Cour des comptes

COMMUNICATION À LA COMMISSION D'ENQUÊTE DE L'ASSEMBLEE NATIONALE

Article L. 132-4 du code des juridictions financières

LE COÛT DE PRODUCTION DE L'ÉLECTRICITÉ NUCLÉAIRE Actualisation 2014

Mai 2014

Cour des comptes
Le coût de production de l'électricité nucléaire actualisation 2014 – mai 2014
13 rue Cambon 75100 PARIS CEDEX 01 - tel : 01 42 98 95 00 - www.ccomptes.fr

Sommaire

AVERTISSEMENT 7

SYNTHESE 9

RECOMMANDATIONS 31

INTRODUCTION 31

CHAPITRE I - LES DEPENSES COURANTES D'EXPLOITATION 37

I - Le coût du combustible nucléaire 38

II - Les dépenses de personnel 40

III - Les consommations externes 44

IV - Impôts et taxes 47

V - Le coût des fonctions centrales et supports 48

VI - Total des coûts d'exploitation 49

CHAPITRE II - LES INVESTISSEMENTS DE MAINTENANCE 53

I - La situation en 2011 53

II - Les différentes catégories d'investissements de maintenance 55
A - Les investissements liés à Fukushima Daiichi 55
B - Les investissements destinés au maintien de la production 62
C - Les investissements destinés à prolonger la durée d'exploitation des réacteurs au-delà de 40 ans 64

III - L'évolution des investissements de maintenance 66

CHAPITRE III - LES DEPENSES FUTURES 75

I - Le démantèlement des installations nucléaires 76
A - L'évaluation des charges de démantèlement des installations nucléaires d'EDF 77
B - L'évaluation des charges de démantèlement d'AREVA 82
C - L'évaluation des charges nucléaires civiles de démantèlement du CEA 84

II - La gestion des combustibles usés 85
A - La gestion des combustibles usés d'EDF 86
B - Coût de gestion des combustibles du CEA 88

III - La gestion des déchets radioactifs 88
A - Les types de déchets et leurs modes de gestion 88
B - Les déchets disposant actuellement d'un exutoire 90
C - Les déchets sans exutoire 91
D - La reprise et le conditionnement des déchets anciens (RCD) 96
E - Les questions en suspens 96
F - Récapitulatif des charges brutes de gestion des déchets dans les comptes des exploitants 99

CHAPITRE IV - PROVISIONS, ACTUALISATION ET ACTIFS DEDIES 103

I - Le montant des provisions dans les bilans 103

II - Les provisions dans les comptes de résultat 105
A - Les provisions d'EDF pour le parc actuel 105
B - Les provisions des autres acteurs de la filière 108

III - L'actualisation des provisions 109
A - Rappel des règles encadrant la fixation du taux d'actualisation par les exploitants en France 109
B - Le taux d'actualisation utilisé 110
C - Les termes du débat actuel sur la fixation du taux 112
A - La sensibilité des exploitants au taux d'actualisation 115

IV - Les évolutions futures éventuelles des provisions 116
A - Impact de la durée de vie des centrales sur les provisions 116
B - Impact du devis Cigéo sur les provisions 118

V - Les actifs dédiés 118
A - Cadre réglementaire et législatif 118
B - Portefeuille d'actifs des exploitants 122
C - Positionnement des fonds dédiés 131

CHAPITRE V LES DEPENSES SUR CREDITS PUBLICS 135

I - Les dépenses de recherche 135
A - L'effort de recherche actuel 136
B - Les coûts futurs de R&D 138

II - Les dépenses publiques de sécurité, sûreté et de transparence..... 142
A - L'ASN 143
B - L'IRSN 144

CHAPITRE VI - RISQUE NUCLEAIRE ET ASSURANCE..... 147

I - Responsabilité civile nucléaire et assurance 147

II - Le coût des accidents nucléaires 151

CONCLUSION GENERALE 161

ANNEXES 173

GLOSSAIRE 223

Cour des comptes
Le coût de production de l'électricité nucléaire actualisation 2014 – mai 2014
13 rue Cambon 75100 PARIS CEDEX 01 - tel : 01 42 98 95 00 - www.ccomptes.fr

Avertissement

Le présent rapport répond à une demande de la commission d'enquête de l'Assemblée nationale, créée le 11 décembre 2013, relative « *aux coûts passés, présents et futurs de la filière nucléaire, à la durée d'exploitation des réacteurs et à divers aspects économiques et financiers de l'électricité nucléaire, dans le périmètre du mix électrique français et européen, ainsi qu'aux conséquences de la fermeture et du démantèlement des réacteurs nucléaires, notamment de la centrale de Fessenheim* ».

Les parlementaires, le président de la commission d'enquête, François Brottes, et le rapporteur, Denis Baupin, ont demandé, par un courrier en date du 6 février 2014, que « *la Cour puisse compléter l'information de la commission d'enquête en application de l'article L. 132-4 du code des juridictions financières* ». La commission devant déposer son rapport avant le 11 juin, elle a souhaité que la contribution de la Cour lui parvienne « *en temps utile pour qu'elle puisse être présentée à la commission* ».

En réponse, par lettre du 18 février 2014, le Premier Président a indiqué que la communication de la Cour serait adressée avant la fin du mois de mai et a précisé les sujets auxquels elle s'efforcerait de répondre dans les délais impartis.

Le contrôle a été notifié à EDF, AREVA, au CEA, à l'ASN, l'IRSN, la CRE, l'ANDRA, la CNEF, la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), la direction générale de la recherche et de l'innovation (DGRI), la direction du budget, la direction du Trésor et à l'APE.

La Cour a procédé à de nombreux entretiens (annexe 4) ainsi qu'à l'audition des présidents d'EDF, d'AREVA, de l'ASN, de la CRE, du directeur général de l'énergie et du climat et du directeur de l'APE. Elle s'est également appuyée sur les avis d'un groupe d'experts (annexe 3) qui présentent une grande diversité de compétences (scientifiques, économistes ingénieurs, etc.) et de points de vue.

Dans le cadre de la procédure contradictoire, ont été prises en compte les réponses apportées par l'ensemble des organismes auxquels a été notifié le contrôle et qui ont tous répondu à la Cour.

Le présent rapport a été délibéré le 12 mai 2014 par la deuxième chambre de la Cour des comptes, présidée par M. Gilles-Pierre Levy,

président de chambre, et composée de Mme Pappalardo, MM. De Gaulle, Zerah, Vialla, Mousson, Delaporte, conseillers maîtres, et M. Bertrand président de chambre maintenu, les rapporteures étant Mme Pappalardo, conseillère maître, et Mme Dessillons, rapporteure, M.Vialla étant le contre-rapporteur.

Il a ensuite été examiné et approuvé le 20 mai 2014 par le comité du rapport public et des programmes de la Cour des comptes composé de M. Migaud, Mme Froment-Meurice, MM. Durrleman, Levy, Lefas, Briet, Mme Ratte, M. Vachia et M. Paul, rapporteur général du comité, présidents de chambre, et M. Johanet, procureur général, entendu en ses avis.

Synthèse

Introduction

En janvier 2012, la Cour des comptes a publié un rapport public thématique sur les coûts de la filière électronucléaire[1], qui rassemblait les données disponibles à l'époque sur les éléments constitutifs des coûts passés, présents et futurs de la production d'électricité nucléaire en France. Ce rapport permettait notamment de calculer le coût courant économique (CCE) de production de l'électricité nucléaire par EDF en 2010 (49,5 €/MWh), de préciser sa sensibilité aux incertitudes sur le chiffrage des dépenses futures et de souligner l'impact de la forte évolution programmée du montant des investissements de maintenance. La Cour chiffrait également les dépenses non prises en compte dans les coûts de l'exploitant puisqu'elles sont financées sur crédits publics, en matière de R&D et de sûreté-sécurité-transparence, et relevait que l'État assure gratuitement une partie du risque « responsabilité civile » en cas d'accident nucléaire. Le rapport contenait une dizaine de recommandations et soulignait notamment le fait que la durée de fonctionnement des centrales est une variante stratégique qui devrait faire l'objet d'orientations explicites.

Le présent rapport, établi à la demande de la commission d'enquête de l'Assemblée nationale créée le 11 décembre 2013 et consacrée à la filière électronucléaire, vise à actualiser les constats faits par la Cour des comptes dans son rapport de janvier 2012, tout en répondant aux questions posées à la Cour par la commission sur les deux sujets suivants :

- l'évolution des investissements liés à la maintenance et à la rénovation du parc existant ;
- l'évaluation des coûts associés au risque d'accident nucléaire majeur et leur prise en compte par les différents acteurs.

[1] Cour des comptes, *Rapport public thématique : Les coûts de la filière électronucléaire*. La Documentation française, janvier 2012, 438 p., disponible sur www.ccomptes.fr

Comme pour son précédent rapport, la Cour a donc exclu de son champ d'analyse les dépenses nucléaires militaires et les coûts de transport et de distribution de l'électricité, pour se limiter au coût de production de l'électricité nucléaire, qui représente environ 40 % du prix payé par les consommateurs.

Le rapport ne porte que sur les coûts de l'électricité nucléaire ; il ne présente pas de comparaisons de coût entre les énergies, ni de scénario d'évolution du mix énergétique, ni d'analyse « coûts/bénéfices ». Il ne compare pas les coûts aux tarifs. La Cour ne prend pas position sur la bonne ou mauvaise gestion des crédits publics concernés.

Pour mener à bien cette étude, la Cour a travaillé dans des délais très contraints, afin de remettre son rapport à la commission d'enquête dans des délais compatibles avec le calendrier de cette dernière, et n'a donc pas pu approfondir tous les sujets ; elle a utilisé les documents et les informations disponibles à la date de son enquête.

Comme pour le précédent rapport, elle a sollicité les avis d'experts réunis dans un comité constitué spécifiquement à cet effet et regroupant des compétences et des points de vue diversifiés en matière énergétique.

1 - L'évolution du coût de production entre 2010 et 2013

La production d'électricité nucléaire est une activité très capitalistique dont les coûts s'étalent sur une très longue période. Le coût de production de l'électricité nucléaire est en effet composé de plusieurs éléments : les dépenses d'exploitation directement liées à la production chaque année, les investissements de maintenance réalisés sur les réacteurs, les dépenses futures liées à la production actuelle (coût de démantèlement, gestion des déchets et des combustibles usés) et la prise en compte du coût des investissements passés pour construire le parc existant. Les différents éléments pour calculer ces coûts sont présents dans les comptes annuels et la comptabilité analytique d'EDF.

Pour calculer le coût moyen global, la Cour a repris la méthode, utilisée dans son rapport précédent, **du coût courant économique (CCE)**. Cette méthode repose sur une approche « théorique » qui conduit à calculer a posteriori un « loyer économique » annuel constant depuis la mise en service des centrales et qui permettrait de reconstituer, à la fin de leur durée de fonctionnement, un parc identique au parc initial. Cette méthode définit ainsi un coût global moyen sur toute la durée de fonctionnement du parc, utile pour comparer le prix des énergies entre

elles. Elle ne tient pas compte en revanche de l'historique de ce parc, notamment de la manière dont il a été amorti et financé, notamment par les consommateurs, à travers les tarifs réglementés de vente d'électricité.

a) Une forte progression du coût de production depuis 2010

Entre 2010 et 2013 le coût de production de l'électricité nucléaire connaît une forte progression ; il passe de **49,6 €/MWh à 59,8 €/MWh en €courants**, **soit une augmentation de 21 % (+ 16 % en € constants[3])**.

Cette évolution est presque entièrement due à l'évolution des différents types de charges (+ 19 %), la production annuelle étant relativement stable (- 1 %) ; en effet, le taux de disponibilité est resté à un niveau faible (78 %), notamment du fait des périodes de travaux nécessitées par le développement des investissements de maintenance.

Tableau A : comparaison des coûts de production d'EDF 2010-2013

En M€courants	**2010**	**2013**	**2013/2010**
Dépenses d'exploitation	9 017	10 003	+ 10,9 %
Investissements sur le parc existant	1 747	3 804	+ 117,7 %
Provision pour gestion des déchets et du combustible usé	1 133	1 301	+ 14,8 %
Provision pour démantèlement	461	520	+ 12,8 %
Loyer économique	7 880	8 501	+ 7,9 %
Total	**20 238**	**24 129**	**+ 19,2 %**
Production en TWh	407,9	403,7	- 1 %
Coût en €/MWh	**49,6**	**59,8**	**+ 20,6 %**

Source : Cour des comptes et EDF

À partir de 2012, l'évolution du schéma de gestion d'EDF l'a conduit à immobiliser et comptabiliser au titre des dépenses d'investissements (Capex) des montants importants de dépenses de

[3] Le taux d'inflation sur la période 2010 à 2013 a été de 4,1 %.

maintenance (385 M€ en 2012, 831 M€ en 2013), jusqu'alors comptabilisés au titre des dépenses d'exploitation (Opex). Cette évolution a eu un impact à la hausse sur les dépenses d'investissements et un impact à la baisse à la fois sur les dépenses de personnels liés à la maintenance et sur les dépenses de travaux de maintenance inclus dans les consommations externes. Compte tenu de cette évolution comptable et du poids de chaque type de dépenses dans la composition du coût, les causes principales de **l'augmentation de 10,2 €/MWh** sont les suivantes :

- la croissance de 11 % des dépenses d'exploitation (+ 20 % sans évolution du schéma de gestion) qui représentent plus de 40 % du coût de production et qui provoque une augmentation de **2,7 €/MWh** ;
- les investissements de maintenance, qui ont plus que doublé (+ 118 % ; + 70 % sans évolution du schéma de gestion) et qui contribuent à la hausse du coût de production à hauteur de **5,1 €/MWh** ;
- la progression de 14 % du coût des charges futures à travers les provisions de démantèlement, de gestion des combustibles usés et des déchets, du fait notamment de la diminution du taux d'actualisation, ce qui représente une hausse de **0,6 €/MWh** du coût de production ;
- la hausse du loyer économique (+ 8 %), due à part égale à l'augmentation du taux de rémunération du capital utilisé et à l'effet de l'inflation, ce qui augmente le coût de production à hauteur de **1,7 €/MWh**.

Cette évolution depuis 2010 prolonge celle constatée dans le rapport précédent depuis 2008, notamment pour les dépenses d'exploitation, les investissements et les dépenses futures.

b) Une progression notable de toutes les catégories de dépenses d'exploitation

Sur la période 2008 – 2013, **les dépenses d'exploitation ont fortement progressé dans leur ensemble, de 20 % en valeur brute et en euro courants**[4], et de 25 % rapporté à la production (24,4 €/MWh en 2013), celle-ci étant inférieure de 3,3 % en 2013 par rapport à 2008. Sans

[4] Le taux d'inflation sur la période 2008 à 2013 a été de 5,8 %. En € constants, la progression des dépenses d'exploitation est de 13,4 % en valeur brute et de 17,3 % rapportée à la production.

évolution, en 2012 et 2013, du schéma de gestion et donc des méthodes de comptabilisation des opérations de maintenance, l'augmentation aurait atteint 31 % en valeur brute (10,7 Md€ en 2013) et 35 % rapportée à la production (26,5 €/MWh). Toutes les composantes ont connu une augmentation notable :

- le coût total du **combustible** a progressé en euros courants de **+ 13 %** entre 2008 et 2013 et de 17 % rapporté à la production (de 4,8 €/MWh à 5,7 €/MWh), du fait notamment de l'expiration de contrats historiques qui permettaient un approvisionnement en uranium à faible coût ;
- la progression du **coût du personnel** s'est accélérée au cours des dernières années et a atteint **+ 18 %** entre 2008 et 2013 (en euros courants). La production ayant diminué, le coût du personnel par MWh s'est notablement accru (+ 22 %). Sans l'évolution du schéma de gestion, en 2012 et 2013 qui a réduit cette catégorie de dépenses de 113 M€ en 2012 et de 207 M€ en 2013, la progression aurait atteint 26 %, soit 30,5 % en €/MWh, notamment du fait d'une augmentation de 22 % des effectifs consacrés à la production électronucléaire ;
- les **consommations externes** ont progressé de **+ 19 %** entre 2008 et 2013, en euros courants, et de 23 % rapportées à la production. En l'absence de requalification de certaines dépenses en investissements, dans le cadre de l'évolution du schéma de gestion (272 M€ en 2012 et 624 M€ en 2013), la croissance des consommations externes aurait atteint 52 % entre 2008 (1 906 M€) et 2013 (2 892 M€), pour un coût de 7,2 €/MWh en 2013 (+ 57 %) ;
- les **impôts et taxes** ont augmenté de **+ 28 %** ; rapporté à la production, le taux de progression est de 33 % entre 2008 et 2013. Cette progression devrait se poursuivre avec la création en 2014 d'une contribution au profit de l'agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (Andra) pour financer les études et travaux préalables à la construction du futur centre de stockage profond des déchets nucléaires, Cigéo (86 M€ pour EDF en 2014) ;
- les dépenses des **fonctions centrales et supports** ont progressé de **+ 43 %** en valeur brute, et de 48 % rapportées à la production, essentiellement du fait de la création en 2009 de la direction des services partagés, à partir d'effectifs auparavant comptabilisés dans les charges directes de personnel de l'activité nucléaire, ce qui a réduit d'autant le montant des « coûts de personnel ».

Le **projet industriel d'EDF** visant à réaliser les investissements sur le parc existant pour permettre le prolongement de sa durée de fonctionnement nécessite une augmentation des dépenses d'achats et de logistique (consommations externes) ainsi qu'une forte évolution des effectifs, pour renouveler les compétences et permettre l'accélération du programme de maintenance. Il explique en partie cette forte évolution des coûts d'exploitation, notamment sur les dernières années.

Tableau B : évolution des charges d'exploitation entre 2008 et 2013 (avec évolution du schéma de gestion en 2012 et 2013)

Types de charges	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2013/ 2008
Combustible	2 022 M€ 4,84€/MWh	2 069 M€ 5,31 €/MWh	2 098 M€ 5,14 €/MWh	2 183 M€ 5,18 €/MWh	2 247 M€ 5,55 €/MWh	2 287 M€ 5,67 €/MWh	+ 13 % + 17 %
Coût du personnel	2 512 M€ 6,01 €/MWh	2 560 M€ 6,57 €/MWh	2 627 M€ 6,44 €/MWh	2 784 M€ 6,61 €/MWh	2 919 M€ 7,21 €/MWh	2 959 M€ 7,33 €/MWh	+ 18 % + 22 %
Consommations externes	1 906 M€ 4,56 €/MWh	2 142 M€ 5,50 €/MWh	2 135 M€ 5,23 €/MWh	2 399 M€ 5,70 €/MWh	2 341 M€ 5,78 €/MWh	2 268 M€ 5,62 €/MWh	+ 19 % + 23 %
Impôts et taxes	1 075 M€ 2,57 €/MWh	1 136 M€ 2,92 €/MWh	1 225 M€ 3,00 €/MWh	1 266 M€ 3,01 €/MWh	1 324 M€ 3,27 €/MWh	1 379 M€ 3,42 €/MWh	+ 28 % + 33 %
Fonctions centrales et supports	669 M€ 1,60 €/MWh	910 M€ 2,33 €/MWh	872 M€ 2,14 €/MWh	925 M€ 2,20 €/MWh	937 M€ 2,31 €/MWh	959 M€ 2,37 €/MWh	+ 43 % + 48 %
Total	**8 184 M€ 19,6 €/MWh**	**8 817 M€ 22,6 €/MWh**	**8 957 M€ 22,0 €/MWh**	**9 557 M€ 22,7 €/MWh**	**9 768 M€ 24,1 €/MWh**	**9 852 M€ 24,4 €/MWh**	**20 % 25 %**

Source : Cour des comptes et EDF

c) Un projet industriel qui explique le doublement des investissements de maintenance entre 2010 et 2013

La Cour avait souligné l'importance du montant des investissements de maintenance dans l'évolution du coût total du kWh nucléaire et leur forte augmentation, anticipée par EDF dans une perspective de prolongement de la durée d'exploitation des réacteurs au-delà de 40 ans, encore renforcée par les conséquences de l'accident de Fukushima Daiichi.

Les besoins d'investissements d'EDF, dans une **perspective de prolongement de la durée d'exploitation des réacteurs**, tels qu'ils avaient été chiffrés en 2010 (57 Md€$_{2010}$ de 2011 à 2025) ont fait l'objet d'un travail d'optimisation qui les a réduits d'environ 8 Md€$_{2011}$ sur la période tout en permettant de lisser la courbe des investissements,

notamment en début de période. Toutefois, le périmètre de ces investissements a été augmenté par la comptabilisation en dépenses d'investissements de travaux de maintenance, jusqu'à présent comptabilisées en Opex, pour un montant total de 13 Md€$_{2011}$ environ (2011 – 2025), conduisant à un total d'investissement de **62,5 Md€$_{2010}$ entre 2011 et 2025**, avec, de nouveau, une progression importante pendant les premières années.

Ainsi, après une phase de ralentissement net de 2003 à 2006, qui a eu des répercussions négatives sur l'exploitation et la production, le montant des **investissements annuels** d'EDF (**3 804 M€ en 2013**) **a été multiplié par 3 depuis 2008** (1 221 M€) et **par plus de 2 depuis 2010** (1 748 M€), en euros courants et en tenant compte de l'évolution du schéma de gestion.

Ces investissements ne sont pas de même nature, même s'ils participent tous à l'objectif de permettre au parc actuel d'être exploité au-delà de 40 ans. Certains visent prioritairement à **maintenir le niveau de production** potentielle actuel, d'autres à **améliorer la sûreté** des réacteurs, afin de satisfaire aux prescriptions de l'autorité de sûreté nucléaire (ASN). En effet, si les centrales françaises ont été conçues et construites à l'origine pour une durée de vie technique de 40 ans, la loi française prévoit que la durée d'autorisation d'exploiter une centrale repose sur les examens de sûreté périodiques de l'ASN. A chaque visite décennale des réacteurs, l'autorité de sûreté précise les conditions d'une éventuelle autorisation de poursuivre l'exploitation en tenant compte des retours d'expériences et des meilleures pratiques du moment, dans un souci d'amélioration continue de la sûreté.

De manière un peu simplifiée, on peut considérer globalement que, dans le **plan industriel** d'EDF actuel, pour la période 2014-2025, la moitié des investissements correspond à des **investissements de sûreté** que l'on peut classer en deux catégories :

- les investissements qui visent à appliquer les prescriptions faites par l'ASN à la suite des évaluations complémentaires de sûreté (ECS) « **post Fukushima Daiichi** » : ils représentent un montant total de travaux estimé à environ 11 Md€ (dont environ **0,7 Md€$_{2011}$ par an** entre 2014 et 2025) pour EDF, qui considère ne pas pouvoir dissocier d'une décision d'allongement de la durée de vie des réacteurs une partie de ces investissements (environ 6 Md€) ; elle souhaite donc pouvoir les réaliser d'ici 2033, au fur et à mesure des 4èmes visites

décennales, mais ce calendrier très long n'a pas été validé à ce jour par l'ASN ;

- les investissements qui permettent une amélioration de la sûreté « au regard des objectifs de sûreté des réacteurs de 3ème génération », comme l'a indiqué l'ASN, pour pouvoir demander l'autorisation de **prolonger la durée d'exploitation des réacteurs au-delà de 40 ans**. Ils représentent environ **1,6 Md€$_{2011}$ par an** sur la période.

L'autre moitié des investissements, qui correspond à la **maintenance « normale »** (**environ 1 Md€$_{2011}$ par an**) et à la **rénovation ou au remplacement de gros composants** dont la durée de vie est inférieure à 40 ans (**environ 1,3 Md€$_{2011}$ par an**), est nécessaire, même en l'absence de prolongement de la durée d'exploitation des réacteurs, pour permettre au moins le maintien du niveau de la production. Toutefois leur montant est lié à l'anticipation faite par l'industriel sur la durée d'exploitation des réacteurs et donc d'amortissement de ces investissements lourds.

Tableau C : projet industriel d'EDF en 2014 :
Répartition des investissements sur la période 2014 – 2025

Type d'investissement	En %
Suite Fukushima Daiichi	16 %
Autres investissements de sûreté	34 %
Maintenance et rénovation	29 %
Exploitation et autres projets patrimoniaux	21 %
Total parc existant (hors EPR et hors investissements pour augmentation de capacité)	**100 %**

Source : EDF

Pour mettre tout le parc actuel en capacité de maintenir sa production et, éventuellement, de prolonger sa durée d'exploitation au-delà de 40 ans, une partie des investissements sera réalisée au-delà de 2025. Même si un chiffrage à un tel horizon est par nature un exercice très incertain, le total des investissements sur la **période 2011 – 2033**, qui devrait couvrir la quasi-totalité des 4èmes visites décennales des réacteurs de 900 MW et de 1 300 MW, atteindrait environ **90 Md€$_{2010}$** (environ 110 Md€courants).

Ces coûts globaux d'investissements sont calculés, par hypothèse, sur la base d'un prolongement uniforme de la durée de fonctionnement des 58 réacteurs, ce qui n'anticipe pas les décisions futures qui pourraient conduire à fermer les réacteurs à des âges différents pour des décisions de sûreté, de rentabilité ou de politique énergétique, telle que la décision annoncée par les pouvoirs publics d'un taux d'électricité nucléaire de 50 % en 2025.

d) Des dépenses futures qui restent caractérisées par quelques fortes incertitudes

La production d'électricité nucléaire a pour particularité qu'une partie de ses coûts est reportée après la période de production elle-même, le calendrier et l'ampleur de ces dépenses étant encore souvent mal connus. Les textes[5] précisent les types de dépenses concernés et les principes et méthodes d'évaluation à appliquer.

- L'évolution des charges futures marquée par l'attente du devis Cigéo

Les dépenses futures à prendre en compte dans le coût de production de l'électricité nucléaire regroupent trois types de dépenses. Si le coût des dépenses de **gestion future des combustibles usés**[6] (**16,3 Md€fin 2013**) comporte peu d'incertitudes majeures, puisqu'il est calculé sur des quantités précises et des coûts unitaires basés sur les contrats en cours avec AREVA, il n'en est pas de même des deux autres types de dépenses futures :

- les **charges brutes de démantèlement** des exploitants s'élèvent à **34,4 Md€en 2013, en augmentation de 3,6 %** en euros constants par rapport à 2010, principalement due aux révisions de devis, parfois significatives, des opérations de démantèlement en cours (+ 22,4 % pour les devis de la génération 1 pour EDF, + 46 % pour Eurodif chez AREVA) ; elles font craindre des surcoûts pour les opérations à venir, même si ces premières opérations ne bénéficient pas d'effet de série et concernent des installations pour lesquelles le démantèlement n'avait

[5] Notamment la loi de programme n° 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs et l'arrêté du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

[6] Il s'agit essentiellement des coûts de retraitement des combustibles usés recyclables et de reconditionnement, transports et entreposage des combustibles non recyclables.

pas été pensé dès l'origine. Par ailleurs, des facteurs probables de surcoûts ont d'ores et déjà été identifiés, notamment la question de la dépollution des sols et les niveaux de marges d'incertitude des devis qui paraissent souvent faibles ;

- **les charges brutes de gestion des déchets (31,8 Md€en 2013) sont en augmentation de 7,6 %** en euros constants depuis 2010. Au sein des dépenses futures pour obligations de fin de cycle, ce poste est celui sur lequel pèse le plus d'incertitudes, qui pourraient générer à terme des surcoûts importants (création éventuelle d'un nouveau centre de stockage pour les déchets FAVC, devenir de certaines matières considérées aujourd'hui comme valorisables mais qui pourraient être reclassées à l'avenir comme déchets, etc.).

Tableau D : charges brutes : comparaisons 2010 / 2013

M€ courants	EDF	AREVA	CEA	Total (y c. ANDRA)
Démantèlement				
2010	20 903	7 108	3 911	31 922
2013	22 448	7 874	4 034	34 356
Gestion du combustible usé (+ derniers cœurs pour EDF)				
2010	14 386 (+ 3 792)		420	14 806 (+ 3 792)
2013	15 868 (+ 3 979)		462	16 330 (+ 3 979)
Gestion des déchets				
2010	23 017	2 859	2 403	28 362
2013	25 578	3 468	2 623	31 753
Total (incluant charges « autres » non détaillées)				
2010	**62 097**	**10 464**	**6 770**	**79 415**
2013	**67 873**	**12 038**	**7 165**	**87 160**

Source : Cour des comptes

Un des principaux points d'incertitude en matière de gestion des déchets concerne le **projet de stockage profond Cigéo, à Bure, dans l'Aube**. Depuis le précédent rapport de la Cour, la révision du devis du centre de stockage profond a fait l'objet d'études de l'ANDRA accompagnée de sa maîtrise d'œuvre pour préciser les premiers devis et estimations de 2005 et 2009. Malgré des progrès dans l'organisation des échanges entre l'ANDRA et les producteurs de déchets, qui ont permis de rapprocher les points de vue sur plusieurs points, les écarts sont encore importants entre les différentes estimations : d'environ 14 Md€ selon les exploitants à 28 Md€ selon l'ANDRA, chiffrage hors fiscalité et assurances, qui prend en compte des dépenses pour certaines très lointaines (les dépenses d'exploitation s'étalant jusqu'en 2153) et donc forcément très incertaines. Il serait souhaitable que les travaux

d'optimisation en cours permettent de réduire notablement ces écarts avant qu'une nouvelle estimation officielle des coûts permette de fixer, par arrêté ministériel, le nouveau devis à prendre en compte. Ce nouveau chiffrage officiel pourrait utilement présenter les grandes phases du projet, et notamment le coût d'investissement de la 1ère tranche, à distinguer des dépenses d'investissements plus lointaines, comme les coûts de démantèlement et de jouvence et les dépenses annuelles d'exploitation pendant plus de cent ans et présentant donc un niveau d'incertitude supérieur.

Par ailleurs, il serait souhaitable que le coût d'un éventuel stockage direct du MOX et de l'URE produits chaque année, et plus généralement de tous types de combustibles usés, même ceux considérés pour l'instant comme valorisables, fasse également l'objet d'un devis et que cette hypothèse soit prise en compte dans les études du projet Cigéo. Cette position est soutenue par l'ASN, qui s'est notamment exprimée sur le sujet dans son avis du 16 mai 2013.

- Des provisions à la hausse essentiellement du fait de la baisse du taux d'actualisation

Les charges futures de démantèlement, de gestion des combustibles usés et de gestion à long terme des déchets, sont inscrites dans les comptes des exploitants sous forme de **provisions**, pour un montant de **43,7 Md€ en 2013**, soit une **augmentation de 14 % par rapport à 2010**, en partie due au changement de taux d'actualisation utilisé.

Tableau E : provisions : comparaisons 2010 / 2013

M€courants	EDF	AREVA	CEA	Total (inclus ANDRA)
Démantèlement				
2010	11 031	3 421	2 944	17 396
2013	13 024	3 661	2 931*	19 616
Gestion du combustible usé (+ derniers cœurs pour EDF)				
2010	8 851 (+ 1 906)		303	9 154 (+ 1 906)
2013	9 779 (+ 2 313)		342	10 121 (+ 2 313)
Gestion des déchets				
2010	6 509	1 823	1 179	9 552
2013	7 542	2 113	1 311	11 013
Total (incluant charges « autres » non détaillées)				
2010	**28 297**	**5 604**	**4 453**	**38 395**
2013	**32 658**	**6 258**	**4 736**	**43 699**

Source : Cour des comptes
** Les provisions 2013 excluent les provisions du périmètre « hors loi » contrairement aux provisions 2010 et aux charges brutes pour 2010 et 2013*

En effet, du fait de l'évolution des conditions économiques, le taux plafond réglementaire fixé par les textes a baissé en **2012** et est devenu inférieur au taux d'actualisation de 5 % utilisé par les exploitants pendant la période précédente. Ces derniers ont donc été contraints de **revoir leur taux d'actualisation à la baisse**, de 5 % à 4,8 % pour EDF et 4,75 % pour AREVA et le CEA depuis 2012, intégrant une baisse de l'hypothèse d'inflation à long terme (1,9 %). Cette évolution a eu un impact d'environ **800 M€** à la hausse sur le bilan des exploitants (dont + 518 M€ pour EDF).

Ce taux aurait dû diminuer à nouveau fin **2013**, aux alentours de 4,6 %, baisse qui aurait eu un impact de près de 1,5 Md€ sur le montant des provisions des trois exploitants (dont 1,1 Md€ environ pour EDF). Cependant, dans l'attente de l'aboutissement des discussions engagées entre l'administration et les exploitants, afin de revoir les règles de calcul du taux plafond, le choix a été fait de maintenir le taux de 2012, en accord avec les commissaires aux comptes et les organes de gouvernance des exploitants ; l'autorisation écrite de **dérogation** par les ministres concernés, reçue très tardivement, date seulement du 14 mai 2014.

Cette situation d'incertitude sur le mode de fixation du taux d'actualisation ne doit pas se prolonger et une décision doit être prise sur ce sujet, même si elle est rendue complexe par les impacts divergents que pourraient avoir les solutions envisagées sur les deux principaux intéressés, EDF et AREVA.

Deux autres sujets en cours de discussion pourraient avoir des conséquences non négligeables, et de sens contraire, sur les provisions pour opérations de fin de cycle : l'éventuelle prolongation de la durée d'exploitation des centrales, qui repousse la date des démantèlements et donc diminuerait les provisions, et la perspective d'une révision du devis de Cigéo qui les augmenteraient.

➢ Une règlementation encore à améliorer du dispositif des actifs dédiés

La loi du 28 juin 2006 prévoit que ces provisions soient couvertes par des **actifs dédiés**. Les exploitants ont aujourd'hui tous atteint un taux de couverture de leurs provisions par les actifs dédiés de 100 %, comme imposé par le cadre législatif et réglementaire de 2007.

Toutefois, en ce qui concerne EDF, ce taux de couverture[7] est atteint grâce à l'affectation en 2013 de sa **créance CSPE**[8] dans sa totalité (5 Md€) à ses actifs dédiés, ce qui réduit la diversification (la créance CSPE représentant 25 % du portefeuille d'EDF) et la rentabilité de son portefeuille (taux de rémunération de 1,72 %).

Par ailleurs, on trouve, dans le portefeuille d'actifs dédiés d'AREVA une créance d'AREVA sur le CEA (617 M€ en 2013) dont le mécanisme de revalorisation annuelle est très coûteux pour le CEA, et donc pour l'État, compte tenu des taux de marché actuels. La Cour souhaite que ce dispositif soit revu pour en limiter le coût.

D'une manière générale, le décret encadrant la constitution du portefeuille d'actifs dédiés a fait l'objet d'une modification en 2013 qui ne répond que très partiellement à la recommandation du précédent rapport de la Cour d'éviter de modifier la structure et la logique initiale de création des actifs dédiés chaque fois que se présente une difficulté. Il prévoit toujours en effet un certain nombre de dérogations et d'autorisations au cas par cas, qui ne sont en outre pas limitées de manière ferme en pourcentage du portefeuille.

2 - Les coûts futurs

Les coûts de production de l'électricité nucléaire dans l'avenir ne peuvent pas être précisés sans faire de multiples hypothèses, notamment sur les décisions qui seront prises en matière de mix énergétique, de prolongation de la durée d'exploitation des centrales de 2ème génération du parc actuel et de construction des centrales de 3ème génération, les EPR.

a) Une évolution à la hausse probable des coûts futurs du parc actuel

La Cour estime que les coûts de production du parc actuel à moyen terme sont orientés à la hausse, pour les raisons suivantes :

- la mise en œuvre du projet industriel d'EDF devrait continuer à peser sur ses **charges d'exploitation**, comme on l'a constaté ces dernières années ; toutefois EDF a intégré dans son projet, des efforts de

[7] Le groupe, en atteignant un taux de couverture de 100 % en 2013, a pu anticiper l'échéance légale de 2016, dont il bénéficiait de manière dérogatoire.
[8] Créance sur l'État détenue par EDF au titre de la contribution pour charges de service public de l'électricité.

maîtrise industrielle et financière pour limiter la progression des charges (hors combustible). Les éléments externes comme le coût d'approvisionnement en uranium et les impôts et taxes, non concernés par cette action, sont aussi orientés à la hausse ;

- les investissements de maintenance, en particulier de sûreté, n'ont pas encore atteint leur maximum ; ils devraient encore sensiblement progresser jusqu'en 2017, avant de commencer à diminuer. Les dernières projections d'EDF conduisent à des **investissements moyens de 4,3 Md€$_{2012}$ entre 2011 et 2025**, encore supérieurs donc aux 3,7 Md€$_{2013}$ de l'année 2013 ;
- les provisions pour charges futures (démantèlement, gestion des déchets et combustibles usés) pourraient également aggraver l'augmentation des coûts du fait des incertitudes sur l'évolution du taux d'actualisation et du devis de Cigéo[9] ;
- l'ampleur du programme d'investissements va nécessiter la réalisation de travaux importants qui auront des impacts sur la production qu'EDF s'efforce de réduire par une gestion rigoureuse des durées d'arrêts. Il est donc difficile de se prononcer avec précision sur cette évolution, qui réduit probablement toutefois les possibilités d'augmentation de la production par rapport à la moyenne de ces dernières années.

b) Un prolongement de la durée d'exploitation des réacteurs qui a un impact positif sur le CCE

Le seul élément qui pourrait avoir un effet à la baisse sur le coût de production est l'allongement de la durée d'exploitation des réacteurs de 40 à 50 ans ; toutefois cet impact reste limité, compte tenu de la méthode de calcul du coût moyen utilisée, le CCE n'étant pas très sensible à la durée d'exploitation des installations, comme l'avait déjà signalé la Cour dans son rapport précédent[10].

[9] La Cour avait montré, dans son rapport précédent, que l'impact d'une augmentation de ces dépenses futures sur le coût de production du kWh était limité, de l'ordre de + 2,5 % pour une augmentation de 50 % du coût du démantèlement et de + 1 % pour le doublement du devis de Cigéo. Ces ordres de grandeur restent valables.

[10] On rappelle que le calcul du CCE n'est pas destiné à calculer un tarif et ne tient donc pas compte notamment, pour le calcul à un moment donné, des amortissements des installations concernées.

C'est la raison pour laquelle plusieurs méthodes de calcul coexistent :

- en lissant l'effet de la prolongation sur l'intégralité des 50 années de production des réacteurs avec un loyer recalculé sur 50 ans depuis l'origine, on trouve un coût de **62 €$_{2013}$/MWh sur la période 2011 – 2025** ; cette méthode, qui est retenue par la Cour, a un faible impact sur le niveau du loyer, mais est cohérente avec la logique du calcul du CCE ;
- la méthode de calcul utilisée par EDF est un peu différente puisqu'elle reporte tout l'impact positif de la prolongation d'exploitation sur les années d'exploitation restantes à partir de la date de prise de décision[11], fixée arbitrairement à 2014, soit un CCE de 57 €$_{2013}$/MWh. Cette méthode donne, par construction, un montant du loyer inférieur à celui de la précédente pour les années à venir ; mais elle rompt avec la logique et la définition du calcul du CCE et s'éloigne du calcul du coût global de production du parc.

