les charges de la sous-catégorie 2.1 sont les seules qui, parce qu'elles sont « liées au cycle d'exploitation », n'ont pas à être couvertes par des actifs dédiés une fois actualisées. Aucun exploitant ne classe dans la sous-catégorie 2.1 de dépenses qui ne devraient pas y figurer ; les défauts de classification sont donc sans conséquence sur le niveau de couverture des provisions par des actifs dédiés.

Catégorie 3 : « charges de reprise et conditionnement des déchets anciens, hors gestion à long terme des colis de déchets radioactifs »

Le CEA intègre dans cette catégorie les charges de gestion à long terme des déchets radioactifs issus de la RCD (79 M€) ; ils devraient normalement être comptabilisés dans la catégorie 4 ;

Catégorie 4 : « charges de gestion à long terme des colis de déchets radioactifs » (cette catégorie ne concerne que les coûts de stockage et transport)

EDF intègre dans cette catégorie les charges d'entreposage longue durée des combustibles usés, MOX et URE principalement (1148 M€) qui devraient être comptabilisées à la catégorie 2. EDF fait aussi figurer dans cette catégorie les charges après fermeture des centres de stockage qui devraient se trouver dans la catégorie 5 (1 056 M€).

Le CEA intègre dans cette catégorie un certain nombre de dépenses d'entreposage ou d'emballage (190 M€) qui devraient figurer dans d'autres catégories (1, 2 ou 3 selon l'origine des déchets).

AREVA intègre dans cette catégorie un certain nombre de dépenses d'entreposage intermédiaire (19 M€).

Catégorie 5 : « charges de surveillance après fermeture »

Cette catégorie inclut toutes les charges après fermeture des centres de stockage : surveillance, entretien de la couverture du centre, fiscalité. EDF n'y fait pas figurer les charges après fermeture des centres de stockage (1 56 M€), considérant qu'elles constituent des frais accessoires aux charges de gestion à long terme des colis de déchets radioactifs.

Divers

EDF comptabilise dans sa **provision pour derniers cœurs** (hors nomenclature) des charges de gestion du combustible usé et de gestion à long terme des colis de déchets radioactifs ; ces montants se retrouvent cependant dans les catégories de la nomenclature correspondante (2 et 4) sous l'intitulé « effet réglementaire – combustible engagé ». Cette double comptabilisation n'est pas favorable à la transparence.

Annexe 14

Le vieillissement des installations et les éléments non remplaçables

1 - Le vieillissement des cuves des réacteurs et des éléments du circuit primaire

Le vieillissement est caractérisé par les effets de l'irradiation, et des fortes pressions et température sur le matériau de la cuve et du circuit primaire :

« fragilisation » de l'acier caractérisée par la diminution de la ténacité (capacité de résistance à un effort mécanique en présence d'un défaut).

Dans les centrales dites REP (réacteur à eau sous pression), la chaleur est produite par la fission des noyaux d'uranium du combustible placé dans le cœur du réacteur (ensemble des assemblages de combustible). Ces assemblages de combustibles sont contenus dans la cuve du réacteur, qui est composée d'un corps de cuve et d'un couvercle.

Elle est composée de pièces forgées et usinées en acier d'un poids total de 330 tonnes. Sur la partie centrale de la cuve, cet acier est d'une épaisseur de 20 cm.

Cette cuve contient le fluide dit primaire qui circule à travers les assemblages de combustible. Elle constitue une des barrières assurant le confinement des éléments radioactifs. C'est également par le haut de la cuve, à travers son couvercle, que sont introduites les barres de contrôle du cœur et les dispositifs de mesure (neutronique, température) qui permettent la conduite du réacteur.

Son rôle est primordial pour les trois fonctions de sûreté de l'installation : le confinement des matières radioactives, la maîtrise de la réaction nucléaire, et le refroidissement des combustibles. Son intégrité doit donc être garantie et démontrée dans toutes les situations de fonctionnement : à la fois dans une situation d'exploitation normale mais aussi en cas de situation accidentelle, et ce pour toute la durée de l'exploitation.

Contrairement à d'autres composants du réacteur (éléments du circuit primaire ou secondaire, tels que les générateurs de vapeur), EDF n'envisage pas le remplacement de la cuve. Or, c'est initialement la cuve et les propriétés physiques de son acier qui avaient défini la durée de fonctionnement de référence de 40 ans. Le vieillissement de la cuve dépend aussi du mode d'exploitation spécifique de chaque cuve, en particulier de son plan de charge. Par ailleurs, les variations de températures et de pression (ou « situations transitoires ») sont également des événements qui modifient les propriétés des aciers. Ainsi, plus les équipements auront été soumis à des variations fortes de températures et de pression, ou à un bombardement neutronique intense (en pleine puissance), plus ses propriétés vont se transformer et le métal des cuves peut se fragiliser. En particulier, il pourrait devenir moins apte à résister à une situation accidentelle, par exemple un choc froid (injection de sécurité en cas de brèche dans le circuit primaire).

Cette précision est importante dans le cas du parc français, puisque contrairement à d'autres réacteurs étrangers, les réacteurs français ont la particularité d'être utilisés en « suivi de charge » : en d'autres termes, la puissance du réacteur est modulée dans la journée pour suivre les pics et les creux de la consommation d'électricité (ce mode d'utilisation du réacteur est également très sollicitant pour les assemblages de combustibles) et le nombre de transitoires (variation de puissance et de température) est de fait plus important que pour un réacteur exploité en base. Ces transitoires font l'objet d'un suivi et d'un historique détaillé pour chaque réacteur.

Conformément à la réglementation, les cuves sont examinées dès leur conception, en exploitation et à l'occasion des visites décennales :

- les défauts présents sont suivis : comme tout objet forgé, les cuves peuvent présenter des défauts ou des fissurations dès l'origine et les défauts nouveaux sont détectés ;
- le circuit primaire est soumis à un test (l'épreuve hydraulique) qui consiste à le monter en pression, au delà de la pression de fonctionnement et à vérifier l'étanchéité du circuit ;
- l'évolution dans le temps de la température de transition entre l'état ductile (souple) du métal et son état fragile est connue et suivie etc.

Des progrès notables ont été réalisés dans les appareils de mesure et la détection des fissures. Les observations physiques sont rapprochées des résultats obtenus par la modélisation sur ce que devrait être l'évolution des défauts. De la qualité de cette modélisation dépend aussi la capacité à prévoir finement la durée de fonctionnement résiduelle possible des cuves. Ces programmes de modélisation sollicitent des axes de recherche fondamentale et expérimentale très complexes. En France, les moyens d'études se situent principalement au CEA et chez EDF.

2 - Le vieillissement des enceintes de confinement des réacteurs

Les enceintes qui entourent les cuves ont une fonction de confinement : elles doivent éviter la dispersion de particules radioactives dans l'environnement en cas de rupture du circuit primaire et permettre de limiter les rejets radioactifs dans le cas d'accident grave (fusion du cœur).

a) Deux catégories d'enceintes

• **Les enceintes à paroi unique du palier 900 MW** sont constituées d'un bâtiment en béton précontraint en forme de cylindre (37 m de diamètre par 60 m de hauteur), surmonté d'un dôme. Sa surface intérieure est recouverte d'une « peau métallique » de 6 mm d'épaisseur, qui a pour fonction d'assu-

rer l'étanchéité en cas d'accident. Cette conception et le dimensionnement des ouvrages assurent ainsi un confinement passif, basé sur des barrières physiques importantes et sur la peau métallique interne. Cependant, ces enceintes ne sont pas complètement étanches, ni définitivement protégées d'un risque de dégradation des propriétés du béton. Le taux de fuite en situation d'accident est réglementairement limité à 0,3 % par jour de la masse de fluides (air et vapeur d'eau) contenue dans l'enceinte.

• Les enceintes à double paroi des paliers 1300 MW et 1450 MW (N4) :

Pour ces réacteurs, la paroi interne est en béton précontraint mais elle n'est pas recouverte d'une peau d'étanchéité. Elle a pour fonction de résister aux conditions de pression et de température internes tout en assurant une « relative » étanchéité : son taux de fuite en situation d'accident est réglementairement limité à 1,5 % par jour de la masse de fluides (air et vapeur d'eau) contenue dans l'enceinte. Les paliers 1300 MW et 1450 MW reposent sur le principe d'un « confinement dynamique » assuré par la différence de pression, le vide entre les deux enceintes, et le fait que ces éléments sont construits en béton précontraint.

En d'autres termes, ces réacteurs n'ont pas intégré au stade de la conception, et a fortiori dans la réalisation, l'objectif d'une limitation totale des rejets radioactifs dans l'atmosphère en cas d'accident grave avec fusion du cœur.

Pour le réacteur EPR en cours de construction à Flamanville, l'approche a été différente dès l'étape de conception. Les accidents graves avec fusion complète du cœur et formation de corium, explosion d'hydrogène dans l'enceinte, génération de projectiles à l'intérieur de l'enceinte, percée de la cuve par le corium, etc. ont été envisagés pour dimensionner l'enceinte.

b) Effets du vieillissement sur les enceintes de confinement

Les bâtiments-réacteurs en béton armé et précontraint subissent les phénomènes de vieillissement divers et caractéristiques du béton : il s'agit de déformation, ou de « retrait », de corrosion des câbles d'acier qui forment les armatures, ou encore de pertes de tension des câbles qui assure la précontrainte du béton.

EDF doit, lors des examens de sûreté (visites décennales), démontrer leur capacité à limiter les rejets radiologiques en cas d'accident. En tout état de cause, dans l'hypothèse d'un accident grave avec fusion du cœur, les radioéléments ne peuvent pas être totalement confinés. Les limites évoquées plus haut (le taux de fuite en situation d'accident est réglementairement limité à 1,5% par jour de la masse de fluides -air et vapeur d'eau- contenue dans l'enceinte pour les 1300 MW et 1450 MW) sont à mettre en regard avec les limites nouvelles proposées par le réacteur EPR.

En France, les enceintes sont testées sous une pression d'air équivalente à celle qui pourrait apparaître dans l'enceinte en cas d'accidents comme la rupture d'une tuyauterie de vapeur (RTV) ou la perte de la source froide primaire (APRP), afin de vérifier leur résistance et leur étanchéité. Les essais correspondants, appelés « épreuves » de l'enceinte, ont lieu avant la mise en service du bâtiment, puis périodiquement (normalement tous les 10 ans, parfois tous les 5 ans).

L'épreuve engendre des efforts importants sur l'enceinte et permet de vérifier la bonne qualité de la réalisation générale de l'ouvrage.

Cependant ce test ne peut être que partiellement représentatif des conditions réelles en cas d'accident dans l'enceinte, puisqu'à la hausse de pression s'ajouterait la hausse brutale de température, qui n'est pas reproduite lors de l'épreuve.

Pour certaines enceintes du palier 1300 MW, EDF a appliqué des revêtements composites sur l'intrados de l'enceinte interne pour améliorer son étanchéité et envisage actuellement des revêtements de l'extrados de l'enceinte interne. Cependant, aucune de ces solutions n'apporte une étanchéité totale. EDF envisage de demander une modification à la hausse des critères de taux de rejet des enceintes en invoquant l'amélioration du confinement des bâtiments périphériques qui, selon l'entreprise, compenserait, en termes de conséquences radiologiques, le relâchement des premiers critères.

Annexe 17

**La production électronucléaire aux USA, en GB, en Allemagne, en Suède, en Belgique et au Japon
Comparaisons internationales – généralités**

I - La production électronucléaire aux Etats-Unis.

Les Etats-Unis sont le premier pays du monde par le nombre de réacteurs en fonctionnement : 104 réacteurs sont actuellement en activité dans 70 centrales, inégalement réparties sur le territoire américain. 31 Etats sont dotés de réacteurs nucléaires, principalement dans l'est du pays.

Le nucléaire représente 20 % de la production nationale d'électricité, der-

rière le charbon (46 %), le gaz naturel (23 %) et avant les renouvelables (9 %, dont 7 % pour l'hydroélectricité). Mais il est une ressource majeure pour plusieurs Etats. Il représente plus de la moitié de la production d'électricité dans le Vermont (72,3 %) le New Jersey (55,1 %) le Connecticut (53,4 %) et la Caroline du Sud (52 %).