Quelle que soit la méthode utilisée, il est difficile de préciser quel est l'impact précis de la prolongation par rapport à un maintien de la durée d'exploitation actuelle à 40 ans, faute de savoir, si cette hypothèse était explicitement retenue, quelles en seraient les conséquences en termes de production et d'investissements :

- *a priori*, le loyer économique ne devrait pas évoluer par rapport au calcul fait pour le CCE 2013 (8 400 M€), si la durée d'exploitation des réacteurs est limitée à 40 ans. Le prolongement de la durée d'exploitation à 50 ans, en faisant diminuer le loyer annuel (8 195 M€ pour la Cour, 6 050 M€pour EDF) a donc un impact à la baisse sur le CCE ;
- le niveau des investissements de maintenance serait sensiblement réduit par rapport aux projections actuelles du projet industriel d'EDF, puisqu'il ne serait pas économiquement rentable de faire un certain nombre d'investissements prévus actuellement dans le projet industriel d'EDF ;

[11] Il s'agit de la prise de décision d'amortir les investissements sur 50 ans au lieu de 40 ans comme c'est le cas actuellement, la décision de prolongement au-delà de 40 ans de la durée d'exploitation ne pouvant être prise que par l'ASN et pour chaque réacteur individuellement.

– par conséquent, on peut penser que la production du parc serait réduite soit du fait de pannes plus nombreuses, soit même par l'arrêt de réacteurs avant leur 40ème année, les investissements nécessaires pour les maintenir en état de marche n'étant pas rentables pour une durée d'utilisation courte.

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

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

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

c) Un coût de production de l'EPR qui ne peut pas être actuellement chiffré par la Cour

Quelle que soit leur durée de fonctionnement, les réacteurs actuels ne pourront être remplacés, à terme, dans la mesure où l'on souhaiterait poursuivre la production d'électricité nucléaire, que par des réacteurs de « 3ème génération », dont les conditions de sûreté sont supérieures à celles des réacteurs actuels. Les coûts de production futurs à moyen/long terme de l'électricité nucléaire seront donc, pour tout ou partie, selon le rythme de remplacement éventuel des réacteurs actuels, ceux de l'EPR.

Toutefois, comme dans son rapport précédent, la Cour constate qu'elle n'est pas en capacité de calculer le coût de production futur de l'EPR. Si les éléments du coût de construction et du calendrier de l'EPR de Flamanville semblent stabilisés, après une nouvelle augmentation annoncée le 3 décembre 2012 (**8,5 Md€$_{2012}$**), il n'est pas possible aujourd'hui pour la Cour d'en tirer des conclusions précises sur ses coûts de production ni sur ceux des EPR en général. Toutefois, au regard de l'importance des coûts de construction par rapport à ceux des réacteurs de la 2ème génération, et même si les EPR sont censés avoir des coûts de fonctionnement moindres, il est probable que leurs coûts de production seront sensiblement supérieurs à ceux du parc actuel.

C'est la conclusion que l'on peut également tirer de l'accord passé en octobre 2013 entre EDF et le gouvernement britannique, avec un prix de vente de 92,5 £/MWh (114 €$_{2012}$/MWh), même s'il y a de nombreuses différences entre l'EPR de Flamanville et ceux d'**Hinkley Point** (spécificités du site, normes britanniques, entreposage des déchets, coût du terrain, etc.) et que l'on prend en compte dans le calcul du prix un taux de rentabilité interne en lieu et place d'un coût moyen pondéré du capital.

3 - Les coûts supportés par l'État

Si l'on cherche à calculer les coûts « pour la société » de la production d'électricité nucléaire, le coût pour l'exploitant doit être complété par les dépenses supportées par l'État : certaines peuvent êtres chiffrées (recherche et sûreté/sécurité), d'autres non (responsabilité en cas d'accident nucléaire).

a) Des dépenses de recherche et de sûreté/sécurité financées sur crédits publics en augmentation

Le total des dépenses, publiques et privées, consacrées à la **recherche nucléaire** a augmenté de 10 % entre 2010 (1 022 M€) et 2013 (1 124 M€). Au sein de ce total, **les dépenses financées sur crédits publics** ont augmenté de **+ 25 %** entre 2010 (414 M€) et 2013 (**515 M€**); cette augmentation est portée par le programme des investissements d'avenir (réacteur de recherche RJH et programme ASTRID pour la 4ème génération)**.** Ces dépenses ont vocation à rester à un niveau élevé dans les années à venir, avec un pic à prévoir en 2014.

Les dépenses financées sur crédits publics liées à la sûreté et à la sécurité peuvent être estimées à **217 M€ en 2013**, en diminution par rapport à 2010 (230 M€, **- 6 %**), malgré les travaux supplémentaires induits par les évaluations complémentaires de sureté « post-Fukushima Daiichi » ; en effet une partie des dépenses de l'IRSN est désormais financée par une contribution versée directement par les exploitants nucléaires. Ces dépenses ont vocation à croître sensiblement après 2014, en raison de l'expertise nécessitée par des dossiers à venir (mise en service de l'EPR, démantèlement de Fessenheim, allongement de la durée de vie des centrales).

Au total, ces dépenses de recherche et de sécurité financées sur crédits publics ont donc **augmenté de 14 %** (de 644 M€ en 2010 à **732 M€ en 2013**). Cette progression qui va probablement se prolonger dans les prochaines années conduit à faire deux remarques :

- la Cour avait noté dans son rapport en 2012, compte tenu des ordres de grandeur à l'époque voisins, que l'on pouvait considérer que la taxe sur les installations nucléaires de base (INB) couvrait globalement les dépenses financées par crédits publics, en matière de R&D et de sûreté/sécurité[12] ; ce constat ne peut être renouvelé en 2013, l'écart entre le montant de la **taxe INB (579 M€,** stable par rapport à 2010) et le montant total des dépenses financées par des crédits publics en lien avec la production d'énergie nucléaire (732 M€) s'étant sensiblement

[12] Cette remarque vise à rapprocher des ordres de grandeur et à mesurer dans quelle proportion les moyens financiers apportés au budget de l'État par les exploitants nucléaires à travers la taxe INB, qui est incluse dans leurs coûts de production, couvrent les dépenses financées par des crédits publics et qui sont des conséquences directes de leur activité.

accru. Les ordres de grandeur restent en revanche voisins, si l'on ne considère que les dépenses de recherche directement liées au parc en exploitation (hors recherche sur la 4ème génération par exemple) ;

- dans un contexte budgétaire contraint, cette augmentation pose la question de la forme du financement des besoins financiers supplémentaires de l'ASN et de l'IRSN, par subvention ou par l'augmentation de la contribution des exploitants.

b) Pas d'évolution de la responsabilité de l'État en cas d'accident nucléaire

L'État assure « gratuitement » une partie importante du **risque en cas d'accident nucléaire**, compte tenu des règles internationales en matière de « responsabilité civile nucléaire ». Actuellement, en effet, la responsabilité des exploitants reste limitée à 91,5 M€par accident.

Sur ce point, les recommandations de la Cour dans son rapport précédent qui visaient à augmenter le plafond de responsabilité des exploitants n'ont pas encore pu être mises en œuvre. L'application partielle de certaines dispositions du protocole de 2004 modifiant la convention de Paris (augmentation du plafond de responsabilité des exploitants hors extension du champ des dommages à 700 M€) pourrait être toutefois anticipée par rapport à leur entrée en vigueur internationale, grâce à des dispositions incluses dans le **projet de loi pour la transition énergétique**, projet de texte qui n'est pas encore connu.

Quant au chiffrage du risque supporté par l'État, au-delà donc de la responsabilité civile des exploitants, c'est un exercice complexe, qui repose notamment sur **l'évaluation des coûts des accidents nucléaires**. La publication récente des travaux de l'IRSN sur ce sujet permet de faire progresser les réflexions sur ce thème, même s'ils ont vocation à être discutés et affinés.

Ils mettent en évidence le fait que l'État pourrait avoir à intervenir de manière très lourde en cas d'accident, comme le montre l'accident de Fukushima Daiichi. Toutefois, en l'absence de possibilité de prise en charge de ce risque par des assureurs, la mise en place de mécanismes pour couvrir *a priori* ces coûts dont la probabilité d'occurrence est très faible ne parait pas la solution la plus adaptée économiquement et financièrement ; en outre, elle risquerait de déresponsabiliser les différents acteurs concernés et donc de ne pas contribuer à assurer le meilleur niveau de sûreté du parc.

4 - Les recommandations de la Cour

D'une manière générale, la Cour maintient les recommandations faites dans son rapport de 2012 et dont aucune n'est actuellement complètement appliquée.

Elle en ajoute deux supplémentaires :

- en matière de taux d'actualisation, conclure rapidement les débats sur les méthodes de calcul du taux plafond, afin de mettre fin au plus vite à la situation actuelle dans laquelle les exploitants dérogent depuis un an, avec l'accord de l'administration, à une disposition réglementaire ;
- s'agissant de la créance actuelle d'AREVA sur le CEA en renégocier les modalités de financement, afin d'en réduire le coût pour le CEA et donc pour les finances publiques.

Enfin, la Cour insiste, en renforçant une de ses recommandations précédentes, sur la nécessité de prendre position, dans le cadre de la fixation des orientations de la politique énergétique à moyen terme, sur le prolongement de la durée d'exploitation des réacteurs au-delà de 40 ans, sous réserve bien sûr d'un accord de l'ASN, afin de permettre aux acteurs, notamment à EDF, de planifier les actions et les investissements qui en résulteront.

Recommandations

Recommandations reprises du rapport de 2012

1 – Utiliser dans les comptes d'EDF la méthode Dampierre 2009 comme support de l'évaluation des provisions de démantèlement et non la méthode historique qui ne permet pas un suivi suffisamment précis des évolutions de cette provision ;

2 - Réaliser rapidement, comme l'envisage la direction générale de l'énergie et du climat, des audits techniques par des cabinets et des experts extérieurs, afin de valider les paramètres techniques de la méthode Dampierre 2009 ;

3 - Fixer dans les meilleurs délais le nouveau devis sur le coût du stockage géologique profond, de la manière la plus réaliste possible et dans le respect des décisions de l'ASN, seule autorité compétente pour se prononcer sur le niveau de sureté de ce centre de stockage ;

4 - Chiffrer, dans le cadre de ce nouveau devis, le coût d'un éventuel stockage direct du MOX et de l'URE produits chaque année et prendre en compte cette hypothèse dans les travaux futurs de dimensionnement du centre de stockage géologique profond ;

5 – Réexaminer, de manière globale, le sujet des actifs dédiés, car il n'est pas sain que la structure et la logique initiale du dispositif soient profondément modifiées par des dérogations successives chaque fois que se présente une nouvelle difficulté ;

6 – Mener les actions nécessaires, tant au plan international que national, 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 ;

7 – Appliquer avec rigueur les dispositions du droit positif français actuel, en particulier en matière d'agrément de la garantie financière imposée aux exploitants, en appliquant complètement le dispositif réglementaire ;

8 - Encourager et soutenir les travaux et études consacrés aux externalités, positives ou négatives, tant sur l'énergie nucléaire que sur les autres énergies, de nombreux impacts ne pouvant pas être

monétarisés, en tout cas actuellement alors qu'ils sont utiles pour les comparaisons entre les différentes formes d'énergie ;

9 Actualiser régulièrement, cette enquête, en toute transparence et objectivité ;

Deux nouvelles recommandations

10 - En matière de taux d'actualisation, conclure rapidement les débats sur les méthodes de calcul du taux plafond, afin de mettre fin au plus vite à la situation actuelle dans laquelle les exploitants dérogent depuis un an, avec l'accord de l'administration, à une disposition réglementaire ;

11 - S'agissant de la créance actuelle d'AREVA sur le CEA, en renégocier ses modalités de financement, afin d'en réduire le coût pour le CEA et donc pour les finances publiques ;

Recommandation renforcée

12 – Prendre position rapidement, dans le cadre de la fixation des orientations de la politique énergétique à moyen terme, sur le prolongement de la durée d'exploitation des réacteurs au-delà de 40 ans, afin de permettre aux acteurs, notamment à EDF, de planifier les actions et les investissements qui en résulteront.

Introduction

Objet du rapport

Le présent rapport vise, d'une part, à réaliser une actualisation du rapport public thématique (RPT) relatif « aux coûts de la filière électronucléaire » publié en janvier 2012[22], dont la plupart des données chiffrées s'arrêtaient en 2010, d'autre part, à répondre aux questions posées par la commission d'enquête de l'Assemblée nationale, créée le 11 décembre 2013, relative « *aux coûts passés, présents et futurs de la filière nucléaire, à la durée d'exploitation des réacteurs et à divers aspects économiques et financiers de l'électricité nucléaire, dans le périmètre du mix électrique français et européen, ainsi qu'aux conséquences de la fermeture et du démantèlement des réacteurs nucléaires, notamment de la centrale de Fessenheim* » (cf. annexe 1).

Dans sa réponse, en date du 18 février 2014, le Premier Président, précise les points sur lesquels la Cour pourra apporter des éléments d'information, compte tenu du délai très contraint dans lequel travaille la commission d'enquête (cf. annexe 2).

Le rapport traitera donc trois sujets :

- le suivi des recommandations du rapport de 2012, qui n'avaient pas fait l'objet d'une présentation récapitulative dans le rapport mais que l'on retrouve toutefois facilement en lisant la synthèse (cf. annexe 26) ;
- l'actualisation des éléments du rapport public thématique de janvier 2012 sur « les coûts de la filière électronucléaire », en particulier les chapitres consacrés aux « dépenses courantes », « dépenses futures » (démantèlement, gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs), « provisions et actualisation » et « les actifs dédiés » ;

  Certains points des chapitres consacrés aux « évolutions possibles des dépenses futures » et aux « coûts des

[22] Cour des comptes, *Rapport public thématique : Les coûts de la filière nucléaire*. La Documentation française, janvier 2012, 438 p., disponible sur www.comptes.fr

accidents et des assurances » seront approfondis, compte tenu d'éléments nouveaux qui peuvent conduire à éclairer différemment certaines analyses du rapport initial, en particulier le coût des EPR au Royaume-Uni, les suites de l'accident de Fukushima Daiichi et les études de l'IRSN sur le coût des accidents nucléaires.

- Les réponses aux questions précises de la Commission d'enquête de l'Assemblée nationale, soit :
    - l'évaluation du montant, du contenu du coût total des investissements liés à la maintenance et à la rénovation du parc existant, et son évolution prévisible, en précisant, si possible la destination des coûts (rénovation, sûreté, prolongation d'exploitation), leur répartition par palier et nature de dépenses et le calendrier des opérations ;
    - au vu des travaux les plus récents sur le risque d'accident nucléaire majeur en France, l'évaluation des coûts associés et leur prise en compte par les exploitants et l'État, en les comparant aux catastrophes technologiques et à la façon dont les comptes de l'État reflètent sa faculté d'être son propre assureur dans d'autres domaines.

Le Premier Président a indiqué que la Cour ne pourrait pas apporter de réponse à la question de la Commission concernant le retraitement des combustibles usés et la fabrication du MOX qui nécessiterait une nouvelle instruction, incompatible avec les délais de remise du rapport.

Organisation et méthodes de travail

Les procédures habituelles de la Cour ont été appliquées, notamment en matière d'instruction, de collégialité et de contradiction. Après notification de l'enquête aux différents acteurs de la filière concernés (entreprises, organismes publics, administrations, etc), la Cour a procédé à l'envoi de questionnaires, complétés par de nombreux entretiens, suivis durant la phase de contradiction par des auditions.

Par ailleurs, comme lors du précédent rapport, la Cour s'est appuyée sur l'avis d'un groupe d'experts, présentant une grande diversité de compétences et de point de vue. Ce groupe d'experts a été réuni deux

fois, en début d'instruction et après élaboration du rapport provisoire. Les commentaires recueillis à ces occasions ont aidé la Cour, dans un premier temps à mieux cerner les sujets « nouveaux » ou ayant fortement évolué depuis le rapport de 2012, puis dans un second temps à éviter des erreurs techniques et à vérifier la bonne compréhension de ses conclusions.

Périmètre de l'enquête et principes méthodologiques

Cette enquête se place dans le prolongement du rapport de janvier 2012[23]. Il ne s'agit donc ni de contrôler des comptes, ni de porter un jugement sur l'efficacité ou l'efficience des politiques menées en matière énergétique.

Elle a pour seule ambition de mesurer les coûts et leur évolution, pour les différents types de dépenses afférentes à la production de l'électricité électronucléaire en France[24]. Il ne s'agit donc pas d'analyser les « prix » de cette électricité dont le coût de production ne représente qu'environ 40 %, ni les tarifs qui financent les coûts. Elle ne traite pas de l'évolution de la demande d'électricité, ni du « mix » énergétique.

Il ne s'agit pas non plus de faire une analyse « coût/bénéfice » de la production d'électricité nucléaire[25], mais d'identifier et de mesurer uniquement les coûts de production de la filière électronucléaire en France. Ils sont mesurés, en se plaçant du point de vue du citoyen français qui, à travers les tarifs mais aussi les impôts et les taxes, finance ces coûts, soit directement, en tant qu'usager, soit indirectement en tant que contribuable.

Le rapport de 2012, dans une démarche didactique, identifiait les dépenses concourant à la production d'un kWh nucléaire à partir d'un découpage temporel (dépenses passées de construction et de recherche, dépenses courantes actuelles, dépenses futures). Dans le présent rapport, seules les dépenses courantes actuelles et les dépenses futures seront de nouveau examinées, les dépenses passées n'ayant, par nature, pas évolué depuis. Seront ainsi analysées, dans les quatre premiers chapitres, les

[23] Par rapport au rapport de 2012, les analyses ont également été concentrées sur les charges et les investissements d'EDF qui sont directement pris en compte dans le coût de production de l'électricité nucléaire. Pour des raisons de délais, les éléments concernant AREVA et le CEA n'ont pas fait l'objet d'un examen aussi complet.

[24] Sont donc exclus les coûts relatifs au nucléaire militaire, les coûts relatifs aux usages civils industriels et médicaux de l'énergie nucléaire, les coûts de transport et de distribution de l'électricité nucléaire.

[25] En particulier les externalités, négatives et positives (en termes d'émissions de carbone ou de coût de l'électricité par exemple), ne sont pas pris en compte.

dépenses à la charge de l'exploitant (coûts d'exploitation d'EDF, investissements de maintenance, obligations de fin de cycle), puis dans les deux suivants les coûts supportés par l'État, qu'ils soient directement chiffrables, en matière de recherche et de sûreté/sécurité, ou plus incertains, tant par leur probabilité d'occurrence que par leur montant, en matière de responsabilité en cas d'accidents nucléaires.

La conclusion générale synthétise l'analyse des coûts pour le seul parc actuel des réacteurs de 2ème génération (voir encadré).

Les quatre générations de réacteurs

Les réacteurs de 1ère génération ont été mis en service en France entre 1963 et 1972, selon différentes technologies : eau lourde à Brennilis, eau pressurisée à Chooz A, uranium naturel graphite gaz (UNGG) avec 6 réacteurs sur 3 sites, auxquels s'ajoute un réacteur à neutrons rapides à Creys Malville mis en service en 1985 ; ils sont aujourd'hui arrêtés.

Les réacteurs de 2ème génération constituent l'ensemble du parc actuel français, mis en service entre 1978 et 2002, selon la technologie de réacteurs à eau pressurisée (REP), Ils sont répartis en plusieurs paliers suivant leur puissance et leurs spécificités techniques (palier 900 MW, palier 1300 MW et palier 1450 MW).

Les réacteurs de 3ème génération (dits réacteurs évolutionnaires) constituent une amélioration des réacteurs de 2ème génération. Ils sont représentés en France par la technologie de l'EPR, en construction à Flamanville.

Les réacteurs de 4ème génération, actuellement en cours de conception (six filières étant étudiées au niveau mondial), devraient présenter des évolutions technologiques permettant notamment de réduire les déchets et d'être plus économes en ressources naturelles : ils sont représentés en France par le programme ASTRID développé par le CEA, selon la technologie de réacteurs à neutrons rapides au sodium.

Pour mener à bien cette étude, la Cour a travaillé dans des délais très contraints, afin de remettre son rapport à la commission d'enquête à une date compatible avec le calendrier de cette dernière ; elle n'a donc pas pu approfondir tous les sujets ; elle a utilisé les documents et les informations disponibles à la date de son enquête.

D'une manière générale, les chiffres sont, d'une part, donnés en valeur courante de l'année où ils apparaissent, d'autre part ramenés à leur valeur en euro 2013 (cf. annexe 5), alors que les chiffres du précédent rapport reposaient sur les données de l'exercice 2010.

Cour des comptes
Le coût de production de l'électricité nucléaire actualisation 2014 – mai 2014
13 rue Cambon 75100 PARIS CEDEX 01 - tel : 01 42 98 95 00 - www.ccomptes.fr

Chapitre I

Les dépenses courantes d'exploitation

La production d'électricité nucléaire donne lieu, chaque année, à des dépenses directement liées à la production et qui sont donc à la charge d'EDF dont la comptabilité analytique permet d'isoler l'activité liée à la filière nucléaire. Elles représentaient en 2010 un coût de 22 €/MWh et avaient progressé de 11 % entre 2008 et 2010 (en € courants), essentiellement du fait de l'augmentation des programmes de maintenance courante et des impôts et taxes.

En 2012, la Cour annonçait une augmentation des dépenses dans les années à venir « *du fait des prescriptions de l'ASN à la suite de l'accident de Fukushima Daiichi et de la nécessaire préparation du renouvellement des effectifs tout en maintenant les compétences des exploitants* ».

Les dépenses d'exploitation sont, en règle générale, rapportées à la production annuelle d'électricité nucléaire pour calculer un coût en € par MWh. Cette production varie selon les années mais demeure sur la période, en moyenne, à un niveau proche de celui des années précédentes du fait d'un taux de disponibilité relativement stable mais qui recouvre une évolution :

- des indisponibilités fortuites en forte réduction, du fait des investissements de rénovation et maintenance des gros composants depuis 2007-2008 ;
- des indisponibilités pour arrêts de tranche (rechargement du combustible, visite périodique et visite décennale) en hausse

progressive du fait de la densification des opérations réalisées durant les arrêts.

Entre 2008 et 2013, le taux de disponibilité a oscillé entre 78 % et 80 %. Il était supérieur à 80 % au début des années 2000[26]. On rappelle que ce taux est relativement faible par rapport à celui de nombreux autres exploitants nucléaires dans le monde, en partie pour des raisons dues à des conditions d'utilisation des centrales différentes.

Tableau n° 1 : évolution de la production annuelle d'électricité nucléaire

	2008	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**
Production annuelle en TWh	417,6	389,8	407,9	421,1	404,9	403,7
Taux de disponibilité annuel	79,2 %	78 %	78,5 %	80,7 %	79,7 %	78 %

Source : EDF

I - Le coût du combustible nucléaire

La part « amont » du coût du combustible est composée de deux éléments :

- les sorties de stock traduisant la consommation par les réacteurs du combustible qu'EDF a préalablement acheté à AREVA et à ses autres fournisseurs (uranium, services de fluoration, d'enrichissement et de fabrication) ;
- le coût de portage du stock de combustible, constitué par EDF dans le souci d'un approvisionnement sûr, et qui représente le coût de l'immobilisation du capital nécessaire pour le financer.

[26] Jusqu'en 2012, EDF se fixait pour objectif de ramener ce taux à 85 %. Compte tenu de son programme d'investissements, de la forte saisonnalité de la demande d'électricité et du développement des énergies renouvelables, EDF a désormais « avant tout pour objectif de disposer du maximum de production disponible en hiver », avec une disponibilité supérieure à 90 % pendant cette période (source : *Document de référence EDF 2012*). On note que les calculs des coûts d'exploitation de l'EPR reposent sur des taux de disponibilité supérieur à 90 % (voir la Conclusion générale à la fin du présent rapport).

La valeur du stock de combustible[27] a augmenté de **29,2 % entre 2008 et 2013**, entrainant une augmentation du coût du portage de 24,6 %. Cette évolution est due principalement à l'augmentation du prix de l'uranium pour EDF, tendance qui pourrait se poursuivre compte tenu :

- du prix de marché conjoncturellement bas de l'uranium en 2013 ;
- de l'expiration depuis plusieurs années (principalement durant la période 2010-2012) de contrats historiques qui permettaient à EDF de bénéficier d'un approvisionnement à bas prix ;
- d'un effet retard consécutif à la méthode de valorisation du stock. Les composantes du stock de combustible sont en effet valorisées à leur prix moyen historique et reflètent donc, compte tenu de leur délai moyen de rotation (plusieurs années pour l'uranium), les prix d'approvisionnement du passé. Or, le prix de marché de l'uranium a doublé entre 2004 et 2013 (voir annexe 6)[28].

Quant au coût du portage, il progresse un peu moins vite que la valeur du stock, du fait d'une diminution du taux d'intérêt pris en compte pour le calculer à partir de 2013.

Tableau n° 2 : évolution de la valeur du stock de combustible nucléaire

En M€courants	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2013/ 2008
Valeur du stock de combustible nucléaire	6 395	6 727	7 084	7 352	7 796	8 265	**+29,2 %**
Évolution n/n-1 en %		+ 5,2	+ 5,3	+ 3,8	+ 6,0	+ 6,0	
Coût de portage du stock en M€	537	565	595	618	655	669	**+24,6 %**
Évolution n/n-1 en %		+ 5,2	+ 5,3	+ 3,9	+ 6,0	+ 2,1	

Source : EDF

[27] À la différence du rapport de 2012, on distingue dans le présent rapport le stock de combustible « au sens strict » du stock de pièces détachées désormais comptabilisé au titre des « consommations externes ». Les données 2008 - 2010 ont donc été recalculées pour le stock de combustible et pour les consommations externes.

[28] Malgré cette tendance à la hausse, d'après EDF, son prix d'approvisionnement en uranium reste inférieur depuis 2007 à celui des autres électriciens nucléaires européens et américains, notamment du fait de sa stratégie de couverture à long terme et des opérations d'arbitrage mises en œuvre pour lisser la volatilité du prix de l'uranium et amortir sa tendance haussière dans le coût du combustible.

Tableau n° 3 : évolution du coût global du combustible nucléaire

En €courants	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2013/ 2008**
Dépenses de combustible nucléaire en M€(a)	1 485	1 504	1 503	1 565	1 592	1 618	+ 8,9 %
Production annuelle en TWh	417,6	389,8	407,9	421,1	404,9	403,7	- 3,3 %
Coût combustible consommé dans l'année en €/MWh	3,56	3,86	3,68	3,72	3,93	4,01	+ 12,6 %
Coût de portage du stock de combustible nucléaire en M€ (b)	537	565	595	618	655	669	+ 24,6 %
Total des coûts (a + b) en M€	**2 022**	**2 069**	**2 098**	**2 183**	**2 247**	**2 287**	**+ 13,1 %** ***(+ 2,5% / an environ)***
Coût total du combustible en €/MWh	4,84	5,31	5,14	5,18	5,55	5,67	**+ 17,1 %** ***(+ 3,2% / an environ)***

Source : EDF

Globalement, le coût total du combustible a **progressé de 13,1 %** entre 2008 et 2013 et de **17,1 % rapporté à la production** (à 5,67 €/MWh).

II - Les dépenses de personnel

Les dépenses de personnel comprennent les coûts salariaux des agents d'EDF concourant à la production nucléaire tels qu'ils apparaissent dans la comptabilité analytique d'EDF, complétés par des dépenses estimées sur la base de calculs extracomptables et qui correspondent à des compléments ou des avantages dont bénéficie l'ensemble des personnels de l'entreprise (tarif agent, coût de la réforme des retraites de 2004, autres avantages divers).

Tableau n° 4 : personnel pris en compte dans le coût de production nucléaire

	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Effectif total EDF SA	59 131	59 837	60 380	62 479	64 303	65 775
dont effectif périmètre pris en compte dans le coût de production nucléaire	*22 114*	*22 914*	*23 748*	*24 765*	*25 850*	*27 082*
% par rapport au total des effectifs	***37,4 %***	***38,3 %***	***39,3 %***	***39,6 %***	***40,2 %***	***41,2 %***
Charges de personnel EDF SA (en M€courant)	5 095	5 290	5 502	5 761	6 238	6 457
dont charges de personnel prises en compte dans le calcul du coût de production nucléaire au titre :	**2 058**	**2 090**	**2 164**	**2 338**	**2 615**	**2 816**
- des dépenses de personnel*	1 932	1 948	1 993	2 163	2 297	2 323
- de la production immobilisée nucléaire **	126	143	171	175	317	493
% par rapport au total des charges de personnel	**40,4 %**	**39,5 %**	**39,3 %**	**40,6 %**	**41,9 %**	**43,6 %**

Source : EDF

** Par rapport aux chiffres du rapport de 2012, pour être en conformité avec les normes IFRS, les taxes sur les rémunérations sont désormais comptabilisées en « impôts et taxes » et donc déduites des charges salariales (environ 50 M€ par an). Les chiffres de 2008 à 2010 ont donc été retraités dans ce sens. Ce reclassement n'a pas d'impact sur le total des coûts d'exploitation.*

*** La production immobilisée correspond aux charges de personnel relatives aux agents affectés aux projets immobilisés. Étant liées à des projets d'investissement, ces dépenses d'ingénierie sont comptablement extraites des charges d'exploitation (Opex) et reclassées dans les dépenses d'investissement (Capex).*

Sur la période 2008 – 2013, la part des charges de personnel d'EDF prise en compte dans le coût de la production nucléaire (y compris pour la réalisation des investissements nucléaires) a augmenté, passant de 40,4 % des coûts totaux de personnel d'EDF en 2008 à 43,6 % en 2013, en lien avec la progression de la part des effectifs sur le parc nucléaire existant pendant la même période de 37,4 % à 41,2 %.

D'après EDF, ces évolutions s'expliquent notamment pour les raisons suivantes :

- les enseignements tirés de l'accident de Fukushima Daiichi qui a montré par exemple qu'il fallait pouvoir disposer d'équipes de conduite renforcées, au cas où plusieurs réacteurs seraient atteints sur un même site et qui a également conduit à mettre en place la FARN[29] (force action rapide nucléaire) ;
- d'une manière générale, le renforcement des métiers dans les domaines où les exigences s'accroissent (environnement, chimie, prévention des risques, sûreté, surveillance) ;
- l'augmentation et la lourdeur des opérations de « maintenance » qui nécessitent plus de personnel pour prolonger la durée de vie des installations pour les visites décennales ;
- l'évolution de la réglementation sur les INB[30] (installation nucléaire de base) qui limite ou interdit désormais la sous-traitance sur certaines opérations ;
- le tuilage entre les générations pour maintenir le niveau de compétences alors qu'un renouvellement massif des effectifs est en cours.

Au total, pour ces différentes raisons et du fait de l'évolution générale des charges de personnel d'EDF, l'évolution des coûts de personnel entre 2008 et 2013 est marquée par une forte augmentation de tous les postes, les charges salariales (+ 20,2 %) comme les avantages du personnel, avec une progression très notable du coût du tarif agent en 2013. Cette évolution aurait été sensiblement plus forte sans la création en 2009 de la direction des services partagés (DSP) qui a conduit à augmenter les coûts des fonctions centrales et supports (voir V- Les

[29] Les effectifs cibles de la force Action rapide nucléaire fin 2015 s'élèvent à 308 personnes, correspondant à 178 ETP, du fait du partage de leur activité entre la FARN et des activités métiers. À fin 2013, la FARN comprenait 125 agents, équivalents à environ 80 ETP. (cf. annexe 8).

[30] L'arrêté du 8 février 2012 sur les INB complète le cadre juridique issu de la loi TSN de 2006. Il refonde et renforce la réglementation en matière d'INB, en intégrant les standards correspondant aux meilleures pratiques européennes et internationales. En particulier, il renforce les exigences relatives à la surveillance de l'exécution des activités importantes pour la protection en interdisant, dans le cas général, à l'exploitant de déléguer à un tiers la surveillance des intervenants extérieurs. L'impact définitif de ce texte n'est pas encore déterminé ; à fin 2013, il représentait une augmentation des effectifs de 50 personnes.

fonctions centrales et supports ci-après) et à réduire d'autant les dépenses de personnel, notamment celles liées à la production nucléaire.

Tableau n° 5 : évolution du coût total du personnel

En M€courants	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2013/ 2008**
Charges salariales	1 932	1 948	1 993	2 163	2 297	2 323	+ 20,2 %
Tarif agent	101	116	116	110	103	124[31]	+ 22,8 %
Coût de la réforme de 2004	114	122	123	123	123	124	+ 8,8 %
Autres avantages du personnel	366	375	395	388	396	388	+ 6 %
Total	**2 512**	**2 560**	**2 627**	**2 784**	**2 919**	**2 959**	**+ 17,8 %** ***(+ 3,3% / an)***
Production en TWh	417,6	389,8	407,9	421,1	404,9	403,7	
Coût personnel en €/MWh	6,01	6,57	6,44	6,61	7,21	7,33	**+ 22 %** ***(+ 4,1% / an)***

Source : EDF

En outre, le schéma de gestion de 2012-2013 a conduit à qualifier en dépenses d'investissement des dépenses qui auraient été, auparavant, classées en charges de personnel réalisant des opérations de maintenance, pour 113 M€ en 2012 et 207 M€ en 2013 (voir III- consommations externes, ci-après). Sans cette évolution du schéma de gestion, l'augmentation des coûts de personnel entre 2008 (2 512 M€) et 2013 (3 166 M€) est donc de **26 %**, soit **30,5 %** en €/MWh.

[31] La forte augmentation du coût du tarif agent en 2013 est essentiellement due à la hausse des volumes de consommation des agents pour des raisons climatiques (8 M€) et à l'augmentation des prix et des taxes (+ 7 M€).

III - Les consommations externes

Les consommations externes autres que le combustible regroupent l'ensemble des achats effectués pour les besoins de la production nucléaire. Ces dépenses sont essentiellement des dépenses de sous-traitance[32] ; elles comprennent :

- les dépenses de maintenance qui ne sont pas considérées comme des investissements, contrairement à celles examinées au chapitre suivant ;
- les frais de logistique ;
- quelques autres charges diverses d'exploitation.

Par rapport au rapport précédent, la comptabilisation de ces dépenses a subi plusieurs modifications qui ont conduit à revoir les montants inscrits pour les années 2008-2010 afin de les mettre en cohérence avec ceux des années 2010 et 2013 :

- y sont désormais intégrés les coûts de portage du stock de pièces détachées (environ 50 M€par an), précédemment comptabilisées sur la même ligne que le coût du portage du combustible (voir I-coût du combustible, ci-dessus) ;
- pour 2008, a été déduite du total des consommations externes une reprise de provision de 107 M€ relative au parc nucléaire arrêté qui y avait été comptabilisée par erreur ;
- la décomposition des consommations externes entre les différentes sous-rubriques a été modifiée de manière à être en cohérence avec les données communiquées à la Commission de régulation de l'énergie dans le cadre de son « Analyse des coûts de production et de commercialisation d'EDF dans le cadre des tarifs règlementés de vente » menée en 2013. Ces changements

[32] Plusieurs mesures ont été prises en matière de sous-traitance, à la suite des travaux de l'OPECST et de l'ASN, en 2011, dans le prolongement de l'accident de Fukushima Daiichi. En particulier, le niveau de sous-traitance pour les opérations de maintenance effectuées sur les centrales est désormais limité à trois, l'arrêté INB du 7 février 2012 a précisé et renforcé la surveillance sur les intervenants extérieurs et un arrêté interministériel du 12 décembre 2012 a mis en place une obligation de certification des entreprises extérieures intervenant au sein des INB qui entrera en vigueur le 1er juillet 2015.

n'ont pas d'effet sur le montant total de cette catégorie de dépenses.

Tableau n° 6 : évolution des dépenses de consommations externes

En M€courants	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2013/ 2008
Maintenance de l'exploitation	*178*	*191*	*213*	*237*	*302*	*321*	
Maintenance du patrimoine	*479*	*494*	*458*	*482*	*392*	*305*	
Maintenance en arrêts	*528*	*708*	*668*	*785*	*657*	*619*	
Sous total maintenance	1 186	1 393	1 339	1 504	1 351	1245	+ 5 %
Logistique	333	382	391	440	536	612	+ 84 %
Autres charges d'exploitation	357	332	367	413	406	360	+ 1 %
Coût du portage du stock de pièces détachées	31	34	38	41	47	50	
Total	**1 906**	**2 142**	**2 135**	**2 399**	**2 341**	**2 268**	**+ 19,0 % *(+ 3,5% / an)***
dont sous-traitance	*1 186*	*1 393*	*1 339*	*1 504*	*1 351*	*1 245*	
Évolution Total n/n-1		+ 12,4 %	- 0,3 %	+ 12,4 %	- 2,4%	- 3,1 %	
Production en TWh	417,6	389,8	407,9	421,1	404,9	403,7	
Consommation externes en €/MWh	4,56 €	5,50 €	5,23 €	5,70 €	5,78 €	5,62 €	**+23,1 %** ***(+ 4,3% / an)***

Source : EDF

Ainsi, les comptes font-ils apparaître une augmentation des consommations externes de **19 %** en 5 ans (2008-2013), en euros courants, et de **23,1 %** rapporté à la production.

En outre, à partir de 2012, certains travaux de maintenance conduits pendant les arrêts de tranche et les visites périodiques, qui auraient été précédemment comptabilisés comme des dépenses d'exploitation (Opex), ont été immobilisés et comptabilisés au titre des dépenses d'investissements de maintenance (Capex) ; EDF considère qu'ils contribuent à conforter la durée de fonctionnement des réacteurs ou à améliorer leurs performances, dépassant donc les objectifs des travaux de maintenance habituels. L'évolution des conditions d'exploitation du parc de production et l'augmentation des dépenses de maintenance ont en effet conduit à considérer que ces dépenses de maintenance comptabilisées en charges ne traduisaient plus de manière optimale la

politique industrielle désormais appliquée par EDF et reposant sur un accroissement des dépenses concernant ses actifs de production.

Les évolutions du schéma de gestion qui en ont résulté ont affiné la distinction comptable charges/immobilisations, notamment pour les dépenses liées aux contrôles périodiques planifiés réalisés lors des arrêts de tranche. La révision du schéma de gestion a été étalée sur deux ans et a porté sur 385 M€en 2012 et 831 M€en 2013, répartis entre des dépenses de personnel et de consommations externes[33].

Tableau n° 7 : la comptabilisation des opérations de maintenance : conséquences de l'évolution du schéma de gestion

Type de dépenses	**Catégorie d'opération de maintenance***	**Montants des dépenses de maintenance imputées en Capex**	
		2012	**2013**
Achats	*Maintenance en arrêt**	*217 M€*	*389 M€*
	*Maintien du patrimoine**	*55 M€*	*195 M€*
	Dépenses liées aux systèmes d'information		*40 M€*
	Total achats	272 M€	624 M€
Personnel		113 M€	207 M€
Total		**385 M€**	**831 M€**

Source : EDF
** voir les définitions en annexe 7 : description des différentes catégories d'investissements*

Au total, **13 Md€$_{2011}$** de dépenses devraient être imputés à ce titre en Capex (dépenses d'investissement) sur 2011-2025, réduisant d'autant le montant des Opex (dépenses d'exploitation). Si l'on avait conservé le même schéma de gestion et donc les mêmes règles d'imputation en 2012 et 2013 que pendant les années précédentes, la croissance des consommations externes aurait atteint **52 %** entre 2008 (1 906 M€) et 2013 (2 892 M€), pour un coût de 7,16 €/MWh en 2013 **(+ 57 %).**

[33] On note que la qualification de ces dépenses en investissements est sans impact sur le coût de production calculé avec la méthode du coût courant économique (cf. Conclusion générale).

IV - Impôts et taxes

Les principaux impôts et taxes payés par EDF et qui entrent dans le coût de production de l'électricité nucléaire comprennent en 2013 :

- la taxe sur les rémunérations (comme indiqué au II – dépenses de personnel) pour 46 M€;
- la taxe sur les installations nucléaires de base (558 M€) ;
- la taxe professionnelle et les contributions qui lui ont succédé, c'est-à-dire la cotisation foncière des entreprises et la cotisation sur la valeur ajoutée (254 M€) ;
- l'imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux (193 M€) ;
- la taxe foncière (189 M€) ;
- les taxes hydrauliques versées aux agences de bassin et à Voies Navigables de France (128 M€).

Au total, les impôts et taxes ont augmenté de **28,3 %** entre 2008 et 2013, le rythme d'augmentation ayant été particulièrement rapide entre 2008 et 2010 (+14,5 %). Rapporté à la production, le taux de progression est de 33,1 % entre 2008 et 2013.

Tableau n° 8 : évolution des impôts et taxes

En M€courants	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2013/ 2010
Impôts et taxes	1 075	1 136	1 225	1 266	1 324	1 379	**+28,3 %** ***(+ 5,1% / an)***
Production en TWh	417,6	389,8	407,9	421,1	404,9	403,7	
Coût au MWh	2,57 €	2,92 €	3,00 €	3,01 €	3,27 €	3,42 €	**+33,1 %** ***(+ 5,9% / an)***

Source : EDF

Ce type de dépenses devrait sensiblement augmenter à partir de 2014 du fait de la création d'une contribution au profit de l'agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (Andra) destinée à alimenter un « fonds transitoire conception » pour les études et travaux préalables à la construction du futur centre de stockage profond des déchets nucléaires (projet Cigeo). Cette contribution doit prendre fin à la date d'autorisation dudit projet soit 2021.

Y sont assujettis les exploitants d'une INB, de sa création à sa radiation. La contribution due par EDF à ce titre, à compter de 2014, s'élèvera à 86 M€[34].

V - Le coût des fonctions centrales et supports

Les coûts des fonctions centrales et supports ont augmenté de 30 % entre 2008 et 2010, essentiellement du fait de la création en 2009 de la « direction des services partagés » qui est constituée d'une partie des effectifs auparavant positionnés dans les charges directes de personnel de l'activité nucléaire. Ce changement de périmètre explique, en parallèle, la faible augmentation des charges de personnel, entre 2008 et 2009.

Depuis 2012, l'identification des éléments constitutifs du coût des fonctions centrales et supports imputables au parc nucléaire existant a été précisée, ce qui a conduit à réduire les montants des lignes « appuis et support non mutualisés de la direction générale » et « autres », au profit des dépenses d'achat et d'immobilier. Ces modifications n'ont pas eu d'impact sur le montant des charges du parc nucléaire existant.

En revanche, à partir de 2012, les règles de refacturation des charges d'appui et supports non mutualisés de la direction générale aux entités du groupe EDF, et par conséquent aux directions opérationnelles d'EDF.SA, ont été modifiées. Par ailleurs, le périmètre des clés de répartition a été revu en 2013 ; les consommations de combustibles et les dotations nettes aux provisions en ont été exclues. Ces deux évolutions ont conduit à réduire les charges des fonctions centrales et supports imputées au parc nucléaire existant de 74 M€ en 2012 par rapport aux montants qui auraient été imputés avec les méthodes précédentes[35].

Au total, entre 2008 et 2013 les dépenses des fonctions centrales et supports ont progressé de **43,3 %** en valeur brute, et de **48,1 %** rapportées à la production. Sans les modifications des règles d'imputation intervenues en 2013, il est probable que ce type de dépenses aurait progressé de plus de 50 % sur la période 2008 -2013.

[34] Pour prendre en compte les nouveaux besoins de financement de l'ANDRA relatifs aux études sur le projet des stockage géologique, EDF a comptabilisé une augmentation de 208 M€ de la provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs pour la période 2014 – 2017 (voir chapitre III - dépenses futures).

[35] Seule l'année 2012 a pu être recalculée rétroactivement. Les charges des fonctions centrales et supports imputées au parc nucléaire existant des années précédentes ne sont donc pas directement comparables aux données 2012 et 2013.

La stabilité des dépenses d'assurance (42 M€, dont 6 M€ au titre de la responsabilité civile d'EDF) pourrait sensiblement être remise en cause à l'avenir (multiplication par 7 ou 8), avec l'entrée en vigueur de nouvelles règles sur la responsabilité civile nucléaire (voir chapitre VI : risque nucléaire et assurances).

Tableau n° 9 : évolution des fonctions centrales et supports

En M€courants	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2013/ 2008
Etudes R&D	175	183	187	198	210	217	
Assurance	43	44	41	42	42	42	
Immobilier	166	163	160	173	161	166	
Achats	50	56	53	56	47	53	
Services partagés (informatique, télécom, RH, comptabilité)	84	251	254	277	311	310	
Appuis et supports non mutualisés de la direction générale	142	160	169	173	151	166	
Autres	8	55	7	5	16	5	
Total	**669**	**910**	**872**	**925**	**937**	**959**	**+43,3 %** ***(+ 7,5 % / an)***
Production en TWh	417,6	389,8	407,9	421,1	404,9	403,7	
Coût en €/MWh	1,60 €	2,33 €	2,14 €	2,20 €	2,31€	2,37 €	**+48,1%** ***(+ 8,2 % / an)***

Source : EDF

VI - Total des coûts d'exploitation

Le total des charges d'exploitation associées à la production électronucléaire en 2013 représente **9,9 Md€, soit 24,4 €par MWh.** Il a augmenté de **20 %** en euros courants entre 2008 et 2013 (environ 3,8% par an) en montant total et de **25 %** (environ 4,5% par an) rapporté à la production.

Tableau n° 10 : synthèse : charges d'exploitation (en €courants)

Types de charges	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2013/ 2008
Combustible	2 022 M€ 4,84 €/MWh	2 069 M€ 5,31 €	2 098 M€ 5,14 €	2 183 M€ 5,18 €	2 247 M€ 5,55 €	2 287 M€ 5,67 €	+ 13 % + 17 %
Coût du personnel	2 512 M€ 6,01 €	2 560 M€ 6,57 €	2 627 M€ 6,44 €	2 784 M€ 6,61 €	2 919 M€ 7,21 €	2 959 M€ 7,33 €	+ 18 % + 22 %
Consommations externes	1 906 M€ 4,56 €	2 142 M€ 5,50 €	2 135 M€ 5,23 €	2 399 M€ 5,70 €	2 341 M€ 5,78 €	2 268 M€ 5,62 €	+ 19 % + 23 %
Impôts et taxes	1 075 M€ 2,57 €	1 136 M€ 2,92 €	1 225 M€ 3,00 €	1 266 M€ 3,01 €	1 324 M€ 3,27 €	1 379 M€ 3,42 €	+ 28 % + 33 %
Fonctions centrales et supports	669 M€ 1,60 €	910 M€ 2,33 €	872 M€ 2,14 €	925 M€ 2,20 €	937 M€ 2,31 €	959 M€ 2,37 €	+ 43 % + 48 %
Total	**8 184 M€** **19,6 €/MWh**	**8 817 M€** **22,6 €**	**8 957 M€** **22,0 €**	**9 557 M€** **22,7 €**	**9 768 M€** **24,1 €**	**9 852 M€** **24,4 €**	**20 %** **25 %**

Source : Cour des comptes et EDF

Sans la comptabilisation en investissements de maintenance (et non en Opex) de 831 M€, du fait des évolutions du schéma de gestion, (624 M€ au titre des dépenses externes, et 207 M€ au titre des dépenses de personnel), le total des dépenses aurait progressé de **31 %** (10,7 Md€ en 2013), soit une augmentation de **35 %** en 5 ans en €/MWh (26,5 €/MWh en 2013).

EDF indique que cette évolution des coûts d'exploitation traduit principalement deux **enjeux industriels** forts pour le parc nucléaire existant :

- l'accompagnement du projet industriel sur le parc existant : l'évolution des charges d'exploitation (hors combustible) est fortement corrélée à l'augmentation des investissements sur la même période. L'augmentation des achats de maintenance en exploitation depuis 2010 (+ 50 %) correspond par exemple à des opérations préventives de maintenance réalisées tranche en marche, traduisant une meilleure performance de maintenance. De même, l'évolution des dépenses de logistique (+ 56 %) accompagne la densification des opérations réalisées lors des arrêts de tranche et l'augmentation des effectifs mentionnée ci-dessous ;
- l'évolution des effectifs du parc existant pour renouveler les compétences (effet pyramide des âges, qui conduit à des embauches soutenues jusqu'en 2015) et pour suivre

l'accélération des programmes de maintenance : cet effet était déjà mentionné dans le rapport de 2012. Les embauches sont par ailleurs significativement supérieures aux départs en inactivité ces dernières années, du fait d'une période de formation longue dans le nucléaire (2 à 5 ans selon les métiers) et de l'apparition de nouveaux besoins (arrêté INB de 2012, mesures post-Fukushima).

EDF considère que cette évolution doit être appréciée au regard du niveau actuel de ses coûts d'exploitation comparés à ceux des autres opérateurs mondiaux ; en l'occurrence, EDF fait référence à un benchmark qu'elle mène[36] sur les parcs américains et français qui montre un montant par tranche en 2012 des coûts d'exploitation et d'investissements liés à l'exploitation et la maintenance du parc français (hors combustible et impôts et taxes) de l'ordre des 2/3 du coût constaté aux États-Unis.

CONCLUSION

Entre 2008 et 2013, les charges d'exploitation prises en compte dans le calcul du coût de production de l'électricité nucléaire ont sensiblement augmenté.

Le coût total du ***combustible*** *a progressé en euros courants de 13 % entre 2008 et 2013 et de 17,1 % rapporté à la production (de 4,8 €/MWh à 5,7 €/MWh).*

Comme anticipé, la progression du ***coût du personnel*** *s'est accélérée au cours des dernières années et a atteint + 18 % entre 2008 et 2013 (en euros courants). La production ayant diminué, le coût du personnel par MWh s'est notablement accru (+ 22 %).*

Sans l'évolution du schéma de gestion qui a conduit, en 2012 et 2013, à imputer aux dépenses d'investissements des dépenses de personnel de maintenance en proportion plus importante que précédemment, la progression aurait atteint 26 %, soit 30,5 % en €/MWh.

Les ***consommations externes*** *ont progressé de 19 % entre 2008 et 2013, en euros courants, et de 23 % rapportées à la production. Toutefois, à partir de 2012, l'évolution du schéma de gestion a également*

[36] Ce benchmark est réalisé par EDF depuis plusieurs années, selon une méthodologie déterminée par le cabinet Boston Consulting Group. Il se fonde sur la base de données d'inter-comparaison de l'association américaine EUCG (Electric Utility Cost Group), qui regroupe l'ensemble des producteurs d'électricité américains ainsi qu'une dizaine d'exploitants internationaux. La Cour n'a pas vérifié ces éléments.

conduit à immobiliser et comptabiliser au titre des dépenses d'investissements (Capex) des montants importants de travaux de maintenance, jusqu'alors comptabilisés comme des dépenses d'exploitation (Opex). En l'absence de qualification de ces dépenses en investissements (272 M€ en 2012 et 624 M€ en 2013), la croissance des consommations externes aurait atteint 52 % entre 2008 (1 906 M€) et 2013 (2 892 M€), pour un coût de 7,2 €/MWh en 2013 (+ 57 %).

Les ***impôts et taxes*** *ont augmenté de 28 % ; rapporté à la production, le taux de progression est de 33 % entre 2008 et 2013.*

Les dépenses des ***fonctions centrales et supports*** *ont progressé de 43 % en valeur brute, et de 48 % rapportées à la production, essentiellement du fait de la création en 2009 de la direction des services partagés, à partir d'effectifs auparavant comptabilisés dans les charges directes de personnel de l'activité nucléaire, ce qui a réduit d'autant le montant des « coûts de personnel ».*

Ainsi, sur la période 2008 – 2013, ***les dépenses d'exploitation ont-elles fortement progressé dans leur ensemble, de 20 % en valeur brute et en euro courants***[37] *(9,9 Md€ en 2013), de 25 % rapporté à la production (24,4 €/MWh en 2013). Sans évolution, en 2012 et 2013, du schéma de gestion et donc de la comptabilisation des opérations de maintenance, l'augmentation aurait atteint 31 % en valeur brute (10,7 Md€ en 2013) et 35 % rapportée à la production (26,5 €/MWh).*

La réalisation du projet industriel d'EDF sur le parc existant pour permettre le prolongement de sa durée de fonctionnement nécessite une augmentation des dépenses d'achats et de logistique ainsi qu'une forte évolution des effectifs, pour renouveler les compétences et permettre l'accélération du programme de maintenance. Elle explique en partie la forte évolution des coûts d'exploitation.

[37] Le taux d'inflation sur la période 2008 à 2013 a été de 5,8 %. En € constants, la progression est de 13,4 % en valeur brute et de 17,3 % rapportée à la production.

Chapitre II

Les investissements de maintenance

Le rapport de la Cour de 2012 avait mis en évidence l'importance du montant des investissements de maintenance dans le coût total du kWh nucléaire et leur forte évolution anticipée par EDF, encore renforcée par les conséquences de Fukushima Daiichi. Le rapport soulignait également le lien étroit entre l'évolution de ces investissements et la durée d'exploitation des centrales : il n'y aurait pas de prolongement sans investissements, mais la rentabilité de ces derniers est fonction de la durée d'exploitation. Résoudre cette équation nécessite d'avoir un minimum de visibilité sur les besoins d'électricité nucléaire à terme.

I - La situation en 2011

Les coûts futurs liés à la maintenance du parc de production nucléaire ne sont, par construction, pas connus avec certitude. Ils sont, en particulier, très dépendants du vieillissement des composants et des installations et de l'évolution des exigences en matière de sûreté et d'exploitation. Comme tout investissement, leur réalisation est fonction de leur rentabilité potentielle, qui dépend, notamment, de la durée d'exploitation résiduelle des équipements concernés.

Leur estimation repose donc sur une anticipation à un instant donné et inclut de multiples incertitudes, notamment celles concernant les autorisations réglementaires de l'ASN.

Le précédent rapport indiquait que les investissements de maintenance du parc nucléaire ont connu une phase de ralentissement net de 2003 à 2006 et qu'EDF, considérant que ce retard avait des répercussions négatives sur l'exploitation actuelle, prévoyait donc une augmentation progressive mais importante de ce poste de dépenses. Cette évolution commençait à être visible dans les chiffres alors disponibles.

Tableau n° 11 : les investissements de maintenance en M€courants

2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
518	568	664	790	1 027	1 221	1 476	1 748	2 091

Source : EDF

EDF avait donné des précisions sur cette évolution, dans le cadre de la préparation de la loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME), des travaux de la commission Champsaur et encore plus précisément, en janvier 2011, dans un courrier à sa tutelle. Elle évaluait les ordres de grandeur des dépenses d'investissement à prévoir pour le parc **dans les 15 ans à venir** à **50 Md€$_{2010}$**, soit 58 Md€courants non actualisés, avec des hypothèses d'inflation comprises suivant les années entre 1,5 % et 2 %. Cela représente un montant annuel moyen d'investissement de maintenance de 3,3 Md€$_{2010,}$ alors que la moyenne entre 2008 et 2010, déjà en forte progression par rapport au début des années 2000, n'était que de 1,5 Md€$_{2010}$.

Par ailleurs, l'accident de Fukushima Daiichi a conduit, à travers les évaluations complémentaires de sûreté (ECS) lancées par l'ASN, à revoir ce programme d'investissements initial. Fin 2011, EDF indiquait que les investissements qui seraient directement consécutifs à la mise en œuvre des prescriptions et demandes de l'ASN, à la suite de l'accident de Fukushima Daiichi, pourraient représenter **environ 10 Md€$_{2010}$,** dont approximativement la moitié déjà prévue dans le programme initial de 50 Md€$_{2010}$.

En conséquence, le total du programme d'investissements de maintenance était estimé à **55 Md€$_{2010}$**, soit un rythme prévisionnel de **3,7 Md€$_{2010}$ en moyenne de 2011 à 2025**, **après Fukushima Daiichi**, avec une accélération probable en début de période, en fonction des prescriptions futures de l'ASN. L'impact de cette évolution des coûts d'investissements (de 1,7 Md€$_{2010}$ en 2010 à 3,7 Md€$_{2010}$ dans les prochaines années) sur le coût de production au MWh était chiffré à environ 10 %.

II - Les différentes catégories d'investissements de maintenance

Les investissements de maintenance sont constitués de plusieurs catégories d'investissements répondant à des objectifs différents :

- satisfaire aux évaluations complémentaires de sûreté (ECS), suite à l'accident de Fukushima Daiichi ;
- maintenir le niveau de la production dans les conditions de fonctionnement actuel ;
- permettre le prolongement de la durée d'exploitation des centrales au-delà de 40 ans, en améliorant le niveau de sûreté.

Pour pouvoir analyser les évolutions d'ensemble du programme d'investissements dans les années à venir, il faut distinguer les éléments qui répondent à chacun de ces objectifs.

A - Les investissements liés à Fukushima Daiichi

1 - Le déroulement de la procédure

L'accident survenu à Fukushima Daiichi en 2011, premier accident majeur nucléaire dû à des agressions naturelles extrêmes[38], a conduit les autorités européennes, notamment françaises, à s'interroger sur le niveau d'agression naturelle auquel les centrales pouvaient résister, et sur les délais avant que des rejets surviennent dans l'environnement en cas de perte totale d'alimentation électrique ou de source de refroidissement.

Le 5 mai 2011, l'ASN a ainsi engagé la démarche dite des évaluations complémentaires de sûreté (ECS) en réponse à une double demande : celle du Premier ministre français, en date du 23 mars 2011, de réaliser un audit de la sûreté des installations françaises et celle du Conseil européen, lors de sa réunion des 24 et 25 mars 2011, de réaliser des *stress tests*. Les ECS couvrent un champ plus large que les *stress tests* européens, en intégrant les réacteurs de recherche et les usines du cycle de combustible.

[38] Les accidents nucléaires de Three Mile Island aux États-Unis en 1979 et de Tchernobyl en Ukraine en 1986 avaient pour origine des défaillances internes.

Tableau n° 12 : dates clés des évaluations complémentaires de sûreté

	Lot 1 : installations prioritaires	Lot 2 : installations moins prioritaires
5 mai 2011	Lancement de la démarche ECS par l'ASN	
1er juin 2011	Remise d'une note des exploitants à l'ASN, présentant la méthodologie retenue pour réaliser les ECS	
19 juillet 2011	Prise de position de l'ASN sur les méthodologies présentées	
15 septembre 2011	Remise par les exploitants à l'ASN des 79 dossiers des installations prioritaires, présentant les conclusions des évaluations	
Début novembre 2011	Avis des groupes permanents d'experts sur les dossiers des installations prioritaires	
17 novembre 2011	Publication du rapport d'expertise de l'IRSN sur les dossiers des exploitants	
3 janvier 2012	Rapport de l'ASN sur les ECS remis au Premier Ministre	
26 juin /10 juillet 2012	Publication de 32 décisions de l'ASN fixant chacune une trentaine de prescriptions complémentaires	
15 septembre 2012		Date limite de remise à l'ASN des dossiers des 22 installations moins prioritaires, tenue par les exploitants
18 juillet 2013		Avis des groupes permanents d'experts sur les dossiers des installations moins prioritaires
21 janvier 2014	Décisions complémentaires de l'ASN (19) fixant des exigences complémentaires pour la mise en place du « noyau dur » sur les centrales d'EDF	

Inspections par l'ASN, des 79 installations prioritaires

Source : Cour des Comptes

Les installations entrant dans le champ des ECS ont été classées en deux catégories[39] : un lot de 79 installations nucléaires a été jugé prioritaire, alors qu'un deuxième groupe de 22 installations a bénéficié de délais supplémentaires dans la procédure[40]. Si les installations relevant de la démarche sont nombreuses, les exploitants concernés sont quant à eux au nombre de six : EDF, AREVA, le CEA, l'institut Laüe-Langevin (ILL), CISBIO et ITER Organization.

La procédure n'est pas totalement achevée, mais il peut être considéré que les principales échéances, ainsi qu'une bonne partie des études de conception ont d'ores et déjà été réalisées pour les premières phases, les étapes clés étant rappelées ci-dessous. L'ASN ne s'est cependant pas encore prononcée sur l'ensemble des propositions techniques lui ayant été soumises par les exploitants pour répondre aux diverses prescriptions. Des ajustements peuvent donc encore ressortir des discussions, pouvant avoir un impact en termes de coûts qui devrait être limité d'après EDF.

Le principe général de la démarche est que les exploitants émettent des propositions instruites par l'ASN, avec l'appui de l'IRSN, avant que l'ASN émette un avis et impose aux exploitants un certain nombre de dispositions. Depuis le 1er septembre 2013, un processus de consultation du public sur les décisions individuelles a, par ailleurs, été rendu obligatoire.

Lors de la publication du rapport de la Cour de 2012, seul le premier rapport général de janvier 2012, présentant l'avis de l'ASN sur les « grands principes » du post-Fukushima Daiichi était disponible[41]. Depuis, ces principes ont été déclinés en prescriptions précises, par installation.

[39] Un troisième lot d'installations est soit dispensé de rapport ECS (quelques installations en cours de démantèlement) ou devra remettre un rapport type ECS, lors du prochain réexamen de sûreté.

[40] Dont notamment les réacteurs en démantèlement d'EDF, l'installation ITER en construction à Cadarache et l'usine de production de radioéléments pharmaceutiques de Cis bio à Saclay.

[41] Dans ce rapport l'ASN a notamment estimé que « les installations examinées présentaient un niveau de sûreté suffisant pour qu'elle ne demande pas l'arrêt immédiat d'aucune d'entre elles », mais que « leur poursuite d'exploitation nécessitait d'augmenter dans les meilleurs délais, au-delà des marges de sécurité dont elles disposent déjà, leur robustesse face à des situations extrêmes ».

Les décisions de l'ASN de l'été 2012, juridiquement contraignantes, imposent aux exploitants des travaux importants et des études préalables de conception poussées, impliquant notamment un investissement particulier en matière de ressources humaines et de compétences. Ces prescriptions peuvent être classées en 5 catégories :

- définition d'un « noyau dur » de dispositions matérielles et organisationnelles permettant de maîtriser les fonctions fondamentales de sûreté dans des situations extrêmes ;
- autres mesures liées au risque de séisme ;
- autres mesures liées au risque d'inondation ;
- autres mesures liées à l'alimentation en eau et en électricité ;
- gestion des accidents graves et gestion de crise.

Les discussions ont principalement porté durant l'année 2013 sur **le « noyau dur »** et notamment sur le niveau d'agression naturelle auquel les matériels le constituant devaient résister. Le niveau de séisme pris en compte est ainsi plus important que celui pris au moment de la conception des installations (séisme de temps de retour 20 000 ans contre 10 000 ans initialement). Ces discussions ont débouché sur des décisions complémentaires, celles pour EDF ayant été publiées en janvier 2014, et celles pour les autres exploitants devant suivre.

Parmi les mesures phares imposées par l'ASN au titre du noyau dur figurent l'équipement des sites avec des diesels d'ultime secours, la mise en place d'une source d'appoint ultime en eau, la conception d'un nouveau centre de crise de grande capacité sur chaque site, auxquelles s'ajoute la mise en place d'une force d'action rapide (FARN – voir annexe 8).

Pour la mise en place de ces prescriptions, l'ASN impose aux exploitants un calendrier serré, prenant tout de même en compte les délais nécessaires à la réalisation d'études de conception pour garantir la qualité des réalisations ainsi qu'à la réalisation industrielle des investissements. La première phase du « noyau dur », concernant principalement la mise en place de groupes électrogènes dits d'ultime secours (DUS), sera ainsi déployée à partir de 2014 et d'ici à 2018, selon l'ASN.

Des discussions sont encore en cours entre l'ASN et les exploitants concernant l'échéance du déploiement du reste du « noyau dur », ces derniers ayant prévu d'étaler les dépenses d'investissements sur une durée plus longue. EDF prévoit ainsi d'étaler les premières dépenses liées au « noyau dur » jusqu'en 2024 et de n'engager le reste des dépenses liées à ce « noyau dur » qu'en lien avec l'éventuel allongement de la durée de

vie des centrales, repoussant ainsi certains investissements jusqu'en 2033. L'ASN ne s'est pas encore prononcée à ce stade sur le calendrier de déploiement du reste du « noyau dur » proposé par EDF. Il est cependant possible que l'ASN, tout en prenant en compte les contraintes inhérentes à ce type de travaux complexes (réalisation d'études de conception détaillées, capacité industrielle, etc.), demande à EDF un raccourcissement des délais.

Dans l'attente de la mise en œuvre de l'ensemble de ces améliorations de sûreté, certaines mesures provisoires[42] ont été imposées aux exploitants.

Globalement, à l'exception d'un cas de mise en demeure[43], la démarche ECS se déroule sereinement, les exploitants répondant de manière satisfaisante et dans les délais aux prescriptions de l'ASN.

2 - Le chiffrage des prescriptions imposées par l'ASN

Il ne revient pas à l'ASN de chiffrer le montant des travaux et études nécessaires à la mise en place de ses prescriptions. Le chiffrage des coûts n'entre pas en ligne de compte dans ses décisions, seule la sûreté faisant partie de ses objectifs et de ses compétences.

Il n'est pas aisé de donner un chiffrage des investissements supplémentaires induits par Fukushima Daiichi. En effet, même si l'avancement de la démarche ECS permet aujourd'hui d'avoir des estimations plus fines du coût des différentes prescriptions, le chiffrage est rendu complexe par le fait que certains investissements étaient en fait déjà en partie prévus par les exploitants, au titre de l'amélioration permanente de la sûreté et de l'objectif de prolongation de la durée d'exploitation des réacteurs, et ne sont donc pas entièrement imputables au « post-Fukushima Daiichi » ; dans certains cas, cependant, ces investissements devront probablement être réalisés selon un calendrier accéléré par rapport à celui prévu initialement.

[42] Équipement des installations avec des « mini » diesels de secours par exemple, dont le déploiement a été finalisé chez EDF au 30 juin 2013, conformément aux prescriptions de l'ASN.

[43] L'ASN a mis en demeure en 2013 les filiales d'Areva qui exploitent des installations à Tricastin et à Romans-sur-Isère, d'améliorer leurs moyens de gestion des situations d'urgence dans un délai de quatre à huit mois.

a) EDF

Malgré certains changements et les précisions techniques apportées par l'ASN dans les mesures à mettre en place (changement de la conception du refroidissement du bâtiment depuis 2012, réalisation du dessin de refroidissement du réacteur, etc.), le chiffrage du coût des suites de Fukushima Daiichi par EDF, estimé à environ 10 Md€$_{2010}$ en 2011, n'a pas significativement changé. Ainsi **EDF estime aujourd'hui les investissements « post-Fukushima Daiichi » à 11 Md€$_{2011}$, jusqu'en 2033**, EDF ayant procédé autant que possible à un lissage des dépenses. L'ASN n'a pas encore validé ce calendrier qu'elle pourrait souhaiter raccourcir.

Ces investissements sont structurés en trois phases techniques et temporelles (cf. annexe 9) :

- une première phase d'investissements en **moyens mobiles et transitoires**, destinés à améliorer la gestion de crise, qui seront réalisés avant 2017. La constitution de la force d'action rapide nucléaire (FARN) fait partie de ces investissements. À terme, la FARN (cf. annexe 8) sera composée de 350 personnes (24 équipes pouvant intervenir 24H/24, 7j/7, réparties sur 4 bases interrégionales et un niveau central). Cette tranche d'investissements représente 374 M€$_{2011}$;
- une deuxième phase concernant la **mise en place des premiers éléments du noyau dur**, à savoir la sécurisation des appoints en eau et en électricité en cas d'agression extrême (d'ici 2018) et le renforcement des centres de crises locaux (CCL), afin de pouvoir gérer simultanément des accidents sur tous les réacteurs d'un même site alors qu'auparavant les scénarios de risques prévoyaient une situation de crise sur un réacteur uniquement. Cette tranche d'investissements représente 4,1 Md€$_{2011}$. Les trois mesures phares de cette phase sont :
    - l'équipement des 58 réacteurs en diesels d'ultime secours, pour lesquels EDF a déjà lancé un appel d'offres. EDF a d'ailleurs rencontré des difficultés lors de la procédure, le groupement porté par Alstom ayant contesté devant la justice son éviction de la phase finale de la négociation sur le lot électro-mécanique, évoquant des problèmes de procédure. Le jugement en référé a donné raison à EDF le 20 février 2014 ;

- la mise en place des centres de crise locaux ;
- la mise en place pour chaque réacteur et chaque piscine d'entreposage de combustible usé d'une nouvelle source d'eau de refroidissement diversifiée.

- une dernière phase visant à **compléter les premiers éléments du « noyau dur »,** imposés par les ECS, mais qui avaient en grande partie déjà été envisagés par EDF pour tendre vers l'objectif de sûreté des réacteurs de génération 3, exigence de l'ASN pour allonger la durée d'exploitation des réacteurs actuels au-delà de 40 ans. Les investissements de cette phase sont estimés à **6,3 Md€$_{2011}$**. Compte-tenu de la lourdeur de ces investissements, EDF souhaite pouvoir lier la réalisation de ces derniers à une décision d'allongement de la durée de vie des centrales et envisage donc d'étaler ces investissements jusqu'en 2033, calendrier que l'ASN n'a pas validé à ce jour.

b) Areva

AREVA estime à 200 M€[44] les investissements induits par l'accident de Fukushima Daiichi, les différents travaux devant être réalisés d'ici 2016. Ce montant se répartit sur les sites d'AREVA (La Hague, Tricastin, Melox et Romans). Le principal poste de dépenses concerne la **construction et la mise en œuvre de nouveaux PC de crise** (100 M€ environ). Les 50 % restants sont destinés au renforcement des moyens d'atténuation du risque, destinés à limiter les conséquences d'éventuelles situations redoutées (moyens de refroidissement et d'alimentation en eau des piscines pour La Hague, moyens de refroidissement et d'alimentation électrique de secours pour MELOX, moyens de rabattage de nappe toxique et d'assainissement de bâtiments dans lesquels serait intervenue une fuite de gaz toxique pour Tricastin et Romans).

Tableau n° 13 : Areva - estimation des coûts de la mise en œuvre des prescriptions de l'ASN dans le cadre des ECS

Site	Tricastin	La Hague	Romans	Melox
Coût (M€)	80	70	35	15

Source : Areva

[44] En 2011, Areva considérait que les investissements liés aux ECS représenteraient quelques centaines de millions d'euros supplémentaires par rapport à son plan stratégique sur 5 ans de 2 Md€.

c) Le CEA

En 2012, l'estimation des coûts des ECS pour le CEA était encore peu avancée et le CEA estimait leur coût avec une fourchette relativement large, entre 50 et 500 M€, à réaliser sur 3 ou 4 ans.

Actuellement, le **CEA** estime l'impact du « post-Fukushima Daiichi » à **250 M€environ, jusqu'en 2019, pour les réacteurs du parc existant**, et à 38 M€pour le réacteur RJH en construction.

B - Les investissements destinés au maintien de la production

L'objectif habituel des investissements de maintenance est de maintenir en l'état le parc initial et de lui permettre d'assurer la production pour laquelle il a été construit. Ces investissements sont essentiels : comme rappelé précédemment, EDF considère que la faiblesse des investissements de maintenance du début des années 2 000 a fortement affecté la production des centrales ces dernières années, l'insuffisance de la maintenance préventive ayant conduit à la multiplication des pannes et arrêts non planifiés qui perturbent la production.

Ces investissements comprennent donc les opérations liées à **l'exploitation et à la maintenance courante** du parc (pièces de rechange, immobilier tertiaire, rénovation de l'informatique industrielle, etc.) ainsi que les programmes patrimoniaux pour sécuriser les conditions d'exploitation des centrales (maîtrise du risque incendie, inondations, grands chauds, notamment). Ces investissements représentent **en moyenne environ 1 Md€par an d'ici à 2025**.

Mais le maintien de la production nécessite également la **rénovation et le remplacement de gros composants** dont la durée de vie, souvent comprise entre 25 et 35 ans, est inférieure à la durée d'exploitation des centrales, c'est-à-dire 40 ans actuellement. Il s'agit notamment des générateurs de vapeurs, des alternateurs, des condenseurs ou des éléments des tours réfrigérantes[45]. Ces composants nécessitent soit de grosses opérations de rénovation (par exemple : rembobinage des alternateurs, retubage des condenseurs), soit des remplacements

[45] Le retour d'expérience international (États-Unis, Japon, Belgique) fait état d'un remplacement ou de rénovations plutôt entre 20 et 25 ans. EDF explique cet écart par la qualité du design et de la fabrication initiale des années 70-80.

(générateurs de vapeur, par exemple). Ces investissements sont donc souvent nécessaires vers 30-35 ans ; une fois réalisés, ils permettent de fonctionner techniquement pendant environ trente nouvelles années.

Parallèlement, les équipements non remplaçables, cuve et enceinte, font l'objet de programmes de surveillance et de R&D pour en maîtriser le vieillissement (cuve) et en conforter l'étanchéité (enceinte)[46].

Ces investissements, dont le montant est variable selon les années, représenteront en moyenne environ **1,3 Md€ par an d'ici à 2025**. Ils doivent être anticipés et programmés notamment pour des raisons de production industrielle, car ils nécessitent la mise en production de matériels complexes, avec des temps de fabrication longs et des capacités de production des fournisseurs limitées ; ils supposent également une planification des travaux, afin de faire coïncider les opérations de remplacement avec les arrêts et visites périodiques prévues pour chaque réacteur.

Ces investissements sont nécessaires si l'on veut maintenir la production au moins jusqu'à la fin de la période d'exploitation de 40 ans prévue. Ne pas les faire conduirait à réduire à court terme les capacités de production[47], ce qui provoquerait, accessoirement, une augmentation du coût du MWh produit[48].

Mais la durée de vie de ces gros composants se mesure en dizaines d'années d'utilisation ; l'amortissement de leur coût sur une durée d'utilisation de quelques années seulement (10 ou moins, l'âge moyen des réacteurs étant de 29 ans actuellement[49]) réduit la rentabilité de ces investissements et augmente le coût de production du MWh.

---

[46] L'ordre de grandeur des études et recherches sur les cuves et les enceintes de confinement des réacteurs de 900 MW dépasse une centaine de millions d'euros annuelle au total. La surveillance et l'inspection en service des enceintes et des cuves relèvent de la maintenance courante et sont donc comptabilisées en charges d'exploitation.

[47] Par arrêt des réacteurs, soit du fait de pannes, soit pour ne pas mettre en cause leur sûreté.

[48] Bien entendu, la rénovation et le remplacement des gros composants ont aussi des effets favorables sur la sûreté des installations et permettent, par construction, de prolonger leur durée d'exploitation.

[49] 29 ans : âge moyen du parc calculé à partir de la date du premier couplage au réseau des réacteurs, utilisé dans le rapport de 2012 pour indiquer que 22 tranches auront passé leur 40ème anniversaire fin 2022. Si l'on tient plutôt compte de la date de mise en service industriel, comme le fait EDF, l'âge moyen est de 28 ans et 19 réacteurs auront plus de 40 ans fin 2022.

C - Les investissements destinés à prolonger la durée d'exploitation des réacteurs au-delà de 40 ans

Les centrales françaises ont été conçues et construites pour une durée de vie technique de 40 ans. Les études de dimensionnement des circuits et matériels, comme leur qualification, ont été réalisées pour cette durée de vie (tenue mécanique à l'irradiation et aux cycles de fonctionnement, etc.). Les dossiers de référence réglementaires (tenue en service des cuves, liaisons bimétalliques, zones de mélanges, etc.) portaient également sur cette période.

Toutefois, elles ont été construites sous licence américaine (Westinghouse), avec des « centrales de référence » qui ont obtenu, ou sont en voie d'obtenir, une licence de 60 ans[50] aux États-Unis.

Techniquement, tous les composants sont remplaçables, à l'exception de la cuve et de l'enceinte des réacteurs, comme on l'a dit précédemment. Ces deux éléments font l'objet de programmes de surveillance spécifiques (ex : contrôle par ultrasons des zones fortement irradiées des cuves) ainsi que de programmes de R&D visant à limiter leur vieillissement.

La réglementation française[51], contrairement à la réglementation américaine[52], ne prévoit pas de limitation dans le temps de l'autorisation d'exploiter une centrale. Elle repose en revanche sur des réexamens de sûreté périodiques : une visite décennale par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) qui précise les conditions d'une éventuelle autorisation de poursuivre l'exploitation. À chacun de ces réexamens, l'article 29 de la loi relative à la transparence et à la sûreté en matière nucléaire (TSN) prévoit qu'un réexamen du niveau de sûreté soit opéré en tenant compte du retour d'expérience et de l'amélioration des connaissances ainsi que des meilleures pratiques internationales.

[50] Beaver Valley, référence pour le 900 MW a obtenu l'extension de licence à 60 ans en 2009 et South Texas, référence pour le 1 300 MW, est en cours de procédure. Aux États-Unis, l'autorité de sûreté américaine, la NRC, a accordé jusqu'à présent une prolongation d'activité jusqu'à 60 ans à 73 des 100 réacteurs en fonctionnement.

[51] Loi relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (TSN) du 13 juin 2006.

[52] En outre, aux États-Unis, les conditions mises aux autorisations de prolongement de la durée de fonctionnement des centrales visent seulement à maintenir le niveau de sûreté initial de l'installation. Les autorisations de prolongement sont donc plus faciles à obtenir qu'en France et, d'une manière générale, qu'en Europe.

Actuellement, 19 des 58 réacteurs en fonctionnement ont reçu l'autorisation de redémarrer après leur 3ème visite décennale et l'ASN a rendu un avis positif sur l'aptitude de 5 de ces tranches à fonctionner jusqu'à 40 ans sous conditions de la réalisation de travaux complémentaires en cours. D'une manière générale, l'ASN « *n'a pas identifié d'éléments mettant en cause la capacité d'EDF à maîtriser la sûreté des réacteurs de 900 MW jusqu'à 40 ans après leur première divergence* »[53] ; les autorisations doivent toutefois être obtenues réacteur par réacteur.

L'extension de la durée de fonctionnement au-delà de 40 ans fait l'objet d'échanges entre EDF et l'ASN depuis plusieurs années afin de préciser les actions à mener pour que cette extension soit envisageable. EDF a proposé une méthodologie et un programme de travail qui font l'objet de discussions avec l'ASN.