Sur les 104 réacteurs en activité, 35 sont à eau bouillante (REB/BWR), 69 à eau pressurisée (REP/PWR).

Une des spécificités du parc nucléaire américain est que presque exclusivement géré par des exploitants privés, il utilise une grande variété de modèles de réacteurs. 26 sociétés d'électricité produisent de l'énergie nucléaire, en faisant appel aux différentes technologies de Westinghouse, Toshiba ou General Electric.

Parmi ces acteurs demeure une compagnie fédérale, la Tennessee Valley Authority (TVA), créée à l'époque du New Deal pour produire de l'énergie hydraulique. La TVA s'est engagée après la guerre dans la construction de centrales nucléaires. Elle reste un instrument de l'État (exemple : sa participation active au programme NP 2010 destiné à tester les nouvelles procédures d'autorisation de sûreté) mais elle mène en même temps sa propre politique en tant qu'opérateur sur un marché concurrentiel.

Un mouvement est en cours pour restructurer le capital des sociétés productrices d'électricité, qui pourrait conduire à une harmonisation, sinon à une standardisation des équipements.

La politique américaine de l'énergie a été caractérisée au cours des dernières décennies par des hésitations et des changements de cap, qui ont influencé les investisseurs, sans remettre en cause la place importante du nucléaire dans l'économie nationale.

L'accident de Three Mile Island (1979) avait entraîné un premier coup d'arrêt dans la construction de nouvelles centrales, la suspension du débat sur le retraitement et le report d'une décision concernant le choix d'un site national de stockage des déchets.

L'accident de Tchernobyl a accru les hésitations des autorités américaines à encourager une reprise des investissements nucléaires aux Etats-Unis, comme à l'étranger. Washington s'est, dans les années 90, employé à renforcer, par le biais de l'AIEA, les disciplines, les contrôles et les garanties dans la sécurité des centrales nucléaires et la gestion du combustible dans le monde.

Au début des années 2000, les tensions sur le marché des hydrocarbures et les préoccupations climatiques ont suscité un intérêt nouveau pour le nucléaire. Les autorités américaines ont pris un certain nombre de mesures destinées à faciliter et encourager la production d'électricité par les centrales existantes (dont l'activité a été, pour un nombre important d'entre elles, prolongée) en même temps que les investissements, y compris d'origine étrangère, dans de nouvelles centrales. Le projet de centre national de stockage a été relancé. L'administration Obama a cependant, après son installation, choisi de ne pas poursuivre dans la voie ainsi amorcée. La priorité donnée à la promotion des énergies renouvelables comme à l'exploitation des gaz de schiste, la renonciation au moins provisoire au projet de Yucca Mountain, la nomination d'instances de réflexion comme la commission « Blue Ribbon », ont incité les acteurs économiques privés, qui sont aux Etats-Unis les moteurs de la politique énergétique, à observer une attitude prudente ou attentiste.

Plusieurs projets de construction de nouveaux réacteurs, pour lesquels des demandes d'autorisation avaient été déposées auprès de la NRC (Nuclear Regulatory Commission) en 2008 et 2009, sont néanmoins en cours d'instruction. Elles concernent notamment AREVA et EDF, candidats à la construction de réacteurs EPR pour plusieurs sociétés américaines de production d'électricité.

II - La production d'électricité nucléaire au Royaume-Uni

1 - Place du nucléaire dans la politique de l'énergie au Royaume Uni

Le Royaume-Uni dispose de 18 réacteurs nucléaires en fonctionnement. L'énergie nucléaire contribue (2010) pour 16 % à la production d'électricité : les autres sources sont le gaz (46,3 %) le charbon (28,5 %), l'éolien (2,7 %) l'hydroélectricité (0,95 %) et d'autres énergies renouvelables, notamment la biomasse (3,4 %).

Le nucléaire représentait 26 % de la production électrique en 1997.

Sa part a ensuite décliné, par suite du vieillissement du parc des réacteurs, et de la désaffection des investisseurs, dont l'intérêt s'était porté en priorité dans les années 70 et 80 sur les ressources en hydrocarbures de la mer du Nord.

L'épuisement de ces dernières, la priorité donnée aux préoccupations climatiques, ont amené à partir de 2005 un changement de cap. Deux Livres Blancs (2007 et 2008) et plusieurs rapports parlementaires ont plaidé en

faveur d'un retour au nucléaire, jugé incontournable et urgent.

En 2008, le gouvernement britannique a annoncé son intention de lancer la construction d'une nouvelle génération de réacteurs. L'objectif déclaré était de porter la part du nucléaire dans la production d'électricité en Grande-Bretagne à 40 % d'ici 2050.

La réalisation de cet objectif implique un renouvellement complet des installations nucléaires existantes. Le parc britannique est composé de réacteurs d'une technologie peu performante et dépassée (AGR, Magnox), d'une usine de retraitement (Sellafield) à la fiabilité souvent mise en cause, tandis que le problème du stockage des déchets demeure sans solution.

La modernisation ou la réalisation des équipements nécessaires à une vraie relance du nucléaire appelle des investissements importants, pour lequel il a été nécessaire de procéder à une restructuration industrielle, incluant le recours à des partenariats étrangers. C'est dans ce contexte qu'EDF, RWE et E.ON se sont portés candidats, en 2008, au rachat de sociétés de production d'électricité britanniques.

EDF a réalisé l'acquisition de British Energy en janvier 2009 pour 12 milliards de livres pour constituer une nouvelle société, (EDF Energy) dans laquelle la société britannique CENTRICA (filiale de British Gaz) a acquis une part de 2,5 milliards de £. La société EDF-Energy (détenue à 80 % par EDF et à 20 % par CENTRICA), s'est portée candidate à la construction de 4 EPR sur le territoire britannique (2 sur le site de Hinkley, 2 sur le site de Sizewell).

Parallèlement, le groupe Horizon (RWE/E.ON) s'est porté candidat à la construction de 5 à 7 réacteurs de 3ème génération (EPR ou AP.1000) sur les sites d'Oldbury et de Wilfa.

Le consortium NuGeneration (Iberdrola et GDF/Suez) s'est également porté candidat à la construction d'EPR à Cumbria.

Après les élections de mai 2010, le nouveau gouvernement britannique a confirmé sa décision de favoriser la construction au Royaume-Uni (à l'exclusion de l'Ecosse) de 8 centrales nucléaires comportant chacune au moins 2 réacteurs de troisième génération. Le choix des sites a été arrêté et les procédures d'autorisation de construction se poursuivent.

L'accident de Fukushima n'a pas remis en cause cette orientation.

2 - État du parc nucléaire

Le parc britannique est composé de plusieurs modèles de réacteurs :

- 3 réacteurs de type Magnox (Oldbury1, Wilfa 1 et 2) d'une capacité de 217 MW (Oldbury) et 2 fois 490 (Wilfa) mis en service respectivement en 1967 et 1971, doivent cesser leur activité en 2012.

- 14 réacteurs de type AGR (2 sur chacun des sites de Dungeness, Hartlepool, Hunkley Point, Hunterston, Torness, 4 sur le site de Heysham), mis en service entre 1976 et 1989, doivent cesser leur activité entre 2016 et 2023.

- 1 réacteur de type PWR (Sizewell), mis en service en 1995, devrait rester en activité jusqu'à 2035.

Le consortium EDF Energy, acquéreur des installations de British Energy, opère les 14 réacteurs de type AGR et le réacteur PWR de Sizewell.

La NDA (Nuclear Decommissioning Authority), créée en 2005 par le gouvernement britannique pour gérer la cessation d'activité des centrales de première génération, et assurer le retraitement du combustible et la gestion des déchets, opère les réacteurs Magnox encore en activité.

La fermeture prochaine de plusieurs de ces installations pousse à un lancement rapide de la construction des nouveaux réacteurs prévus.

Le premier projet proposé par EDF Energy concerne la construction de 2 réacteurs EPR (1630 MW x 2) à Hinkley Point dans le Somerset. Le chantier devait commencer en octobre 2011 et la centrale être connectée au réseau fin 2017. La lenteur de la procédure d'approbation GDA (General Design Assesment) devrait conduire à une modification de ce calendrier. Le premier réacteur EPR de Hinkley Point pourrait entrer en activité en 2019. Les 2 EPR de Sizewell devraient être raccordés au réseau entre 2020 et 2022.

Le consortium Horizon prévoit le dépôt en 2012 des demandes d'autorisation pour construire 5 EPR ou 7 AP1000 sur les sites d'Oldbury et Wilfa. L'entrée en activité de ces réacteurs se situerait entre 2022 et 2025.

III - La production d'électricité d'origine nucléaire en Allemagne

1 - Politique de l'Allemagne en matière d'énergie nucléaire et part du nucléaire dans la production d'électricité

L'Allemagne, qui accordait au nucléaire une place importante dans sa politique énergétique, a pris en 2001 (gouvernement Schröder) la décision d'engager un processus progressif de sortie du nucléaire. Le gouvernement de Madame Merkel, qui avait amorcé une révision de cette décision, l'a finalement confirmée en 2011 et a décidé d'en accélérer la mise en œuvre après la catastrophe de Fukushima.

Au début de 2011, l'Allemagne disposait de 17 réacteurs nucléaires, assurant 23 % de la production d'électricité nationale. Les autres sources de production d'électricité sont le charbon (55 %) l'éolien (7 %), l'hydroélectricité (4 %) et le solaire (2 %).

Le 6 juin 2011 le gouvernement fédéral a décidé la cessation d'activité immédiate de huit des réacteurs (ceux qui étaient entrés en activité en 1980 ou auparavant). Les 9 réacteurs restants devront être fermés par étapes, d'ici 2022. Cette décision a été approuvée par le Bundestag le 8 juillet 2011.

Cette décision a entraîné dans l'immédiat un déficit énergétique (réduction de 6,4 % de la capacité installée) compensé par des achats en provenance de France et de République Tchèque, mais l'objectif du gouvernement fédéral est d'assurer, à moyen terme, le remplacement du nucléaire par une amélioration de l'efficacité énergétique et un accroissement du recours aux énergies renouvelables. La part de celles-ci dans la production d'électricité devrait passer en 10 ans de 17 % (2010) à 35 % (2020), pour atteindre 80 % en 2050. Le gouvernement fédéral a affirmé vouloir maintenir les objectifs précédemment affichés en matière de réduction d'émissions de CO2 (- 40 % en 2020 par rapport à 1990, - 80 % en 2050). Pour y parvenir, le pays mise essentiellement sur l'éolien (Mer du Nord), encouragé par des mesures d'aide à l'investissement (fonds de soutien de 5 milliards d'euros), et sur une politique de réduction de la consommation énergétique.

Parallèlement, le lancement de la construction de nouvelles centrales au gaz a été décidé. Le débat sur la possibilité de maintenir et même de relancer une production d'énergie à partir d'un charbon « propre » a également été relancé.

Le changement de politique énergétique devrait avoir des conséquences sur le transport et la distribution d'électricité, qui nécessiteront la construction de plus de 4 000 km de lignes à haute tension.

2 - État du parc nucléaire

En 2010, l'Allemagne avait produit 133TWh d'électricité nucléaire sur une production totale d'électricité de 590TWh.

Les réacteurs en service au début de 2011, dont la puissance s'échelonnait de 771 à 1360 MW étaient de plusieurs types : 6 réacteurs à eau bouillante (BWR), 11 à eau pressurisée (PWR), tous construits par la société KWU, filiale de Siemens (intégrée depuis dans AREVA).

La RDA avait construit 6 réacteurs de technologie WER dont l'activité a été interrompue et le démantèlement engagé après la réunification en 1990.

Le parc actuel de 17 réacteurs (les 8 réacteurs arrêtés n'ont pas encore, à la date du 1er septembre 2011, été déchargés de leur combustible, et leur démantèlement n'est pas commencé) est détenu par 4 opérateurs privés :

E.ON (fusion de Veba et Viag) possède totalement ou partiellement 9 réacteurs : Grafenheidfeld, Isar1, Isar2, Unterweser, Grohnde, Brokdorf, Krümmel, Brunsbüttel, Gundremmingen, Emsland ;

RWE opère seul ou en partenariat 3 réacteurs Gundremmingen, Biblis, Emsland

VATTENFALL, électricien suédois (qui possède en Suède Ringhals et Forsmark) est opérateur total ou partiel de Brunsbüttel, Krümmel et Brokdorf

EnBW opère les réacteurs de Neckarwestheim et Phillipsburg.