Le « groupe permanent d'experts » de l'ASN a estimé en janvier 2012 que « *sous réserve de la prise en compte des recommandations (…) ainsi que de la réalisation des actions complémentaires qu'EDF s'est engagé à mener (…), les orientations du programme sont satisfaisantes* »[54]. L'ASN a confirmé, dans sa lettre du 28 juin 2013, que la « *méthodologie proposée par EDF est globalement satisfaisante* ». Dans ce courrier, l'ASN définit ses attentes sur le référentiel de sûreté pour préparer les futures 4èmes visites décennales des centrales 900 MW, sachant qu'elle a précédemment indiqué que la réévaluation de sûreté de ces 4èmes visites décennales serait faite « *au regard des objectifs de sûreté définis pour les réacteurs de 3ème génération, comme l'EPR* »[55].

Sur le fond, cette exigence vise à limiter dans l'espace et dans le temps les conséquences pour les populations qu'aurait un accident grave, c'est-à-dire avec fusion du cœur nucléaire, accident qui, à l'origine de la conception du programme électronucléaire, n'était pas considéré comme possible. L'objectif est donc d'éviter des rejets importants et d'effet durable dans l'environnement, objectif désormais prévu dès la conception de l'EPR pour lequel les accidents qui conduiraient à des rejets doivent

[53] ASN : note d'information générale, mai 2010.
[54] Par exemple, le groupe permanent d'experts sur les enceintes de confinement a eu lieu en 2013 et a confirmé les axes de travail d'EDF dans ce domaine ; le groupe permanents d'experts de l'ASN sur les cuves est programmé en 2015.
[55] Lettre du président de l'ASN à EDF du 17 juin 2010.

être « pratiquement éliminés »[56]. Cette amélioration initialement prévue aux 40 ans, devra être anticipée pour les points relevant des enseignements de Fukushima Daiichi qui a rappelé toute l'importance d'éviter de tels rejets[57].

Les investissements à réaliser ne sont pas encore tous identifiés puisque, si l'ASN a fixé l'objectif à atteindre, les travaux sur les moyens de l'atteindre sont en cours d'étude et d'échanges entre EDF et l'ASN. Toutefois, on peut en citer quelques-uns : diesels d'ultime secours, contrôle commande ultime, sources d'eau et refroidissements ultimes, prévention de la fusion du réacteur et prévention du découvrement des assemblages combustibles entreposés dans les piscines.

Le chiffrage des investissements à réaliser sur ce thème, lors des 4èmes visites décennales mais aussi des visites décennales précédentes et des visites périodiques, comporte encore beaucoup d'incertitudes. EDF les évalue toutefois à **environ 1,6 Md€$_{2011}$ par an d'ici 2025, montant à compléter par les investissements post-Fukushima Daiichi qui représentent environ 0,7 Md€$_{2011}$ annuel sur la même période**.

III - L'évolution des investissements de maintenance

Le constat de l'insuffisance des investissements de maintenance du début des années 2000 et de ses conséquences sur les performances d'exploitation de l'entreprise a conduit EDF à relancer ces derniers tout en réfléchissant au « **projet industriel** » global sur lequel pouvait reposer sa politique d'investissement à moyen/long terme[58].

Comme on l'a vu ci-dessus, le vieillissement des réacteurs nécessite le renouvellement de gros composants dont l'investissement sera d'autant plus rentable que les centrales pourront produire longtemps,

[56] « Directives techniques pour la conception et la construction de la nouvelle génération de réacteurs nucléaires à eau sous pression », Groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires, octobre 2000.

[57] Exemple : dans le cadre de la démarche d'amélioration de la sûreté, il était prévu de mettre en place un diesel supplémentaire par réacteur à l'horizon de 40 ans, soit entre 2019 et 2030. Suite aux ECS et aux préconisations que l'ASN en a tiré, les caractéristiques des diesels sont renforcées et ils doivent être en place d'ici fin 2018.

[58] EDF appelle « grand carénage » l'ensemble du programme d'opérations de maintenance lourde et d'amélioration additionnelle du niveau de sûreté, prévues pour réaliser son projet industriel sur son parc nucléaire existant.

au-delà de leur 40ème année. Les prévisions d'investissements d'EDF fusionnent donc les différents objectifs identifiés précédemment :

- améliorer la sûreté des réacteurs en prévoyant de pouvoir faire face à des circonstances telles que celles qui se sont trouvées réunies à Fukushima Daiichi et qui n'avaient pas été intégrées jusqu'à présent aux objectifs de sûreté : ce sont les travaux « post-Fukushima Daiichi » ;
- redresser les performances d'exploitation, notamment par des investissements de rénovation et de remplacement des gros composants ;
- rendre possible la prolongation de la durée d'exploitation des réacteurs au-delà de 40 ans, jusqu'à 50 ans, voire 60 ans, ce qui suppose de réaliser essentiellement des investissements de sûreté en complément des investissements de la catégorie précédente.

Chaque investissement vise à atteindre plus particulièrement l'un de ces trois objectifs, mais ils sont tous utiles dans la perspective de l'allongement de la durée d'exploitation des centrales.

Les investissements massifs que suppose l'atteinte de ces objectifs doivent être planifiés à la fois pour être financièrement supportables par les comptes d'EDF (et l'évolution des prix réglementés de l'électricité) et pour être physiquement réalisables par les équipes d'EDF et le tissu industriel concerné par ces travaux.

Certains de ces investissements sont bien identifiés ; d'autres restent à définir ou à préciser, notamment ceux permettant de rendre éventuellement possible le prolongement de la durée d'exploitation des réacteurs au-delà de 40 ans. Sur ce point, aucune assurance ne pourra être apportée globalement, les autorisations ne pouvant être données par l'ASN que réacteur par réacteur à chaque rendez-vous décennal. Ainsi, en matière de sûreté, les incertitudes portent à la fois sur le niveau des exigences qui sera précisément fixé par l'ASN et, dans un deuxième temps, sur les méthodes et les moyens qui seront déployés pour les atteindre, donc sur les coûts et les calendriers de réalisation des investissements nécessaires.

Dans ce contexte, EDF a cherché à chiffrer et à organiser la programmation de ses investissements. Ces travaux ont conduit à des évolutions successives des montants et des calendriers prévisionnels. À noter que si la période 2011-2025, période de référence de la loi NOME

pour la détermination du prix de l'ARENH[59], correspond à la majorité des investissements à réaliser[60], ces derniers ne s'arrêtent pas à cette date[61], et le chiffrage du coût de la prolongation de la durée d'exploitation des réacteurs doit en tenir compte.

1 - Les prévisions d'origine

Le rapport de 2012 de la Cour reposait sur la trajectoire élaborée en 2010 et complétée en 2011 par une première estimation de l'impact des modifications post-Fukushima Daiichi. Elle peut être résumée par les éléments suivants[62] :

- environ 50 Md€$_{2010}$ sur la période 2011-2025 pour les investissements prévus avant Fukushima Daiichi ;
- des investissements « post-Fukushima Daiichi » estimés[63] à 11 Md€$_{2010}$, dont moins de la moitié environ est considérée comme déjà prise en compte dans les investissements nécessaires à réaliser avant 2025 ;
- au total donc, un montant d'investissements total d'environ 57 Md€$_{2010}$ sur 2011-2025[64], reposant sur la superposition des investissements post-Fukushima Daiichi entre 2013 et 2019, d'une accélération des investissements de rénovation des gros composants entre 2014 et 2020 puis de l'essor des

[59] ARENH : tarif de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique

[60] 2025 correspond en effet d'une part à la fin des 3èmes visites décennales du palier 1 300 MW, qui s'étaleront entre 2015 et 2023, d'autre part à la réalisation de plus de 75 % des 4èmes visites décennales du palier 900 MW, qui débuteront en 2019 ; ce sont les visites durant lesquelles seront déployées les principales modifications et réalisées la plupart des rénovations de gros composants.

[61] Les 4èmes visites décennales des réacteurs de 900 MW et 1 300 MW devraient être terminées en 2033.

[62] Pour des raisons de confidentialité, les données prévisionnelles annuelles des différentes trajectoires successives du projet industriel ne sont pas précisées dans le présent rapport.

[63] EDF chiffrait en outre à quelques milliards les demandes potentielles supplémentaires de l'ASN, mais qui n'étaient pas prises en compte dans les chiffrages.

[64] L'écart entre ce chiffre de 57 Md€$_{2010}$ et celui du rapport de 2012 (55 Md€$_{2010}$) s'explique d'une part, par une plus grande précision dans le chiffrage des investissements post-Fukushima Daiichi et, d'autre part, par des chroniques prévisionnelles d'inflation revues à la baisse, les devis étant restés identiques en € courants.

investissements de sûreté préparant le prolongement au-delà de 40 ans, au fur et à mesure des visites décennales ;

- une répartition des investissements dans le temps passant par une très forte augmentation, entre 2012 et 2015, une pointe en 2017 et une diminution progressive ensuite avec une stabilité à partir de 2022.

2 - Les travaux de « flexibilisation » de la trajectoire

EDF a cherché à optimiser la trajectoire des investissements qui résultait de cet « empilement » d'objectifs et de contraintes, notamment pour retrouver des « marges de manœuvre » financières et sécuriser globalement la réalisation industrielle de ses projets. Un examen en profondeur du programme d'opérations l'a conduit à identifier des possibilités de mieux répartir les investissements dans le temps (lissage de la trajectoire) mais aussi de réduire les coûts totaux (voir détails en annexe 10). Les résultats de ces travaux sont les suivants :

- environ 8 Md€$_{2011}$ de réduction des investissements prévus identifiés sur la période 2013-2025[65] ;
- les investissements sur la période 2011 – 2025 passent donc à 49 Md€$_{2010}$ (au lieu de 57 Md€$_{2010}$), y compris les travaux post-Fukushima Daiichi ;
- la trajectoire est fortement lissée : elle progresse plus régulièrement pour atteindre un sommet en 2017, 20 % inférieur à celui du scénario précédent ; elle replonge en 2022 et repart à la hausse pour atteindre un nouveau pic en 2025 puis se stabiliser entre 2025 et 2030, à un niveau inférieur de 7 % à celui du scénario précédent ;
- ce lissage induit une baisse de la « charge industrielle » et permettrait, en outre, de réduire la durée de certains arrêts de tranche et donc d'améliorer la production par rapport aux premières hypothèses.

[65] Cela permettrait également de réduire les achats Opex sur certains projets par rapport aux hypothèses de 2010.

3 - Évolution du périmètre des investissements de maintenance

Comme on l'a vu précédemment (chapitre I – III : consommations externes), à partir de 2012, EDF a décidé d'immobiliser en Capex une proportion plus importante que précédemment des travaux de maintenance conduits en arrêt de tranche dès lors qu'ils contribuent à conforter la durée de fonctionnement ou à améliorer les performances.

D'après EDF, 13 Md€$_{2011}$ environ seraient ainsi imputés en Capex sur la période 2011-2025, contribuant donc à augmenter le montant des investissements de maintenance sur la période. Ainsi :

- les prévisions d'investissements sur la période 2011 – 2025 s'élèvent désormais à 62,5 Md€$_{2010}$, y compris les travaux post-Fukushima Daiichi[66] ;
- la trajectoire retrouve un profil proche de la trajectoire initiale de 2010, avec une forte augmentation dans les premières années, le basculement des Opex en Capex ayant lieu sur deux ans (2012 et 2013) ; elle atteint un sommet en 2017, au même niveau qu'avec le scénario initial ; elle replonge jusqu'en 2022 et repart à la hausse pour atteindre un nouveau pic en 2025 puis se stabiliser entre 2025 et 2033 à un niveau sensiblement supérieur (entre 25 % et 35 %) à celui des scénarii précédents.
- Au-delà de 2025, même si un chiffrage à un tel horizon est par nature un exercice très incertain, EDF estime que les investissements devraient décroître progressivement, avec la fin des 4èmes visites décennales du palier 900 MW puis du palier 1 300 MW[67], pour revenir à un niveau d'investissements annuels comparable à celui connu ces 2-3 dernières années, nécessaire pour permettre dans la durée le bon entretien de tout le parc en toute sûreté. Le total des investissements sur la période 2011 – 2033, qui devrait couvrir la quasi-totalité des 3èmes et 4èmes visites décennales, pour les réacteurs de 900 MW et de 1 300 MW,

[66] Dont environ 55 Md€$_{2011}$ sur la période 2014-2025, chiffre utilisé dans la communication d'EDF.

[67] L'horizon 2025 correspond à la fin des 3èmes visites décennales du palier 1300 MW, qui s'étaleront entre 2015 et 2023, et à la réalisation de plus des ¾ des 4èmes visites décennales du palier 900 MW, qui débuteront en 2019 ; 85 % des réacteurs auront alors plus de 35 ans et la plupart des opérations de rénovation de gros composants y auront été réalisées. Par ailleurs, c'est la période de référence de la loi NOME pour la détermination du prix de l'ARENH.

devrait donc représenter environ 110 Md€courants (soit 90 Md€$_{2010}$, dont 62,5 Md€$_{2010}$ pour la période 2011 - 2025).

Tableau n° 14 : comparaison des versions successives du projet industriel d'EDF sur 2011-2025

Scénarios	Premières prévisions 2011		« flexibilisation » de la trajectoire		Avec modification du périmètre Opex	
	M€$_{2010}$	M€ courants	M€$_{2010}$	M€ courants	M€$_{2010}$	M€ courants
Montant total 2011 – 2025	57 430	65 790	49 050	56 395	62 460	72 070
Moyenne annuelle 2011-2025	3 830	4 385	3 270	3 760	4 165	4 805

Source : EDF et Cour des comptes

Au total dans cette dernière version du « projet industriel » d'EDF, on peut considérer qu'environ la moitié des investissements concernés sur cette période correspondent à des investissements de sûreté (y compris « post-Fukushima »), qui visent essentiellement à obtenir l'autorisation de prolonger la durée d'exploitation des réacteurs au-delà de 40 ans.

Cela signifie donc que l'autre moitié des investissements sont nécessaires, même en l'absence de prolongement de la durée d'exploitation des réacteurs, pour permettre au moins le maintien du niveau de la production (investissements de rénovation : environ 30 % du total, le reste correspondant aux investissements de maintenance « normaux »). Leur montant toutefois est lié à l'anticipation faite par l'industriel sur la durée d'exploitation des réacteurs et donc d'amortissement de ces investissements lourds.

Il est évident que pour un industriel « classique », ces investissements ne seraient réalisés qu'avec la perspective qu'ils pourront être amortis « normalement », c'est-à-dire avec des durées d'exploitation des réacteurs supérieures à 40 ans. Sinon, sauf « obligation » de faire fonctionner les centrales jusqu'à 40 ans, une grande partie de ces investissements ne seraient pas réalisés : ils pourraient soit être remplacés, pour certains, par des investissements moins coûteux mais à durée de vie plus courte (et probablement moins productif), soit provoquer l'arrêt des réacteurs en cas de panne.

Tableau n° 15 : projet industriel d'EDF en 2014 : Répartition des investissements sur la période 2014 – 2025 :

Type d'investissement	En %
Suite Fukushima Daiichi	16 %
Arrêts de tranche *	34 %
Maintenance et rénovation	29 %
Autres projets patrimoniaux	6 %
Exploitation	15 %
Total parc existant (hors EPR et hors investissements pour augmentation de capacité)	**100 %**

Source : EDF

** Les investissements « arrêts de tranche » correspondent essentiellement aux investissements de sûreté nécessaires pour permettre un prolongement de la durée d'exploitation des réacteurs, hors investissements post-Fukushima Daiichi et hors rénovation.*

CONCLUSION

Les besoins d'investissements d'EDF, dans une perspective de prolongement de la durée d'exploitation des réacteurs, tels qu'ils avaient été chiffrés en 2010 (57 Md€$_{2010}$ de 2011 à 2025) ont fait l'objet d'un travail d'optimisation qui les a réduits d'environ 8 Md€$_{2011}$ sur la période tout en permettant de lisser la courbe des investissements, notamment en début de période. Toutefois, le périmètre de ces investissements a été augmenté par la comptabilisation en dépenses d'investissements de travaux de maintenance, jusqu'à présent comptabilisés en Opex, pour un montant total de 13 Md€$_{2011}$ environ (2011 – 2025), conduisant à un total d'investissement de ***62,5 Md€$_{2010}$ entre 2011 et 2025****, avec, de nouveau, une progression importante pendant les premières années.*

Globalement, dans le plan industriel d'EDF actuel, pour la période 2014-2025, la moitié des investissements correspondent à des ***investissements de sûreté*** *que l'on peut classer en deux catégories :*

*- les investissements qui visent à appliquer les prescriptions faites par l'ASN à la suite des évaluations complémentaires de sureté (ECS) « **post Fukushima Daiichi** »: ils représentent un montant de travaux d'environ 11 Md€ (**dont environ 0,7 Md€$_{2011}$ par an sur la période 2014 – 2025)** pour EDF, qui considère ne pas pouvoir dissocier d'une décision d'allongement de la durée de vie des réacteurs une partie de ces investissements (environ 6 Md€$_{2011}$) ; elle souhaite donc pouvoir les*

réaliser d'ici 2033, au fur et à mesure des 4èmes visites décennales, mais ce calendrier très long n'a pas été validé à ce jour par l'ASN ;

- les investissements qui permettent une amélioration de la sûreté « au regard des objectifs de sûreté des réacteurs de 3ème génération » pour pouvoir demander l'autorisation de ***prolonger la durée d'exploitation des réacteurs au-delà de 40 ans****. Ils représentent* ***environ 1,6 Md€2011 par an*** *sur la période.*

L'autre moitié des investissements, qui correspond à la ***maintenance « normale »*** *(****environ 1 Md€ par an****) et à la* ***rénovation ou au remplacement de gros composants*** *dont la durée de vie est inférieure à 40 ans (****environ 1,3 Md€ par an****), est nécessaire, même en l'absence de prolongement de la durée d'exploitation des réacteurs, pour permettre au moins le maintien du niveau de la production. Toutefois leur montant est lié à l'anticipation faite par l'industriel sur la durée d'exploitation des réacteurs et donc d'amortissement de ces investissements lourds.*

Pour permettre de mettre tout le parc actuel en capacité de maintenir sa production et, éventuellement, de prolonger sa durée d'exploitation au-delà de 40 ans, une partie des investissements sera réalisée au-delà de 2025. Même si un chiffrage à un tel horizon est par nature un exercice très incertain, le total des investissements sur la ***période 2011 – 2033****, qui devrait couvrir la quasi-totalité des 4èmes visites décennales des réacteurs de 900 MW et de 1 300 MW, atteindrait environ* ***90 Md€2010*** *(environ 110 Md€courants).*

Ces coûts globaux d'investissements sont calculés, par hypothèse, sur la base d'un prolongement uniforme de la durée de fonctionnement des 58 réacteurs, ce qui n'anticipe pas les décisions futures qui pourraient conduire à fermer les réacteurs à des âges différents pour des décisions de sûreté, de rentabilité ou de politique énergétique.

Cour des comptes
Le coût de production de l'électricité nucléaire actualisation 2014 – mai 2014
13 rue Cambon 75100 PARIS CEDEX 01 - tel : 01 42 98 95 00 - www.ccomptes.fr

Chapitre III

Les dépenses futures

Les dépenses futures liées à l'activité électronucléaire concernent :

- le démantèlement des installations à la fin de leur exploitation ;
- la gestion des combustibles usés ;
- la gestion des déchets.

Elles s'élèvent globalement à **87,2 Md€en 2013** et ont progressé de 5,2 % en euros constants depuis 2010 (+ 9,7 % en euros courants).

Tableau n° 16 : charges brutes : comparaisons 2010/2013

M€ courants	EDF	AREVA	CEA	Total (y c. ANDRA)	2013/2010
Démantèlement					
2010	20 903	7 108	3 911	31 922	
2013	22 448	7 874	4 034	34 356	+ 7,6 %
Gestion du combustible usé (+ derniers cœurs pour EDF)					
2010	14 386 (+ 3 792)		420	14 806 (+ 3 792)	
2013	15 868 (+ 3 979)		462	16 330 (+ 3 979)	+ 10,3 %
Gestion des déchets					
2010	23 017	2 859	2 403	28 362	
2013	25 578	3 468	2 623	31 753	+ 12 %
Total (incluant charges « autres » non détaillées)					
2010	**62 097**	**10 464**	**6 770**	**79 415**	
2013	**67 873**	**12 038**	**7 165**	**87 160**	**+ 9,7 %**

Source : Cour des comptes

I - Le démantèlement des installations nucléaires

En matière de démantèlement, une modification règlementaire est intervenue depuis le précédent rapport qui conforte les préconisations émises par l'ASN sur ce sujet. En effet, l'article 8.3.1 de l'arrêté fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base du 7 février 2012 introduit désormais le principe de démantèlement dans « *un délai aussi court que possible* » après l'arrêt définitif de l'installation. Au-delà, la future loi de programmation sur la transition énergétique pourrait contenir des dispositions permettant de mieux asseoir ce principe et de distinguer les notions d'arrêt définitif et de démantèlement. Le but est d'entamer le démantèlement dès lors que l'INB a été mise à l'arrêt définitif. La fermeture de la centrale de Fessenheim, annoncée par le Président de la République, pourrait s'avérer une étape importante dans la clarification de ces notions.

Par ailleurs l'ASN a publié, en janvier 2014, un avis sur les derniers rapports triennaux des exploitants en application des articles L. 594-1 à L. 594-13 du code de l'environnement, dans lequel l'autorité note que peu d'exploitants prennent en compte dans l'évaluation des charges de démantèlement le coût de l'assainissement des sols. Or, en application de l'article 40 du décret du 2 novembre 2007, à l'issue des opérations de démantèlement, le déclassement d'une installation nucléaire de base est prononcé notamment sur la base d'une présentation de l'état du site contenant une analyse de l'état du sol. Le retour d'expérience montre que ces opérations d'assainissement des sols peuvent avoir un impact important sur le coût des projets de démantèlement. En conséquence l'ASN a été amenée à recommander que les exploitants évaluent les charges en tenant compte de ces opérations, en privilégiant l'assainissement complet des sites. Ce point pourrait constituer un facteur d'augmentation des devis dans les années à venir.

Le tableau suivant présente le poids comparé des charges de démantèlement calculées par les trois principaux exploitants nucléaires français pour leur activité civile en France au 31 décembre 2013.

Tableau n° 17 : les charges brutes de démantèlement

M€courants	Charges brutes 31 décembre 2010	Charges brutes 31 décembre 2013	
EDF	20 902,9	22 448,0	65 %
AREVA	7 108,4	7 873,5	23 %
CEA civil*	3 911,2	4 034	12 %
Total	**31 922,5**	**34 355,5**	**100 %**

Source : Cour des comptes - pour les installations arrêtées, il s'agit des restes à payer et non du coût total du démantèlement

** le montant des charges de démantèlement du CEA intègre, dans ce tableau, le périmètre « hors loi »[68] correspondant au démantèlement. En 2013 ce montant « hors loi » s'élève à 142 M€. Par ailleurs, contrairement au changement de présentation annoncé lors du rapport de 2012, pour respecter la nomenclature de la loi, ces montants continuent à inclure une partie des charges pour aval du cycle (372,1 M€en 2010 et 295 M€en 2013).*

A - L'évaluation des charges de démantèlement des installations nucléaires d'EDF

Les charges de démantèlement d'EDF sont essentiellement constituées des charges relatives au parc des réacteurs en exploitation.

Tableau n° 18 : charges de démantèlement des installations nucléaires d'EDF

Au 31 décembre	2010 En M€$_{2010}$	2013 En M€$_{2013}$	Nombre d'installations
Installations en exploitation	18 399	19 558	62
Installations arrêtées	2 504	2 890	12
Total	**20 903**	**22 448**	**74**

Source : Cour des comptes

[68] Le CEA intègre, dans ses charges futures pour obligations de fin de cycle, les charges relatives à ses installations nucléaires de base (INB), conformément à ce que prévoit le loi de 2006, mais aussi les charges liées à ses obligations de fin de cycle pour des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) et la surveillance d'anciens sites d'expérimentation, qui constituent le périmètre « hors loi ».

1 - Le programme de démantèlement des installations arrêtées[69]

Douze INB sont intégrées dans ce programme de démantèlement dit « de première génération »[70], dont le coût total de démantèlement a été estimé fin 2011 à 5,02 Md€$_{2013}$. A cette date, les dépenses déjà financées représentaient 36,4 % du devis total, en cohérence avec l'avancement physique des opérations estimé alors à 32,7 %.

La révision des devis de 2012 a renchéri les coûts de 22,4 % en euros constants par rapport aux précédents devis de 2008 concernant les 9 réacteurs concernés[71]. EDF explique cette augmentation par des aléas techniques et juridiques qui influeraient respectivement à hauteur de 71 % et 17 %, les 12 % restant étant liés au management du projet (capacité technique insuffisante du contractant et/ou délais de transposition des retours d'expérience). L'effet d'absence de standardisation de ces réacteurs continue à jouer encore pleinement au même titre que l'apprentissage des caractéristiques radiologiques de l'installation. Les recours juridictionnels des opposants contre les démantèlements et des exigences techniques renforcées ralentissent les délais et augmentent mécaniquement les coûts.

On note que, en application du décret du 23 février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, EDF ajoute désormais au devis de 2012 de 5 016,5 M€$_{2013}$ une marge pour risques et incertitudes de 71,3 M€$_{2013}$. Cette marge représente 2,2 % des travaux restant à effectuer sur le devis de démantèlement de la première génération. Elle pèse peu en pourcentage dans la révision du devis.

[69] Cette génération d'installations aujourd'hui à l'arrêt n'est pas intégrée dans le chiffrage des coûts de production présenté dans la conclusion générale de ce rapport.
[70] 9 réacteurs relevant de quatre technologies différentes, l'installation de conditionnement et d'entreposage de déchets activés (ICEDA) en cours de construction, l'entreposage combustible APEC de Creys-Malville et des silos de Saint-Laurent.
[71] Le détail de l'augmentation des devis est indiqué en annexe 11.

Les évolutions de ces devis de la première génération n'ont pas d'effet sur le calcul du coût du kWh produit par le parc actuel mais elles montrent que la réalisation des démantèlements peut être beaucoup plus coûteuse que prévue initialement. Ce constat doit cependant être nuancé par le fait qu'il s'agit de filières spécifiques et non standardisées : Creys-Malville est ainsi le plus gros réacteur à neutrons rapides en cours de démantèlement, avec notamment une spécificité liée au sodium très dimensionnante ; de même, la déconstruction de Bugey 1 représentera une première mondiale de déconstruction de centrale UNGG[72].

2 - Le programme de démantèlement des installations en cours d'exploitation

Depuis le précédent rapport, le périmètre de démantèlement n'a pas évolué dans la mesure où l'EPR de Flamanville n'est pas encore en exploitation. Ainsi, au 31 décembre 2013, les charges futures s'élèvent à 19,56 Md€$_{2013}$ pour l'ensemble du parc d'EDF contre 18,4 Md€$_{2010}$ en 2010 (soit 19,1 Md€$_{2013}$), soit une **augmentation nette de 2,4 %** en euros constants[73]. Dans l'ensemble, le total des devis de démantèlement représente 19,8 % du coût de construction des centrales concernées.

a) La méthode de calcul des coûts de démantèlement d'EDF

Contrairement à la recommandation de la Cour dans son rapport, EDF continue à calculer ses provisions avec la méthode dite « des coûts de référence » plutôt qu'en utilisant la méthode plus sophistiquée qu'elle a elle-même mise au point dite « méthode Dampierre »[74]. Elle considère que ce choix est prudentiel dans la mesure où la méthode historique aboutit à un montant de charges plus élevé[75] que la méthode Dampierre

[72] Uranium Naturel Graphite Gaz

[73] Il faut noter que cette augmentation en euros constants n'est pas due à une évolution de devis (les flux futurs de dépenses inflatés sont restés identiques), mais à la différence entre l'hypothèse d'inflation retenue par EDF pour le calcul de ses charges brutes en euros constants et l'inflation réelle de la période.

[74] La méthode des « coûts de référence » repose sur l'application de taux forfaitaire aux coûts de la construction des centrales alors que la méthode Dampierre consiste à décomposer le démantèlement en une multitude d'opérations simples auxquelles ont applique des coefficients spécifiques (cf. annexe 11).

[75] On note de surcroît des différences objectives entre les méthodes tenant aux paramètres retenus, notamment les délais de démantèlement (18 ans dans la méthode historique ; 15 ans dans la méthode Dampierre) et le barycentre des dépenses (9 ans dans la méthode historique ; 8 ans dans la méthode Dampierre).

09 sur laquelle EDF s'appuie également en interne. Selon l'entreprise, le retour d'expérience du démantèlement de Chooz A dans le cadre du programme dit de « première génération » a permis d'isoler des points de convergence avec le parc de « deuxième génération » qui, malgré l'augmentation du devis[76], confirment la méthode Dampierre.

En 2013, le devis de démantèlement d'un site standard de quatre tranches de 900 MW directement extrapolable atteint 1 008 M€$_{2013}$ hors aléas (1 109 M€ avec aléas), soit 277 M€$_{2013}$ par réacteur (cf. détail en annexe 11). Extrapolée aux autres centrales équipées de réacteurs 900 MW et aux paliers 1 300 MW et 1 450 MW, la méthode Dampierre 09 aboutit à un montant de charges brutes inférieur à celui des « coûts de référence », actuellement appliqué par EDF. Néanmoins, certaines dépenses ne sont pas intégrées à cette méthode, comme par exemple la dépollution des sols. L'écart s'est creusé entre les résultats des deux méthodes depuis le précédent rapport.

Tableau n° 19 : comparaison des résultats des méthodes de calcul des coûts de démantèlement

Méthode de calcul utilisée En M€$_{2013}$	Coût de référence	Dampierre 2009 y c. aléas
Charges brutes pour 58 réacteurs	19 208,0*	18 185,8

Source : Cour des comptes

** charges de démantèlement des installations en exploitation corrigées des charges relatives aux nouveaux générateurs de vapeur et de l'AMI Chinon, qui ne font pas partie du périmètre de la méthode Dampierre.*

La direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) devait lancer fin 2013 des audits afin de faire valider par des experts les coefficients techniques utilisés par EDF. Les premiers appels d'offre, qui s'éloignaient de cet objectif précis pour se rapprocher d'audits comptables plus classiques comparant les pratiques d'EDF, AREVA et du CEA, ont été finalement déclarés infructueux. Un nouveau cahier des charges a été proposé à appel d'offres en janvier 2014. Dans l'attente de

[76] L'augmentation constatée est supérieure à la moyenne d'augmentation des devis de la génération 1 (+ 52,3 % contre + 22,4 % en moyenne pour les 9 réacteurs en euros constants). Avec un total de 344 M€$_{2013}$ pour le devis 2012, le coût moyen retenu pour les tranches de 900 MW est déjà dépassé. Cependant l'opération de Chooz A, compte tenu des spécificités du site et de l'effet « tête de série réacteur à eau pressurisée », n'est pas directement comparable avec une opération « de série » sur les réacteurs à eau pressurisée du parc de 2ème génération.

ces résultats et dans la mesure où EDF maintient et affine la méthode Dampierre, la Cour ne peut que réaffirmer tout l'intérêt d'une méthode robuste car documentée et adaptable. *A contrario* la méthode des coûts historiques présente des limites en cas d'évolutions à la hausse comme à la baisse des paramètres. La circonstance de son équivalence conjoncturelle avec la méthode Dampierre ne saurait la valider.

b) La durée d'exploitation des centrales et les coûts de démantèlement

Les coûts de démantèlement sont calculés actuellement sur une durée de vie du parc de l'ordre de 40 ans. Une éventuelle prolongation pourrait augmenter la charge de démantèlement en augmentant les matériels à traiter. Ainsi, les remplacements des générateurs de vapeur, qui ne sont pas directement liés à l'allongement de la durée de vie, même s'ils permettent cette éventuelle poursuite au-delà de 40 ans, ont induit une hausse des charges de démantèlement à hauteur de 266 M€. Toutefois EDF considère que les générateurs de vapeur constituent les seuls gros composants remplaçables lourds faisant l'objet d'une irradiation lors de leur utilisation et devant donc avoir un impact sur les charges de démantèlement.

c) Les évaluations étrangères

Les comparaisons internationales sont délicates non seulement en raison des règlementations applicables mais également en raison des périmètres pris en compte pour estimer les coûts de démantèlement. À ce titre, la Cour avait entouré ces comparaisons de la plus grande prudence lors du précédent rapport public thématique[77]. La DGEC devait également lancer une étude sur ces sujets au nombre des audits précédemment cités.

Alors que les exploitants allemands semblent s'orienter vers un démantèlement immédiat des tranches arrêtées en 2011, ce retour d'expérience sera certainement une référence intéressante pour la France.

[77] Les résultats de ces comparaisons plaçaient les coûts d'EDF en bas de la fourchette des estimations comparées, ce qui avait conduit la Cour à faire un calcul de sensibilité du coût du kWh avec un doublement du coût du démantèlement. EDF a procédé à de nouvelles études de comparaisons internationales depuis 2012 que la Cour n'a pas expertisées.

B - L'évaluation des charges de démantèlement d'AREVA

Tableau n° 20 : charges brutes de démantèlement des installations nucléaires civiles d'AREVA*

Au 31 décembre 2013	Nombre d'installations	Charges restantes en M€$_{2013}$
Installations en exploitation *dont La Hague : UP2 800 et UP3*	11	5 045,5 *4 381,8*
Installations arrêtées *dont La Hague : UP2 400* *dont Eurodif*	7	2 828 *1 627,0* *986,5*
Total	18	7 873,5

Source : Cour des comptes
** montant total, sans tenir compte qu'une partie de ces investissements a été financée par des investisseurs étrangers.*

AREVA a procédé à la révision de ses devis en 2013, trois ans après la dernière révision. En 2014, la DGEC compte lancer des audits concernant les usines de La Hague et George Besse.

Au-delà des charges brutes restantes, le coût historique du démantèlement des INB d'AREVA s'élèverait à 8 683 M€$_{2013}$ dont il conviendrait de retrancher les INB de Cadarache (320 M€$_{2013}$) dont le CEA est l'exploitant nucléaire tout en ajoutant les installations déjà démantelées (Veurey et Pierrelatte : environ 75 M€). Ces charges brutes de démantèlement peuvent être rapprochées très globalement du coût de construction des INB concernées qui s'élève à 7,2 Md€$_{2013}$ pour Eurodif (14 %) et à 20 Md€$_{2013}$ pour les installations en exploitation de La Hague (32 %).

1 - L'évolution des devis des installations arrêtées

Tableau n° 21 : devis de démantèlement d'UP2 400

Mise en service	Date arrêt	Année de fin de démantèlement	Coût total de démantèlement au 31/12							
1966	**2003**	**2030**	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**
En M€courants			1 192	1 578	1 768	1 779	1 738	1 855	1 895	1 955
En M€$_{2013}$			1 327	1 712	1 871	1 869	1 809	1 906	1 918	1 955

Source : Cour des comptes- données AREVA

Contrairement aux prévisions lors de la rédaction du précédent rapport, le devis d'UP2 400 demeure sujet à augmentation régulière et substantielle sur les trois dernières années (+ 8 %). Les variations proviennent principalement de la correction des paramètres initiaux, de la fiscalité existante et nouvelle, et d'un changement de filière de traitement pour certains déchets.

Tableau n° 22 : devis de démantèlement de Georges Besse 1

M€2013	2006	2010	2013	2013 / 2006
Eurodif	481	687	1 000	+ 105 %

Source : Cour des comptes

Depuis 2012, l'usine Georges Besse 1 a été mise à l'arrêt et devrait être progressivement démantelée entre 2020 et 2032. Alors que la Cour mettait en exergue l'importante augmentation du devis précédent (+ 43 % entre 2006 et 2010), le devis de 2012 atteste d'une nouvelle augmentation équivalente (+ 46 % en euros constants) qui s'explique notamment par un allongement du planning de démantèlement et par la précision d'hypothèses techniques permise par l'avancement des études de faisabilité (précisions par exemple sur les moyens lourds de manutention et de transfert pour les opérations de démantèlement).

AREVA considère que le devis est désormais stabilisé et robuste, fondant notamment ce jugement sur les résultats d'une contre-expertise du devis de démantèlement, réalisée au 1er semestre 2012, à la demande des actionnaires minoritaires, par des ingénieries extérieures. Cette contre-expertise aurait en effet mis en évidence une marge potentielle d'optimisation du devis d'environ 5 % par rapport au montant retenu dans les comptes d'Eurodif.

2 - Les devis des installations en exploitation

Concernant les installations UP 800 – UP3, les charges de démantèlement - certes encore lointaines dans la mesure où sa mise à l'arrêt n'est pas prévue avant 2043 - sont stables.

Tableau n° 23 : devis de démantèlement des installations en exploitation

M€2013	2006	2010	2013	2013 / 2006
UP2 800 – UP3	4 470	4 430	4 382	- 2 %

Source : Cour des comptes

Pour l'estimation des charges de démantèlement de ses installations en exploitation, AREVA s'appuie sur un outil commun avec

le CEA, ETE-EVAL. AREVA estime que cet outil lui permet d'avoir une estimation majorante de ses devis, et ne prend donc pas en compte de marge pour incertitudes et aléas supplémentaires, contrairement au CEA. La DGEC prévoit de mentionner ce point dans ses lettres de suite et de rappeler à cette occasion qu'une telle marge est une obligation réglementaire au titre de II l'article 2 du décret 2007-243 du 23 février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

C - L'évaluation des charges nucléaires civiles de démantèlement du CEA

Tableau n° 24 : coûts de démantèlement des installations nucléaires civiles du CEA en fonction de leur état d'activité (hors gestion à long terme des déchets, inclus périmètre « hors loi »)

En M€$_{2013}$	Nombre d'installations	Charges brutes restantes au 31/12/2013
Installations en exploitation	22	1 245,3
Installations arrêtées	22	2 454,1
Charges transverses		39,8
Total	**44**	**3 739,2**

Source : Cour des comptes

À fin 2013, le volume total des charges de démantèlement s'élève à **3 739 M€** répartis sur quatre grands sites[78]. Ce montant exclut les charges de gestion à long terme des déchets. Hors charges de long terme, le montant des charges de démantèlement au 31 décembre 2010 s'élevait à 3 539,1 M€$_{2010}$ (3 636,9 M€$_{2013}$, soit +2,8 % entre 2010 et 2013 en euros constants).

Dans le secteur civil, les installations du CEA sont diverses et peuvent être décomposées en trois grands ensembles : les réacteurs, les laboratoires et ateliers et les installations de traitement et d'entreposage de déchets et/ou de combustibles usés.

Le taux moyen d'aléas et d'incertitudes retenu par le CEA est d'environ 30 %. Ce taux est certes inférieur aux augmentations constatées depuis 2001 mais semble désormais adapté, dans la mesure où le rythme d'augmentation des devis s'est largement ralenti.

[78] Le détail des devis et des charges de démantèlement est indiqué en annexe 12.

II - La gestion des combustibles usés[79]

Tableau n° 25 : les charges brutes de gestion des combustibles usés

En M€courants	Au 31/12/2010	Au 31/12/2013	
EDF	14 386	15 868	97,2 %
CEA civil	420	462	2,8 %
Total	**14 806**	**16 330**	**100 %**

Source : Cour des comptes

Au sein des charges de gestion des combustibles usés, on distingue :

- les charges de gestion des combustibles recyclables dans les installations construites ou en construction qui recouvrent[80] :
  - l'entreposage des combustibles dans une installation de l'exploitant[81] ;
  - le transport vers l'installation de traitement ;
  - l'entreposage sur site avant traitement ;
  - le traitement ;
  - l'entreposage des colis de déchets ultimes sur site après traitement.
- les charges de gestion des combustibles non recyclables dans des installations industrielles construites ou en construction. Elles recouvrent toutes les opérations de reconditionnement et transport éventuel, ainsi que l'entreposage en attente du stockage final.

[79] Le terme de gestion s'entend ici hors stockage, comptabilisé au titre de la gestion des déchets.

[80] Dans certains pays, les combustibles usés des centrales sont considérés comme des déchets et stockés directement. En France, ils sont traités pour récupérer les matières réutilisables. Cependant, ils sont répertoriés dans l'Inventaire national afin d'anticiper leur gestion si leur traitement n'était plus envisagé et comptabilisés comme des charges. L'opportunité de leur retraitement qui doit être appréhendée en termes techniques, économiques et écologiques n'a pu être traitée dans le présent rapport.

[81] Dans le cas d'EDF, les coûts de l'entreposage temporaire en piscine sont exclus de cette provision, car ces piscines sont nécessaires au stockage des combustibles neufs et aux opérations de chargement et déchargement des combustibles ; les charges d'exploitation des piscines sont faibles et peu dépendantes de leur contenu.

A - La gestion des combustibles usés d'EDF

1 - La consommation de combustible nucléaire

L'essentiel du combustible usé issu de la filière électronucléaire française provient des centrales du parc actuel ; il constitue une charge pour EDF. Sur les 58 réacteurs, 22 tranches fonctionnent avec du MOX[82], mélange d'uranium appauvri, issu de l'enrichissement de l'uranium naturel et du plutonium issu du retraitement des combustibles usés et 4 tranches avec de l'uranium de retraitement enrichi (URE). Les 32 autres tranches fonctionnent uniquement avec de l'uranium naturel enrichi (UNE). Le tableau suivant montre la consommation de combustible neuf et la production de combustible usé du parc actuel.

Tableau n° 26 : consommation de combustible nucléaire

En tonne	Uranium naturel enrichi		Uranium de retraitement enrichi		MOX	
Année	**Chargé**	**Déchargé**	**Chargé**	**Déchargé**	**Chargé**	**Déchargé**
2008	Nd	1 049	18,5	16	82,5	93
2009	1 004,7	995	51,6	21,0	92,6	79,6
2010	9 81,2	1 030	71,9	28,6	112,5	86,4
2011	1 022	1 033,2	69,9	47,8	103,4	90,3
2012	919	991	73,6	51,7	108,8	98,1
2013	1 021,8	953,5	11	60,6	119,6	100,7

Source : EDF

[82] 24 tranches sont en fait autorisées à fonctionner avec du MOX, les tranches 3 et 4 de la centrale de Blayais ayant été autorisées par l'ASN depuis octobre 2012, mais n'ayant pas encore été chargées en MOX.

Tableau n° 27 : répartition du stock de combustible nucléaire usé ou engagé[83] au 31 décembre 2012

En tonne	Dans les centrales (piscines ou réacteurs)	En attente à La Hague	Total
Total	9 183	9 775	18 958
UNE	*8 050*	*8 376*	*16 426*
MOX	*867*	*1 093*	*1 960*
URE	*266*	*306*	*572*

Source : Cour des comptes sur la base du rapport triennal d'EDF

2 - Les coûts de gestion

Début 2014, les conditions techniques et financières de la période 2013-2017 sont encore en discussion entre EDF et AREVA. Dans l'attente de la conclusion de ce contrat d'application, les opérations de transport, de traitement du combustible usé, d'oxydation-entreposage de l'URT et de fabrication de MOX ont pu être assurées grâce à des accords transitoires. La conclusion du contrat devrait intervenir en 2014 et permettre de mieux appréhender le coût de gestion du combustible usé.

Tableau n° 28 : évolution des charges brutes de gestion des combustibles usés d'EDF

Charges brutes	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
En M€ courants	16 208,6	13 375,3	13 969,5	14 385,8	14 843,8	15 250,4	15 868
En $M€_{2013}$	17 588,4	14 154,1	14 677,8	14 971,3	15 251,7	15 433,4	15 868

Source : EDF

Concernant le démantèlement des installations de la Hague, l'accord de 2008 a libéré financièrement EDF de ses engagements et fait disparaître ces charges des montants qu'elle avait préalablement provisionnés. Pour le reste, l'estimation des charges progresse comme l'inflation et l'augmentation des stocks. Les charges de retraitement sont relativement stables, puisqu'elles concernent un stock de combustible usé à retraiter qui reste à peu près constant.

[83] Un combustible est dit « engagé » lorsqu'il a été introduit en réacteur, il est dit « usé » une fois consommé. Par convention comptable, EDF considère que le cœur de la centrale est constitué d'une part décroissante de combustible neuf et d'une part croissante de combustible irradié, ces parts étant recalées à chaque rechargement du cœur.

B - Coût de gestion des combustibles du CEA

Le tableau ci-dessous donne la présentation résumée des charges estimées par le CEA pour la gestion de ses combustibles usés, qui progressent de 10 % en 3 ans.

Tableau n° 29 : charges de gestion des combustibles usés du CEA

Types de combustibles	Charge en valeur brute en M€courants		
	2010	2012	2013
1. Combustibles usés recyclables dans les installations construites ou en construction	**273,2**	**325,7**	**312,8**
Combustibles du réacteur Phénix	253,3	194,3	179,4
Combustibles Aluminiures du réacteur ORPHEE	2,5	2,3	3,7
Combustibles Siliciures des réacteurs OSIRIS/ISIS	12,4	15,1	14,6
Combustibles du réacteur PHEBUS	2,5	2,6	2,6
Combustibles du réacteur CABRI	2,5	2,6	2,7
Entreposage séculaire Espadon			109,8
2. Charges relatives aux autres combustibles	**146,7**	**122,4**	**149,5**
Combustibles oxydes	17,1	11,9	9,5
Combustibles des réacteurs expérimentaux filière générale	74,6	54,8	64,2
Évacuation combustibles INB 72 de Saclay	55,0	55,8	75,8
TOTAL	**419,9**	**448,1**	**462,3**

Source : CEA - rapport triennal sur la gestion des décrets

Les charges de gestion des combustibles usés du CEA concernent à la fois les charges des 5 réacteurs en exploitation pour les besoins de la recherche civile (Osiris, Isis, Orphée, Cabri et le réacteur à haut flux RHF) et celles concernant le combustible utilisé par certains réacteurs déjà arrêtés mais en attente d'une solution définitive (Phénix, Rapsodie et Phébus). Le CEA entrepose par ailleurs dans des installations dédiées, à Cadarache et à Saclay, les éléments de combustible irradiés en provenance d'installations en cours de démantèlement.

III - La gestion des déchets radioactifs

A - Les types de déchets et leurs modes de gestion

Les déchets radioactifs ultimes engendrés par la filière électronucléaire ont plusieurs origines : l'exploitation des installations nucléaires, leur démantèlement, la reprise et le conditionnement des déchets anciens et les combustibles usés, retraités ou non.

Selon que l'on dispose aujourd'hui d'exutoire, c'est-à-dire d'une solution de stockage pérenne (déchets TFA et FMAVC) ou pas (déchets FAVL, MAVL et HAVL), l'estimation des charges futures est plus ou moins précise et objet de discussion. La reprise et le conditionnement des déchets anciens constituent un cas particulier puisque les dépenses afférentes déclinent progressivement. Enfin, pour quelques types de déchets particuliers, les conditions de leur traitement restent encore en suspens.

Le total des charges brutes relatives à la gestion future de ces déchets s'élevait à 31,8 Md€ au 31 décembre 2013 dont 80,7 % pour EDF.

Tableau n° 30 : les charges brutes de gestion future des déchets radioactifs

M€ courants	Charges brutes au 31 décembre 2010		Charges brutes au 31 décembre 2013	
EDF	23 017	81 %	25 578	80,7 %
AREVA	2 859	10 %	3 468	11 %
CEA civil	2 403	9 %	2 623	8,3 %
ANDRA	83		84	
Total	**28 362**	**100 %**	**31 753**	**100 %**

Source : Cour des comptes et exploitants

Les variations des prévisions de quantités des déchets produits résultent notamment des évolutions des scénarios industriels des producteurs, comme la durée de fonctionnement des centrales nucléaires qui décalerait le planning de démantèlement des installations, repoussant et augmentant ainsi la production de déchets associée.

La réduction du volume des déchets, et plus largement l'optimisation de leur gestion, a été inscrite comme une priorité dans le cadre du Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs (PNGMDR), sur laquelle les producteurs de déchets et l'ANDRA doivent mener des travaux coordonnés. Une partie de ces travaux est réalisée dans le cadre des investissements d'avenir au titre desquels l'ANDRA a reçu un financement sur ce sujet [84] (cf. chapitre V).

[84] Les travaux menés dans le cadre du Programme d'investissements d'avenir (PIA) visent principalement les déchets de très faible activité.

B - Les déchets disposant actuellement d'un exutoire

1 - Les déchets de très faible activité (TFA)

L'édition 2012 de l'Inventaire national des déchets fait apparaître une augmentation conséquente de la prévision de quantités de déchets TFA en 2030 par rapport à l'édition 2009. Ainsi, le stock de déchets TFA s'élève à 1 300 000 m^3 au lieu de 870 000 m^3. Une meilleure identification et des exigences renforcées sur les objectifs d'assainissement des installations à démanteler expliquent cette augmentation des déchets produits par les démantèlements.

La principale conséquence est une saturation potentielle de la capacité actuelle du Cires (Centre industriel de regroupement, d'entreposage et de stockage). Ouvert depuis 2003 à Morvilliers dans l'Aube, ce centre dispose d'une capacité de stockage de 650 000 m^3. À la fin de l'année 2013, il était occupé à 39 % de sa capacité de stockage. Par conséquent, des études sont en cours concernant son extension, la construction de nouvelles capacités de stockage en lien avec le projet FAVL et le recyclage de certains matériaux (gravats, métaux). Par ailleurs, une évaluation plus précise des livraisons de déchets a été engagée avec les producteurs de déchets.

2 - Les déchets de faible et moyenne activité à vie courte (FMAVC)

Ces déchets sont principalement issus des activités de maintenance des installations nucléaires d'EDF, d'AREVA et du CEA (tenues, outils, filtres, etc.) et du fonctionnement de ces installations. Outre le centre de stockage de la Manche, fermé depuis 2003 et entré en phase de surveillance pour 300 ans, le centre de stockage de Soulaines-Dhuys dans l'Aube (CSA) sert au stockage de ce type de déchets. Conçu pour recevoir 1 million de m^3 de déchets, il était occupé à 24,3 % de sa capacité de stockage à la fin de l'année 2013.

L'inventaire national 2012 (830 000 m^3 fin 2010) montre que la capacité de stockage disponible au centre de Soulaines est suffisante pour recevoir les déchets produits par l'exploitation et le démantèlement des installations autorisées fin 2012, y compris l'EPR de Flamanville. Ce scénario repose sur les hypothèses de poursuite du recyclage des combustibles usés et d'une durée de fonctionnement des centrales nucléaires de 40 ans. Dans le scénario d'une durée de fonctionnement des installations de 50 ans, l'inventaire prévisionnel de déchets FMAVC

dépasserait d'environ 50 000 m^3 la capacité du CSA. Cette faible différence reste dans la marge d'incertitude des prévisions. Dans une hypothèse défavorable, la création d'un nouveau centre ou l'extension de la capacité du CSA pourrait alors s'avérer nécessaire à moins de parvenir à optimiser - concomitamment ou non - le tri, le traitement et le conditionnement des déchets.

3 – Le coût de stockage des déchets TFA et FMAVC

Sur la base des années 2012 et 2013, le coût de stockage moyenné (rapport du coût annuel de l'activité au volume stocké) ressort à 510 €/m^3 pour les déchets TFA et 3 300 €/m^3 pour les déchets FMAVC. Le coût de stockage pour les déchets FMAVC ne représente pas un coût complet, contrairement à celui des déchets TFA. En effet, l'investissement du CSA, pour les déchets FMAVC, avait été préfinancé par les producteurs tandis que la convention prévoit également que les coûts futurs liés à la fermeture et surveillance seront financés le moment venu.

C - Les déchets sans exutoire

1 - Les déchets de faible activité à vie longue (FAVL)

À fin 2010, environ 87 000 m^3 de déchets FAVL ont été produits et 133 000 m^3 sont prévus en 2030. En attendant la création, par l'ANDRA, d'un centre de stockage adapté, ils sont entreposés, le plus souvent sur les sites où ils sont produits. Fin décembre 2012, l'ANDRA a remis au gouvernement un rapport sur les scénarios de gestion à long terme des déchets FAVL. De nouvelles capacités de stockage pour les déchets TFA produits par le démantèlement des installations nucléaires étant nécessaires (cf. supra), un centre de stockage capable de prendre en charge à la fois les déchets FAVL et TFA est étudié par l'ANDRA qui remettra aux ministres chargés de l'énergie et de la sûreté nucléaire un rapport d'ici 2015.

L'ASN soutient la poursuite d'une recherche d'une solution de gestion définitive pour les déchets FAVL et souligne qu'un nouveau retard de disponibilité de cette filière aurait des conséquences très fortes sur les plannings de démantèlement. Sans solution rapidement, l'ASN pourrait être amenée à imposer la réalisation d'installations d'entreposage intermédiaires pour ne pas retarder les opérations de démantèlement, notamment des réacteurs en démantèlement d'EDF du type UNGG.

2 - Les déchets de moyenne activité à vie longue et de haute activité (MAVL et HA)

Chaque fin d'année, les producteurs de déchets HA et MAVL évaluent la quantité de déchets « engagés », c'est-à-dire les déchets déjà produits et ceux qui seront produits par le démantèlement des installations nucléaires et le retraitement du combustible chargé en réacteur.

Tableau n° 31 : inventaire des déchets HA et MAVL engagés fin 2013, y compris combustibles usés considérés comme des déchets[85]

Types de déchets	EDF	CEA-civil	AREVA	Total
MAVL En m^3	36 701	16 090	10 265	63 056
HA En m^3	4 769	175	229	5 173
Combustibles usés en tonnes	2 728 t	0*	0	2 728 t

Source : Cour des comptes, exploitants
** Dans le rapport de 2012 était mentionné pour le CEA un stock de 38m^3 de combustibles usés qui a été retiré de l'inventaire des déchets pour le stockage profond ; il devrait faire plutôt l'objet d'une valorisation future après recyclage*

La solution retenue pour gérer ces déchets en France, mais aussi dans la plupart des autres pays concernés par le sujet, est **le stockage en couche géologique profonde**, comme l'indique la loi programme du 28 juin 2006, relative à la gestion des matières et déchets radioactifs.

Le total des charges présentes et à venir liées au futur centre de stockage Cigéo, situé à Bure, à la limite des départements de la Meuse et de la Haute-Marne, sont partagées entre les producteurs de déchets, principalement EDF, AREVA et le CEA. Principal producteur de déchets HA et MAVL, EDF sera ainsi le principal financeur du centre de stockage profond (en l'état actuel des discussions et compte tenu des volumes de déchets, la part d'EDF s'élève à 78 %).

L'année 2013 a été marquée par le **débat public** concernant le centre de stockage lui-même. Les conclusions du débat rendues par la commission nationale du débat public (CNDP) en février 2014 montrent que l'ensemble des scénarios en matière de politique énergétique devrait être mieux intégré au projet, notamment l'hypothèse de stockage des combustibles usés. D'un point de vue financier, la commission a relevé qu'il était indispensable d'apporter au public des informations sur les

[85] Il s'agit des combustibles usés présentant un potentiel insuffisant pour être retraités et qui sont donc considérés directement comme des déchets (ex centrale de Brennelis)

financements et les coûts. Le concept de progressivité de la montée en charge, du fonctionnement et de la fermeture du centre de stockage a été mis en exergue par le débat public, approuvé par la Commission nationale du débat public et repris par l'ANDRA, ce qui pourrait influer sur la chronique des coûts.

Depuis 2009, la DGEC a mis en place un comité de coordination industrielle des déchets radioactifs afin de coordonner les activités relatives aux filières de gestion des déchets entre l'ANDRA et les producteurs. Par ailleurs, l'ANDRA et les exploitants ont signé une convention en janvier 2012, concernant le projet CIGEO : elle définit les conditions de participations des producteurs à la gouvernance du projet, des cadres d'échange dans lesquels les producteurs peuvent faire bénéficier le projet de leur retour d'expérience industrielle et fournir à l'ANDRA les données dont ils ont la responsabilité (dossiers de connaissance sur les colis, chronique d'envoi des colis au stockage, etc.). En parallèle, un programme de revues de projet et un comité d'experts rapportant au conseil d'administration de l'ANDRA ont été installés. Un groupe de travail, piloté par la DGEC et réunissant l'ANDRA, les producteurs et l'ASN en tant qu'observateur, est spécifiquement dédié aux coûts pour la préparation de la nouvelle évaluation du devis qui doit être proposée au ministre chargé de l'énergie.

- ***Des chiffrages apparemment divergents***[86]

Trois paramètres principaux doivent être pris en compte lorsque l'on rapproche les chiffrages successifs ou provenant de sources différentes concernant le projet de stockage géologique :

- le périmètre : il couvre l'investissement et l'exploitation mais, selon les chiffrages, les coûts de recherche et développement, la fiscalité et les assurances peuvent être ou non pris en compte ;
- les conditions économiques : l'année d'actualisation des chiffrages, les évolutions monétaires, les évolutions d'indices selon les types de matériaux influent à des degrés divers sur les coûts du projet et expliquent une partie des différences de chiffrage ;

[86] Voir annexe 13.

- les données d'entrée du projet : l'inventaire des déchets augmente depuis 2003[87], en partie en lien avec l'enjeu de la prolongation des centrales. En plus des coûts directs, ce paramètre prolonge de surcroît l'exploitation du site et a donc une incidence financière supplémentaire.

Les provisions actuelles dans les comptes des exploitants sont calculées sur la base du devis arrêté en 2005 (aux conditions économiques de 2003). Ainsi, compte tenu de l'inflation, les exploitants utilisent actuellement le coût de référence de 14,1 Md€$_{01/2003,}$ soit environ 16,6 Md€$_{2013}$ pour calculer les charges futures et les provisions pour le stockage des déchets HA et MA-VL.

En 2009, l'ANDRA avait proposé une nouvelle estimation de l'ordre de 33,8 Md€$_{2008}$, qui correspondrait selon PwC, après examen de la structure réelle des coûts et de l'évolution des indices sous-jacents, à 39,1 Md€$_{2013}$ hors évolutions d'inventaire et à 43,6 Md€$_{2013}$ en tenant compte de l'évolution de l'inventaire[88] des déchets (cf. annexe 13). Ce chiffrage intègre l'investissement, l'exploitation, la recherche et développement, les frais d'assurances et la fiscalité. Le contre-projet STI des producteurs ramenait alors ce montant à 14,8 Md€$_{2008}$.

Depuis janvier 2013, l'ANDRA a à sa disposition les documents de sa maîtrise d'œuvre lui permettant de travailler sur le chiffrage de fin d'esquisse. Le périmètre intermédiaire de ce chiffrage n'intègre pas, à ce stade, la recherche, les assurances et la fiscalité qui peuvent être utilement disjoints, dans un premier temps, pour se concentrer sur les aspects techniques[89] mais ce chiffrage tient compte de l'augmentation substantielle de l'inventaire des déchets et de l'allongement de la durée

[87] Les données d'entrée liées à l'inventaire des déchets sont fournies par les producteurs de déchets et sont, à partir de 2012, formalisées dans le Programme industriel de gestion des déchets :
- scénario industriel 2005 (SI2005) : 59 300 m^3 MAVL, 6 690 m^3 HA, livraison des déchets sur 90 ans ;
- scénario industriel 2009 (SI2009) : 67 850 m^3 MAVL, 8 095 m^3 HA, livraison des déchets sur 95 ans ;
- scénario industriel 2011 (SI2011) pour lancement de l'esquisse : 68 577 m^3 MAVL, 10 054 m^3 HA, livraison des déchets sur 115 ans ;
- inventaire fourni en juillet 2013 : 73 500 m^3 MAVL, 10 100 m^3 HA

[88] Le dernier inventaire des déchets fait apparaitre une hausse substantielle de ces derniers (+ 24 % par exemple pour les déchets HA)

[89] Si cette dissociation est pertinente dans le cadre des discussions sur les optimisations techniques possibles entre l'ANDRA et les producteurs, il faut rappeler cependant que tous les postes de coûts devront bien être chiffrés.

d'exploitation de Cigéo. Sur la base de l'esquisse, l'estimation s'élève fin 2013 à 28 Md€$_{2013}$, après un premier exercice d'optimisation. Sur le même périmètre, l'estimation de l'ANDRA en 2009 s'élèverait à environ 29,6 Md€$_{2013}$ et l'estimation DGEMP 2005 à près de 20 Md€$_{2013}$. Des pistes d'optimisation restent encore à instruire entre l'ANDRA et les producteurs pour affiner ce chiffrage.

- ***Une nouvelle évaluation de l'ANDRA attendue pour le mois de juin 2014, avant publication d'un nouveau chiffrage officiel dans les prochains mois ?***

Initialement prévue pour fin 2013, la DGEC a demandé à l'ANDRA de lui fournir pour le mois de juin 2014 une nouvelle estimation qui sera établie à partir des études d'esquisse réalisées depuis 2012 , en tenant compte des pistes d'optimisation qui restent à examiner. Après transmission à la DGEC, conformément à la procédure prévue par l'article L. 542-12 du Code de l'environnement, cette nouvelle évaluation sera soumise à l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) pour avis et aux producteurs de déchets pour observations. Le coût sera ensuite arrêté par le ministre en charge de l'énergie, à une date qui n'est pas encore connue.

Même si elle est exclue à ce stade du périmètre du chiffrage de Cigéo discuté entre l'ANDRA et les exploitants, la fiscalité[90] particulière qui devra être acquittée par l'ANDRA restera à déterminer, tous les coûts devant être chiffrés.

Enfin, si, jusqu'à présent, la présentation des différents chiffrages de Cigéo a toujours été faite sous la forme d'un montant total brut non actualisé, qui ne permet pas de distinguer les différents phases du projet industriel ni les horizons temporels de mise en œuvre (investissement initial puis dépense annuelle pour l'exploitation et le développement du stockage), il pourrait être opportun de distinguer dans le prochain chiffrage les différentes phases du projet, comme le suggère d'ailleurs l'ANDRA et comme le souhaite également la CNE. Pour avoir une idée des montants en jeux, le chiffrage de fin 2013, qui n'intègre pas encore toutes les optimisations possibles, se décompose en 19 Md€$_{2013}$ d'investissements et 9 Md€$_{2013}$ environ d'exploitation. Au sein des investissements, la première tranche (2012 – 2019) représenterait environ 6 Md€$_{2013}$. En raisonnant en montants actualisés (hypothèse d'un taux

[90] La fiscalité du projet Cigéo comprend les taxes locales (taxe foncière et contribution foncière des entreprises), la taxe INB et la taxe de stockage. Dans les précédentes estimations, elle s'élevait à plusieurs milliards d'euros.

d'actualisation de 3 % nets d'inflation[91]), ces trois montants deviendraient : 6,5 Md€$_{2013}$ pour l'ensemble des investissements dont 4,5 Md€$_{2013}$ pour la première tranche et un peu moins de 2 Md€$_{2013}$ pour les dépenses d'exploitation.

D - La reprise et le conditionnement des déchets anciens (RCD)

Les opérations dites de « reprise et conditionnement des déchets anciens » (RCD) concernent des déchets anciens qui étaient, dans l'attente d'une filière de conditionnement, entreposés provisoirement dans diverses installations et conteneurs. En raison du versement de soultes, ces opérations concernent uniquement AREVA et le CEA. Dans la mesure où les déchets produits aujourd'hui sont traités, conditionnés et stockés en ligne, ces opérations sont appelées théoriquement à décliner progressivement.

Cependant l'ASN a indiqué dans ses avis donnés à la DGEC en 2011 et 2012, que les devis de RCD sur le site de la Hague apparaissent sous-évalués. Les lettres de suites qui seront envoyées prochainement à AREVA demanderont une régularisation de la situation.

Tableau n° 32 : les charges pour reprise et conditionnement des déchets anciens au 31 décembre 2013

En M€$_{2013}$	CEA	AREVA	Total
Charges brutes RCD	511,9	1 541	2 052,9

Source : Cour des comptes, exploitants

E - Les questions en suspens

1 - Les déchets dits « sans filière »

Un certain nombre de déchets radioactifs ne disposent pour l'heure d'aucune filière de gestion existante ou à l'étude, compte tenu de leur rareté et de leurs caractéristiques chimiques. Le volume de ces déchets est modeste et s'élève à environ 3 600 m^3, répartis de façon très inégale. Selon l'ANDRA, ils proviennent essentiellement de la filière électronucléaire.

[91] Taux d'un ordre de grandeur similaire au taux d'actualisation réel utilisé pour le calcul des provisions pour obligations de fin de cycle.

Aucun chiffrage sur le coût de gestion global de ces déchets sans filières n'étant toutefois disponible à ce stade, un tel chiffrage étant difficile sans information sur la filière définitive de gestion, ce coût n'est donc pas pris en compte dans les provisions des exploitants. Il devrait cependant être assez faible en regard des montants déjà provisionnés.

2 - Les résidus miniers

L'exploitation de mines d'uranium en France entre 1948 et 2001 a permis de produire 76 000 tonnes d'uranium pour 50 millions de tonnes de résidus. Ces résidus sont , par leur activité massique, équivalents à des déchets TFA ou FA mais, du fait de leur tonnage, incompatibles avec un stockage dans les centres existants de l'ANDRA et stockés sur des sites sous la responsabilité d'AREVA. La gestion du stockage de ces résidus est prise en compte dans les différents plans nationaux de gestion des déchets. Ainsi le PNGMDR 2013-2015 prévoit la remise pour novembre 2014, d'un bilan des études permettant d'aboutir à des actions concrètes et un chiffrage plus précis de la gestion à long terme de ces résidus.

3 - Les matières valorisables

- ***Le cas de l'uranium appauvri et de l'uranium de retraitement***

En application de l'article L. 542-2-1 du code de l'environnement, l'uranium issu du retraitement du combustible usé (URT) et l'uranium appauvri (Uapp) issu de l'enrichissement de l'uranium naturel et de l'URT sont des « matières radioactives » et non des déchets. Ils sont en effet valorisables et en partie dès aujourd'hui réutilisés[92]. En attendant, le parc actuel produit annuellement plus d'uranium appauvri et d'URT qu'il n'en consomme. Le stock de ces matières augmente donc chaque année.

[92] Selon la World nuclear association (WNA), ces matières qui constituent des ressources secondaires d'uranium ont représenté en 2012 12 % de la consommation du parc électronucléaire mondial.

Tableau n° 33 : prévisions d'évolution des stocks d'uranium de retraitement et d'uranium appauvri (1)

En tonne	Fin 2010	Fin 2020	Fin 2030
Uranium de retraitement	24 100	40 020	40 020
Uranium appauvri	271 481	345 275	454 275

Source : Inventaire national des matières et déchets radioactifs et PNGMDR 2013-2015 (1) : y compris les matières radioactives d'origine étrangère

La solution de référence du PNGMDR pour la valorisation future de ces matières est le recyclage dans les combustibles des réacteurs actuels pour l'uranium de retraitement et des réacteurs de 4ème génération pour l'uranium appauvri et l'URE usé, cet uranium représentant alors plusieurs millénaires de consommation.

En l'absence de tels réacteurs, des quantités importantes de substances radioactives seraient sans utilisation alors que leur activité massique relativement élevée et les longues périodes de vie des radioéléments qu'elles contiennent les empêchent d'être accueillies dans les centres de stockage existants.

Même avec ces réacteurs, il n'est pas exclu qu'une partie de cette matière ne soit jamais utilisée et soit un jour considérée comme un déchet. Des études sur la faisabilité du stockage de ces matières au cas où elles seraient considérées comme des déchets ont été réalisées dans le cadre du PNGMDR.

- ***La question du plutonium***

Le stock de plutonium, issu du retraitement et en attente de transformation en MOX, s'élève fin 2012 à 79 tonnes dont 57 tonnes de propriété française. Dans ce total, le plutonium entreposé sous forme séparée à La Hague représente 27 tonnes, ce qui permet de produire du MOX pendant 3 ans au rythme de consommation actuel des centrales. Son sort demeure lié à l'avenir de cette filière. Dans un scénario de non renouvellement du parc, le recyclage du plutonium ne serait plus nécessaire à partir de 2019. Une réduction du nombre de réacteurs pouvant utiliser du MOX devrait également avoir des conséquences sur cette filière.

- ***Le cas du thorium***

Le thorium est un matériau radioactif présent à l'état naturel, dont AREVA détient un stock de 2 300 tonnes. Le thorium n'est pas considéré comme un déchet mais comme une matière radioactive en raison de son caractère potentiellement valorisable. AREVA et SOLVAY (qui en

détient également un stock de 6 200 tonnes) ont conclu en décembre 2013 un accord de coopération visant à définir les conditions pour en assurer une gestion responsable. Il inclut le déploiement d'un programme de R&D pour étudier l'exploitation du thorium comme combustible potentiel de centrales nucléaires, en complément des combustibles utilisant l'uranium et le plutonium. Il couvre également des perspectives de valorisation dans le domaine médical et dans le domaine des terres rares.

Par ailleurs conformément au PNGMDR, à la demande d'AREVA et de SOLVAY, l'ANDRA a mené en 2010 une étude des filières possibles de gestion des matières thorifères, si à l'avenir elles étaient considérées comme déchets.

Dans son avis du 6 février 2014, l'ASN note qu'aucune filière industrielle de valorisation des substances thorifères des sites de Cadarache et de la Rochelle ne sera opérationnelle à court ou moyen terme et considère donc que ces matières devraient être, dès à présent, requalifiées en déchets radioactifs afin de sécuriser le financement de leur gestion à long terme.

F - Récapitulatif des charges brutes de gestion des déchets dans les comptes des exploitants

Les tableaux suivants présentent un récapitulatif des volumes de déchets engagés fin 2012 et des charges brutes et provisions afférentes. Selon l'arrêté du 21 mars 2007, les « charges de gestion des déchets à vie courte résultant de l'exploitation des installations en service » ne doivent pas être comptabilisées dans les charges de gestion à long terme des déchets et ne donnent pas lieu à provision. Ces déchets sont généralement envoyés en temps réel aux centres de stockage de l'ANDRA.

Tableau n° 34 : volume de déchets engagés au 31 décembre 2012

En m^3	EDF	CEA (1)	AREVA
TFA	775 700	63 143	298 704
FMAVC	549 700	10 745	45 790
FAVL	52 000	18 964	314
MAVL	36 480	16 090	10 265
HA (2)	4 630	175	229

Source : Cour des comptes, exploitants
(1) Les volumes de déchets TFA, FMAVC et FAVL sont donnés au 31 décembre 2012, y compris d'éventuels déchets militaires.
(2) Les déchets HA comprennent des déchets « froids » et des déchets « chauds » (ayant besoin de plus longtemps pour refroidir avant d'être stockés).

Les charges brutes représentées par la gestion à long terme des tonnages de déchets engagés représentaient près de 28 Md€ à la fin de l'année 2013. Complétées par les dépenses après fermeture des centres de stockage et celles relatives à la reprise et au conditionnement des déchets anciens, le total atteint **32 Md€, dont 26 Md€ (81 %) à la charge d'EDF**.

Tableau n° 35 : charges brutes pour gestion des déchets radioactifs :

Charges brutes en M€$_{2013}$	EDF	CEA	AREVA	ANDRA	Total
Gestion à LT des déchets	**24 370**	**1 700**	**1 885**	**42**	**27 997**
dont déchets HA et MAVL	*21 981*	*1 626*	*1 154*	*1*	
dont déchets TFA et FMAVC	*1 557*	*0 (2)*	*704*	*24*	
dont déchets FAVL	*832*	*74*	*27*	*17*	
Charges après fermeture des centres de stockage (1)	**1 208**	**411**	**42**	**42**	**1 703**
RCD	**0**	**512**	**1 541**		**2 053**
Total	**25 578**	**2 623**	**3 468**	**84**	**31 753**

Source : Cour des comptes, exploitants
(1) Surveillance, entretien de la couverture du centre, fiscalité
(2) Les charges concernant les déchets TFA et FMAVC du CEA, d'un montant de 295 Md€, sont comptabilisées dans les charges de démantèlement

CONCLUSION

*Les **charges brutes** des dépenses futures liées à l'activité électronucléaire (**87,2 Md€ en 2013, + 5,2 %** en euros constants depuis 2010) regroupent trois types de dépenses, dont le chiffrage est encore soumis à beaucoup d'incertitude et dont l'évolution globale est en hausse :*

Les dépenses de démantèlement :

*Les charges de démantèlement des exploitants s'élèvent à **34,4 Md€ en 2013**, **en augmentation de 3,6 %** en euros constants par rapport à 2010, principalement due aux révisions de devis, parfois significatives, des opérations de démantèlement en cours (+ 22,4 % pour les devis de la 1ère génération pour EDF, + 46 % pour Eurodif chez AREVA), qui font craindre des surcoûts pour les opérations à venir, même si ces premières opérations ne bénéficient pas d'effet de série et concernent des installations, pour lesquelles le démantèlement n'avait pas été pensé dès l'origine.*

Malgré ces nuances, la situation actuelle appelle à une grande vigilance, d'autant que des facteurs probables de surcoûts ont d'ores et déjà été identifiés, notamment la question de la dépollution des sols. Par ailleurs, les niveaux de marges pour aléas paraissent souvent insuffisants, sauf peut-être pour le CEA qui présente un taux moyen d'aléas et d'incertitudes de 30 % environ.

Enfin, en ce qui concerne les réacteurs du parc en fonctionnement de la 2ème génération d'EDF, contrairement aux recommandations de la Cour dans son rapport précédent, EDF, en l'absence d'éléments nouveaux propres à modifier le résultat de la méthode Dampierre de façon significative, continue à calculer ses charges de démantèlement avec la méthode des « coûts de référence » et non en utilisant les résultats, pourtant moins élevés, de l'application de la méthode Dampierre, plus sophistiquée et plus précise. Les audits techniques sur les paramètres de cette méthode, que la Cour avait également recommandé de lancer rapidement, demeurent plus que jamais nécessaires.

Les dépenses de gestion future des combustibles usés :

*La gestion future des combustibles usés représente un montant de charges brutes de **16,3 Md€ fin 2013**. La majeure partie est à la charge d'EDF (97 %) et concerne la gestion de 18 958 tonnes de combustibles, situées dans les centrales d'EDF ou à la Hague, en attente de retraitement. L'essentiel des provisions, constitué par le coût du transport et du retraitement des combustibles UNE (uranium naturel enrichi), est calculé sur des quantités précises et des coûts unitaires basés sur les contrats en cours avec AREVA et ne comporte **pas d'incertitudes majeures** sous réserve de conclure la négociation en cours pour la période 2013 - 2017.*

Les dépenses de gestion des déchets :

*Les charges brutes de gestion future des déchets s'élèvent à **31,8 Md€ en 2013, en augmentation de 7,6 %** en euros constants depuis*

2010. Au sein des dépenses futures pour obligations de fin de cycle, ce poste constitue celui sur lequel pèse le plus d'incertitudes, qui pourront générer à terme des surcoûts importants (nécessaire effort d'optimisation des déchets de faible activité ou à vie courte, pour éviter la création d'un nouveau centre de stockage, devenir de certaines matières considérées aujourd'hui comme valorisables mais qui pourraient être reclassées à l'avenir comme déchets, etc.).

Un des principaux points d'incertitude concerne ***le projet de stockage profond Cigéo****. Depuis le rapport de la Cour de 2012, la révision du devis du centre de stockage profond a fait l'objet de travaux d'études de l'ANDRA accompagnée de sa maîtrise d'œuvre pour préciser les premiers devis et estimations de 2005 et 2009. Malgré des progrès dans l'organisation des échanges entre l'ANDRA et les producteurs de déchets, qui ont permis de rapprocher les points de vue sur plusieurs thèmes d'optimisation du projet, les écarts sont encore importants entre les différentes estimations : d'environ 14 Md€ selon les exploitants à 28 Md€ selon l'ANDRA, chiffrage hors fiscalité et assurances, qui prend en compte des dépenses pour certaines très lointaines (les dépenses d'exploitation s'étalant jusqu'en 2153) et donc forcément très incertaines. Il serait souhaitable, même si l'objectif n'est pas de chercher la convergence ou le compromis sur tous les sujets, que les travaux d'optimisation en cours permettent de réduire notablement ces écarts, notamment pour les dépenses les plus proches, avant qu'une nouvelle estimation officielle des coûts permette de fixer, par arrêté ministériel, le nouveau devis à prendre en compte. Ce nouveau chiffrage officiel pourrait utilement distinguer les différentes grandes phases du projet, et notamment le coût d'investissement de la première tranche, afin de distinguer ce premier investissement, des dépenses d'investissements plus lointaines, comme les coûts de démantèlement et de jouvence et les dépenses annuelles d'exploitation qui s'étaleront sur plus de cent ans et présentent donc un niveau d'incertitude supérieur.*

Par ailleurs, les concepts actuellement étudiés et chiffrés par l'ANDRA ne prévoient pas le stockage direct des assemblages combustibles usés. Il serait donc souhaitable que le coût d'un éventuel stockage direct du MOX et de l'URE produits chaque année, et plus généralement de tous types de combustibles usés, même ceux considérés actuellement comme valorisables, fasse également l'objet d'un devis et que cette hypothèse soit prise en compte dans les études du centre de stockage géologique profond. Cette position est soutenue par l'ASN, qui s'est notamment exprimée sur le sujet dans son avis du 16 mai 2013.

Chapitre IV

Provisions, actualisation et actifs dédiés

I - Le montant des provisions dans les bilans

Comme l'expliquait la Cour en 2012, les charges futures liées aux opérations de fin de cycle étant des dépenses inéluctables, elles sont aujourd'hui déjà intégrées dans les comptes des exploitants. Elles le sont sous forme de provisions, calculées à partir des charges brutes, détaillées dans le chapitre précédent, auxquelles est appliqué un taux d'actualisation, pour prendre en compte un échéancier de réalisation très long.

Les provisions sont impactées chaque année par différents types d'événements :

- les éventuelles variations de devis (comme cela a pu être le cas depuis le rapport de 2012 pour les charges de démantèlement des réacteurs de la génération 1 d'EDF par exemple) ;
- l'augmentation des charges futures liées au combustible usé et aux déchets, consommés et produits par l'exploitation de l'année ;
- la « désactualisation », qui traduit le rapprochement des échéances de paiement de ces charges futures et qui correspond à une charge financière ;
- les éventuelles variations d'échéancier ;

- les éventuelles variations de taux d'actualisation, comme cela a été le cas en 2012 ;
- les réalisations de l'année pour les opérations de démantèlement qui sont déjà en cours ;
- les changements de périmètre avec l'intégration éventuelle de nouvelles installations.

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 2013[93] à **87,2 Md€ de charges brutes** (cf. annexe 14), correspondant, compte tenu de l'effet de l'actualisation, à des **provisions** inscrites dans les états financiers, à hauteur de **43,7 Md€** en 2013. Les provisions sont donc en hausse de **14 %** par rapport à 2010 (voir annexe 15).