Les opérateurs ont engagé des procédures judiciaires et mènent des consultations avec le gouvernement après la décision de fermeture des réacteurs leur appartenant. Ils s'opposent à l'imposition d'une taxe compensatoire appliquée à la production nucléaire par le gouvernement fédéral en septembre 2010, dont l'introduction avait été alors une compensation pour la prolongation de vie des centrales. Ils font valoir le surcoût que représente le démantèlement accéléré de réacteurs pour lesquels les provisions sont insuffisantes.

IV - La production électronucléaire en Suède

1 - Place du nucléaire dans la production d'électricité

La Suède possède 10 réacteurs nucléaires en activité. Le nucléaire assure 40 % de la production d'électricité du pays (dont les autres sources sont l'hydro-électricité (48 %), les énergies fossiles (10 %) et l'éolien (2 %).

A la suite d'un référendum tenu en 1980, le gouvernement suédois avait décidé d'interrompre l'activité de tous les réacteurs nucléaires avant 2010. En mars 2002, le gouvernement a renoncé à la date de 2010 pour l'abandon du nucléaire prévu dans le référendum. Seule, 2 tranches de la centrale de Barseback ont été fermées (l'une en 1999, l'autre en 2005), en partie à cause de la grande proximité du Danemark et de Copenhague.

L'incertitude subsistant sur l'avenir du nucléaire pendant la période 2002-2009 a conduit à une limitation des investissements dans ce secteur et à une diminution de la part du nucléaire (qui était de 52 % en 2004) dans la production nationale d'électricité. En juin 2010, le Parlement suédois a adopté une loi qui est revenue sur l'interdiction de la construction de nouvelles cen-

trales. La durée de fonctionnement de plusieurs centrales, prévue pour 25 ans, a été portée à 40. La puissance de plusieurs réacteurs a été relevée.

Le 8 décembre 2010, le groupe Vatenfall a indiqué avoir lancé l'étude de deux nouveaux réacteurs, qui pourraient être couplés au réseau d'ici 2020. Le groupe E.ON examinerait un projet comparable.

2 - Situation du marché de l'électricité

Malgré les travaux entrepris depuis 2005 pour augmenter la capacité des centrales existantes, la Suède connaît depuis quelques années de fortes tensions sur le marché de l'électricité. Le plafonnement de la production nucléaire et les incertitudes de la production hydroélectrique ont provoqué de fortes pénuries sur ce marché, organisé en pool entre les pays nordiques.

Dans l'hiver 2009/2010, le prix du MWh sur le marché Nordpool a atteint 1400 €/MWh (35 fois le prix « normal ») avec de fortes conséquences sur l'industrie papetière. Ces tensions, auxquelles a répondu l'augmentation des importations en provenance de Finlande, ont créé ou accentué, un climat favorable à l'augmentation des investissements dans la production nucléaire, jugée incontournable.

3 - État et productivité du parc nucléaire

Les 10 réacteurs en activité, sur les sites de Ringhals, Forsmark, et Oskarshamn, sont de type VWR (7 réacteurs à eau bouillante) et PWR (3 réacteurs à eau pressurisée). 3 opérateurs gèrent ce parc : Vatenfall, E.ON et FORTUM (groupe finlandais). Le parc nucléaire suédois souffre d'une faible disponibilité, l'une des plus faibles d'Europe (63 %), conséquence de la faiblesse des investissements réalisés au cours de la dernière décennie dans l'entretien.

Le contexte politique permet aujourd'hui la construction de nouveaux réacteurs, mais le gouvernement suédois a posé en principe devant les 3 opérateurs qu'aucune aide publique ne serait accordée pour le financement de nouvelles centrales.

Celui-ci devrait être assuré dans le cadre d'un accord avec les grands clients que sont les industries électro-intensives. Des négociations ont été conduites en 2011, à cet effet avec le consortium Industrikraft.

V - La production électronucléaire en Belgique

1 - Place du nucléaire dans la production d'électricité et état du parc

La Belgique a 7 réacteurs nucléaires, qui fournissent 54 % de la production nationale d'électricité (46 milliards de kWh), contre 28 % pour le gaz naturel (24 milliards de kWh) et 9 % pour le charbon (7 milliards kWh), le reste étant assuré par les énergies renouvelables.

Le parc nucléaire de la Belgique est constitué de 4 réacteurs PWR développant une puissance totale de 2839 MW à DOEL, et 3 réacteurs PWR développant une puissance totale de 2985 MW, à Tihange.

La politique du gouvernement belge à l'égard du nucléaire a connu d'importantes variations dans la période récente. En 1999, fut constituée une commission AMPERE, dont l'objet était d'étudier l'avenir énergétique du pays et les alternatives au nucléaire. Le rapport de la commission, déposé en 2000, concluait à la nécessité de maintenir l'effort nucléaire, tout en développant d'autres sources d'énergie.

Cependant, après un long débat politique, le Parlement belge a adopté le 31 janvier 2003 une loi fédérale qui interdit la construction de nouvelles centrales et limite la durée de fonctionnement des centrales existantes à 40 ans, de sorte que l'activité de la dernière centrale devrait cesser au plus tard en 2025.

Une commission sur l'énergie, constituée en 2007, a proposé de revenir partiellement sur ces orientations, en soulignant que le nucléaire était indispensable pour permettre à la Belgique de respecter les objectifs européens en matière de limitation des émissions de gaz à effet de serre.

Le gouvernement a annoncé qu'il déposerait des amendements, pour permettre la prolongation d'activité de plusieurs centrales. La crise politique qui a suivi les élections d'avril 2010 n'a pas permis d'engager cette procédure ; la situation de droit reste celle d'une fermeture programmée de toutes les centrales, échelonnée entre 2015 et 2025 ; le nouveau gouvernement belge a indiqué récemment que ce calendrier serait réexaminé.

L'accident de Fukushima a vivifié le débat en Belgique sur l'avenir du nucléaire, sur lequel une décision sera prise après constitution d'un nouveau gouvernement.

2 - Organisation de la production

La production électrique d'origine nucléaire est assurée par 2 acteurs principaux :

- Electrabel, filiale de GDF/Suez, possède 50% du réacteur Tihange 1, 89,8% de Tihange 2 et 3, 100 % de Doel 1 et 2, et 89,8 % de Doel 3 et 4 ;

- EDF possède les 50 % restants de Tihange 1.

À travers SPE (qui est sa filiale à 51 % depuis 2009), EDF possède égale-

ment les 10,2 % de Tihange 2 et 3 et de Doel 3 et 4.

La commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG) est l'organe central de contrôle du fonctionnement du marché de l'électricité en Belgique. Elle contrôle notamment les comptes des électriciens et veille à leur transparence. La CREG a infligé récemment à Electrabel une amende de 100 000 euros/jour, pour non communication de données sur le coût de production du nucléaire, sans lesquelles elle estime n'être pas en mesure de calculer la « rente nucléaire » dégagée par l'opérateur. Cette sanction fait l'objet d'un appel suspensif.

VI - La production d'électricité nucléaire au Japon

1 - Place du nucléaire dans la politique énergétique japonaise ; état du parc

Le Japon s'est engagé à partir des années 50 dans une politique ambitieuse de développement du nucléaire civil pour remédier aux carences du pays en ressources énergétiques.

Le programme a été lancé en 1954, après l'adoption d'une loi imposant de limiter les recherches et investissements à un usage pacifique de l'atome.

Le Japon a investi dans la construction de centrales de technologie britannique (GEC) puis américaine (Westinghouse, General Electric).

Cette politique s'est poursuivie malgré l'existence d'une réticence dans une partie de l'opinion, renforcée par un certain nombre d'accidents, notamment sismiques, qui ont entraîné la fermeture de plusieurs réacteurs dans les années 70 et 80. Les autorités japonaises, et les sociétés productrices d'électricité, ont poussé les investissements dans les technologies antisismiques, tout en poursuivant un ambitieux programme de construction de centrales, et d'une usine de retraitement, considérant que le Japon qui importe 80 % de son énergie (et qui devrait, sans le nucléaire, en importer 96 %) n'avait pas le choix.

Au début de l'année 2011, à la veille de la catastrophe de Fukushima, le Japon comptait 55 réacteurs nucléaires. Le nucléaire représentait 11,4 % de son mix énergétique et 30 % de la production d'électricité (contre 60 % au gaz/pétrole et 10 % à l'hydroélectrique).

La nouvelle stratégie nationale pour l'énergie, définie en 2006 par le METI, prévoyait la construction de 11 nouvelles centrales (dont 2 étaient en cours de construction début 2011). L'objectif était de porter la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % en 2030.

Ce programme s'appuyait sur des groupes puissants (Toshiba, MHI et Hitachi) qui, à partir de technologies importées puis purement japonaises, ont développé au cours des deux dernières décennies un potentiel industriel et technologique qui a fait du Japon une puissance nucléaire de tout premier plan.

Neuf opérateurs se partagent la production d'électricité nucléaire, en utilisant un parc peu homogène, composé comme suit :

- Hokkaido Electric Power Co (HEPCO) :	6 PWR
- Tohoku Electric Power Co (Tohoku Electric) :	7 BWR
- Tokyo electric Power Co (TEPCO) :	15 BWR , 2 ABWR
- Chubu Electric Power Co (CHUDEN) :	4 BWR, 1 ABWR
- Hokuriku Electric Power Co (Rikuden) :	1 BWR, 1 ABWR
- Kansai Electric Power Co (KEPCO) :	11 PWR
- Chugoku Electric Power Co (Energia) :	2 BWR
- Shikoku Electric Power Co (Yonden) :	3 PWR
- Kyushu Electric Power Co (Kyushu Electric) :	6 PWR

auxquels il faut ajouter

- Japon Atomic Power Company qui gère : 2 BW, 1 GCR, 1 PWR.

Après l'accident survenu le 11 mars 2011 à Fukushima, la décision a été prise de démonter les 6 réacteurs de la centrale de Fukushima 1 dont 4 étaient déjà arrêtés. Le gouvernement japonais a décrété pour la 1ère fois « l'état d'urgence nucléaire ». 140 000 résidents ont été évacués dans un périmètre de 20 km. La centrale nucléaire de Hamaoka a été fermée en mai, compte tenu du risque sismique élevé existant sur le site. D'autres centrales ont été mises à l'arrêt pour révision ou tests de sécurité. En octobre 2011, seules 11 centrales nucléaires étaient en fonctionnement.

Un Livre Blanc, approuvé par le gouvernement japonais le 28 octobre, a constaté que « la confiance du public dans l'énergie nucléaire était entamée ». Le gouvernement japonais a annoncé son intention de « réduire la dépendance du Japon à l'égard de l'énergie nucléaire ».

2 - Organisation de la production et de la distribution d'électricité

Une réforme introduite à partir de 1995 a libéralisé par étapes le marché japonais de l'électricité. Les sociétés productrices d'électricité, dont l'activité est organisée sur la base d'un partage territorial, fonctionnent sur un mode plus concurrentiel. La réglementation des tarifs a été assouplie. Fin 2010, 60 % du marché de l'électricité était libéralisé.

3 - La situation après l'accident de Fukushima

Il est trop tôt pour connaître les conséquences en termes de coûts de l'accident de Fukushima sur les autres centrales japonaises. Il faut distinguer plusieurs niveaux :

- les mesures immédiatement demandées par l'Agence de Sécurité aux opérateurs, fin mars, sont peu coûteuses (achat de camions générateurs et de camions pompes supplémentaires, protections supplémentaires contre les tsunamis) ;
- les mesures à plus long terme concernant un certain nombre de centrales vulnérables aux tsunamis, à réaliser d'ici 2 ou 3 ans, auront un coût plus lourd en travaux et BTP ;
- les stress test décidés depuis lors entraîneront vraisemblablement des dépenses de renforcement des protections, dont le coût ne peut encore être évalué.