Tableau n° 36 : provisions pour obligations de fin de cycle de la filière nucléaire au 31 décembre 2013 (parc actuel et installations à l'arrêt)

Provisions (M€$_{2013*}$)	EDF	AREVA	CEA	ANDRA	Total
Démantèlement	13 024	3 661	2 931**		19 616
Gestion du combustible usé	9 779		342		10 121
Gestion des déchets	7 542	2 113	1 311	47	11 013
dont reprise et conditionnement des déchets		*1 240*	*432*		*1 672*
dont gestion long terme des colis déchets	*7 397*	*831*	*830*	*36*	*9 094*
dont dépenses après fermeture des centres stockage	*145*	*42*	*49*	*10*	*246*
Derniers cœurs	2 313				2 313
Autres		483	152		635
Total	**32 658**	**6 258**	**4 736**	**47**	**43 699**
	75 %	14 %	11 %		100 %
Provisions/charges brutes	48 %	52 %	66 %	56 %	50 %

Source : Cour des comptes
** Données 2012 pour l'ANDRA ** dans ce tableau les provisions pour obligations de fin de cycle « hors périmètre » de la loi de 2006 sont comptabilisées dans la catégorie « autres »*

[93] Les données actuellement fournies à la Cour ne correspondant pas toutes au montant 2013. Ainsi les données pour l'ANDRA sont pour l'année 2012. Dans l'attente, les montants 2012 ont été sommés aux montants 2013.

II - Les provisions dans les comptes de résultat

Il y a deux types de provisions pour opérations de fin de cycle :

- les provisions constatant une « dégradation immédiate de l'environnement », il s'agit des provisions pour démantèlement, dont le montant est, hors révisions de devis, stabilisé dans sa globalité dès le début d'exploitation de l'installation nucléaire ;
- les provisions relevant d'une « dégradation progressive de l'environnement ». Il s'agit là des dépenses futures de retraitement et de stockage des combustibles usés et déchets, qui augmentent au fur et à mesure que la « pollution réelle » augmente, à savoir en fonction de la quantité de combustible consommée chaque année.

Ces deux types de provisions sont traités comptablement de manière différente par EDF.

A - Les provisions d'EDF pour le parc actuel

Ne sont étudiées ici que les provisions liées aux obligations de fin de cycle des centrales constituant le parc actuel d'EDF en exploitation en 2013. Ces provisions représentent la majeure partie de l'ensemble des provisions pour opérations de fin de cycle d'EDF (91 %). **Les charges annuelles récurrentes** afférentes à ces obligations de fin de cycle, qui font partie des éléments constitutifs du coût annuel de la production de l'électricité nucléaire, se sont élevées à **1,8 Md€ en 2013 en augmentation de 14 % par rapport à 2010**.

Tableau n° 37 : les provisions nucléaires du parc actuel d'EDF à fin 2013 et les charges comptabilisées en 2013

M€$_{2013}$	Provisions	Charge annuelle	Charge annuelle en 2010 (M€$_{2010}$)
Gestion future combustible usé et déchets	16 574	1 195 (1)	1 042 (2)
Derniers cœurs	2 313	106	91
Démantèlement des centrales en exploitation	10 907	520	461
Total	**29 794**	**1 821**	**1 594**

Source : Cour des comptes à partir de la comptabilité d'EDF
(1) Hors provision non récurrente de 208 M€pour l'ANDRA
(2) L'écart de 34 M€par rapport au chiffre du rapport 2012 est due aux charges de désactualisation pour le parc arrêté incluses à tort dans le précédent rapport.

1 - Les provisions pour démantèlement

Les provisions pour démantèlement sont traitées comptablement de la manière suivante (cf. annexe 17) : la contrepartie initiale est comptabilisée sous forme d'actif « de contrepartie ». Ainsi, la constitution initiale de la provision, et globalement tout impact sur le montant de la provision autre que la charge de désactualisation (révision de devis, changement du taux d'actualisation, etc.), n'a aucun impact immédiat sur le compte de résultat de l'entreprise.

Le compte de résultat est affecté, dans la durée, par des charges annuelles récurrentes qui se composent de deux éléments :

- la **charge financière de désactualisation**, qui traduit le fait que le moment où les dépenses devront être réellement engagées se rapprochent. Cette charge s'est élevée **en 2013 à 499 M€** pour les centrales en exploitation ;
- le **montant de la dotation aux amortissements**, sur 40 ans, de l'actif de contrepartie, qui **s'est élevé en 2013 à 21 M€.**

Le total de la charge comptabilisée en 2013 pour le démantèlement futur des centrales en exploitation, qui sera pris en compte dans les éléments de coût annuel de la production, s'élève donc à **520 M€.**

À noter par ailleurs, que les opérations de démantèlement des centrales nucléaires arrêtées ont eu un impact sur le résultat de 105 M€,

en 2013 au titre de la charge de désactualisation des dépenses restantes. Par ailleurs, les réalisations de l'année représentent 170 M€, sans impact cependant sur le résultat[94]. Cet impact des charges du parc arrêté n'est pas comptabilisé dans le coût annuel de production de l'électricité nucléaire du parc existant.

2 - Les provisions pour gestion future des combustibles usés et des déchets

Les provisions pour gestion des combustibles usés et des déchets (hors déchets issus de la déconstruction du parc en exploitation[95]) répondent à une autre logique comptable. Chaque année, le montant de la provision augmente en fonction de la consommation de combustible de l'année. Ce montant impacte le compte de résultat de manière immédiate et totale, via une dotation aux provisions. Ce montant vient par ailleurs augmenter le passif en s'agrégeant au montant de la provision pour gestion future des combustibles usés et des déchets déjà constituée. Il n'y a ici aucun actif de contrepartie.

Toute variation du montant des provisions, due à une variation de devis ou à un changement de taux d'actualisation par exemple, a un impact immédiat et total sur le compte de résultat.

En 2013, **le montant actualisé destiné à couvrir le coût de gestion du combustible usé et du retraitement des déchets produits par l'exploitation de l'année s'est élevé à 645 M€**. À noter cependant que ce montant 2013 inclut un événement exceptionnel, non récurrent, EDF ayant passé fin 2013 au titre de la provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs, une provision non récurrente de 208 M€ calculée sur les besoins en hausse de financement de l'ANDRA de 2014 à 2017 (voir chapitre II – IV impôts et taxes)**. Il convient donc de retenir pour l'évaluation du coût de production annuel, la charge 2013 hors « nouveau » besoin de financement de l'ANDRA, soit 437 M€[96].**

[94] La reprise de provision correspondante compensant les charges effectives de démantèlement, ces réalisations de l'année n'ont pas d'impact sur le résultat de l'entreprise.

[95] Les provisions pour déchets issus de la déconstruction du parc en exploitation sont traitées comptablement comme les charges de démantèlement.

[96] Le coût de ce financement se retrouvera en fait tous les ans dans les dépenses d'exploitation d'EDF, au titre des impôts et taxes.

De même que pour les charges de démantèlement, il faut par ailleurs tenir compte chaque année de **la charge financière de désactualisation, qui s'est élevée en 2013 à 758 M€**[97]**.**

3 - La provision pour gestion future des derniers cœurs[98]

La provision pour derniers cœurs, qui correspond au montant actualisé destiné à couvrir la perte fatale du combustible non encore irradié lors de l'arrêt définitif et son coût du retraitement, est traitée comptablement comme les charges de démantèlement. Chaque année les charges au compte de résultat sont donc de deux types :

- la **charge financière de désactualisation** qui s'est élevée **en 2013 à 105 M€**;
- le montant de la dotation aux amortissements de l'actif de contrepartie, d'une valeur de **1 M€en 2013.**

B - Les provisions des autres acteurs de la filière

En ce qui concerne les provisions des autres acteurs de la filière, il n'y a pas eu de changement depuis le rapport de la Cour de 2012. Pour rappel, AREVA traite comptablement ses provisions de manière identique à EDF. Les charges au compte de résultat d'AREVA sont transférées dans les charges d'exploitation d'EDF au titre des prestations facturées par AREVA.

Le CEA et l'ANDRA, en application du cadre règlementaire comptable des établissements publics, ont adopté une méthode comptable différente. L'ensemble des provisions pour opérations de fin de cycle est passé sous forme de dotations annuelles aux provisions, sans passer par un actif de contrepartie.

[97] Le compte de résultat d'EDF a en sus été impacté, en 2013, de 34 M€ au titre des charges de désactualisation de la provision pour gestion à long terme des combustibles usés et déchets issus du parc arrêté.

[98] La provision pour dernier cœur contient entre autres les dépenses « aval » associées à la part de combustible qui sera en cœur mais non irradiée au moment de l'arrêt définitif de la centrale.

III - L'actualisation des provisions

Comme le mentionnait la Cour dans son rapport de 2012, l'impact du taux d'actualisation sur les provisions est très important et la question de sa fixation est donc primordiale. La Cour relevait d'ailleurs une absence de consensus sur le « bon » taux à appliquer. Le débat autour de ce taux d'actualisation est aujourd'hui plus que jamais relancé, compte-tenu des évolutions des conditions économiques qui ont obligé les exploitants à changer de taux d'actualisation en 2012, et à s'inscrire dans un régime dérogatoire en 2013 pour éviter une nouvelle baisse.

A - Rappel des règles encadrant la fixation du taux d'actualisation par les exploitants en France

La fixation du taux d'actualisation à appliquer aux obligations de fin de cycle répond chez les exploitants nucléaires à une double contrainte :

- une **contrainte comptable** : chaque exploitant est tenu, par la norme comptable IAS 37, d'appliquer un taux *« reflétant les appréciations actuelles par le marché de la valeur temps de l'argent et des risques spécifiques au passif concerné » ;*
- une **contrainte réglementaire**, spécifique à la France, introduite par la loi TSN de 2006 et plus spécifiquement par le décret n° 2007-243 du 23 février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires. Ce décret impose aux exploitants quatre principes qui ne sont aujourd'hui pas systématiquement compatibles :
  - compatibilité avec les normes comptables ;
  - respect d'un taux plafond réglementaire ;
  - pérennité de la méthode ;
  - supériorité du niveau de rendement attendu des actifs dédiés par rapport au taux d'actualisation.

Concrètement, chaque exploitant calcule quel serait son taux d'actualisation théorique suivant les principes comptables, selon des méthodes qui leur sont propres, et compare ce taux théorique avec le taux plafond réglementaire pour fixer in fine le taux à appliquer.

Jusqu'à présent les deux contraintes étaient globalement compatibles, mais les exploitants sont confrontés depuis 2012 à une divergence entre les deux taux calculés, qui rend de facto impossible le respect des quatre principes imposés par le décret de 2007. Les exploitants ont ainsi été conduit à utiliser pour 2013 un taux dérogatoire, afin notamment d'éviter un impact trop important sur leurs comptes et de respecter la contrainte de pérennité de la méthode.

B - Le taux d'actualisation utilisé

Le taux plafond règlementaire est calculé comme la moyenne mobile sur 4 ans des taux d'obligations d'État à 30 ans (TEC 30) majoré de 100 points de base (pb). Cette marge de 100 pb correspondait, à l'époque du décret de 2007, à la moyenne constatée des spreads pour les entreprises notées A- AA ou BBB.

Le taux théorique comptable calculé par AREVA correspond à la moyenne mobile sur 4 ans des TEC 30 majoré de la moyenne des moyennes mobiles sur 4 ans des marges appliquées sur les marchés aux entreprises notées A- AA ou BBB.

EDF détermine son taux théorique comptable sur la base d'une fourchette de taux, correspondant à la moyenne glissante sur 10 ans du rendement de l'OAT de duration[99] la plus proche possible de celle des obligations de fin de cycle de l'entreprise (soit l'OAT 2032 pour s'approcher de la duration de plus de 20 ans en 2012), majorée des spreads des obligations d'entreprises de même notation qu'EDF, c'est-à-dire entre AA et A.

[99] La duration d'un instrument financier est la durée de vie moyenne de ses flux financiers pondérée par leur valeur actualisée.

Tableau n° 38 : évolution des différents taux permettant de déterminer le taux d'actualisation des obligations de fin de cycle depuis 2010

	2010	2011	2012	mi-2013	2013
Moyenne mobile des TEC 30	4,24 %	4,09 %	3,79 %	3,65 %	3,55 %
Moyenne mobile des spreads A-AA - BBB	1,30 %	1,48 %	1,41 %	1,29 %	1,25 %
Taux plafond réglementaire	5,24 %	5,09 %	4,82 %	4,68 %	4,57 %
Taux théorique comptable AREVA	5,54 %	5,57 %	5,20 %	4,94 %	4,80 %
Fourchette de taux théorique comptable EDF			4,8 %/5,2 %	4,8 %/5,2 %	4,8 %/5,1 %

Source : Cour des comptes à partir de données AREVA et EDF

Jusqu'en 2012, les trois exploitants ont retenu comme taux d'actualisation un taux de **5 %** correspondant à un taux d'inflation de 2 % et un taux réel de 3 %. Ce taux, comme le mentionnait la Cour dans son rapport de 2012, était compatible avec les taux utilisés par les autres pays de l'Union européenne.

La valeur du taux plafond réglementaire a contraint les exploitants (hors ANDRA qui utilise un taux d'actualisation différent de 3,5 % inflation comprise) à diminuer en 2012 le taux d'actualisation, alors que leur méthode comptable plaidait plutôt pour un maintien de ce taux à 5 %. **AREVA et le CEA** ont ainsi opté pour un taux d'actualisation de **4,75 %**[100], alors qu'**EDF** retenait lui un taux de **4,80 %.** Les trois exploitants ont par ailleurs fait l'hypothèse que le **taux d'inflation future était désormais de 1,9 %** ramenant ainsi les taux réels respectivement à 2,85 % et 2,9 %.

L'impact de ce changement de taux, sur le montant des provisions dans le bilan des exploitants s'est élevé à 518 M€ pour EDF, 170 M€pour le CEA et 155 M€pour Areva. Ainsi le changement de taux est responsable d'environ **15 %** de la hausse des provisions entre 2010 et 2012.

[100] Le taux plafond aurait permis à Areva et au CEA de s'aligner sur le taux d'EDF à 4,8 %, mais afin d'éviter une volatilité des taux entre les arrêtés semestriels et annuels et anticipant une tendance pluriannuelle à la baisse des taux, ils ont fait le choix de fixer un taux légèrement en dessous du taux plafond.

C - Les termes du débat actuel sur la fixation du taux

Au 30 juin 2013, devant la baisse du taux plafond réglementaire, s'établissant à cette date à **4,68 %**, considérant qu'une nouvelle baisse de taux aurait un impact défavorable sur leur bilan et leur résultat, que cette baisse ne reflétait pas la réalité du marché, les courbes de taux repartant à la hausse fin 2013[101], et rappelant l'exigence de pérennité de la méthode de fixation du taux imposée par le décret de 2007, EDF et AREVA ont engagé des discussions avec la DGEC, afin de modifier les règles de fixation de ce taux et de pouvoir disposer d'un régime dérogatoire, dans l'attente des résultats de ces échanges. Le principe de la conservation d'un taux dérogatoire par rapport au taux plafond a été acté par un courrier de la DGEC aux exploitants en date du 20 août 2013, pour une durée de 6 mois.

À la clôture des comptes 2013, constatant la baisse du taux plafond réglementaire à **4,57 %** et en l'attente d'un éventuel changement du cadre réglementaire en 2014, les discussions n'ayant pas abouti en 2013, les exploitants ont sollicité un délai supplémentaire, afin de conserver un taux dérogatoire de 4,8 %. Une réponse formelle d'acceptation de la dérogation a été formulée très tardivement par l'administration, un courrier ayant été adressé aux exploitants le 14 mai 2014 dans la perspective des assemblées générales, mais après la publication et la communication sur les comptes 2013. L'application du taux plafond dans les comptes 2013 (soit environ 4,6 %), aurait conduit à une **augmentation des provisions de 1,1 Md€ pour EDF** (et une baisse de résultat de 550 M€), **et de 200 M€ chacun pour AREVA et le CEA.**

Plusieurs idées sont aujourd'hui proposées dans les discussions sur la fixation du taux d'actualisation utilisé pour les obligations de fin de cycle. Aucune décision n'a été prise faute de consensus, ce qui s'explique notamment par les intérêts divergents des différentes parties :

- Il existe un **désaccord** de fond entre les exploitants et l'administration **sur le degré de prudence** à rechercher et sur l'appréciation du degré de prudence des taux actuellement utilisés ;

[101] S'agissant du TEC 30, il est effectivement reparti à la hausse au début de second semestre 2013, après avoir atteint un minimum aux environs de 2,9 %, mais cette hausse ne s'est pas confirmée, le TEC 30 étant actuellement de nouveau en baisse. Son niveau actuel (environ 3,1 %) est encore bas, et serait plutôt cohérent avec un taux d'actualisation plus faible qu'actuellement.

  - pour l'administration, la priorité semble être la fixation d'un taux prudent, correspondant à un taux de rendement d'actifs espéré raisonnable et atteignable avec une gestion prudente, permettant de garantir la sécurisation du financement des échéances futures ;

  - les exploitants considèrent être en mesure d'obtenir un rendement de leurs actifs largement supérieur au taux plafond actuel, en considérant l'horizon de très long terme des placements considérés, quitte à assumer une gestion d'actifs plus risquée ;

  - s'agissant par ailleurs du degré actuel de prudence[102] : l'administration considère que le taux actuel n'est pas excessivement prudent, contrairement aux allégations des exploitants nucléaires, le nouveau taux plafond se situant toujours dans une position compatible avec les taux européens et américains et était supérieur à ceux utilisés pour les autres engagements à long terme dans le secteur des assurances ou de la retraite.

- Compte-tenu des montants en jeu et de l'échéancier des dépenses, **EDF est particulièrement gênée par l'impact sur le compte de résultat du système actuel**. En effet, contrairement au secteur des retraites par exemple, où les évolutions des provisions n'ont aucun impact sur le compte de résultat, environ la moitié des variations de provisions impactent le compte de résultat pour les provisions de long terme, compte tenu de la mécanique comptable explicitée plus haut. Pour EDF, la stabilité du taux prime.

- **AREVA est plus sensible à l'impact sur ses actifs, ayant des contraintes de liquidité particulièrement fortes**. C'est donc l'impact d'une augmentation des provisions, sur le montant des actifs dédiés à constituer qui handicape le plus AREVA.

Dans ce contexte, les différentes pistes envisagées sont les suivantes et peuvent être classées selon trois objectifs poursuivis :

[102] Comme cela est rappelé plus loin, le taux d'actualisation choisi doit être suffisamment prudent pour ne pas excéder le taux de rendement des actifs dédiés.

Objectif 1 : limiter les impacts de la conjoncture et se rapprocher de la réalité du marché dans la manière de calculer le taux :

- pour rendre le taux moins volatile et absorber encore plus les évolutions de marché, il pourrait être envisagé de calculer la moyenne mobile du TEC 30 sur 10 ans et non 4 ans, se rapprochant ainsi de la méthode comptable d'EDF ;
- la question de la prise en compte de l'évolution de la moyenne des spreads appliqués aux entreprises comme EDF et AREVA depuis le décret, a également été regardée. Une telle prise en compte pourrait avoir un impact de presque 1 % à la hausse sur le montant du taux plafond.

Objectif 2 : s'assurer de la cohérence du taux utilisé avec le profil des échéances à couvrir :

- il est également envisagé de se baser désormais sur le TEC 25 et non le TEC 30, pour se rapprocher des durations des engagements de fin de cycle des exploitants[103]. Ce changement aurait un impact à la baisse sur le taux plafond de 0,1 % ;
- la question de la modulation du taux plafond en fonction des maturités, objet d'un débat ancien déjà évoqué dans le rapport de la Cour, a été proposé à nouveau par AREVA ; elle ne semble pas avoir retenu l'attention de l'administration. Pourtant la question d'avoir des taux d'actualisation différents selon les échéances paraît pertinente. Il pourrait ainsi être envisagé d'avoir un taux d'actualisation pour les opérations de démantèlement et de gestion des combustibles usés qui vont durer quelques dizaines d'années et un taux d'actualisation différent pour la gestion à long terme des déchets, pour lesquels l'échelle de temps est plutôt la centaine d'années. Cette distinction pourrait être également utilisée pour le calcul du coût de Cigéo qui comprend des dépenses d'investissements à court/moyen terme et des dépenses d'exploitation très éloignées dans le temps.

[103] La logique de cette proposition se basait sur la « duration théorique » du TEC 25, égale à 25 ans, et non sur la duration réelle qui est de 16 ans.

Objectif 3 : fixer des objectifs supplémentaires sur le montant des actifs dédiés obligatoires, dans une démarche de prudence renforcée :

- en contrepartie d'une fixation moins prudente du taux, il pourrait être également envisagé de mettre en place une réserve à l'actif, dédiée à l'absorption des aléas financiers. Concrètement, il serait alors demandé aux exploitants que les actifs dédiés couvrent plus de 100 % du montant des provisions. Une telle solution ayant un impact fort sur les actifs ne satisfait pas AREVA[104], alors qu'elle pose moins de problème à EDF. Des discussions sont encore en cours sur le bon niveau de marge à adopter, l'État plaidant pour 10 % et EDF pour 5 %. Plutôt que de fixer une telle marge, AREVA serait plus favorable à la mise en place de ratios dits de liquidité, permettant de s'assurer de la couverture des échéances les plus proches (3 à 5 ans) par un niveau d'actifs liquides suffisant.

A - La sensibilité des exploitants au taux d'actualisation

Comme cela a été évoqué précédemment, les provisions des exploitants sont particulièrement sensibles à la variation du taux d'actualisation. Pour être plus précis, les provisions sont en réalité sensibles seulement à la variation de la composante « réelle » du taux d'actualisation. En effet les provisions étant l'actualisation des flux futurs des charges de démantèlement, une variation du taux d'inflation se retrouverait à la fois au numérateur (dans l'estimation des flux en euros courants) et au dénominateur (dans le taux d'actualisation) et aurait globalement un impact nul sur le montant des provisions.

L'impact d'une variation de la composante réelle du taux d'inflation dépend par ailleurs de la duration financière des obligations de fin de cycle. Une bonne approximation consiste à dire qu'une variation à la baisse de 1 % du taux réel pour des obligations de fin de cycle d'une duration de X années, entraine une hausse de X % du montant des provisions. La duration globale des obligations de fin de cycle était de 19,2 ans pour Areva et 22,7 ans pour EDF, en 2012.

[104] AREVA considère en effet que cette solution aurait un fort impact sur le montant des actifs à mobiliser, introduirait un effet de levier financier dans le ratio de couverture et entrainerait une contrainte de liquidité tout à fait similaire à celle induite par une baisse du taux d'actualisation.

Tableau n° 39 : sensibilité des provisions aux variations du taux d'actualisation : impact calculé en M€par rapport au montant des provisions 2012

Taux d'actualisation	3 %	3,50 %	4 %	4,25 %	4,50 %	4,75 %	5 %	5,25 %	5,50 %
EDF**	14 667	*9 300**	5 204	*3 300**	1 139***	*280**	- 1 063	*- 2 300**	*- 3 400**
Areva	2 500	1 605	873	557	272	0	- 249	- 465	- 675
CEA	1 057	688	381	245	116	0	- 112	- 217	- 316

*Source : calcul des exploitants, sauf * estimations*
***sensibilité par rapport aux provisions 2013 pour EDF*
**** sensibilité par rapport à un taux de 4,6 % et non 4,5 %, comme publié par EDF dans ses comptes annuels. La DGEC estime la sensibilité à 4,5 % entre 1,5 Md€et 1,9 Md€*
nb : on fait l'hypothèse que le taux d'inflation reste stable à 1,9 %

Les données de ce tableau sont à prendre avec beaucoup de prudence pour les valeurs de taux les plus éloignées du taux actuel. En effet, de telles variations de taux ne pourraient être dues à la seule variation du taux réel. Ainsi une baisse importante du taux nominal s'accompagnerait de manière quasi certaine d'une forte baisse du taux d'inflation à long terme. Dans ces conditions le taux réel pourrait ne varier que très peu et l'impact sur les provisions serait alors beaucoup plus modéré.

IV - Les évolutions futures éventuelles des provisions

Comme cela a été développé ci-dessus, le montant des provisions pourraient être amené à évoluer dans le futur, et peut-être dès 2014, du fait d'un changement de taux d'actualisation.

Deux autres grands facteurs d'évolution ont par ailleurs été identifiés. Il s'agit de la question de l'allongement de la durée de vie des centrales et celle de la révision du devis de Cigéo.

A - Impact de la durée de vie des centrales sur les provisions

Un éventuel allongement de la durée de vie des centrales aurait les impacts suivants sur le bilan et le compte de résultat d'EDF :

- le recul de plusieurs années de l'échéancier de paiement des charges futures de démantèlement, induit par un allongement de la durée d'exploitation, entrainerait une baisse des provisions pour démantèlement et pour dernier cœur. Il aurait un impact immédiat sur le bilan d'EDF, les provisions inscrites au passif étant diminuées d'autant, de la même manière que l'actif de contrepartie. La décision d'allongement de 10 ans de la durée de vie des centrales[105], si elle était transcrite dans les comptes en 2014, entrainerait une **baisse des provisions comptables au bilan de l'ordre de 3,3 Md€**;
- l'impact sur le compte de résultat serait quant à lui positif et non immédiat et se traduirait année après année par une baisse de la dotation aux amortissements (du fait de l'allongement de la durée de vie comptable des centrales) et une diminution de la charge financière de désactualisation. La hausse du résultat pourrait être estimé entre 500 M€ et 700 M€ par an pour les premières années ;
- par ailleurs, comme présenté dans le chapitre sur les investissements de maintenance, la fin des remplacements des générateurs de vapeur augmentera la charge de démantèlement en augmentant les matériels à traiter, ce qui induit mécaniquement une hausse des charges brutes et donc des provisions associées, qui n'a pas été chiffrée par EDF. Cependant cet impact serait de second ordre par rapport aux montants déjà provisionnés.

Dans l'hypothèse d'un allongement de la durée de vie des centrales d'EDF, il conviendrait pour Areva d'étudier l'opportunité d'allonger en conséquence la durée de vie de ses installations industrielles dédiées au traitement-recyclage (sites de la Hague et Melox). Cet allongement potentiel, qui n'est cependant pas mécaniquement lié à la durée de vie des centrales, aurait un impact sur l'échéance des passifs et donc le montant des provisions du groupe, qui n'a pas encore été chiffré.

[105] Il est ici fait l'hypothèse d'un allongement uniforme de 10 ans de la durée de vie de toutes les centrales d'EDF, sachant que les choix à venir de politique énergétique, certaines considérations de sûreté ou encore des choix industriels pourraient amener à des décisions différenciées suivant les centrales, certains étant prolongées de 10 ans voire plus et d'autres étant arrêtées avant même leur 40 ans. Par ailleurs, à noter que la durée de vie comptable qui sera retenue par EDF (aujourd'hui de 40 ans) ne préjuge in fine en rien de la durée de vie effective d'une centrale.

B - Impact du devis Cigéo sur les provisions

La prise en compte du nouveau chiffrage CIGEO, qui pourrait intervenir à compter de mi-2014, pourrait conduire à une hausse des provisions d'EDF de l'ordre de 2 à 3 Md€[106], avec une baisse du résultat du même montant.

Une augmentation du devis de CIGEO aurait aussi un impact très important pour Areva et le CEA.

Compte-tenu des montants en jeu, il pourrait être jugé pertinent d'essayer de traiter concomitamment les trois sujets qui peuvent avoir un impact sur les provisions (la durée de fonctionnement des réacteurs, le coût de Cigéo et le taux d'actualisation), ce qui permettrait d'éviter la fluctuation des résultats et du montant des provisions au fur et à mesure de prises de décisions successives. Ce raisonnement vaut principalement pour EDF : un traitement global des trois sujets pourrait être positif pour l'entreprise, un éventuel allongement de la durée de vie des centrales pouvant venir minimiser l'impact sur les provisions d'une éventuelle baisse du taux d'actualisation et d'une augmentation du devis de CIGEO. En revanche pour Areva, qui est peu ou pas concerné par l'allongement de la durée de vie des centrales, un traitement concomitant des sujets pourrait à l'inverse provoquer des problèmes de liquidité pour le groupe.

V - Les actifs dédiés

A - Cadre réglementaire et législatif

1 - L'encadrement des actifs dédiés

L'obligation de sécuriser le financement des échéances futures liées aux opérations de fin de cycle, en isolant dans le bilan des exploitants des actifs dédiés, réservés au paiement de ces opérations, a été introduite par la loi du 28 juin 2006 et particulièrement son article 20. Ce nouveau cadre législatif est venu compléter et formaliser un mécanisme déjà mis en place en partie par les exploitants mais de manière informelle et insuffisante.

[106] Impact potentiel estimé à partir des évaluations préliminaires de fin 2013 qui doivent encore faire l'objet d'optimisations, avant la sortie officielle du nouveau chiffrage.

a) Caractéristiques initiales des actifs dédiés

D'après la loi du 28 juin 2006, les actifs dédiés doivent répondre aux exigences suivantes :

- ils doivent couvrir la totalité des charges provisionnées pour opérations de fin de cycle (hors cycle d'exploitation concernant les combustibles usés et les déchets). Il avait été initialement donné au exploitants un délai de 5 ans pour atteindre un taux de couverture de 100 %, délai qui a été allongé, par la loi NOME de 2010, jusqu'en 2016 de manière dérogatoire pour EDF et l'ANDRA ;
- les actifs dédiés doivent présenter un degré de **sûreté** suffisant et un degré de **liquidité** cohérent avec les échéances de paiement des opérations de fin de cycle. Ils doivent par ailleurs être suffisamment **diversifié**s. Ces exigences se sont traduites dans le décret d'application de la loi de 2006, par une liste d'actifs éligibles et l'existence de plafonds par type d'actifs ;
- les actifs dédiés ne peuvent être ni cédés, sauf en cas de réinvestissement dans les actifs dédiés ou si la valeur de réalisation excède le montant des provisions à couvrir, pour la quote-part en excès, ni prêtés, sauf dans des conditions restrictives en termes de garanties ;
- les actifs dédiés doivent avoir une **rentabilité suffisante**, et a minima supérieure au taux d'actualisation retenu pour le calcul des provisions, afin de s'assurer que les actifs dédiés couvriront bien à terme le montant des charges réelles en valeur brute.

b) Modifications ultérieures et dérogations accordées

Le décret de 2007 a été modifié une première fois, le 29 décembre 2010, pour permettre notamment l'affectation des titres RTE et des créances de l'État, sous réserve d'une autorisation au cas par cas, au titre des actifs dédiés. Ces types d'actifs étaient en effet exclus du dispositif initial et la Cour avait d'ailleurs regretté que ces dérogations aient été accordées, considérant que les titres RTE posaient notamment des problèmes de liquidité et de diversification et que les créances de l'État, ou encore les créances croisées entre exploitants, entrainaient une rebudgétisation partielle du financement.

Depuis le rapport de la Cour, **un décret modificatif du 24 juillet 2013 a permis un alignement de la liste des actifs éligibles**

sur celle des assureurs. Il rend admissible certains titres de créance (notamment certains bons à moyen terme négociables et fonds communs de titrisation) et, dans certaines conditions, les **titres non cotés**[107]. À l'occasion de cette modification réglementaire, le plafond d'admissibilité des titres RTE a par ailleurs été ramené à 15 % de l'ensemble des actifs dédiés (contre 20 % auparavant).

Ainsi si, dans sa formulation initiale, le décret prévoyait, pour les actifs dédiés, deux grandes catégories d'actifs (les actions et les obligations), les exploitants peuvent désormais avoir quatre grands types d'actifs : les actions, les obligations, des créances sur l'État (créance CSPE pour EDF, qui peut être assimilée à une obligation d'État / créance du CEA sur l'État), et des actifs réels non cotés (titres RTE pour EDF/ participation financière TIGF, etc.).

La dernière modification du décret a pour objectif, selon la DGEC, de s'adapter à l'évolution des marchés financiers, d'améliorer la stabilité et la lisibilité du dispositif, en incluant le dispositif particulier du nucléaire dans un dispositif plus large et robuste qui est celui du contrôle prudentiel des assurances, et d'éviter ainsi des modifications réglementaires ponctuelles, ce qui n'est pas assuré. Par ailleurs le décret lui-même rend toujours possible un certain nombre de régimes dérogatoires[108]. Ainsi les actifs mentionnés dans le décret sont de trois sortes : les actifs éligibles, les actifs éligibles sous réserve d'une autorisation accordée au cas par cas, les actifs inéligibles sauf dérogation. Les définitions de ces trois catégories d'actifs sont floues et peu précises et laissent une large place aux dérogations et cas particuliers. De même les plafonds d'admissibilité pour chaque catégorie d'actif peuvent faire l'objet de dérogation au cas par cas. Le maintien de tout cet éventail de possibilités de modifications et dérogations conduit la Cour à considérer que ce nouveau décret n'est pas le fruit d'une réflexion suffisamment globale sur le sujet, même si la DGEC indique qu'il résulte d'un travail approfondi entre la DG-Trésor et la DGEC, qui a reçu un avis favorable de l'ASN.

[107] (i) actions, parts et droits non côtés, (ii) fonds d'investissements alternatif, (iii) actifs immobiliers, (iv) autres actifs non côtés

[108] Dérogations qui étaient, pour certaines, déjà présentes dans le décret initial de 2007.

2 - La gouvernance

Le contrôle du respect des obligations pesant sur les exploitants[109] est effectué par une **autorité administrative**, formée conjointement par le Ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie et le Ministre de l'économie et des finances. Administrativement, ce contrôle est réalisé par la DGEC (équipe réduite de 2 personnes), en collaboration avec la DG-Trésor et le CGEFI et en s'appuyant sur l'expertise des autorités de sûreté compétentes.

La charge de la preuve du respect de ces obligations incombe en revanche aux exploitants, qui doivent transmettre tous les trois ans à l'autorité administrative, un rapport décrivant l'évaluation des charges de long terme, la méthode appliquée pour calculer les provisions et les choix faits en matière de constitution et de gestion des actifs dédiés. Une actualisation de ce rapport doit également être transmise annuellement. La DGEC réfléchit à un changement de rythme et envisage un rapport biannuel. Un tel changement parait raisonnable, s'il permet à la DGEC de jouer son rôle d'autorité administrative de manière plus efficiente et plus rigoureuse (cf. conclusions de la CNEF en annexe 18), et s'il est accompagné d'un envoi systématique et formalisé des lettres de suite, prévus dans le dispositif, qui aujourd'hui font souvent défaut.

Une commission extraparlementaire, la CNEF[110] (Commission nationale d'évaluation du financement des charges de démantèlement des installations nucléaires de base et de gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs) est spécifiquement **chargée de surveiller le volet financement des charges futures**, en évaluant notamment le contrôle, par l'autorité administrative, de l'adéquation des provisions aux charges ainsi que le contrôle de la gestion des actifs dédiés. La Commission doit remettre au Parlement ainsi qu'au Haut-comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire, tous les trois ans, un rapport présentant l'évaluation relevant de sa compétence. Comme le mentionnait la Cour dans son rapport public de 2012, cette Commission a mis beaucoup de temps à être constituée. Elle a remis son premier rapport le 27 juin 2012, soit 6 ans après la loi, après s'être réunie à dix reprises entre septembre 2011 et juin 2012.

[109] Ce contrôle porte sur l'évaluation des charges, le calcul des provisions et la couverture de ces provisions par des actifs dédiés.
[110] Crée par l'art. 20 de la loi de 2006

Les travaux de la CNEF se sont en grande partie appuyés sur le rapport de la Cour. Ses conclusions sont en ligne avec les recommandations de la Cour, elles sont présentées en annexe 18. Son prochain rapport est attendu pour 2015. La question des conditions du maintien des compétences de cette commission pendant ce délai constitue un vrai enjeu.

B - Portefeuille d'actifs des exploitants

1 - La gestion du portefeuille d'actifs d'EDF

a) Les modifications et dérogations au décret initial

A titre de rappel, EDF était concerné au moment du rapport public de la Cour de 2012, par deux dérogations apportées au dispositif réglementaire : le report à juin 2016 de l'échéance de couverture à 100 % des provisions et l'affectation de titres RTE aux actifs dédiés.

EDF bénéficie de la modification apportée par le décret du 24 juillet 2013 et pourra investir dans des actifs non côtés. Elle a créé une structure *ad hoc* pour en assurer la gestion, EDF Invest. Ces investissements non côtés regroupent 3 types d'actifs : des actifs d'infrastructure essentiellement, dont les titres RTE, des fonds de private equity et des actifs immobiliers. La participation du groupe EDF dans 20 % de TIGF, entité de transport et de stockage de gaz dans le Sud-Ouest de la France, a constitué le premier investissement d'EDF-Invest. L'objectif d'EDF-Invest est de gérer 5 Md€ d'actifs non côtés d'ici 2 ans et de représenter ainsi un quart du portefeuille total d'actifs dédiés.

Par ailleurs, EDF a bénéficié d'une nouvelle autorisation qui a conduit à une modification majeure du portefeuille d'actifs dédiés d'EDF courant 2013, avec l'affectation de la créance sur l'État détenue par EDF au titre de la contribution pour charges de service public de l'électricité (créance CSPE)[111]. Un premier courrier du 8 janvier 2013, adressé à EDF

[111] La CSPE est un prélèvement de nature fiscale, acquitté par le consommateur final directement sur sa facture d'électricité, pour dédommager les distributeurs d'électricité (EDF et autres entreprises locales de distribution) pour les surcoûts engendrés par la mission de service public qui leur incombe. Compte tenu du décalage depuis quelques années entre le montant fixé et le montant réellement nécessaire pour prendre en compte ces surcoûts, l'État a donc une dette vis-à-vis des distributeurs d'électricité, qui a été reconnue et chiffrée début 2013. C'est cette dette qui a été affectée aux actifs dédiés d'EDF. Il est prévu qu'elle soit remboursée d'ici 5 ans.

par ses tutelles, a reconnu l'existence de cette créance pour un montant estimé fin 2012 à 4,9 Md€. Un deuxième courrier du 8 février 2013 a autorisé EDF à affecter cette créance aux actifs dédiés, faisant ainsi passer le taux de couverture à plus de 100 %, en anticipation de l'échéance légale, cependant dérogatoire, de 2016. Cette affectation a d'ailleurs permis à EDF de vendre en contrepartie des actifs financiers de son portefeuille pour un montant de 2,4 Md€ pro-forma 2012. L'autorisation d'affecter la totalité de la créance CSPE (cf. conditions en annexe 16) au portefeuille d'actifs pose plusieurs questions :

- un problème de diversification du portefeuille : ainsi la créance CSPE représente environ 25 % du portefeuille d'actifs d'EDF fin 2013 ;
- un problème de rendement du portefeuille pendant les 5 ans de « remboursement » de cette créance CSPE, puisqu'il est prévu que le coût résultant de l'étalement du remboursement de la créance sera calculé par application d'un taux fixe de 1,72 % , taux faible par rapport au taux d'actualisation, mais en lien avec le risque faible de cette créance ;
- de plus cette affectation de la totalité de la créance, en contrepartie de la vente de 2,4 Md€ d'actifs financiers, qu'il faudra acquérir de nouveau d'ici 5 ans, au fur et à mesure des versements de l'État, pose notamment la question de l'efficacité de la gestion du portefeuille. Cette opération a surtout permis à EDF de diminuer sa dette financière, à un moment où l'entreprise était menacée d'une dégradation de sa notation. Le fait de se « servir » des actifs dédiés pour gérer un problème d'endettement de l'exploitant va à l'encontre de l'objectif de sécurisation des charges futures et du caractère « dédié » des actifs à ce sujet ;
- enfin, l'affectation de cette créance va diminuer pendant 5 ans la liquidité du portefeuille, ce qui ne devrait cependant pas poser de difficulté compte tenu du calendrier prévisionnel des obligations de fin de cycle.

b) La composition cible du portefeuille

Une nouvelle composition cible du portefeuille a été actée par le Conseil d'Administration d'EDF du 22 novembre 2012, dont la mise en œuvre a débuté courant 2013, facilitée par le décret modificatif précité. Cette nouvelle allocation stratégique consiste à investir dans des actifs

réels non côtés pour 24 %[112], en complément du portefeuille financiers composé à parts égales d'actions internationales (37 %) et d'obligations[113] (39 %). Il est prévu un délai de deux ans pour atteindre cette cible. Cette modification a pour objectif d'améliorer le profil rendement-risque des actifs dédiés en amplifiant leur diversification.

c) La composition actuelle du portefeuille

Pour atteindre le taux de couverture par les actifs dédiés de 100 % du montant des provisions, imposé par la loi, EDF a alimenté chaque année son portefeuille d'actifs grâce à des dotations en trésorerie.

Tableau n° 40 : dotations au portefeuille d'actifs dédiés d'EDF

En M€courants	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Dotation en trésorerie	2 397	1 785	1 902	1 343	315	737	20
Affectation titres RTE				2 324			
Affectation créance CSPE							4 978*
Vente d'actifs financiers							- 2 407
Dotations totales	**2 397**	**1 785**	**1 902**	**3 667**	**315**	**737**	**2 591**

Source : EDF
** Valorisation de la créance au 13 février 2013, ce qui explique le léger écart entre le montant estimé à fin 2012 et celui du tableau 40 au 31/12/13.*

En 2011, la dotation en trésorerie a diminué largement, compte-tenu de l'affectation en 2010 des titres RTE au portefeuille d'actifs dédiés, et du recul de 5 ans de l'échéance légale pour atteindre le taux de couverture de 100 %. La dotation en trésorerie a crû de nouveau en 2012 pour absorber la mauvaise performance des actifs en 2011 due à la crise des marchés souverains. L'affectation de la créance CSPE aux actifs dédiés a rendu inutile toute nouvelle dotation en trésorerie en 2013[114] et a même permis de vendre 2,4 Md€d'actifs dédiés. À l'avenir, les dotations en trésorerie devraient être, sauf modification importante du montant des provisions (voir chapitre précédent), de faibles montants, voire

[112] Principalement des actifs d'infrastructures
[113] La créance CSPE est assimilée aux obligations. Ayant une échéance de 5 ans, cette créance ne fera cependant pas partie de l'allocation stratégique de long terme.
[114] Les 20 M€correspondent aux versements effectués avant le décision d'affectation de la créance CSPE.

inexistantes, et devront compenser une éventuelle insuffisance de rendement des actifs dédiés[115].

Tableau n° 41 : composition du portefeuille d'actifs dédiés d'EDF au 31 décembre 2013[116]

M€2013	Valeur de réalisation
Portefeuille financier et trésorerie	13 855
CSPE	5 049
RTE	2 567
Autres	266
Total	**21 737**

Source : EDF

Le taux de couverture des provisions par les actifs dédiés était fin 2013 de 103,4 %.

A part en 2011, où les actifs dédiés d'EDF ont été affectés à la baisse par la crise des marchés souverains, mais à un niveau bien moindre que lors de la crise de 2008, la performance des actifs dédiés a atteint environ + 10 % en 2012 et 2013, et permet, sur ces 2 années, de respecter la contrainte réglementaire de supériorité du rendement des actifs dédiés par rapport au taux d'actualisation. Sur plus longue période, la performance annuelle moyenne entre 2004 et 2013 s'élève à 5,8 % sur l'ensemble des actifs dédiés.

Tableau n° 42 : performance annuelle du portefeuille d'actifs dédiés d'EDF, avec coupons et dividendes réinvestis

		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Portefeuille financier et trésorerie	Évolution en utilisant une base 100 au 1er janvier 2007	103	87,6	99,1	107,8	106,1	117,8	130,9
	Performance constatée	+ 3 %	-14,9 %	13,1 %	8,8 %	-1,6%	+11,1%	+11,1 %
Actifs dédiés	Évolution en utilisant une base 100 au 1er janvier 2007	103	87,6	99,1	107,8	107,2	118,4	129,5
	Performance constatée	+ 3 %	-14,9 %	13,1 %	8,8 %	-0,5 %	+10,4 %	+9,4 %

Source : EDF

[115] Si la revalorisation des actifs de l'année ne permettait pas de couvrir la charge de désactualisation et la dotation aux amortissements des actifs de contrepartie.
[116] Composition plus détaillée en annexe 19

2 - La gestion du portefeuille d'actifs d'AREVA

a) La composition actuelle du portefeuille

L'organisation du portefeuille d'actifs dédiés n'a que très peu évolué depuis le rapport de la Cour de 2012. Les évolutions notables depuis 2010 sont :

- l'inclusion d'un portefeuille dédié pour la SET : Filiale d'AREVA, la Société d'Enrichissement du Tricastin (SET) est le maître d'ouvrage du projet et l'exploitant de l'usine Georges Besse II sur le site de Tricastin ;
- le paiement par EDF du solde de sa créance de 648 M€en 2011 ;
- la diminution progressive de la quote-part tiers[117].

L'allocation stratégique du portefeuille n'a pas été modifiée.

La composition du portefeuille est ainsi la suivante à fin 2013, seule la créance CEA constituant désormais une dérogation par rapport aux actifs prévus initialement par le cadre réglementaire.

Tableau n° 43 : composition des quatre portefeuilles de fonds dédiés du groupe AREVA au 31 décembre 2013

en M€2013	AREVA NC	EURODIF	SET	AREVA NP	Total
Titres	4 379	708	72	45	5 204
Créance CEA	642				642
Créance autres	63				63
Quote-part tiers	188				188
Total	**5 272**	**708**	**72**	**45**	**6 097**

Source : AREVA

Le montant total des actifs dédiés s'élève donc à 6 097 M€ à fin 2013, permettant au groupe AREVA d'atteindre une couverture des provisions incluses dans le périmètre de la loi à hauteur de 102 % (cf. annexe 19).

[117] Pour rappel, une partie des provisions d'AREVA doivent être couvertes par des tiers.

b) Le rendement du portefeuille

Les récentes bonnes performances du portefeuille de titres financiers (hors année 2011) ont permis de combler les sous-performances de l'année 2008. Le rendement moyen du portefeuille de titres depuis 2004 s'élève donc à 5,5 % et est ainsi supérieur au taux d'actualisation[118]

Tableau n° 44 : rentabilité moyenne des portefeuilles de placement en valeurs mobilières du groupe (AREVA et Eurodif)

		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Portefeuille de titres	Indice départ 100 au 1er janvier 2007	103,80	75,88	86,65	92,20	89,71	101,55	112,21
	Performance des actifs dédiés (dividendes et coupons réinvestis)	3,80 %	-26,9 %	14,20 %	6,40 %	- 2,7%	13,2%	10,5 %
Portefeuille titres + créances	Indice départ 100 au 1er janvier 2007	104,23	92,77	101,77	107,97	105,92	119,8	131,54
	Performance titres + créances	4,23 %	- 11 %	9,7 %	6,1 %	- 1,9 %	13,1%	9,8 %

Source : AREVA

Si l'on regarde la performance de l'ensemble du portefeuille d'actifs dédiés, c'est-à-dire en incluant les créances, la performance moyenne s'établit à 6 % entre 2004 et 2013. Cette performance globale est en partie soutenue par la créance CEA, qui représente 72 % des créances, dont la situation n'est pas soutenable (cf. paragraphe suivant sur la gestion des actifs dédiés du CEA).

3 - Les actifs dédiés du CEA

a) La composition des portefeuilles d'actifs

La composition du portefeuille d'actifs dédiés du CEA est différente de celle d'AREVA et d'EDF. Les provisions pour obligations de fin de cycle du CEA sont aujourd'hui principalement couvertes par

[118] Cette performance annuelle moyenne est très dépendante de la période de temps considérée. Ainsi si l'on regarde cette performance sur une période plus courte 2007-2013, elle s'élève alors à 1,66 %, en deçà cette fois-ci du taux d'actualisation. Ce constat de forte dépendance de la période de temps retenue pour le calcul de la moyenne vaut pour AREVA mais également pour EDF.

deux types d'actifs dédiés, dérogatoires par rapport au cadre réglementaire initial :

- des titres AREVA, appartenant au CEA, qui sont achetés progressivement par l'État chaque année pour financer les dépenses de démantèlement ou de gestion des déchets et des combustibles usés de l'exercice ;
- une créance du CEA sur l'État qui s'ajuste chaque année pour compenser les variations du montant des provisions et les éventuels ajustements de valeur des titres AREVA affectés au fonds.

Deux évolutions peuvent être soulignées depuis le rapport de la Cour de 2012 :

- Pour le financement des opérations de fin de cycle des installations dites « anciennes », assuré par le fonds civil historique, on constate l'asséchement des actifs autres que les deux actifs susmentionnés (les créances sur des tiers et les valeurs mobilières de placement ayant été progressivement liquidées pour payer les échéances annuelles). Compte-tenu du rythme de rachats des titres AREVA par l'APE, les actifs dédiés pour ces anciennes installations seront constitués, à horizon 2016, de la seule créance sur l'État ;
- La création d'un fonds civil[119], en 2011, destiné au financement des travaux d'assainissement/démantèlement des installations mises en service à compter du 1er janvier 2010, ainsi qu'aux charges de traitement des combustibles et des déchets produits postérieurement à cette date. Le financement des fonds « nouvelles installations » est adossé à des actifs financiers constitués par prélèvement sur les fonds propres du CEA. Ainsi de manière plus conforme à l'esprit de la loi de 2006, les obligations de fin de cycle des nouvelles installations seront financés par des titres financiers acquis dès la mise en service de l'installation et non plus par une créance de l'État.

  Le taux de couverture est de 99,8 % fin 2013 (cf. annexe 19).

[119] Un fonds identique a été créé pour les nouvelles installations défense.

b) La gestion et la performance des actifs dédiés du CEA

Les actifs dédiés pour l'assainissement/démantèlement des anciennes installations du CEA sont régis par une convention cadre signée entre le CEA et l'État en 2010.

Tableau n° 45 : performance des placements des fonds dédiés civils « anciennes installations »

Placement des fonds civils « anciennes installations » (M€)	2009	2010	2011	2012
Encours	723	576	265	41
Performance (%)	+ 11,6	+ 1,7	+ 2	ns

Source : présentation de la direction financière du CEA du 20 juin 2013

S'agissant du fonds « nouvelles installations », la gestion des actifs dédiés financiers le constituant doit satisfaire deux contraintes imposées par la loi : garantir une forte sécurité des placements tout en maximisant la rentabilité et garantir une visibilité des flux financiers liés à ces actifs. Le CEA a privilégié une gestion sous forme de FCP (fonds communs de placement). Il s'appuie sur l'expertise d'un conseil en investissement pour choisir les placements, qui font ensuite l'objet d'une approbation par le comité de suivi du fonds.

Les résultats de performance des fonds dédiés civils « nouvelles installations » sont présentés ci-après.

Tableau n° 46 : performance des placements des fonds dédiés civils « nouvelles installations »

En M€courants	2011	2012	2013
Encours	13,7 M€	54,5 M€	62,1 M€
Performance (%)	ns	+ 6,9 %	+ 7,1 %

Source : présentation de la direction financière du CEA du 20 juin 2013

Les premiers abondements du fonds « nouvelles installations » sont intervenus fin novembre 2011. L'étude de l'actif et du passif du fonds a conduit à une allocation stratégique de référence de 70 % d'actions de la zone euro et de 30 % d'obligations de la zone euro, allocation stratégique différente de celle initialement retenue pour le fonds « anciennes installations ». Le recul n'est pas suffisant pour comparer la performance de ces actifs au taux d'actualisation en vigueur.

c) La dette du CEA vis-à-vis d'AREVA

En 2004, la société COGEMA (devenue AREVA NC) et le CEA ont signé un protocole relatif au transfert de responsabilités pour les opérations des sites de la Hague et de Cadarache. Au titre de ce protocole, le CEA a ainsi contracté une dette d'un montant de 394 M€$_{2004}$, inscrite au passif du bilan du fonds dédié civil. Du fait de la revalorisation annuelle, prévue par la convention, à hauteur de 3 % majorée de l'inflation, la dette s'élève aujourd'hui à 617 M€, soit une progression en moyenne de 5 % par an.

Cette dette figure au passif du fonds dédié civil « anciennes installations » du CEA et est comptabilisée comme un actif dédié dans les comptes d'AREVA. Cette dette est soumise à des taux d'intérêts très défavorables pour le CEA, compte tenu des taux de marché actuels : le montant des intérêts s'est élevé à 33,5 M€en 2012 et 25 M€en 2013, qui viennent directement augmenter la créance sur l'État[120] pour financer les obligations de fin de cycle du CEA. Compte tenu du coût financier de cette dette et de l'impossibilité pour le CEA de la rembourser, il semble urgent que l'État, en concertation avec les parties prenantes, réfléchisse à de nouvelles modalités de financement, moins coûteuses pour le CEA et donc pour les finances publiques, eu égard aux conditions de marché actuelles.

Tableau n° 47 : évolution de la dette AREVA NC

M€	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Montant dette AREVA NC	470,1	507	525,5	549,7	582,2	615,9	641

Source : Cour des Comptes à partir des rapports annuels d'analyse financière

La hausse constatée annuelle est uniquement due aux intérêts.

[120] La dette au bilan du CEA, étant rattachée au fonds dédié à la couverture des charges d'assainissement/démantèlement des installations civiles, doit être équilibrée par un actif de couverture et notamment par la créance du CEA sur l'État, au titre de la convention-cadre État/CEA d'octobre 2010, même si cette dette ne fait pas partie des provisions pour obligations de fin de cycle elles-mêmes. La créance que le CEA détient sur l'État est revalorisée chaque année pour couvrir l'augmentation du passif vis-à-vis d'AREVA-NC. Au final, l'augmentation de ce passif à une traduction directe au bilan de l'État, par l'intermédiaire de la dette de l'État vis-à-vis des fonds dédiés du CEA.

C - Positionnement des fonds dédiés

La France a fait le choix, contrairement à d'autres pays[121] et aux propositions initiales de l'OPECST[122], de positionner les fonds dédiés dans les comptes des exploitants. D'autres solutions sont imaginables. Ainsi, par exemple, dans le cadre du débat sur la transition énergétique, le WWF, dans un rapport de mai 2013, a suggéré de placer ces fonds en dehors des exploitants et de les utiliser pour financer la transition énergétique, remettant ainsi ce sujet en débat.

Par rapport à l'esprit initial de la loi qui consiste à faire peser sur les exploitants la responsabilité du financement à terme des dépenses futures, le transfert des fonds dédiés en dehors des exploitants, dans une structure publique, s'accompagnerait inévitablement d'un **transfert de responsabilité envers l'État**. Même si l'on crée une structure spécifique pour gérer les fonds ou si on délègue leurs gestion à une institution existante (la Caisse des dépôts par exemple, comme certains le proposent), les exploitants ne seraient plus garants de leur rentabilité ; c'est l'État qui, à terme, compenserait les insuffisances, si la qualité des placements s'avérait moins bonne qu'escomptée.

Le financement par un fonds dédié transféré à l'État, de la transition énergétique, serait par ailleurs contraire à la loi de 2006, et

[121] Aux États-Unis par exemple, une taxe finançant la gestion à long terme des combustibles usés a été mise en place en 1982. Le Departement of Energy (DOE) a été chargé de trouver les solutions techniques et industrielles permettant cette gestion et devait prendre en charge des combustibles usés dès 1998. Les fonds collectés ont été versés au département du Trésor, leur décision d'affectation étant soumise à arbitrage budgétaire. Les résultats à ce jour sont très décevants. Ainsi à fin 2013, sur les 28 Md$ récoltés par le Trésor américain, 10 Md$ ont été dépensés par le DOE pour un projet de stockage profond des combustibles usés sur le site de Yucca Mountain, qui a été arrêté en 2010 par le gouvernement fédéral ; les 18 Md$ restants ont été détournés de leur usage initial et ne sont pas disponibles aujourd'hui pour gérer les obligations de fin de cycle.

[122] Le rapport de l'OPECST de 2005 préconisait, sur l'exemple des solutions choisies aux États-Unis, en Finlande et en Suède, de créer un fonds dédié, géré par la Caisse des dépôts, alimenté par les producteurs de déchets, pour financer la gestion industrielle des déchets radioactifs et des recherches dans ce domaine. L'OPECST imaginait ainsi qu'un tel fonds pourrait prendre en charge à la fois les dépenses liées à la gestion des centres de stockage de l'ANDRA, l'ensemble des frais engendrés par la mise au point d'une solution de stockage profond (Cigéo), les programmes de recherche liés à la gestion des déchets radioactifs et des combustibles usés. L'OPECST prévoyait une alimentation annuelle du fonds, après le versement d'une dotation initiale permettant de financer les dépenses des dix premières années.

notamment au principe de diversification et de liquidité des actifs dédiés. En outre, s'il est désormais possible aux exploitants de financer quelques opérations sûres et rentables liées à la transition énergétique, via les investissements non côtés, il reste à démontrer que les opérations liées à cette transition auraient globalement une rentabilité supérieure égale ou supérieure au taux d'actualisation.

——— *CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS* ———

Les provisions pour dépenses futures

Les charges futures de démantèlement, de gestion des combustibles usés et de gestion à long terme des déchets, sont inscrites dans les comptes des exploitants sous forme de ***provisions****, pour un montant de* ***43,8 Md€ en 2013****, soit une augmentation de 14 % par rapport à 2010, en partie due au changement de taux d'actualisation utilisé.*

En effet, comme cela avait été anticipé par la Cour, les exploitants ont été contraints depuis le rapport de 2012 de ***revoir leur taux d'actualisation à la baisse****, de 5 % à 4,8 % pour EDF et 4,75 % pour AREVA et le CEA en 2012, intégrant une baisse de l'hypothèse d'inflation à long terme (1,9 %). Ce taux aurait dû diminuer à nouveau fin 2013, aux alentours de 4,6 %, baisse qui aurait eu un impact de près de 1,5 Md€ sur le montant des provisions des trois exploitants (dont 1,1 Md€ environ pour EDF). Cependant, dans l'attente de l'aboutissement des discussions engagées entre l'administration et les exploitants, afin de revoir les règles de calcul du taux plafond, le choix a été fait de maintenir le taux actuel, en accord avec les commissaires aux comptes et leurs organes de gouvernance, l'autorisation écrite ministérielle de dérogation, étant parvenue très tardivement, le 14 mai 2014.*

Deux autres sujets en cours de discussion pourraient avoir des impacts non négligeables sur les provisions pour opérations de fin de cycle (l'éventuelle prolongation de la durée d'exploitation des centrales et la perspective d'une révision du devis de Cigéo). L'administration pourrait souhaiter coupler les décisions sur ces trois sujets, afin de limiter au maximum les fluctuations sur les comptes des exploitants. Toutefois, il est urgent que les discussions sur le taux d'actualisation aboutissent, ce d'autant plus que les niveaux actuels des taux utilisés dans le calcul du taux plafond (TEC 30) laissent augurer une nouvelle baisse du taux plafond réglementaire dès 2014.

Les actifs dédiés

La loi du 28 juin 2006 prévoit que ces provisions soient couvertes par des actifs dédiés. Les exploitants ont aujourd'hui tous atteint un taux de couverture de leurs provisions par les actifs dédiés de 100 %, comme imposé par le cadre législatif et réglementaire de 2007.

Grâce à l'inscription de la ***créance CSPE*** *dans les comptes d'EDF, le groupe a même pu anticiper l'échéance de 2016 pour atteindre ce taux de couverture, dont il bénéficie de manière dérogatoire. Toutefois, l'affectation de cette créance dans sa totalité aux actifs dédiés pose des problèmes notamment de diversification (créance représentant 25 % du portefeuille) et de rentabilité du portefeuille (taux fixé à 1,72 %). Par ailleurs cette affectation globale a engendré la vente de 2,4 Md€ d'actifs dédiés financiers, opération qui a permis à EDF de réduire sa dette financière. Les actifs dédiés ont ainsi été utilisés de manière conjoncturelle pour gérer un problème d'endettement, alors que la loi de 2006 prévoyait justement que ces actifs devaient être exclusivement dédiés au financement des opérations de fin de cycle.*

Le décret encadrant la constitution du portefeuille d'actifs dédiés a fait l'objet d'une modification en 2013 qui ne répond que très partiellement à la recommandation du rapport de la Cour de 2012 d'éviter de modifier la structure et la logique initiale chaque fois que se présente une difficulté. En effet, cette modification n'est pas le fruit d'une réflexion suffisamment globale et le décret dans son format actuel prévoit toujours un certain nombre de dérogations et d'autorisations au cas par cas, qui ne sont en outre pas limitées de manière ferme en pourcentage du portefeuille. Par ailleurs, la réduction de la part des actifs RTE admissibles, à 15 % de la valeur de réalisation du portefeuille d'actifs d'EDF, ne modifie pas fondamentalement les problèmes de diversification et de liquidité posés par l'utilisation de ces titres pour le financement des obligations de fin de cycle.

La performance des actifs dédiés s'est améliorée depuis le dernier rapport de la Cour, tirée par le rendement des deux dernières années (rendements moyens de 5,8 % et 6 % respectivement pour EDF et AREVA sur les dix dernières années, soit des taux supérieurs au taux d'actualisation). Il convient cependant de souligner que ce rendement moyen reste très sensible à un certain nombre de facteurs et est susceptible de varier significativement.

Enfin, en matière de gouvernance des fonds dédiés, si le positionnement de ces fonds au sein des comptes des exploitants ne semble pas devoir être remis en cause, les conditions devront être réunies

pour que la DGEC puisse exercer un véritable contrôle efficient, en appui avec des expertises extérieures. Parallèlement le rôle, le positionnement et la composition de la CNEF semblent devoir être repensés.

Recommandations :

- *En matière de taux d'actualisation, conclure rapidement les débats sur les méthodes de calcul du taux plafond, afin de mettre fin au plus vite à la situation actuelle dans laquelle les exploitants dérogent depuis un an, avec l'accord de l'administration, à une disposition réglementaire ;*
- *S'agissant de la créance actuelle d'AREVA sur le CEA, renégocier ses modalités de financement, afin d'en réduire le coût pour le CEA et donc pour les finances publiques.*

Chapitre V

Les dépenses sur crédits publics

Comme le soulignait la Cour dans son rapport de 2012, la production d'énergie nucléaire engendre un certain nombre de dépenses, qui ne sont pas liées directement à la production, mais qui en sont indissociables. Ces dépenses sont de deux sortes et financées en grande partie par des crédits publics. Il s'agit :

- des dépenses de recherche réalisées par des organismes publics (CEA, IRSN, ANDRA, CNRS) ;
- des dépenses liées à la sécurité, à la sûreté et à la transparence et qui ne sont pas supportées par les producteurs.

I - Les dépenses de recherche

À la recherche effectuée en interne par les entreprises (EDF et AREVA), incluse dans leurs coûts de production, s'ajoute la recherche effectuée par quatre organismes publics, au premier rang desquels le CEA. Cette recherche « publique » est financée par :

- des subventions publiques d'origine budgétaire ;
- des financements privés, essentiellement en provenance d'EDF et d'AREVA.

Dans son rapport de 2012, la Cour soulignait la relative stabilité depuis l'origine des montants totaux consacrés à la recherche électronucléaire, qui pouvaient être estimés à 1 Md€ par an en moyenne,

la part financée par crédits publics diminuant cependant avec le temps. Cette part publique, en provenance de programmes budgétaires récurrents (programme 190 « Recherche dans les domaines de l'énergie, du développement et de l'aménagement durables » principalement) était relativement stable depuis 2003, aux alentours de 400 M€.

A - L'effort de recherche actuel

Cette stabilité des crédits publics en provenance des programmes budgétaires récurrents, autour de 400 M€, s'est confirmée jusqu'en 2013 (voit tableau 48). Mais ils sont désormais complétés par les crédits du programme des investissements d'avenir (PIA). Aussi, les dépenses de recherche sont-elles reparties à la hausse depuis 2010, portées notamment par les différents projets financés par le PIA, qui finance ainsi quasi intégralement, par exemple, l'augmentation des crédits de recherche du CEA (+ 15 % entre 2010 et 2013) pour la construction du RJH et le programme de 4ème génération Astrid (cf. annexe 20).

Tableau n° 48 : les dépenses consacrées à la recherche nucléaire entre 2010 et 2013

En M€courants	2010	2011	2012	2013
CEA[123]	460	489	547	530
IRSN*	82	97	103	90
CNRS	28	28	28	28
ANDRA	93	98	128	136
Total organismes publics	**663**	**712**	**806**	**784**
EDF (ressources internes)	158	169	180	186
AREVA (ressources internes)	200**	191	178	154
Total	**1022**	**1072**	**1164**	**1124**

Source : DGRI

** montants correspondant à la recherche effectuée par l'IRSN, net des financements d'actions menées pour l'IRSN par le CEA (cf. annexe 20)*

*** le chiffre de 227 M€ figurant dans le rapport de 2012 pour la recherche interne d'AREVA en 2010, correspondait à une estimation budgétaire et non aux dépenses réelles.*

[123] Les montants des dépenses de recherche du CEA incluent des frais liés à la sûreté/sécurité des installations. Ce sont ainsi près de 500 personnes et environ 50 M€ qui sont mobilisés à ces fins sur les centres civils du CEA.

Les dépenses de recherche nucléaire des organismes publics ont ainsi augmenté en moyenne de 18 % entre 2010 et 2013 (de 663 M€ en 2010 à 784 M€ en 2013 : tableau 47), alors que les financements publics ont augmenté de 25 % (de 414 M€ à 515 M€: tableau 48). Quant aux dépenses de recherche globales (publiques et privés), elles ont augmenté de 10 %, malgré une baisse de 23 % des dépenses de R&D interne d'AREVA.

Les recherches nucléaires civiles du CEA sont ainsi financées en 2013 à 73 % par des ressources en provenance de l'État (subvention et PIA) contre 59 % en 2010. Quant aux dépenses de l'IRSN et du CNRS, elles restent financées en majeure partie par des subventions.

Tableau n° 49 : les financements de la recherche civile électronucléaire (hors recherche de l'ANDRA)

En M€courants	2010	2011	2012	2013
Programmes budgétaires récurrents	398	398	397	405
PIA	16	70	140	110
Total crédits publics	**414**	**468**	**537**	**515**
EDF	201	212	224	232
AREVA	306	269	255	232
Autres	8	25	20	9
Total (hors recherche ANDRA)	**929**	**974**	**1036**	**988**

Source : estimations Cour des comptes à partir des données transmises par les différents organismes et la DGRI[124]

En revanche, les dépenses de R&D de l'ANDRA sont financées par la taxe recherche payée par les producteurs de déchets[125]. Elles sont d'ailleurs en forte augmentation (+ 47 % entre 2010 et 2013 : tableau 47) et changent de nature, étant désormais constituées en grande partie des études et travaux d'ingénierie relatifs au projet de stockage profond des déchets (Cigéo). Cette tendance à la hausse des dépenses relatives au

[124] Faute d'un suivi fiable des chiffres consacrés à la recherche nucléaire, les chiffres transmis par la DGRI ne correspondent pas exactement aux chiffres transmis par les différents acteurs ; la Cour a dû faire dans certains cas des estimations qui ne sont cependant pas de nature à affecter ni les ordres de grandeur, ni les conclusions.

[125] À l'exception d'un peu moins de 2 % des dépenses qui proviennent de recettes externes.

projet Cigéo devrait se confirmer dans les années à venir, les besoins de financement de l'ANDRA sur la période 2014-2017 étant estimés[126] en moyenne à 220 M€ par an, contre 113 M€ en moyenne sur la période 2010-2013.

Sur le même principe qui conduit à financer les dépenses de R&D de l'ANDRA par la taxe recherche versée par les producteurs, une contribution spéciale a été mise en place, à compter du 1er janvier 2014, pour financer les études de conception industrielle et les travaux préliminaires de Cigéo. Cette contribution est exigible dans les mêmes conditions que la taxe recherche et permet de répercuter la hausse des dépenses de l'ANDRA aux producteurs de déchets.

Tableau n° 50 : montant de la taxe recherche versée par les exploitants[127]

M€	2010	2011	2012	2013
EDF	92	92	92	75
CEA*	21	20	18	14
AREVA	6	6	6	5
ILL	1	1	2	1
TOTAL	**120**	**119**	**118**	**95**

Source : ANDRA

** Inclus la contribution au titre des installations militaires du CEA, qui peut être estimée à 7 % du total versé à l'ANDRA par l'ensemble des exploitants*

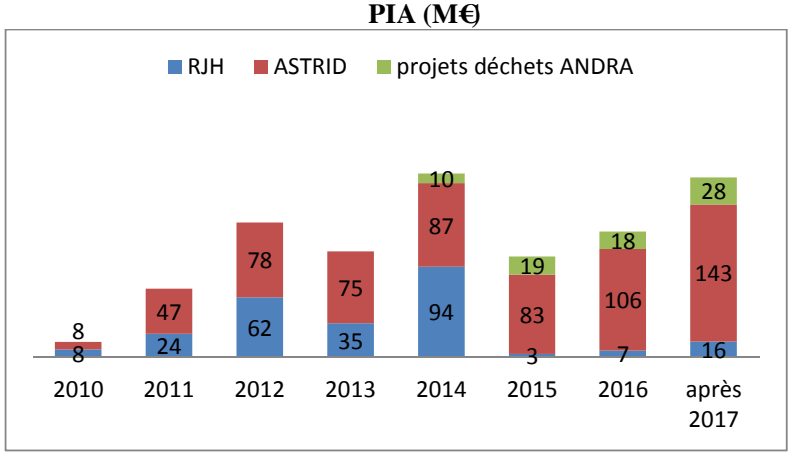
B - Les coûts futurs de R&D

Les dépenses de recherche devraient continuer de croître à court/moyen terme, au moins jusqu'en 2017/2018, grâce aux projets financés par le PIA et réalisés par le CEA, mais aussi l'ANDRA.

[126] Estimations de l'ANDRA présentées aux exploitants en 2013.

[127] La taxe recherche est versée sur un fonds interne à l'ANDRA, après déduction des frais de collecte de 1 %. Le montant de la taxe étant quasi-linéaire dans le temps (fonction du nombre d'INB soumises et des coefficients applicables) alors que l'évolution des dépenses ne l'est pas, il y a un décalage entre les recettes perçues une année et les dépenses réalisées la même année. Ce décalage explique la différence de montant pour 2010 des dépenses de l'ANDRA dans le tableau 47 par rapport au montant indiqué dans le rapport de la Cour de 2012.

Tableau n° 51 : dépenses de recherche nucléaire financées par le PIA (M€)



Source : Cour des comptes

L'essentiel de ces dépenses concerne le RJH, le programme Astrid et la recherche sur les déchets. Toutefois, suite à l'accident de Fukushima-Daiichi, 50 M€ ont été pris sur les enveloppes allouées initialement à l'ANDRA et au CEA, pour financer des recherches jugées urgentes en matière de sûreté nucléaire. Ces crédits ont été dédiés à un appel à projet sur ce sujet mis en œuvre par l'ANR.

a) Le réacteur Jules Horowitz (RJH)

Le RJH est un nouveau réacteur de recherche de 100 MW destiné à étudier le comportement des matériaux et des combustibles sous flux dans différents environnements, dont le lancement de la construction a été décidé en 2007. Par ailleurs, ce réacteur permettra la production de radioéléments artificiels (molybdène 99) pour application médicale (imagerie ou thérapie). L'objectif est de pouvoir offrir un outil de recherche appliquée qui soit accessible aux partenaires nationaux et internationaux. Le réacteur RJH doit succéder au réacteur OSIRIS dont la fermeture est prévue à ce jour pour fin 2015.

Le projet a connu de nombreuses complications induisant un allongement des délais (divergence prévue à l'automne 2019, soit un retard de plus de 5 ans), et une augmentation des coûts. Les dernières

estimations du projet tablent sur un coût total de 1,1 Md€$_{2013}$ (soit 846 M€$_{2005}$) pour un coût initialement estimé à 530 M€$_{2005}$[128]. De nouveaux surcoûts sont par ailleurs prévisibles et en cours d'identification. Le PIA finance le projet à hauteur de 248,4 M€.

b) Programme Astrid – recherche sur la 4ème génération

S'agissant des programmes de recherche sur les réacteurs de 4ème génération, l'essentiel des ressources du CEA est consacré aux réacteurs à neutrons rapides (RNR) refroidis au sodium, considérés par l'établissement comme la filière de référence, sans méconnaître pour autant les contraintes de la forte réactivité du sodium avec l'eau et l'air, qui sont prises en compte pour la conception du prototype industriel Astrid. Les RNR refroidis au gaz ne sont aujourd'hui considérés par le CEA que comme une alternative du fait des nombreux verrous technologiques restant à lever.

Le calendrier actuel de mise en œuvre du démonstrateur Astrid – qui est l'étape-clé pour démontrer la faisabilité, en termes de sûreté et d'opérabilité d'un réacteur de 4ème génération au sodium – laisse augurer un nouveau dérapage du programme[129]. Si la feuille de route fixée au CEA a été jusqu'à présent respectée, avec l'achèvement de l'avant-projet sommaire fin 2012 et le lancement de la deuxième phase début 2013, la réalisation de l'avant-projet détaillé (APD), validée par le comité de pilotage du PIA, est fixée pour la fin 2019. Ce décalage de 2 ans des phases d'études, sur demande du Gouvernement, dans un contexte de réduction des moyens, a impliqué de renégocier les accords de collaboration avec les dix partenaires industriels, avec notamment une réduction du format des équipes.

Au plan budgétaire, les dernières hypothèses de financement du programme Astrid incluent une dotation initiale globale du PIA de 652 M€, sur lesquels 25 M€ ont déjà été prélevés pour financer le programme ANR « sûreté » en 2011-2013, ce qui fragilise d'autant la soutenabilité budgétaire du projet.

[128] L'estimation officielle s'élevait à 500 M€$_{2005}$, alors que les prévisions réelles étaient plutôt de l'ordre de 530 M€$_{2005}$.
[129] Le calendrier initial de la convention PIA Astrid intégrait déjà le fait que l'objectif premier d'un démonstrateur à horizon 2020 ne pourrait être tenu.

c) La recherche sur les déchets portée par l'ANDRA

Un certain nombre de travaux ont été confiés à l'ANDRA[130] dans le cadre des investissements d'avenir, via une convention signée avec l'État en 2010. Au total l'ANDRA devrait bénéficier de 75 M€ de fonds en provenance du PIA contre 100 M€ prévus initialement, du fait du prélèvement destiné aux recherches en matière de sûreté suite à Fukushima Daiichi. Ces fonds sont destinés :

- à mettre en place des filières de valorisation des déchets métalliques faiblement radioactifs ;
- à mettre au point des procédés de traitement des déchets radioactifs chimiquement réactifs ;
- à réduire le volume de stockage et la radioactivité des déchets graphite.

Dans cette même enveloppe financière, un avenant à cette convention a récemment été préparé, pour introduire un nouvel axe de recherche, au travers d'un appel à projets avec l'ANR, afin d'optimiser la gestion des déchets issus du démantèlement des installations nucléaires. La part financée par les investissements d'avenir pour ce nouveau thème s'élèvera à 45 M€. L'appel à projets devrait donner lieu à deux éditions, une en 2014 et une en 2015.

S'agissant des projets initialement visés par le PIA :

- des études menées en 2011 sur le recyclage des déchets métalliques TFA en colis de fonte ont montré que les investissements seraient trop lourds par rapport aux débouchés envisagés. L'ANDRA étudie actuellement d'autres options ;
- le projet de traitement des « déchets alpha », mené en collaboration avec AREVA et le CEA, a fait l'objet, en novembre 2012, d'une décision du Premier ministre autorisant l'ANDRA à contractualiser avec les bénéficiaires, et a reçu l'aval de la Commission européenne. Signé par l'ensemble des parties en novembre 2013, le contrat prévoit une phase de R&D jusqu'en 2018 qui permettra la mise au point d'une unité pilote de

[130] Ces travaux confiés à l'ANDRA ne constituent pas l'ensemble de l'effort de R&D sur le traitement des déchets, des études étant réalisées sur fonds propres par EDF, AREVA et également le CEA, sur le sujet.

traitement par torche à plasma de ces déchets à forte composante organique. La part financée par le PIA s'élève à 19,8 M€;

- s'agissant du traitement des déchets graphite, un programme de R&D commun a été signé en 2011 entre EDF, le CEA et l'ANDRA, mais ce projet n'a finalement pas pu être soutenu par le PIA, EDF ayant déjà lancé des actions en vue d'une installation d'une unité pilote aux États-Unis.

II - Les dépenses publiques de sécurité, sûreté et de transparence

La Cour dans son rapport de 2012 évaluait les dépenses liées à la sécurité et à la sûreté financées par crédits publics à 230 M€. Ce total comprenait cinq types de coûts : le budget de l'ASN (hors IRSN), le budget de l'IRSN (hors recherche), les surcoûts liés à la gendarmerie nationale non remboursés par les exploitants, les coûts annuels de sécurité civile (y compris comprimés d'iode) et la contribution AIEA[131]. Compte-tenu des montants en jeu, les nouvelles investigations de la Cour n'ont porté que sur les budgets de l'ASN et de l'IRSN. À noter par ailleurs que la contribution versée à l'AIEA a peu évolué, la contribution estimée au PLF 2014 étant de 16,6 M€.

Tableau n° 52 : crédits publics liés à la sécurité, sûreté et transparence nucléaire

M€courants	2010	2013
ASN (exécution 2013 hors IRSN)	68	81
IRSN (réalisation 2013 hors recherche)	129	102
Gendarmerie nationale*	4	4
Sécurité civile*	13	13
Contribution AIEA	16	17
Total	**230**	**217**

Source : Cour des comptes
** hypothèse de stabilité par rapport aux montants du rapport de 2012*

[131] Principale contribution versée à une organisation internationale dans le domaine nucléaire.

Dans cette partie du rapport, contrairement aux dépenses de recherche, seules les dépenses financées par crédits publics sont développées. Il parait cependant intéressant de mentionner que, suite au renforcement récent de la réglementation en matière de sécurité nucléaire, les exploitants doivent mettre en œuvre un nouveau référentiel ambitieux, qui devrait entraîner une hausse de leurs dépenses en matière de sécurité.