Annexe 18 le démantèlement des centrales nucléaires Comparaisons internationales

A - Le rapport du cabinet La Guardia – 2009

Dans le cadre de l'exercice Dampierre 09, EDF a commandé un audit au cabinet La Guardia qui, aux Etats-Unis, s'est spécialisé dans l'évaluation des démantèlements, en lui demandant une estimation d'un devis de démantèlement théorique d'un site de deux tranches REP 1 150 MW et en le comparant à celui de DA09. L'étude a été réalisée à périmètre comparable en retraçant les résultats de l'étude DA 09 pour passer de quatre tranches à deux puis une seule. L'écart de puissance n'a pas été pris en compte par EDF qui considère qu'il n'était pas significatif au regard du degré de précision qu'il réclamait. Les calculs de La Guardia donnent un écart très faible avec l'évaluation Dampierre 2009.

Résultats de l'étude de La Guardia commandée par EDF

M\$ ₂₀₀₆	Deux tranches REP		Une tranche REP	
	Avec aléas ¹	Sans aléa	Avec aléas	Sans aléa
DA 09	855,7	777,9	539,3	490,7
Centrale théorique US	844,5	692,5	627,9	514,9

Source : Cour des comptes - Données EDF

1. 10 % pour EDF - 18 % pour la centrale US

B - Les comparaisons internationales disponibles

Les calculs réalisés par la Cour ont consisté, dans la mesure du possible, à rapporter les charges brutes de démantèlement étrangères à un coût en €2010 au MW installé puis à considérer que celui-ci était le coût de référence à prendre en compte conformément à la méthode utilisée par EDF. La valeur de référence s'élève en l'occurrence à 291 €2010/MW pour les 58 réacteurs REP en exploitation, soit 18,1 Md€2010.

Les grandes disparités de périmètre ont été corrigées dans la mesure des informations disponibles et, lorsqu'elles ne l'étaient pas, la Cour a fait le choix, arbitraire, de s'appuyer sur les données disponibles, à savoir celles d'EDF pour corriger les périmètres.

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.

1 - Comparaison avec l'Allemagne

Trois évaluations sont possibles dans le cas allemand. Les montants disponibles ont été ramenés à un coût de référence par MW. La base retenue pour la puissance est celle des 17 réacteurs du parc nucléaire allemand encore en exploitation, mais qui ont été arrêtés après Fukushima (8 réacteurs dont 5 REP) ou devraient l'être à l'horizon 2022 d'après la loi de sortie du nucléaire de 2011 (9 réacteurs dont 7 REP), soit une puissance cumulée de 20 464 MW, et en moyenne, 1 203 MW.

De façon générale, et jusqu'il y a peu de temps, le coût du démantèlement d'un réacteur REP, était évalué en Allemagne, par les exploitants EnBW, E.ON, RWE et Vattenfall, à 500 M€, hors gestion des déchets et du combustible usé, notamment hors construction de bâtiments d'entreposage temporaire sur site, et sans calendrier précis de démantèlement. Le coût de référence s'élèverait alors à 415 €/kW.

Depuis la décision de sortir du nucléaire prise après Fukushima, E.ON a revu très largement à la hausse ses devis et annonce, quelle que soit la technologie des réacteurs, un montant de 1,1 Md€ par réacteur, mais y compris

le coût de la gestion du combustible usé, contrairement à l'évaluation précédente. Pour corriger cette différence, un calcul grossier consistant à rapporter le coût de gestion du combustible usé d'EDF (14,38 Md€2010) à un réacteur REP, soit 248 M€, permettrait la comparaison. Le coût allemand à comparer à l'évaluation d'EDF serait alors de 852 M€2010. Le coût de référence s'élèverait alors à 707 €/kW.

Par ailleurs, le coût global du démantèlement des 17 réacteurs a été estimé par le cabinet de conseil Arthur D. Little en septembre 2011 à 18 Mds €, et, pour un réacteur, entre 670 M€ et 1,2 Md€, en fonction de l'installation et sans tenir compte du stockage définitif des déchets.

Le coût de référence se situerait alors dans une fourchette de 556 €/kW à 996 €/kW. Rapporté au parc EDF, les charges brutes de démantèlement seraient les suivantes :

Application des résultats des études allemandes au parc d'EDF

En Md€	Application aux 58 réacteurs EDF des résultats de 2010		
Evaluation EDF au coût de référence	La 1 ^{ère} évaluation des exploitants allemands	La 2 ^{ème} évaluation d'E.ON	L'étude Arthur D. Little
18,1 Md€	25,8 Md€	44 Md€	34,6 à 62 Md€

Source : Cour des comptes

2 - Comparaison avec le Japon

Le Japon dispose de 54 réacteurs dont 24 REP et 30 REB (réacteurs à eau bouillante) pour une puissance cumulée de 27 537 MW, soit une puissance moyenne de 510 W.

L'estimation du coût du démantèlement d'un réacteur REP, à fin 2009, atteint, selon les exploitants, 42,2 Md de yens hors gestion des combustibles usés et déchets, soit 319,6 M€₂₀₁₀ (Au taux du 31 décembre 2009, soit 0,0075€ pour 1 JPY. Aux conditions économiques de 2009, c'est-à-dire avec un coût de référence de 286€/kW - source EDF), le coût non actualisé moyen de démantèlement d'un réacteur REP du parc en activité d'EDF s'élèverait à 306,7 M€₂₀₀₉, soit 626 €/kW.

Sur la base des coûts japonais, le coût du démantèlement des 58 réacteurs du parc d'EDF s'élèverait donc à 38,9 Md€₂₀₁₀, à rapprocher du montant retenu par EDF de 18,1 Md€₂₀₁₀.

En revanche, le coût de démantèlement des quatre réacteurs accidentés de Fukushima de technologie REB, estimé fin septembre 2011 par la « commission d'enquête administrative et financière », créée spécialement pour traiter le cas de l'exploitant TEPCO, s'élèverait à 1 150 Md de yens, soit 287,5 Md de yens pour un réacteur, soit 2,7 Md€ (Au taux du 29 septembre 2011, soit 0,0095€ pour 1 JPY et inflaté de 2009 à 2010). Mais ce chiffre ne doit pas être comparé avec celui d'un réacteur non accidenté, car le démantèlement des réacteurs de Fukushima devra être réalisé dans des conditions de contamination particulièrement difficiles.

3 - Comparaison avec les Etats-Unis

La fourchette des coûts de démantèlement du réacteur REP de Maine Yankee, d'une puissance de 830 MW est estimée avec un bon niveau de précision grâce à trois évaluations disponibles. Par rapport à la situation constatée en France, quatre éléments propres aux Etats-Unis limite la portée de la comparaison :

- l'existence d'un seuil de libération aux Etats-Unis permet de limiter le volume de déchets produits et les procédures de sécurité à mettre en œuvre pour traiter les volumes concernés ;

- des destructions à l'explosif pour les parties hautes des bâtiments sont utilisées, limitant de fait le recours, plus onéreux, à des équipements spécialisés ;

- la durée du démantèlement a pu être limitée à huit ans, de 1997 à 2005, alors qu'en France la durée de démantèlement d'une tranche est évaluée à quinze ans ;

- a contrario, en cours de démantèlement, l'entreprise en charge des opérations a fait faux bond en raison de problèmes financiers et l'exploitant a dû poursuivre seul, augmentant ainsi les charges à supporter.

Les trois évaluations américaines des coûts de démantèlement de Maine Yankee sont les suivantes :

- celle de la société TLG Services, assistant à maîtrise d'ouvrage, en charge de l'évaluation et du contrôle des coûts de démantèlement de trois réacteurs de puissance entre 1995 et 2005 : 343,6 MUSD₁₉₉₇ pour le périmètre strict du démantèlement, ou encore 446 MUSD₂₀₀₄ (Base : coefficient d'inflation retenu par la NRC de 3,8 % annuel) ;

- celle fournie à la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) :

752,2 MUSD₂₀₀₃ dont 525,7 MUSD₂₀₀₃ de dépenses réelles pour la période 1997 à 2003 ;

- celle de l'Electric Power Research Institute (EPRI), un centre de recherche sur l'énergie et l'environnement, indépendant : 558 MUSD à fin 2004.

Les coûts de référence correspondant s'élèveraient donc à respectivement 439,7 €/kW, 537,8 €/kW et 550 €/kW. Rapportées au parc EDF, les charges brutes de démantèlement seraient les suivantes :

Application des résultats des études américaines au parc d'EDF

Application aux 58 réacteurs EDF des résultats de 2010			
En Md€	TLG Services	FERC	EPRI
Evaluation EDF au coût de référence			
18,1 Md€	27,3 Md€	33,4 Md€	34,2 Md€

Source : Cour des comptes

4 - Comparaison avec la Belgique

Le parc des réacteurs belges en exploitation est constitué de sept tranches de technologie REP réparties sur les sites de Tihange et de Doel, exploitées par Electrabel du groupe GDF-Suez pour une puissance cumulée de 5 926 MW.

Les coûts de démantèlement de trois réacteurs REP de la centrale de Tihange sont évalués par l'exploitant à 1 069 M€2006, soit 1 139 M€₂₀₁₀ et ceux des quatre réacteurs de la centrale de Doel s'élèvent, selon l'ONDRAF (hors installations liées à la gestion des déchets) à 1182 M€2009, soit 1 191,6 M€₂₀₁₀.

Le coût de référence s'élèverait donc à 393,2 €/kW et rapporté au parc EDF, les charges brutes de démantèlement s'élèveraient à 24,4 Md€₂₀₁₀.

5 - Comparaison avec la Suède

Les coûts de démantèlement de trois réacteurs REP de la centrale de Ringhals d'une puissance cumulée de 2 799 MW et de 933 MW en moyenne, exploités par RAB, sont évalués par une société privée commune aux exploitants, SKB.

Le tableau suivant présente les coûts de démantèlement actualisés de ces trois réacteurs, calculés aux conditions économiques de janvier 2010 par SKB qui réalise cette opération sur la base d'une extrapolation des coûts estimés pour les réacteurs Barseback 1 et 2 qui sont de technologie REB. Le cours retenu est celui du 31 décembre 2009. (...)

Ainsi, le démantèlement des 3 réacteurs d'une puissance totale de 2 799 MW est évalué à 441,4 M€2009, soit 157,6 €/kW. Ce montant ne peut être pris comme coût de référence parce qu'il est actualisé, il doit donc être rapporté à la puissance cumulée installée pour les 58 réacteurs français, 63 130 MW, soit 9,9 Md€₂₀₁₀ correspondant à environ 20 Md€ de charges brutes.

6 - Comparaison avec le Royaume-Uni

Plusieurs paramètres doivent inciter à la prudence dans la comparaison des estimations françaises et britanniques, en matière de démantèlement des centrales :

- le parc britannique est essentiellement composé de réacteur de type GCR (gaz cooled, graphite moderated reactor) dont les coûts de démantèlement sont structurellement plus élevés ; leur conception fait appel à plus de matériaux et à une complexité plus grande des structures, entraînant de ce fait un accroissement sensible des volumes à traiter et des opérations à mener, donc des coûts ;

- la puissance moyenne des réacteurs arrêtés, dont l'évaluation du démantèlement a été réalisée par la Nuclear Decommissioning Authority (NDA), s'élève à 182 MW par réacteur ; elle est de 582 MW par réacteur pour les centrales de British Energy (BE) alors que la puissance nette moyenne des 58 réacteurs français est de 1 072 MW ;

- en Grande Bretagne, il est prévu un entreposage sur site pendant une centaine d'années des combustibles irradiés ;

- les calendriers de démantèlement et le nombre de centrales entre les deux pays sont différents. Le grand nombre de réacteurs français (58) réduit leur coût unitaire de démantèlement par rapport à celui des 15 réacteurs britanniques en exploitation ;

- les centrales anglaises doivent être distinguées selon qu'elles sont arrêtées, et gérées par la Nuclear Decommissioning Authority créée en 2005, en charge de l'assainissement-démantèlement de toutes les installations nucléaires britannique existantes au moment de sa création, ou selon qu'elles sont exploitées par British Energy. Il convient donc de tenir compte également de ces dernières centrales.

Si, malgré toutes les réserves liées aux distorsions techniques, d'actualisation, d'organisations et de périmètres, on cherche à comparer les évaluations des charges de démantèlement françaises et britanniques en ramenant les coûts actualisés de démantèlement au MW, il faut distinguer, d'une part, les centrales arrêtées gérées par la NDA et, d'autre part, les centrales en activité de British Energy, dont le démantèlement est financé par le NLF (Nuclear Liabilities Fund).

6.1 : Les centrales arrêtées (ou en voie de l'être en 2012) et Nuclear Decommissioning Fund de la Nuclear Decommissioning

À l'analyse de la répartition des charges présentées par la NDA, il apparaît que les coûts les plus élevés ne concernent pas les centrales mais des installations nucléaires autres. Sellafield représente ainsi 52 % des coûts identifiés. Pour comparer à EDF, il convient donc de ne tenir compte que des centrales, soit 10 Md€ en valeur actualisée.

Par ailleurs, les publications de la NDA (ex : rapports stratégiques 2006 et 2011) cumulent aux charges de démantèlement (decommissioning), des coûts de fonctionnement et d'investissements (operations costs) mais intègrent également des revenus commerciaux qui diminuent de façon importante le montant des charges.

CIVAUX La fuite de TRITIUM

Décision n°2012-DC-0258 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 24 janvier 2012 portant mise en demeure de la société Electricité de France (EDF) de se conformer aux dispositions de l'article 14 du titre III de l'arrêté du 31 décembre 1999 modifié dans le centre nucléaire de production d'électricité (CNPE) du Civaux

Le Collège de l'Autorité de sûreté nucléaire,

Vu le code de l'environnement et notamment son article L. 596-14 ;

Vu le décret n°2007-1557 du 2 novembre 2007 modifié relatif aux installations nucléaires de base et au contrôle, en matière de sûreté nucléaire, du transport de substances radioactives, notamment son article 54 ;

Vu l'arrêté du 31 décembre 1999 fixant la réglementation technique générale destinée à prévenir et limiter les nuisances et les risques externes résultant de l'exploitation des installa-

tions nucléaires de base, modifié par l'arrêté du 31 janvier 2006 ;

Vu la décision n° 2009-DC-0138 du 2 juin 2009 de l'Autorité de sûreté nucléaire fixant les prescriptions relatives aux modalités de prélèvements et de consommation d'eau et de rejets dans l'environnement des effluents liquides et gazeux des installations nucléaires de base n° 158 et n° 159 exploitées par Electricité de France (EDF-SA) sur la commune de Civaux (département de la Vienne) modifiée par la décision n° 2011-DC-0234 du 5 juillet 2011 de l'Autorité de sûreté nucléaire ;

Vu la décision n° 2009-DC-0139 du 2 juin 2009 de l'Autorité de sûreté nucléaire fixant les limites de rejets dans l'environnement des effluents liquides et gazeux des installations nucléaires de base n° 158 et n° 159 exploitées par Electricité de France (EDF-SA) sur la commune de Civaux (département de la Vienne) modifiée par la décision n° 2011-DC-0233 du 5 juillet 2011 de l'Autorité de sûreté nucléaire ;

Considérant qu'une présence anormale de tritium dans les eaux souterraines a été constatée par l'exploitant du centre nucléaire de production d'électricité de Civaux (Vienne) le 13 janvier 2012 sur le piézomètre N7 situé à 30 mètres en aval hydraulique d'une capacité de rétention des réservoirs KER recevant des effluents tritiés, une activité volumique en tritium de 540 Bq/l plus ou moins 33 Bq/l ayant été mesurée sur un prélèvement ;

Considérant que l'inspection réalisée par l'ASN le 17 janvier 2012 à la suite de l'événement susmentionné, a conduit à constater que le revêtement de la capacité de rétention des réservoirs KER présentait des défauts de type fissure, faïençage, écaillage et cloquage du revêtement, rendant inopérante son étanchéité au tritium ;

Considérant que l'article 14 du titre III de l'arrêté du 31 décembre 1999 susvisé, relatif au stockage et à l'entreposage de liquides radioactifs dispose que : « Tout stockage ou entreposage en récipients, à l'exception de ceux dont les récipients ont une capacité unitaire inférieure ou égale à 250 litres, susceptibles de contenir des produits liquides toxiques, radioactifs, inflammables, corrosifs ou explosifs est associé à une capacité de rétention. [...] La capacité de rétention est étanche aux produits qu'elle pourrait contenir et résiste à l'action physique et chimique des fluides. Le dispositif de vidange équipant la capacité de rétention doit présenter ces mêmes caractéristiques et maintenir le confinement. » ;

Considérant que l'activité volumique en tritium habituellement mesurée dans ces eaux souterraines au cours des douze derniers mois était systématiquement inférieure au seuil de décision, soit environ 9 Bq/l ;

Considérant qu'au cours de l'inspection du 17 janvier 2012 l'ASN a constaté que les résultats d'analyses confirmaient la présence anormale de tritium dans les eaux souterraines sur le piézomètre N7, notamment les analyses effectuées par l'exploitant sur des échantillons prélevés les 13, 14 et 15 janvier 2012 dans ce même piézomètre et présentant des activités volumiques en tritium respectives de 600 Bq/l, 570 Bq/l et 540 Bq/l, assorties d'une incertitude de plus ou moins 36 Bq/l ;

Considérant que le III de l'article 16 de la décision n° 2009-DC-0138 du 2 juin 2009 de l'Autorité de sûreté nucléaire susvisée dispose que « Aucun rejet radioactif liquide n'est autorisé par d'autres voies que celles prévues à cet effet, en particulier en dehors des ouvrages visés au IV ci-dessous. Ces ouvrages permettent une bonne dispersion des rejets dans le milieu. » ;

Considérant que EDF, au vu des constatations effectuées lors de l'inspection du 17 janvier 2012, n'a pas respecté les dispositions d'étanchéité pour les rétentions de l'article 14 de l'arrêté du 31 décembre 1999 susvisé et les dispositions d'interdiction de rejet d'effluents radioactifs hors des voies prévues à cet effet de l'article 16 de la décision du 2 juin 2009 susvisée ;

Considérant que EDF a pris des dispositions conservatoires, notamment par le pompage des liquides présents dans la capacité de rétention, pour éviter la poursuite des rejets de tritium hors des voies de rejet prévues à cet effet par la décision du 2 juin 2009 susvisée ;

Considérant en conséquence qu'il n'y a plus de risque immédiat de rejet de tritium dans l'environnement hors des voies de rejets prévues à cet effet mais que la situation de la capacité de rétention n'est pas pour autant conforme à la réglementation ;

Décide :

Article 1er

EDF est mise en demeure de rétablir, dans un délai de 10 jours à compter de la notification de la présente décision,

l'étanchéité de la capacité de rétention (y compris ses puisards) des réservoirs KER du CNPE de Civaux (INB n° 158 et n° 159), éventuellement par des moyens provisoires.

Article 2

EDF est mise en demeure de procéder, dans les meilleurs délais et au plus tard le 31 août 2012, aux réparations pérennes de la capacité de rétention (y compris ses puisards) afin d'assurer de manière pérenne le respect des dispositions prévues à l'article 14 de l'arrêté du 31 décembre 1999 susvisé.

Article 3

EDF adressera à l'Autorité de sûreté nucléaire, dans un délai d'un mois à compter de la notification de la présente décision, un dossier décrivant les opérations de réparation définitive et leur échelonnement dans le temps.

Article 4

Le directeur général de l'ASN est chargé de l'exécution de la présente décision qui sera notifiée à EDF et publiée au Bulletin officiel de l'ASN.

Fait à Paris, le 24 janvier 2012 : le collège de l'Autorité de sûreté nucléaire, signé par : André-Claude Lacoste, Michel Bourguignon, Marie-Pierre Comets, Jean-Jacques Dumont, Philippe Jamet.

Objet :

Inspection n° INSSN-BDX-2012-0720 du 17 janvier 2012 – environnement (inspection sur événement)

Réf. : [1] Télécopie de déclaration d'un événement significatif pour l'environnement reçue le 18/01/2012 référencée D5057/ESE/0/12/01 [2] Décision n° 2009-DC-0138 du 2 juin 2009 fixant les prescriptions relatives aux modalités de prélèvements et de consommation d'eau et de rejets dans l'environnement des effluents liquides et gazeux des installations nucléaires de base n° 158 et n° 159 exploitées par Electricité de France (EDF-SA) sur la commune de Civaux (département de la Vienne)

[3] Décision n°2009-DC-0139 du 2 juin 2009 fixant les limites de rejets dans l'environnement des effluents liquides et gazeux des installations nucléaires de base n° 158 et n° 159 exploitées par Electricité de France (EDF-SA) sur la commune de Civaux (département de la Vienne)

[4] Décision n°2011-DC-0233 du 5 juillet 2011 modifiant la décision n°2009-DC-0139 du 2 juin 2009

[5] Décision n°2011-DC-0234 du 5 juillet 2011 modifiant la décision n° 2009-DC-0138 du 2 juin 2009

[6] Arrêté du 31 décembre 1999 fixant la réglementation technique générale destinée à prévenir et limiter les nuisances et les risques externes résultant de l'exploitation des installations nucléaires de base modifié

Monsieur le directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) concernant le contrôle des installations nucléaires de base prévu à l'article L. 592-21 du code de l'environnement, une inspection sur événement a eu lieu le 17 janvier 2012 au centre nucléaire de production d'électricité (CNPE) de Civaux sur le thème « environnement » à la suite de la découverte d'une activité volumique anormale en tritium dans les eaux souterraines de la centrale.

Veillez trouver ci-dessous la synthèse de l'inspection ainsi que les principales demandes et observations qui résultent des constatations faites, à cette occasion, par les inspecteurs.

Synthèse de l'inspection

Cette inspection a été diligentée à la suite de l'information, par vos soins, de la découverte d'une activité volumique de l'ordre de 540 Bq/l en tritium dans les eaux souterraines prélevées dans le piézomètre N7 de la centrale.

Les inspecteurs se sont fait présenter l'ensemble des mesures analytiques, des actions d'investigations et des mesures correctives entreprises par l'exploitant de la centrale depuis la mise en évidence de cette situation.

Ils ont inspecté la zone de rétention des réservoirs d'effluents issus de l'îlot nucléaire (KER), issus des circuits secondaires (SEK) et des réservoirs dits de « santé » (TER).

L'exploitant s'est organisé pour répondre aux questions de l'ASN de manière complète, ouverte et transparente.

Les inspecteurs estiment que cet événement révèle une attention insuffisante aux risques de contamination par le tritium, tant en ce qui concerne l'état de la capacité de rétention, les programmes de surveillance du génie civil, le choix des méthodes de mesures employées par le service de prévention des risques et la formation des agents.

Cette inspection a fait l'objet de trois constats d'écart notable.

A. Demandes d'actions correctives

Les inspecteurs se sont rendus dans la capacité de rétention associée aux réservoirs KER, SEK et TER.

Cette dernière est constituée de plusieurs dalles de béton armées, entourées d'un mur d'enceinte d'environ 2 mètres de haut, recouverte d'un revêtement armé à base de résines sur une hauteur d'environ 1,2 mètres. Elle est susceptible de contenir des effluents tritiés.

L'article 14 de l'arrêté du 31 décembre 1999 [6] prévoit que « *tout stockage ou entreposage de récipient [...] susceptibles de contenir des produits liquides toxiques, radioactifs, inflammables, corrosifs ou explosifs est associé à une capacité de rétention [...]. La capacité de rétention est étanche aux produits qu'elle pourrait contenir et résiste à l'action physique et chimique des fluides. Le dispositif de vidange équipant la capacité de rétention doit présenter les mêmes caractéristiques et maintenir le confinement.* ».

Les inspecteurs ont constaté que, tant à l'extérieur qu'à l'intérieur de la capacité de rétention, des fissures sont présentes dans le béton, dont certaines ont manifestement fait l'objet d'une réparation d'étanchéité à l'aide de mastics ou de gels de silicone. Ils ont également relevé que le revêtement armé n'est pas intègre, qu'il présente de nombreux faïençages, écaillages, cloques. Certaines cloques sont percées, révélant la présence de liquide entre le revêtement et le béton qu'il est censé protéger.

Le tritium est un radionucléide de petite taille, extrêmement mobile et capable de traverser des matériaux divers, dont le béton brut. Les inspecteurs considèrent donc que la capacité de rétention n'est pas étanche aux fluides qu'elle a pour mission de contenir.

Cette analyse est par ailleurs conforme aux critères de la fiche de maintenance génie civil « *FMGC N°14 : dégradations des revêtements sur béton des puisards et rétentions* », consultée par les inspecteurs, qui signale en particulier que les cloques percées sont des défauts « traversants ».

A.1 L'ASN vous demande de remettre dans les plus brefs délais la capacité de rétention des réservoirs KER, TER et SEK et ses puisards dans l'état prescrit par la réglementation.

A.2 L'ASN vous demande de lui proposer un plan de travaux visant à renforcer significativement la pérennité de la résistance de cette capacité de rétention. Ce plan de travaux

sera discuté avec l'ASN avant de faire l'objet d'un engagement de votre part.

Les inspecteurs ont consulté les analyses effectuées sur les échantillons d'eau prélevés dans le piézomètre N7 les 4, 13, 14, 15 janvier 2012.

Dès le 3 janvier 2012, un agent en charge des effluents avait remarqué que les résultats d'activité volumique en tritium des effluents de la rétention étaient inhabituellement hauts (de l'ordre de 1 500 Bq/l) et avait mis en évidence, lors d'une visite sur le terrain, une fissure dans la capacité de rétention des réservoirs KER. Sachant qu'un prélèvement dans la nappe serait effectué le lendemain, il n'a cependant pas jugé nécessaire de demander une analyse prioritaire de ce dernier, car la charge de travail des équipes du laboratoire de surveillance environnementale lui apparaissait très importante.

L'analyse sur l'échantillon prélevé le 4 janvier 2012 a donc été effectuée le 9 janvier 2012, les premiers résultats disponibles le 10 janvier 2012 ont fait apparaître une activité volumique inhabituellement élevée en tritium, de l'ordre de 540 Bq/l, ce qui a conduit les opérateurs du laboratoire à remettre en doute leur procédure de mesure. Ils ont effectué une seconde puis une troisième mesure sur ces échantillons, dont les résultats ont été concordants et finalement confirmés le 13 janvier 2012. Cependant, entre le 9 et le 13 janvier, aucune alerte interne à la centrale ou information de la hiérarchie n'a été effectuée pour signaler ces valeurs anormalement élevées. De même, l'agent qui avait réalisé les investigations initiales n'a pas signalé au laboratoire ses soupçons concernant la fissure constatée dans la capacité de rétention, ce qui aurait permis un partage d'information plus rapide.

Il ressort des entretiens menés par l'ASN que les agents se sont concentrés sur l'aspect technique de la mesure et ont travaillé sous une certaine pression due à la charge d'activité. L'ASN s'interroge sur les modes de travail, de communication, de compte-rendu, de suivi managérial, de partage transverse entre les équipes qu'un tel délai peut révéler.

A.3 L'ASN vous demande de réaliser et de lui communiquer une analyse des causes de ce retard d'information interne à la centrale nucléaire. Vous étudierez plus particulièrement les facteurs organisationnels et humains, concernant l'équipe en charge du laboratoire environnement, le service environnement en général et la direction de la centrale.

Depuis la découverte de cet événement, vous réalisez des prélèvements et analyses quotidiennes sur l'eau issue du piézomètre N7. Il convient en effet d'adapter le programme de suivi de la nappe au phénomène constaté.

A.4 L'ASN vous demande de lui proposer un programme de suivi renforcé des eaux souterraines et superficielles proches de la centrale nucléaire.

A.5 L'ASN vous demande de mettre en ligne sur le site internet du réseau national de mesure de la radioactivité dans l'environnement l'intégralité des résultats de mesure obtenus dans le cadre de ce suivi renforcé des eaux souterraines et superficielles.

A.6 L'ASN vous demande de faire effectuer un prélèvement sur l'ensemble de vos piézomètres et de les faire analyser par un laboratoire indépendant agréé pour la mesure de radioactivité dans l'environnement. Vous lui transmettez ces résultats.

Le jour de l'inspection, vous n'aviez pas terminé vos analyses techniques pour identifier la source de la fuite de tritium. L'inétanchéité d'un organe pourrait en être la cause.

A.7 L'ASN vous demande de finaliser dans les plus brefs délais vos analyses techniques et de réparer les organes et tuyauteries à l'origine de la fuite d'eau tritiée.

Avant de pénétrer dans la rétention, les inspecteurs ont demandé quelles mesures de contamination avaient été effectuées par les services d'EDF, afin d'assurer l'absence de risque pour les agents amenés à réaliser des contrôles de la capacité de rétention. Il leur a été répondu que des mesures de non-contamination avaient été effectuées et permettaient un accès sans précaution particulière. En posant des questions sur les méthodes de mesure employées, les inspecteurs ont mis en évidence que les techniques de mesure utilisées ne permettaient d'identifier que des radionucléides émettant des rayonnements gamma, alors que le tritium émet des rayonnements bêta. Les contrôles réalisés ont donc simplement permis de certifier l'absence de produits de fission dans la rétention, mais non l'absence de tritium.

À la fin de l'inspection, le personnel du laboratoire a par ailleurs confirmé que les flaques d'eau stagnantes dans la rétention pouvaient avoir une activité de l'ordre de 1000 Bq/l, ce qui n'avait pas été signalé aux inspecteurs et aux agents EDF lors de leur visite de terrain.

Les inspecteurs se sont fait présenter l'ensemble des mesures analytiques, des actions d'investigations et des mesures correctives entreprises par l'exploitant de la centrale depuis la mise en évidence de cette situation.

Ils ont inspecté la zone de rétention des réservoirs d'effluents issus de l'îlot nucléaire (KER), issus des circuits secondaires (SEK) et des réservoirs dits de « santé » (TER).

L'exploitant s'est organisé pour répondre aux questions de l'ASN de manière complète, ouverte et transparente.

Les inspecteurs estiment que cet événement révèle une attention insuffisante aux risques de contamination par le tritium, tant en ce qui concerne l'état de la capacité de rétention, les programmes de surveillance du génie civil, le choix des méthodes de mesures employées par le service de prévention des risques et la formation des agents.

Cette inspection a fait l'objet de **trois constats d'écart notable**.

L'ASN considère donc que les mesures de détection de la contamination, de signalisation, d'information des personnels et de prévention des risques sont nettement insuffisantes. Les inspecteurs ont par ailleurs relevé que plusieurs agents EDF présents, issus de services différents, ne connaissaient pas les principales caractéristiques du tritium.

A.8 L'ASN vous demande de mettre en œuvre des mesures radiologiques adaptées au risque (en l'occurrence, la présence de tritium) et d'informer de manière plus précise les personnels du risque de contamination présenté par les flaques d'eau stagnantes.

A.9 L'ASN vous demande de justifier par un calcul approprié le zonage radiologique de la capacité de rétention et de ses puisards.

A.10 L'ASN vous demande de vous assurer que le personnel qui est intervenu pour des opérations dans cette zone, notamment les opérations de pompage et de nettoyage du puisard n'a pas subi de contamination par le tritium.

A.11 L'ASN vous demande de mettre en œuvre les meilleures techniques disponibles pour décontaminer la capacité de rétention et ses puisards et retrouver des conditions normales d'exploitation.

A.12 L'ASN vous demande de renforcer la formation de l'ensemble des personnels EDF et sous-traitants sur les caractéristiques particulières du tritium, ses modes de diffusion et les moyens appropriés de le détecter et de s'en protéger.

L'article 30 de l'arrêté du 31/12/1999 [6] prévoit que « l'ensemble des dispositifs de confinement statique et dynamique

fait l'objet de contrôles périodiques adaptés ». Votre programme de base de maintenance préventive (PBMP) génie civil N4 prévoit une visite de ces installations tous les 5 ans.

La dernière visite avait eu lieu en juillet 2009, dans le cadre de la prise en compte du retour d'expérience de l'événement de Socatri de juillet 2008. Elle avait mis en évidence plusieurs défauts d'étanchéités, qui ont ensuite été réparés en septembre 2009. À cette occasion, seules des reprises et corrections locales ont été effectuées sur les défauts identifiés. Lors de la visite des inspecteurs, il est apparu un grand nombre de nouveaux défauts, qui nécessitent des actions correctives urgentes. Le rythme de visite prévu par votre PBMP est donc inapproprié.

A.13 L'ASN vous demande de modifier la périodicité des inspections internes destinées à vous assurer du bon état et de l'intégrité de la capacité de rétention KER-SEK-TER, afin de prévenir toute dégradation de cette dernière.

Lors de leur visite de terrain, les inspecteurs se sont rendus à proximité du piézomètre N7. Ils ont constaté qu'un conteneur mobile de type « SAFRAP » était présent à proximité pour recueillir les effluents issus du pompage du piézomètre dans le cadre des derniers prélèvements. Ce conteneur contenait donc de l'eau potentiellement radioactive. Il n'était pas bouché. Il ne disposait pas d'un bac de rétention. Cette situation n'est pas conforme à l'article 14 de l'arrêté du 31/12/1999 sus-cité.

De plus, il était situé à proximité immédiate d'un regard de collecte du réseau d'eau pluviale de la centrale et des traces d'humidité entouraient le bac mobile et le regard, indiquant un déversement de fluide récent, par exemple la vidange du tuyau flexible lové sur le dessus du conteneur. Les inspecteurs ont demandé qu'un prélèvement dans le réseau d'eau pluviale soit réalisé. Les résultats des analyses effectuées sur ce prélèvement n'ont pas fait apparaître de contamination au tritium dans le réseau.

A.14 L'ASN vous demande de vous assurer que vos agents et sous-traitants qui sont amenés à manipuler des fluides potentiellement contaminés prennent toutes les dispositions nécessaires pour éviter une diffusion dans le réseau d'eau pluviale, notamment par la mise en place de rétention, la fermeture des conteneurs et leur placement à des endroits appropriés.

Vous faites réaliser vos prélèvements d'eau dans les piézomètres par une société prestataire. Cette dernière n'intervient qu'en jour ouvrable. Confrontés à une valeur anormalement élevée confirmée dans la journée du vendredi 13 janvier 2012, ce sont donc les agents EDF du laboratoire environnement, qui ne réalisent pas habituellement ces opérations, qui ont procédé pendant le week-end aux prélèvements dans les piézomètres pour analyses complémentaires. Ces derniers se sont estimés insuffisamment formés pour réaliser ce genre d'interventions.

D'après le IV de l'article 1 de l'annexe 1 de la décision citée en référence [2], l'exploitant doit être en mesure de réaliser les opérations nécessaires à la gestion d'une situation incidentelle ou accidentelle, en permanence.

A.15 L'ASN vous demande de renforcer la formation des agents EDF afin d'assurer votre capacité, à tout moment, à réaliser des prélèvements d'eau dans les piézomètres au sein de l'INB, à des fins de surveillance environnementale, notamment en situation incidentelle ou accidentelle.

Vous avez informé téléphoniquement l'ASN, la préfecture et la commission locale d'information (CLI) de la découverte de valeurs anormalement élevées d'activité volumique en tritium dans les eaux souterraines. Or l'article 5 de l'annexe 2 de la décision citée en référence [2] prévoit également une information de la DDASS (maintenant la délégation territoriale de

l'Agence régionale de santé), de la police de l'eau et de la direction générale de la santé du ministère de la santé en cas d'« incident ou d'anomalie de fonctionnement de l'installation nucléaire ou d'un équipement ou d'une installation [...] tels que fuite de réservoir [...], élévation anormale de la radioactivité ».

Lors de l'inspection, vous n'aviez pas procédé à ces informations immédiates obligatoires.

A.16 L'ASN vous demande de vous assurer que les cadres de direction ont une connaissance exacte et exhaustive des dispositions réglementaires qui vous sont imposées concernant l'information des institutions en cas d'incident.

Lors de l'inspection de la capacité de rétention KER-SEK-TER, les inspecteurs ont constaté que la plupart des coffrets électriques du système de traçage électrique des tuyauteries, destinés à les protéger contre le gel, sont fortement marqués par la rouille.

A.17 L'ASN vous demande de procéder à la réparation de ces coffrets électriques et de vous assurer que l'intégralité du système de traçage électrique fonctionne correctement.

La procédure de contrôle de la rétention KER-SEK-TER date de l'époque où ces dernières étaient disjointes. Elle n'est donc plus à jour.

A.18 L'ASN vous demande de remettre à jour votre procédure de contrôle du bon état de la rétention KER-SEK-TER.

L'interlocuteur hydrogéologue CEIDRE/TEGG (Centre d'Expertise et d'Inspection dans les Domaines de la Réalisation et de l'Exploitation/département Technique d'Essai en Géologie, Géotechnique et génie civil) consulté par téléphone au cours de l'inspection a indiqué que certains piézomètres du site avaient été instrumentés par des capteurs de pression, ce qui avait permis l'acquisition de données pendant un an sur les mouvements d'eaux souterraines au droit de la centrale. Au jour de l'inspection, ces données n'avaient pas toutes été analysées.

A.19 L'ASN vous demande de mener cette expertise à terme dans les meilleurs délais et de lui en transmettre les résultats dès qu'ils seront disponibles.

B. Compléments d'information

Le jour de l'inspection, vous n'aviez pas fini vos analyses techniques pour identifier la source de la fuite en tritium et ses voies de propagation vers le milieu naturel. Il ne vous a donc pas été possible de donner à l'ASN une estimation du terme source de cette pollution et de sa propagation possible hors du site.

B.1 L'ASN vous demande de lui transmettre, dès que vous en disposerez, votre évaluation du terme source de la pollution en tritium et des résultats des modélisations de sa propagation dans les sols et les eaux souterraines.

Vous envisagez, en lien avec les experts en hydrogéologie de vos services centraux, de procéder à des pompages dans les eaux souterraines afin de limiter les conséquences de la pollution à l'extérieur du site.

B.2 L'ASN vous demande de la tenir informée des actions de mitigation que vous mettrez en œuvre en précisant le mode de traitement des volumes d'eau éventuellement pompés.

Le puisard de la capacité de rétention KER-SEK est en béton recouvert d'un revêtement armé. En cas de dégradation de ce revêtement, son étanchéité n'est plus assurée. Un revêtement métallique pourrait apporter une protection supplémentaire et permettre l'instrumentation du puisard, notamment avec un détecteur d'humidité entre le cuvelage et la structure en béton.

B.3 L'ASN vous demande de vous prononcer sur la perti-

nence et la possibilité de mettre en place dans ce puisard un cuvelage métallique associé à un détecteur d'humidité afin de disposer d'une barrière supplémentaire de protection pour l'environnement.

Les inspecteurs ont consulté le rapport d'inspection interne du réservoir 0 KER 006 BA. Le compte-rendu fait apparaître des dégradations prononcées sur le fond du réservoir, qui ont nécessité sa réfection presque complète. Interrogés à ce sujet, vos services ont indiqué que ce type de dégradation était presque systématiquement constaté à l'occasion de ces visites internes, qui ont lieu tous les 5 ans. Vous n'avez cependant pas jugé utile de partager ce problème avec vos services centraux et les autres sites.

B.4 L'ASN vous demande d'établir en relation avec vos services centraux le retour d'expérience des dégradations observées sur les réservoirs KER du parc électronucléaire. Vous l'informerez des informations obtenues et lui indiquerez votre position quant à une modification du rythme des visites internes pour les rendre plus fréquentes.

Dans la capacité de rétention KER-SEK-TER, les inspecteurs ont remarqué la présence de plusieurs trous de forme carrée, qui constituent des points d'accumulation d'eau stagnante et risquent de constituer des points faibles pour l'étanchéité de la rétention.

B.5 L'ASN vous demande de lui indiquer l'origine et le rôle de ces trous ainsi que votre intention concernant leur maintien ou leur suppression au vu du retour d'expérience. Vous ferez part à l'ASN du plan d'actions éventuellement associé.

Le site a subi une période d'étiage et de sécheresse prolongée en 2011, ce qui a entraîné la saturation des volumes d'entreposage dans les réservoirs KER, du fait de l'impossibilité de rejeter ces effluents dans la Vienne dans le respect des débits minimaux fixés par la décision (article 17) citée en référence [2].

Trois emplacements sont encore disponibles dans la capacité de rétention pour mettre en place des réservoirs supplémentaires. Vous avez indiqué aux inspecteurs avoir initié la demande d'une telle modification auprès de vos services centraux.

B.6 L'ASN vous demande de la tenir informée des suites données à cette demande d'augmenter le volume disponible pour l'entreposage des effluents KER et de lui indiquer la programmation de cette modification.

Les inspecteurs ont consulté certaines actions correctives mises en œuvre à la suite de l'inspection du 22 septembre 2010, qui portait notamment sur un événement de déversement de fluide tritié à l'intérieur d'un local.

Ils ont relevé que la demande A2 de la lettre de suite référencée CODEP-BDX-2010-052522 du 30 septembre 2010 qui portait sur des propositions de modification d'un tronçon de tuyauterie afin d'éviter le renouvellement d'un tel événement avait fait l'objet, de votre part, d'une réponse de court terme, visant à modifier les procédures d'intervention pour prévenir les intervenants des risques de déversement.

L'ASN estime qu'il serait préférable de rendre vidangeable la tuyauterie concernée par une modification matérielle pérenne.

B.7 L'ASN vous demande de vous prononcer sur la réalisation d'une modification matérielle sur la ligne de rejet KER concernée par l'événement du 28 août 2010 afin de la rendre vidangeable.

À la suite de cet événement, vous aviez indiqué que vous solliciteriez l'intégration du local GK115 où il s'était produit dans le programme de base de maintenance préventive (PBMP) génie civil pour le palier technique N4. Vous avez effectué

cette demande par courrier D5057/SC3M/11/0068 du 4 janvier 2011.

B.8 L'ASN vous demande de lui communiquer la réponse de vos services centraux à cette requête et les dispositions prises, le cas échéant, par le CNPE de Chooz vis-à-vis de ce local.

C. Observations

C.1 L'ASN a noté que, d'après l'analyse menée par vos services centraux sur l'hydrogéologie du site, le sens d'écoulement de la nappe d'eau souterraine concernée par la pollution est orienté vers la Vienne, où elle subit une forte dilution et qu'il n'y a aucun captage et usage de cette eau souterraine entre la source supposée du tritium et la Vienne.

Je vous demande de me faire part de vos observations et réponses concernant ces points sous deux mois.

Pour les engagements que vous seriez amené à prendre, je vous demande de bien vouloir les identifier clairement et d'en préciser, pour chacun, l'échéance de réalisation.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le directeur, l'expression de ma considération distinguée.

Pour le Président de l'Autorité de sûreté nucléaire, et par délégation, le chef de la division de Bordeaux,

SIGNE PAR Anne-Cécile RIGAIL

ANALYSE CRITIQUE

du Rapport commission Energie 2050 - Besson

Benjamin Dessus et Bernard Laponche

Le site Mediapart nous a demandé de faire l'analyse critique d'une version non encore définitive, mais manifestement très avancée et qu'il s'est procurée très récemment, du rapport de la Commission Energie 2050 mise en place par le ministre Eric Besson et qui doit lui être remise dans les jours qui viennent.

Cette version provisoire du rapport de la Commission Energie 2050 ainsi que notre analyse critique sont présentés aujourd'hui sur le site de Médiapart. Son article de présentation fait mention de plusieurs des critiques que nous apportons à ce rapport. Les rapporteurs de la Commission se proposent d'examiner les différentes trajectoires possibles du système énergétique français d'ici 2050 en comparant des scénarios contrastés produits par différents acteurs. Il apparaît cependant très vite que la question centrale qui intéresse le gouvernement est celle de l'électricité et plus particulièrement la production d'origine nucléaire.

Le rapport est donc très marqué par une approche presque exclusivement « offre » de la question énergétique, avec une insistance permanente sur le « mix énergétique », considéré comme beaucoup plus important que la demande d'énergie, et bien évidemment la place de l'énergie nucléaire dans ce mix. Ce biais, manifeste dès le début du rapport, en réduit considérablement l'intérêt comme outil de prise de décision en matière de politique énergétique globale.

L'analyse du corps du rapport qui comporte 5 chapitres principaux nous conduit à mettre l'accent sur plusieurs points. Du point de vue méthodologique, l'étude exclut de façon incompréhensible l'analyse des seuls scénarios contrastés établis sur une base commune, ceux d'Enerdata, pourtant utilisés officiellement par le gouvernement dans les négociations européennes, au profit de notes et scénarios produits dans la hâte par des acteurs du nucléaire. Elle privilégie ouvertement l'analyse du seul mix électrique au détriment du système énergétique, laissant ainsi à l'écart les questions qui concernent 75% de l'énergie finale du bilan français, ne prend pas en compte les marges de manoeuvre ouvertes par les économies d'électricité et exclut corrélativement toute discussion sur le coût d'accès à ces mesures d'économie d'électricité.

Elle réduit le concept de transition énergétique à la question des émissions de CO₂ et fait l'impasse totale sur les risques environnementaux associés aux filières non fossiles, et très particulièrement nucléaires en faisant l'hypothèse que le suivi

des recommandations du dernier rapport de l'ASN règlent définitivement ces questions.

Elle réduit enfin le débat à la seule question du coût unitaire du kWh électrique associé à différents mix électriques, en « oubliant » que le coût pour l'utilisateur et la collectivité dépend aussi des quantités d'électricité distribuées. S'ajoutent à ces critiques des erreurs factuelles telles que l'oubli du rôle prépondérant des économies d'énergie dans les scénarios bas carbone (450 ppm) de l'AIE, ou sur la définition même de grands acteurs comme l'énergie primaire ou l'indépendance énergétique.

Nous considérons donc que le document dont nous disposons aujourd'hui est un exercice de médiocre qualité, biaisé par des erreurs factuelles, des non dits, des hypothèses implicites et des omissions majeures, sans aucune analyse de cohérence, ni aucun recul par rapport aux études analysées. Il distille ça et là des affirmations non étayées qui relèvent plus de partis pris ou d'opinions subjectives que de jugements objectifs. Cette complaisance et cette médiocrité méthodologique nuisent gravement aux conclusions qui sont ainsi suggérées, sinon proposées aux pouvoirs publics pour une politique énergétique à long terme de la France.

Nous avons pensé que vous pourriez être intéressés par la mise à votre disposition de notre rapport critique détaillé de ce rapport provisoire de la Commission Energies 2050 et vous la faisons parvenir ci-jointe. Vous pourrez trouver sur le site de Médiapart le rapport provisoire. Quant au rapport de la Commission Besson, vous le trouverez en libre accès sur le site de Médiapart.

Voici leurs conclusions

CHAPITRE 6: QUELQUES CONCLUSIONS

À l'issue de cette revue du rapport provisoire qui nous est proposé par la Commission énergies 2050, on peut tirer les enseignements suivants :

Du point de vue méthodologique, une étude qui :

- exclut curieusement l'analyse des seuls scénarios contrastés établis sur une base commune, ceux d'Enerdata, pourtant utilisés officiellement par le gouvernement dans les négociations européennes ;

- privilégie ouvertement l'analyse du seul mix électrique au détriment du système énergétique, laissant ainsi à l'écart les

questions qui concernent 75% de l'énergie finale du bilan français ;

- ne prend pas en compte les marges de manœuvre ouvertes par les économies d'électricité ;
- exclut corrélativement toute discussion sur le coût d'accès à ces mesures d'économie d'électricité ;
- réduit le concept de transition énergétique à la question des émissions de CO2 et fait l'impasse totale sur les risques environnementaux associés aux filières non fossiles, et très particulièrement nucléaires ;
- réduit le débat à la seule question du coût unitaire du kWh électrique associé à différents mix électriques, en « oubliant » que le coût pour l'utilisateur et la collectivité dépend aussi des quantités d'électricité distribuées.

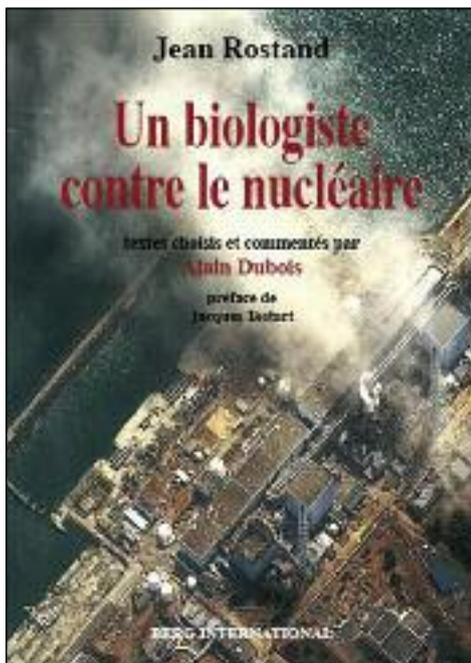
Du point de vue factuel :

- « oubli » du rôle prépondérant des économies d'énergie

dans le scénario 450 ppm de l'AIE ;

- erreur sur la définition de l'énergie primaire ;
- affirmations trompeuses sur l'indépendance énergétique de la France ;
- etc.

C'est donc d'un exercice médiocre que nous disposons, biaisé par des erreurs factuelles, des non dits, des hypothèses implicites et des omissions majeures, sans aucune analyse de cohérence, ni aucun recul par rapport aux études analysées. Il distille ça et là des affirmations non étayées qui relèvent plus de partis pris ou d'opinions subjectives que de jugements objectifs. Cette complaisance et cette médiocrité méthodologique nuisent gravement aux conclusions qui sont ainsi suggérées, sinon proposées aux pouvoirs publics pour une politique énergétique à long terme de la France.



BERG INTERNATIONAL ÉDITEURS

129 Bd. Saint-Michel, 75005 Paris, tél. 01 43 26 72 73

berg.international@wanadoo.fr • www.berg-international.fr

Jean Rostand

Un biologiste contre le nucléaire

textes choisis et commentés par Alain Dubois

préface de Jacques Testart

Cet ouvrage comporte une réédition de textes de Jean Rostand sur la question très controversée de l'armement et de l'énergie nucléaires, suivie d'une actualisation de ces questions par Alain Dubois.

Hiroshima et Nagasaki, Maïak, Three Mile Island, Tchernobyl et Fukushima, sans compter les incidents quasi quotidiens sur les sites nucléaires, témoignent de façon irréfutable des dangers incontrôlables et des dégâts irréparables inhérents à la technologie nucléaire. En outre, qu'elle soit civile ou militaire, l'industrie nucléaire cultive l'opacité, voire la dissimulation, particulièrement lors des accidents, sous couvert de secret défense et autres intérêts supérieurs de la nation...

Un mythe a eu la vie longue depuis Hiroshima : celui de l'innocuité génétique des effets des bombes atomiques sur les survivants. Il vole en éclat à la lumière de travaux récents portant sur les enfants des personnes irradiées suite à la catastrophe de Tchernobyl. Le nombre de victimes se chiffre en millions, ce qu'avait pressenti Jean Rostand, qui distinguant l'irradiation nucléaire de toutes les autres sortes de pollutions et accidents industriels, voyait dans l'accumulation de mutations dans le patrimoine génétique de l'humanité un très grand danger. A qui profite cette industrie dont les enjeux financiers sont considérables ?

L'humanité court à l'auto-destruction si nos sociétés persistent à dissocier le progrès technoscientifique de la sauvegarde des écosystèmes et du simple respect des êtres vivants, ou, plus généralement, les décisions techniques des considérations éthiques. Le changement dépendra, comme souvent, de la volonté des peuples, pas du consentement des États.

Une industrie incontournable ? Ce n'était pas le cas hier, qu'en est-il aujourd'hui et quelles priorités pour demain ?

Chercheur en biologie, naturaliste, écrivain, philosophe, Jean Rostand (1894-1977) se distinguait de ses pairs par son indépendance d'esprit et son engagement citoyen. Ses publications, notamment sur les dangers du nucléaire, sont caractérisées par un sens de l'éthique exemplaires. Sa rigueur et sa probité intellectuelles, son rejet du conformisme et sa méfiance envers les institutions l'amènent à s'opposer frontalement à la création de la « force de frappe française ». Ses textes sur le nucléaire ont été réunis ici par Alain Dubois, un de ses élèves, professeur au Muséum National d'Histoire Naturelle, dont les travaux de recherche ont porté sur les anomalies, la génétique, l'évolution et la classification des batraciens, et sur divers aspects de la théorie de la biologie. Ce volume est préfacé par Jacques Testart, biologiste de la procréation, père scientifique du premier bébé éprouvette français né en 1982, directeur de recherches honoraire de l'INSERM et critique de sciences.

un ouvrage de 224 pages au format 16 x 24 cm 19 €

en librairie le 22 février 2012 (chez l'éditeur dès le 7 février)

Diffusion : Presses Universitaires de France, Distribution : UD

ISBN : 978-2-917191-49-1

NUMÉROS DÉJÀ PARUS

Les n° 1 à 36 sont épuisés. Si vous désirez une collection complète, des photocopies peuvent être faites à la demande.

69/70	Tchernobyl (1)	25 F	167/168	La transparence est toujours aussi obscure !!	30 F
71/72	Tchernobyl (2)	25 F	169/170	Nucléaire : forçons le débat	30 F
73/74	De Tchernobyl à Sandoz (1)	25 F	171/172	Le Nucléaire va-t-il s'enliser ?	30 F
75	De Tchernobyl à Sandoz (2)	25 F	173/174	Tchernobyl, encore et toujours.	30 F
76/77	Sites de stockage	20 F	175/176	Gratter où ça fait mal : L'interim et les rejets.	30 F
78/79	Tchernobyl, suite...et pas fin	25 F	177/178	Eh oui ! L'accident nucléaire, c'est possible.	30 F
80/81	Des nouvelles du programme français	25 F	179/180	Et on repart pour 100 ans (sans nucléaire ?)	30 F
82/83	Superfuitix	25 F	181/182	Fessenheim, Blayais en expertise...	30 F
84/85	Normes et santé, le facteur de risque	25 F	183/184	Déchet : un problème mal posé donc mal géré	30 F
86/87	Pot pourri sur le nucléaire	25 F	185/186	Energies renouvelables oui mais..., Nucléaire non mais..	30 F
88/89	Tchernobyl encore...	épuisé	187/188	La Gazette du nouveau millénaire	30 F
90/91	Superphénix, la fuite en avant	25 F	189/190	Nouvelles en vrac	30 F
92/93	Et si on parlait économie	25 F	191/192	Un point sur les déchets et ce n'est pas fini	30 F
94/95	M.O.X. - Démantèlement	25 F	193/194	Fessenheim 2	30 F
96/97	Tchernobyl, trois après	épuisé	195/196	On continue mais ou est la relève ?	30 F
98/99	Transparence : cette obscure clarté qui tombe des ministères	25 F	197/198	Où en est le nucléaire ?	5 €
100	Gazette sans nucléaire	25 F	199/200	La deux centième ou vingt cinq ans de Gazette	5 €
101/102	Bilan et perspectives du nucléaire civil pour la fin du siècle	25 F	201/202	Quoi de nouveau : rien, le dialogue est toujours un rêve	5 €
103/104	Le nucléaire au quotidien	25 F	203/204	Transparence opaque et nucléaire omniprésent...	5 €
105/106	Saint-Aubin et Itteville	25 F	205/206	Le Débat sur l'énergie : une occasion manquée...	5 €
107/108	Des déchets encore des déchets	25 F	207/208	Transparence, vous avez dit transparence...	5 €
109/110	Tchernobyl : 5 ans après	25 F	209/210	Le grand bluff ou les autorités de sûreté muselées	5 €
111/112	A propos des mines, des mineurs et des déchets	25 F	211/212	Fusion : la valse des milliards	5 €
113/114	De fissures en déchets, le voilà le joli nucléaire	25 F	213/214	Menace sur la Maintenance et la radioprotection	5 €
115/116	Les travailleurs du nucléaire	25 F	215/216	La glu nucléaire toujours omni présente	5 €
117/118	Et si normes et déchets m'étaient contés...	épuisé	217/218	Menaces sur la radioprotection	5 €
119/120	Le nucléaire "ordinaire". Tchernobyl-Superphénix	25 F	219/220	Où en est le nucléaire ?	5 €
121/122	La saga de l'uranium	25 F	221/222	Les mines : un débat	5 €
123/124	Superphénix, Koslodiou même combat !	25 F	223/224	Débat public : EPR, déchets, ITER	5 €
125/126	Et si on abandonnait le tout nucléaire	25 F	225/226	Participation - concertation	5 €
127/128	Le nucléaire : tout un cycle !	25 F	227/228	Le GSIEN fête ses trente ans	5 €
129/130	Superphénix encore, les mines et les mineurs toujours !	25 F	229/230	La Gazette a aussi trente ans	5 €
131/132	Le centre manche et ses fuites	25 F	231/232	Transparence et déchets... 2 lois...	5 €
133/134	Pour le débat énergétique : un point sur le nucléaire	25 F	233/234	Mines, installations, centres hospitaliers, déchets : même combat	5 €
135/136	Nucléaire. La grande illusion continue	25 F	235/236	Un point sur les mines et incidents	5 €
137/138	Nucléaire : le banal au jour le jour	25 F	237/238	Un point sur les MINES et INCIDENTS	5 €
139/140	MOX, Déchets et Doses	25 F	239/240	Séisme, Générateurs de Vapeur, démantèlement	5 €
141/142	Le Rapport Souviron	25 F	241/242	Analyse du rapport CNE	5 €
143/144	L'expertise : Sa nécessité, ses limites, son utilisation politique	25 F	243/244	Le nucléaire nous concerne tous...	5 €
145/146	Et si on parlait essais et accessoirement de la Hague	25 F	245/246	Et on continue : AVEN - PATIENTS - FLAMANVILLE	5 €
147/148	Les 20 ans du GSIEN et de la Gazette : quoi de nouveau sur le front du nucléaire. bof !	25 F	247/248	« ÉVÉNEMENTS » en série chez AREVA et EDF	5 €
149/150	Tchernobyl : 10 ans après, et ce n'est pas fini !!!	25 F	249/250	Culture de sûreté : EDF dans le rouge !	5 €
151/152	Superphénix : Le GSIEN jette l'éponge	25 F	251	Numéro est dédié à Jean-Louis Valatx	5 €
153/154	Le nucléaire continue, mais ...	25 F	252	Le nucléaire : toujours la marche en avant, aveuglement...	5 €
155/156	Les 20 ans de la Gazette	30 F	253	N° dédié à Pierre Samuel	5 €
157/158	11 ans : Tchernobyl et le facteur humain	30 F	254	Les opérateurs nucléaires jouent avec le feu...	5 €
159/160	Un point sur le nucléaire : SPX, déchets, Mururoa	30 F	255	"Parce que l'obligation de subir, nous donne le droit de savoir"	5 €
161/162	Et si on faisait une pause pour réfléchir	30 F	256	Secret et démocratie : cohabitation impossible !	5 €
163/164	La glu nucléaire	30 F	257	Nucléaire et agressions externes : quels risques ?	5 €
165/166	A quand une vraie politique énergétique ?	30 F	258	Bure Zone Libre	5 €
			259	Nouvelles en vrac...	5 €
			260	FUKUSHIMA : la catastrophe	5 €
			261	FUKUSHIMA : la catastrophe toujours présente	5 €

Bulletin d'adhésion ou de (ré)abonnement

(N'envoyez pas directement les chèques postaux au Centre cela complique beaucoup notre "suivi" de fichier)

à découper et à envoyer avec le titre de paiement (CCP ou chèque bancaire)
à l'ordre du GSIEN - 2, rue François Villon - 91400 Orsay

Nom (en majuscules) Prénom

Adresse

Code postal Ville

Tél. : Compétences ou centre d'intérêt

– M'abonne à la *Gazette Nucléaire* oui non – adhésion (nous consulter)

(pour un an : France : 23 € - Etranger : 28 € - Soutien : 28 € ou plus)

– commande des exemplaires de la *Gazette Nucléaire* (photocopies possibles des n° épuisés)

numéro : Nombre d'exemplaires :

voir prix joints + port : environ 1 € de frais d'envoi pour un numéro (environ 80 g)