A - L'ASN

L'ASN est une autorité administrative indépendante, créée par la loi sur la transparence et la sécurité nucléaire de 2006. Les missions de l'ASN s'articulent autour de trois métiers :

- réglementer : elle est chargée de contribuer à l'élaboration de la réglementation, en donnant son avis au Gouvernement sur les projets de décrets et d'arrêtés ministériels ou en prenant des décisions réglementaires à caractère technique ;
- contrôler : elle est chargée de vérifier le respect des règles et des prescriptions auxquelles sont soumises les installations ou activités qu'elle contrôle ;
- informer le public : elle est chargée de participer à l'information du public, y compris en cas de situation d'urgence.

Les effectifs de l'ASN ont évolué de 432 agents en 2008 à 451 en 2010 puis à 478 en 2013, soit + 11 % en 5 ans.

La totalité des moyens de l'ASN provient de l'État. Dans son précédent rapport, la Cour soulignait l'organisation budgétaire complexe de l'ASN, les financements de l'État étant répartis à l'époque entre quatre programmes. La situation s'est encore compliquée avec l'ajout d'un cinquième programme en 2011.

Le budget total de l'ASN a augmenté de 13 % entre 2010 et 2013, pour faire face notamment aux besoins nouveaux induits par la procédure des évaluations complémentaires de sûreté (ECS) « post-Fukushima Daiichi ». L'ASN a ainsi bénéficié en 2013 d'un budget total de 164,5 M€, dont 84 M€ pour les activités d'appui de l'IRSN à l'ASN qui représentent la moitié du budget de l'ASN (cf. annexe 21).

Le budget 2014 de l'ASN est prévu stable par rapport à 2013, mais l'agence devra gérer après 2014 de nouveaux dossiers qui devraient accroitre ses besoins. Une forte augmentation de la subvention pouvant

s'avérer difficile en période budgétaire contrainte, la question du financement de ces coûts supplémentaires devra être tranchée.

B - L'IRSN

L'IRSN, créé dès 1981, mais dont le fonctionnement a été précisé dans le décret n°2002-254 du 22 février 2002, est l'expert public en matière de recherche et d'expertise sur les risques nucléaires et radiologiques.

Pour ses activités rattachables à la production d'électricité nucléaire, le financement de l'IRSN est assuré par :

- une subvention pour charge de service public inscrite au programme 190 (199,3 M€ en 2013), en baisse depuis 2011, évolution qui devrait se poursuivre en 2014 (- 20 M€ en PLF) ;
- une contribution versée par les exploitants nucléaires, en application d'une disposition législative votée en 2010, dont le taux peut varier dans certaines limites à l'initiative du gouvernement. Cette contribution se substitue à une partie de la subvention et s'est élevée à 53 M€ en 2013 ;
- des financements extérieurs.

Ainsi les financements publics provenant du budget de l'État reçus par l'IRSN en 2013 pour ses activités nucléaires civiles (199,3 M€ dont 84 M€ d'appui à l'ASN), ne représentent plus que 61 % de l'ensemble des crédits de l'IRSN contre 73 % en 2010, la nouvelle contribution des exploitants finançant désormais 16 % des dépenses de l'IRSN (cf. annexe 21). En soustrayant de ce total les crédits consacrés à la recherche[132], déjà pris en compte précédemment (au I), il reste 101,7 M€ consacrés aux dépenses de sûreté/sécurité.

L'IRSN, tout comme l'ASN, fera face à partir de 2015/2016 à des demandes croissantes d'expertise en sûreté nucléaire. L'IRSN devrait ainsi être mis à contribution sur plusieurs projets dont notamment la mise en service de l'EPR, la préparation du démantèlement de la centrale de Fessenheim, l'analyse des demandes de prolongation d'exploitation des autres réacteurs et le programme Cigéo.

[132] 97,6 M€ de subvention, dont 17 reversés au CEA.

Dans une lettre conjointe du 15 avril 2014, l'ASN et l'IRSN ont d'ailleurs alerté la Ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, sur le besoin de renforcement du dispositif de contrôle dans le domaine de la sûreté nucléaire, et sur les moyens humains et financiers nécessaires à un tel renforcement[133].

CONCLUSION

Le total des dépenses, publiques et privées, consacrées à la recherche nucléaire ont augmenté de 10 % entre 2010 (1 022 M€) et 2013 (1 124 M€). Au sein de ce total, ***les dépenses financées sur crédits publics*** *ont augmenté de 25 % entre 2010 (414 M€) et 2013 (****515 M€****); cette augmentation est portée par le programme des investissements d'avenir (réacteur de recherche RJH et programme ASTRID pour la 4ème génération). Ces dépenses ont vocation à rester à un niveau élevé dans les années à venir, avec un pic à prévoir en 2014.*

Les dépenses financées sur crédits publics liées à la sûreté et à la sécurité *peuvent être estimées à* ***217 M€ en 2013****, en diminution par rapport à 2010 (230 M€, - 6 %), malgré les travaux supplémentaires induits par les évaluations complémentaires de sureté « post-Fukushima Daiichi » ; en effet une partie des dépenses de l'IRSN est désormais financée par une contribution versée directement par les exploitants nucléaires. Ces dépenses ont vocation à croître sensiblement après 2014, en raison de l'expertise nécessitée par des dossiers à venir (mise en service de l'EPR, démantèlement de Fessenheim, allongement de la durée de vie des centrales).*

Au total*, ces dépenses de recherche et de sécurité financées sur crédits publics ont donc augmenté de 14 % (de 644 M€ en 2010 à* ***732 M€ en 2013****). Cette progression qui va probablement se prolonger dans les prochaines années conduit à faire deux remarques :*

- la Cour avait noté dans son rapport de 2012, compte tenu des ordres de grandeur à l'époque voisins, que l'on pouvait considérer que la taxe sur les installations nucléaires de base (INB) couvrait globalement les dépenses financées par crédits publics du secteur nucléaire, en matière de R&D et de sûreté/sécurité[134] ; ce constat ne peut être

[133] Les moyens supplémentaires nécessaires à terme pour l'ASN y sont estimés à 125 postes budgétaires et 21 M€, et ceux pour l'IRSN à 65 postes budgétaires et 15 M€.

[134] Cette remarque vise à rapprocher des ordres de grandeur et à mesurer dans quelle proportion les moyens financiers apportés au budget de l'État par les exploitants nucléaires à travers la taxe INB, qui est incluse dans leurs coûts de production,

*renouvelé en 2013, l'écart entre le montant de la **taxe INB (579 M€,** stable par rapport à 2010) et le montant total des dépenses financées par des crédits publics en lien avec la production d'énergie nucléaire (732 M€) s'étant sensiblement accru. Les ordres de grandeur restent en revanche voisins, si l'on ne considère que les dépenses de recherche directement liées au parc en exploitation (hors recherche sur la 4ème génération par exemple) ;*

- dans un contexte budgétaire contraint, cette augmentation pose la question de la forme du financement des besoins financiers supplémentaires à venir de l'ASN et de l'IRSN, par subvention ou par l'augmentation de la contribution des exploitants.

couvrent les dépenses financées par des crédits publics et qui sont des conséquences directes de leur activité

Chapitre VI

Risque nucléaire et assurance

En matière d'accident grave, la filière nucléaire est dans une situation particulière : la réalisation du risque est très peu probable mais, en cas de sinistre, les conséquences peuvent être catastrophiques ; toutefois la probabilité de survenance comme la gravité des accidents sont difficiles à estimer et sujets à de nombreux débats.

Dans ce contexte, le régime de responsabilité civile des exploitants nucléaires est l'objet de dispositifs spécifiques sur l'évolution desquels la Cour a fait des recommandations dans son rapport précédent. Par ailleurs, des travaux d'approfondissements des méthodes de calcul des coûts des accidents et les conséquences de celui de Fukushima Daiichi permettent de disposer d'éléments supplémentaires de réflexion sur ces sujets.

I - Responsabilité civile nucléaire et assurance

Les caractéristiques du risque nucléaire ont conduit les États concernés par cette activité à organiser un régime de responsabilité civile[135] particulier dans un cadre supranational. Contrairement au droit commun de la responsabilité civile, ce régime prévoit la responsabilité du

[135] On rappelle que la responsabilité civile couvre les dommages causés aux tiers qui subissent un préjudice pouvant donner lieu à réparation. Ces dommages ne comprennent donc pas ceux causés par l'accident aux installations de l'exploitant, couverts par une « assurance dommage » distincte.

seul exploitant sans que sa faute ait à être démontrée et limite son montant par des plafonds de durée et de montants d'indemnisation des dommages causés aux personnes et aux biens. Pour prévenir l'insolvabilité de l'exploitant, cette responsabilité fait l'objet d'une garantie financière obligatoire.

Les conventions internationales de Paris et de Bruxelles applicables sur ce sujet en France[136] instaurent un système de responsabilité civile nucléaire organisé autour de trois tranches d'indemnisation cumulatives et plafonnées, à la charge de l'exploitant (plafonnée à 91,5 M€), de l'État de l'installation (plafonnée à 110 M€ environ), puis des États parties aux conventions (plafonnée à 144 M€ environ). Les plafonds de chacune des tranches étant très limités par rapport au montant des dommages que pourrait causer un accident nucléaire grave, des protocoles signés en février 2004 prévoient une augmentation notable des plafonds. La France a ratifié ces protocoles, qui prévoient également un élargissement de la définition des dommages à couvrir. Toutefois ces textes ne sont pas encore applicables du fait de l'absence de ratification par l'Italie, le Royaume Uni et la Belgique[137].

Tableau n° 53 : indemnisation prévue par les conventions de Paris/Bruxelles et protocoles de 2004

Tranches	Montants prévus par les conventions en vigueur en France	Protocoles 2004
Exploitant	91,5 M€	700 M€
État de l'exploitant	+ 109,8 M€ soit au total : 201,3 M€	+ 500 M€, soit au total : 1 200 M€
États-parties	+ 143,7 M€ soit au total : 345 M€	+ 300 M€ soit au total : 1 500 M€

Source : Dispositifs conventionnels et législatifs et Cour des comptes

[136] Convention de Paris du 29 juillet 1960 et convention complémentaire de Bruxelles du 31 janvier 1963, avec leurs protocoles additionnels, dont les dispositions sont reprises et complétées par la loi n° 68-943 du 30 octobre 1968.

[137] Les protocoles ayant pour conséquence annexe une modification de compétences des tribunaux, le Conseil européen a exigé, en vertu de la règle de l'unanimité pour les questions judiciaires, que tous les États-membres déposent simultanément leurs instruments de ratification.

a) Recommandation n° 7 de la Cour en 2012 : application des protocoles de 2004

Dans son précédent rapport, la Cour, considérant que l'application des protocoles de 2004 était très souhaitable, préconisait que la France s'efforce de les faire entrer en vigueur le plus rapidement possible, au moins au plan national.

La France a été active au niveau international pour promouvoir une entrée en vigueur des protocoles la plus rapide possible, mais sans résultat tangible pour le moment[138].

Faute de progrès au niveau international, un projet de loi a été déposé au Sénat le 21 mars 2012 prévoyant une augmentation unilatérale du plafond de responsabilité de l'exploitant à 700 M€, mais celui-ci n'a pas pu être voté pendant la législature. Ces dispositions ont donc vocation à être reprises dans le projet de loi pour la transition énergétique afin d'assurer l'augmentation du plafond.

Par un courrier du 20 décembre 2013, le ministre de l'économie et des finances et celui chargé de l'énergie ont informé les exploitants nucléaires[139], les assureurs et les réassureurs du secteur nucléaire de cette perspective tout en les assurant que, quel que soit le calendrier d'avancement des ratifications des protocoles ou de la loi, « *il ne sera pas exigé de garanties financières conformes au nouveau champ de dommages avant* ***le 1er janvier 2015*** », précisant que « *le code de l'environnement sera modifié en conséquence* ».

L'annonce de ce délai a pour objectif de permettre aux exploitants de disposer à cette date des assurances et des garanties financières adaptées, compte tenu de l'annualité des contrats d'assurance et de réassurance ainsi que des contraintes liées à la mise en place d'une intervention publique, sous forme d'une couverture par l'État en contrepartie du versement d'une prime. Cette intervention sera en effet nécessaire pour compléter les capacités du marché privé de l'assurance et de la réassurance qui ne permettra pas de fournir une garantie couvrant la

[138] À noter la signature d'une déclaration conjointe France – États-Unis en août 2013 sur la responsabilité civile en matière de dommages nucléaires affirmant leur engagement à contribuer à l'établissement d'un régime mondial de responsabilité civile nucléaire.

[139] Il s'agit d'une réponse apportée aux exploitants nucléaires qui étaient préoccupés d'une possible entrée en vigueur du protocole provoquée par une levée de la décision de 2004 du Conseil européen dans des délais trop courts pour leur permettre de réunir les garanties financières requises.

totalité du champ des protocoles de 2004. En particulier, les assurances ne devraient pas pouvoir prendre en charge les coûts des mesures de restauration de l'environnement ni l'extension de 10 à 30 ans du délai de prescription pour les dommages corporels.

On peut s'interroger toutefois sur ce qui se passera si ni la ratification des protocoles ni le vote de la loi sur la transition énergétique interviennent avant la fin 2014[140].

b) Recommandation n° 8 de la Cour en 2012 : application plus rigoureuses des dispositions juridiques en vigueur

La Cour recommandait également une application plus rigoureuse des dispositions juridiques en vigueur[141] sur deux points principalement :

- remédier à l'absence d'une liste des exploitants d'installations nucléaires entrant dans le champ d'application de la convention de Paris et devant disposer de la garantie financière prévue pour indemniser les victimes d'un dommage : cette recommandation a commencé à être mise en application, une liste des exploitants des INB au 30 juin 2013 relevant de la convention de Paris ayant été établie par la DGEC ; elle sera complétée par la liste des ICPE soumises à la convention de Paris, que le projet de loi sur la transition énergétique envisage d'inclure dans la législation nationale sur la responsabilité civile nucléaire en application de la convention ;
- remédier à l'absence d'agrément systématique pour les garanties de responsabilité civile nucléaire, ce qui ne permet pas de certifier la fiabilité des garanties financières mises en place par les exploitants : après analyse juridique, il semble que ce régime d'agrément ne serait pas pleinement conforme au droit européen ; il est donc envisagé de le faire évoluer à l'occasion d'une prochaine loi sans que les nouvelles dispositions soient arrêtées.

[140] À noter qu'il n'est pas envisagé d'anticiper les dispositions du protocole de 2004 modifiant la convention de Bruxelles, qui porte sur la tranche de l'État et la tranche internationale.
[141] Loi n° 68-943 du 30 octobre 1968 relative à la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire.

Ainsi, s'il y a eu des progrès sur ces deux points depuis le précédent rapport, les recommandations ne sont pas encore complètement appliquées.

II - Le coût des accidents nucléaires

Les règles relatives à la responsabilité civile nucléaire laissent à la charge de l'État une part importante des conséquences d'un éventuel accident nucléaire[142]. D'une part, il devrait assurer le financement de la deuxième tranche de financement pour la réparation des dommages (126,5 M€actuellement, et 500 M€avec les protocoles 2004) et participer à la troisième tranche de financement (49 M€ actuellement, 120 M€ environ avec les protocoles de 2004). D'autre part, si le coût de l'accident dépasse les trois tranches d'indemnisation (345 M€ actuellement ; 1,5 Md€ avec les protocoles de 2004), il serait probablement conduit à indemniser une partie des dommages au-delà du plafond prévu par la loi, sans compter les coûts économiques que supporterait probablement l'économie française, tels que la réduction du tourisme ou des exportations. Le chiffrage du coût des accidents est donc un exercice utile pour essayer de mesurer les risques pris par les différents protagonistes.

a) L'approche économique de l'IRSN

Ces chiffrages sont aujourd'hui essentiellement réalisés, en France, par l'IRSN, depuis qu'en 2005 l'ASN lui a demandé d'expertiser un indicateur coûts/bénéfice des travaux de sûreté proposé par EDF. Une première estimation du coût des accidents graves et majeurs a été examinée en 2007 par le groupe permanent d'experts sur les réacteurs nucléaires, placé auprès de l'ASN. Ce travail, sur la base duquel la Cour avait travaillé dans son rapport de 2012, n'avait pas vocation à être publié, notamment parce que certains éléments nécessitaient des approfondissements[143]. Il a été toutefois mis en ligne sur le site de l'IRSN en novembre 2012 après que des fuites dans la presse en aient donné une

[142] On fait ici abstraction du cas d'une défaillance tant des assureurs (ou garanties alternatives) que de l'exploitant qui conduirait l'État à compenser cette défaillance par subsidiarité.

[143] Ainsi, dans sa note d'information publiée le 26 mars 2013, l'IRSN indique que « le rapport de 2007 citait une valeur extrême, issue d'une modélisation rudimentaire ». mais les autres conclusions du rapport sont dans l'ensemble confortées par les estimations approfondies réalisées plus récemment.

vision tronquée. Enfin, l'IRSN a publié sur son site internet le 14 avril 2014 un rapport méthodologique complet qui permet de connaitre les hypothèses sur lesquelles sont fondées ses estimations.

L'IRSN considère que, si les coûts des accidents sont sous-estimés, la valeur de la prévention le sera également. Il en résultera des dépenses de prévention inférieures à ce qu'elles auraient dû être, toutes choses égales par ailleurs et, par conséquent, le risque retenu sera supérieur à ce qu'il aurait dû être[144]. L'institut cherche donc à identifier puis à procéder à une estimation économique des accidents en prenant en compte **tous les types de coûts**, même ceux que l'on ne sait pas chiffrer avec précision et indépendamment de ce qui est ou non indemnisable :

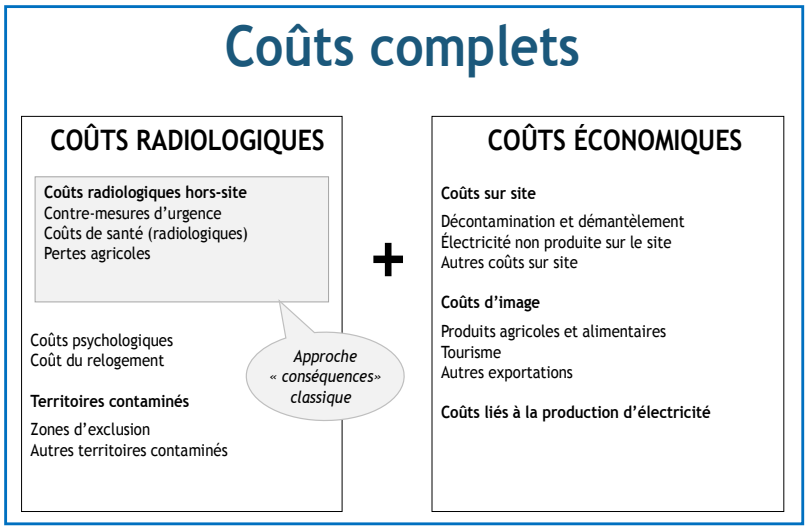
- les coûts habituellement retenus, de manière plus ou moins exhaustive, dans ce type d'étude, c'est-à-dire les **coûts radiologiques hors site** (mesures d'urgence, effets sanitaires et psychologiques, pertes agricoles, relogement) ;
- les **coûts sur le site** de l'accident lui-même (réhabilitation, remplacement, etc.) ;
- les **coûts des territoires contaminés** (zones d'exclusion, zones de contrôles radiologiques) ;
- les « **coûts d'image »,** conséquences économiques de l'accident sur le tourisme, l'activité agricole et les exportations ;
- **l'effet parc**, c'est-à-dire les coûts liés aux conséquences d'une éventuelle modification des conditions de production de l'électricité (statu quo, réduction de la durée de fonctionnement des réacteurs, accélération de la mise en place des EPR, modification du mix énergétique, etc.)[145].

Les études de l'IRSN ne sont pas les seules évaluations des coûts d'un accident nucléaire mais, à la connaissance de la Cour, il ne semble pas que des travaux semblables à ceux de l'IRSN, c'est-à-dire visant à faire un chiffrage quasi exhaustif des conséquences de ces accidents, soient réalisés par d'autres acteurs en France ni dans le monde, ni pour d'autres industries.

[144] On rappelle toutefois qu'en France, le système de sûreté, sous le contrôle de l'ASN, fixe les objectifs indépendamment d'une analyse coût-bénéfice.

[145] À noter que, pour une part, cela revient à calculer ce que cela coûte de ne pas avoir d'énergie nucléaire pendant une certaine période ; donc de mesurer, a contrario, ce que cela a « rapporté » de produire de l'électricité nucléaire avant l'accident.

Tableau n° 54 : liste des coûts pris en compte par l'IRSN



Source : IRSN

Toutefois, d'autres études, notamment internationales, s'attachent à évaluer les conséquences d'un accident nucléaire avec fusion du cœur. Mais, dans toutes ces études, le coût d'un accident dépend intrinsèquement de la quantité de radioéléments rejetés et de la taille de la zone contaminée à long terme qui en résulte. S'il n'y a pas de contamination à long terme des territoires[146], les conséquences de l'accident sont considérablement limitées et les coûts qui en découlent sont bien plus faibles que ceux avec à contamination long terme.

Ainsi, les principales études internationales[147] traitent des coûts directs c'est-à-dire des coûts sur les territoires contaminés. En revanche, contrairement à l'approche de l'IRSN, elles ne traitent pas les coûts indirects de l'accident, c'est-à-dire les conséquences économiques sur les territoires non contaminés (impacts sur le tourisme, sur les exportations, sur les prix de l'électricité, etc.), ou uniquement partiellement (coûts de l'énergie de substitution), notamment en raison des plus fortes

[146] Objectif poursuivi, en termes de sûreté, par les prescriptions de l'ASN et les investissements des exploitants.
[147] Étude européenne (ExternE), étude américaine (NRC), étude canadienne (Candu Owners Group), étude anglaise (Public Health England).

incertitudes et de leur dépendance à la gestion de l'accident et des politiques publiques.

Dans le cas d'accident grave avec rejets différés et filtrés, les études internationales donnent des ordres de grandeur du coût d'un accident nucléaire de l'ordre de 1 à quelques milliards d'euros, dont une partie seulement entre dans la catégorie des dommages indemnisables par l'exploitant au titre de sa responsabilité civile (au sens de la Convention de Paris révisée).

Au niveau européen, les exploitants nucléaires ont élaboré une position commune dans le cadre de l'ENEF (European Nuclear Energy Forum mis en place par la Commission Européenne), sur les hypothèses à retenir pour évaluer le coût d'un accident nucléaire et les montants relevant de la responsabilité nucléaire de l'exploitant. Les analyses techniques du groupe ENEF sont comparables à celles de l'IRSN, ses analyses économiques couvrent un périmètre cohérent avec celui des conventions de Paris et de Vienne, moins large que celui du tableau n°52. Les conséquences d'un accident telles qu'examinées par ENEF[148], conduiraient à une contamination à long terme des territoires très faible compte tenu des rejets de Césium limités grâce par exemple aux systèmes de filtration mis en place, comme en France.

Enfin, l'Agence pour l'énergie nucléaire (AEN) de l'OCDE travaille actuellement sur une méthodologie partagée entre ses membres d'estimation des coûts d'un accident nucléaire. Elle s'appuie sur un groupe d'experts, regroupant des représentants de l'IRSN, d'EDF et du ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie. La publication de son rapport est prévue en 2015 ; il vise à préciser les types de coûts à prendre en considération[149].

b) Les résultats des travaux de l'IRSN

Les études de l'IRSN sur les coûts des accidents distinguent deux grands types d'évènements :

- les accidents **graves**, avec une fusion du cœur qui entraîne des rejets différés et filtrés ;

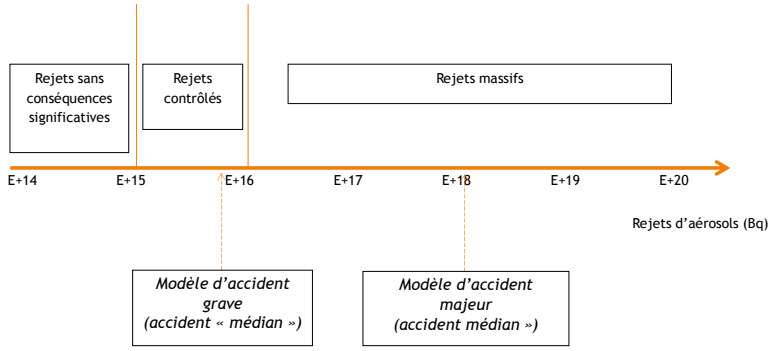
[148] Texte validé par ENEF le 26 janvier 2014.

[149] En particulier, dans son projet de chapitre 3, l'AEN propose une approche intitulée « *total social cost perspective* » cohérente avec l'approche de l'IRSN.

- les accidents **majeurs**, avec une fusion du cœur et des rejets massifs incontrôlés et non filtrés, comme ceux de Tchernobyl ou de Fukushima Daiichi.

Pour chacun de ces deux types d'accidents, les conséquences peuvent être très différentes en fonction de plusieurs facteurs : quantité de rejets, conditions météorologiques, localisation géographique, réactions des populations et des autorités, poids du secteur nucléaire, etc. Les résultats sont donc présentés pour le scénario médian[150] de chaque grande famille d'accidents, sachant que les études de l'IRSN portent actuellement sur les réacteurs de 900 MW.

Tableau n° 55 : familles d'accidents et rejets d'aérosols dans le cas des réacteurs de 900 MWe



Source : IRSN

Sur ces bases, en utilisant différents types d'informations disponibles, y compris les mesures faites à la suite de crises non nucléaires pour estimer les « effets d'image », le coût médian d'un accident nucléaire grave en France, calculé par l'IRSN, serait actuellement[151] de 120 Md€ tandis que le coût d'un accident majeur s'élèverait à 450 Md€; ces estimations ne couvrent que le coût global pour la France.

[150] Sur la base de très nombreux scénarios possibles, l'IRSN a tout d'abord déterminé un scénario de rejets médian dans chaque famille dont il cherche ensuite à estimer un coût médian ; on définit ainsi un accident « modèle » de la famille dont la description permet de comprendre les grandes caractéristiques des accidents de la famille.

[151] Les prescriptions de l'ASN dans le cadre des travaux « post-Fukushima Daiichi » visant notamment à réduire les rejets radioactifs en cas d'accident, leur mise en œuvre devrait réduire les conséquences des accidents et donc leur coût.

Tableau n° 56 : estimation du coût des accidents nucléaires

Types de coût	Accident grave		Accident majeur	
	Md€	**%**	**Md€**	**%**
Coûts sur site	10	8 %	15	3 %
Coûts radiologique hors site	9	7 %	54	12 %
Territoires contaminés	11	9 %	110	25 %
Effet sur le parc production d'électricité	44	35 %	88	20 %
Coûts d'image	50	42 %	180	40 %
Total (arrondi)	120	100 %	450	100 %

Source : IRSN
nb : Pour plus de précision sur les estimations de coûts voir annexe 22 (synthèse des résultats des études de l'IRSN) et le rapport de l'IRSN intitulé « Méthodologie appliquée par l'IRSN pour l'estimation des coûts d'accidents nucléaires en France », publié sur le site de l'IRSN le 14 avril 2014.

Ces résultats précisent donc ceux des études de 2007, le coût de l'accident grave médian (120 Md€) étant bien compris entre les deux bornes de l'accident grave (entre 70 Md€ et 150 Md€) et celui de l'accident majeur médian (450 Md€) compris entre les deux bornes de l'accident majeur (entre 150 Md€et 760 Md€)[152].

Toutefois, les chiffrages de ce rapport de l'IRSN, notamment ceux des éléments qui font l'originalité de ce travail (coût d'image et effet parc), sont **encore peu documentés** et peuvent donner lieu à beaucoup de débats[153]. D'ailleurs, comme le mentionne le rapport lui-même, des études spécifiques menées en dehors de l'IRSN devraient « préciser les scénarios d'impact d'image » et « il serait souhaitable de mener une étude macroéconomique sur les effets indirects, au lieu de traiter ceux-ci ligne par ligne ».

c) L'assurabilité des dommages

La publication du rapport méthodologique de l'IRSN va permettre à chacun de discuter les hypothèses et les estimations des chiffrages qu'en

[152] L'accident intermédiaire entre les deux familles d'accidents, graves et majeurs, a été retenu en considérant 100 fois plus de rejets en césium 137 que l'accident grave minorant et 100 fois moins que l'accident majeur majorant.
[153] En particulier, la présentation qui en est faite dans le présent rapport ne vaut pas validation par la Cour qui n'a pas cherché à vérifier les chiffrages, ce qui n'était pas possible dans les délais de son enquête.

a tirées l'institut, ce qui devrait faire avancer globalement les connaissances et les débats sur ces sujets.

En particulier, le rapprochement du chiffrage de ces différents coûts avec les conséquences de l'accident de Fukushima Daiichi, qui correspond à la définition d'un accident majeur (fusion avec rejets, circonstances météorologiques et géographiques relativement favorables), permettra d'affiner certains résultats.

Ainsi, le nombre de réfugiés japonais (80 000 réfugiés issus des zones évacuées auxquels s'ajoutent environ 80 000 « réfugiés volontaires ») est cohérent avec l'hypothèse de 100 000 réfugiés retenus par l'IRSN pour un accident majeur. Les coûts eux-mêmes sont encore, dans l'ensemble, assez mal connus (voir annexe 23) mais ils semblent compatibles avec les estimations de l'IRSN, sachant que les coûts d'image seront très difficiles à mesurer du fait de la coexistence des effets de l'accident et du Tsunami sur de nombreuses données (tourisme, par exemple).

Dans le cadre des réflexions sur la couverture des coûts des accidents nucléaires, il faut rappeler que :

- ces coûts ne sont pas associés à des probabilités de réalisation des accidents considérés, qui restent très faibles ; ils s'écartent donc du « coût du risque » stricto sensu qui s'évalue en multipliant la probabilité par le dommage ;
- l'ensemble des coûts estimés par l'IRSN n'a pas vocation à être couvert par des indemnisations, compte tenu de leur nature.

En cas d'accident, le coût de la contribution de l'État[154], au-delà des tranches d'indemnisation prévues par les règlementations nationales et internationales, reste donc très difficile à évaluer.

Dans son rapport précédent, la Cour avait tenté d'approcher le coût de la couverture d'un éventuel accident par l'État en le comparant au coût de la création *fictive* d'un fonds d'indemnisation, comme cela existe dans d'autres domaines, en prenant comme base de calcul le coût d'un sinistre nucléaire de 70 Md€. En excluant, pour la simplicité du raisonnement, toute approche probabiliste, la création d'un fonds, doté à concurrence de

[154] Parallèlement à ce risque, on pourrait considérer que les ressources perçues par l'État depuis la construction du parc nucléaire actuel, sous forme d'impôt sur les sociétés et de dividendes d'EDF, sont la contrepartie des dépenses éventuelles liées aux accidents.

ce montant sur la durée de fonctionnement moyenne de 40 ans du parc nucléaire, coûterait 1,41 €/MWh[155]. Sur les mêmes bases, avec un coût du sinistre grave médian de 120 Md€, on obtient un coût de 2,4 €/MWh[156].

Ces chiffrages ont seulement pour intérêt de montrer que, même dans ces hypothèses de travail très pessimistes qui consistent à prendre une probabilité de 1 qu'un accident grave survienne pendant la durée de fonctionnement des centrales (40 ans), le coût du fond resterait limité par rapport au coût du MWh. Mais les approches probabilistes conduisent à des fréquences bien plus faibles. L'ordre de grandeur d'un accident de fusion de cœur, y compris partielle et sans rejets d'éléments radioactifs dans l'environnement, se situe autour de 10^{-4} ou 10^{-5} par an-réacteur, soit un accident sur un parc de 100 réacteurs tous les 100 ans si l'on prend la valeur la plus haute et tous les 1 000 ans si l'on s'en tient à la borne la plus basse[157]. Comme l'indiquait la Cour en 2012, ces développements ne doivent donc pas être compris comme militant en faveur de la création d'un fonds qui risquerait, au demeurant, de déresponsabiliser les différents acteurs et ne les encouragerait pas à prendre toutes les mesures nécessaires afin d'éviter que des accidents nucléaires ne se produisent en investissant dans l'amélioration de la sûreté[158].

La comparaison avec la manière dont l'État gère sa faculté d'être son propre assureur dans d'autres domaines, notamment en matière de catastrophes technologiques, n'apporte pas de réponse particulière sur ce point. Ainsi, le système de responsabilité civile des propriétaires de navires pour les dommages résultant de la pollution par les hydrocarbures est proche de celui du nucléaire. Il instaure un système d'assurance-responsabilité obligatoire et limite la responsabilité à un montant défini en fonction de la jauge du navire. Certes un fonds (FIPOL) a bien été créé

[155] Cela se traduirait par une dotation de 580 M€ par an (avec une hypothèse de rendement annuel des fonds de 5 %) pour une production annuelle d'électricité d'origine nucléaire en France estimée à 410 millions de MWh. Cela représente une « dotation » annuelle de 83 M€ (soit 0,20 € par MWh) par tranche de 10 Md€ de coût du sinistre.

[156] Avec une durée de 50 ans, le coût serait de 1,4 €/MWh, la durée d'exploitation des centrales ayant des conséquences significatives sur le résultat de ces calculs.

[157] Pour une présentation des résultats des études probabilistes de sûreté pour le parc français, voir notamment l'ouvrage de l'IRSN « Les accidents de fusion de cœur des réacteurs nucléaires de puissance », Didier Jacquemain coordinateur, IRSN/EDP, 2013 ; pour une discussion générale sur les probabilités d'accident nucléaire voir par exemple, François Lévêque, Nucléaire On/Off – Analyse économique d'un pari, Editions Dunod, 2013.

[158] Cf. sur ce point la note de juin 2013 de l'IRSN intitulée « avis de l'IRSN sur la sûreté nucléaire dans le cadre du Débat national sur la transition énergétique ».

afin de compléter l'indemnisation à la charge du propriétaire du navire (plafonnée à 102 M€environ), mais les montants d'indemnisation restent plafonnés (environ 233 M€ supplémentaires), même si un second fonds, porté par un nombre beaucoup plus limité d'États, complète encore ce plafond.

Pour les autres types de catastrophes technologiques, il n'y a pas de dispositif spécifique et les comptes de l'État ne font apparaître aucun élément de prise en compte de sa responsabilité dans la prise en charge des conséquences de telles catastrophes. Or, dans le domaine de l'industrie chimique, par exemple, certaines catastrophes dans des zones particulièrement peuplées (vallée du Rhône par exemple) auraient des conséquences humaines et économiques très importantes si l'on prend la même liste de coûts que ceux identifiés par l'IRSN en matière nucléaire.

Ainsi, l'ensemble des activités pour lesquelles l'État est son propre assureur, sont comptablement traitées de manière identique, qu'il s'agisse de la production d'électricité nucléaire[159] ou d'autres activités[160].

CONCLUSION

En matière de responsabilité civile nucléaire, les recommandations de la Cour dans son rapport de 2012 n'ont pas encore été complètement mises en œuvre :

- l'application partielle de certaines dispositions du protocole de 2004 modifiant la convention de Paris (augmentation du plafond de responsabilité des exploitants hors extension du champ des dommages) pourrait être anticipée par rapport à leur entrée en vigueur internationale par des dispositions incluses dans le projet de loi pour la transition énergétique, mais le projet de texte n'est pas encore connu et encore moins voté ;

[159] À l'exception du mécanisme exposé ci-dessus (I – responsabilité civile nucléaire et assurances) qui fait de l'État l'assureur en dernier ressort, au titre de la garantie qu'il accorde à la Caisse centrale de réassurance (CCR), à hauteur des plafonds applicables actuellement (331 M€ en 2012 dans l'annexe des comptes de l'État, au titre du Hors bilan).

[160] À titre informatif, on peut préciser qu'en matière de production d'hydroélectricité, il n'y a pas de plafond à la responsabilité civile d'EDF, en cas de rupture de barrage par exemple. EDF est assurée jusqu'à 1 Md€; au-delà de ce montant de dommages, elle est son propre assureur. Dans ce cas, dans l'hypothèse où les fonds propres de l'entreprise seraient significativement affectés, l'État, en tant que premier actionnaire, pourrait être conduit à la soutenir financièrement.

- l'application des dispositions légales actuelles n'a pas été complètement modifiée dans le sens d'une plus grande rigueur, comme souhaité par la Cour.

Par ailleurs, l'évaluation des coûts des accidents nucléaires est un exercice complexe, qui suppose de bien définir les différents coûts pris en compte, de nature très diverse, ainsi que les hypothèses retenues concernant les accidents eux-mêmes. La publication récente des travaux de l'IRSN permet de faire progresser les réflexions sur ces sujets, même s'ils ont vocation à être discutés et affinés.

Ils mettent en évidence le fait que l'État pourrait avoir à intervenir de manière très lourde en cas d'accident, comme le montre l'accident de Fukushima Daiichi. Toutefois, la mise en place de mécanismes pour couvrir a priori ces coûts dont la probabilité d'occurrence est très faible ne parait pas la solution la plus adaptée économiquement et financièrement ; en outre, elle risquerait de déresponsabiliser les différents acteurs concernés et donc de ne pas contribuer à assurer le meilleur niveau de sûreté du parc.

Conclusion générale

Les analyses précédentes permettent de comparer la situation avec celle qui prévalait au moment de la publication du rapport public de janvier 2012. Elles permettent de préciser les évolutions des coûts depuis 2010, de s'interroger sur celles des coûts futurs et de faire le point sur les recommandations de la Cour.

1 - L'évolution des coûts de production depuis 2010

Dans son rapport 2012, la Cour utilisait la méthode du coût courant économique[161] (CCE) pour calculer le coût de production du parc actuel pour 2010, qui s'élevait à 49,5 €/MWh. Cette méthode du CCE repose sur une approche « théorique » qui conduit à calculer a posteriori un loyer économique annuel constant depuis la mise en service des centrales et qui permettrait de reconstituer, à la fin de leur durée de fonctionnement, un parc identique au parc initial. Cette méthode définit ainsi un coût global moyen sur toute la durée de fonctionnement du parc, utile pour comparer le prix des énergies entre elles. Elle ne tient pas compte en revanche de l'historique de ce parc, notamment de la manière dont il a été amorti et remboursé par les consommateurs, par exemple à travers les tarifs réglementés de vente d'électricité. On rappelle que le calcul du CCE n'est pas destiné à calculer le tarif à appliquer à un moment donné[162].

L'utilisation de la même méthode (calcul du CCE méthode Cour des comptes) pour l'exercice 2013 conduit à un coût de production de **59,8 €/MWh**, soit une augmentation de 20,6 **%** en 3 ans en euros courants (soit 57,5 $€_{2010,}$ + 16 % en euros constants).

[161] Dans les calculs suivants du CCE, on utilisera la méthode de la Cour dans son rapport, qui diffère légèrement de celle utilisée par EDF.
[162] Cf. annexe 24 : rappel des différents types de coûts calculés dans le rapport 2012.

Tableau n° 57 : comparaison des coûts de production 2010-2013[163]

En M€courants	2010	2013	2013/2010
Dépenses d'exploitation	9 017	10 003**	+ 10,9 %
Investissements sur le parc existant***	1 747	3 804	+ 117,7 %
Provision : gestion des déchets et du combustible usé*	1 133	1 301	+ 14,8 %
Provision : démantèlement	461	520	+ 12,8 %
Loyer économique	7 880	8 501	+ 7,9 %
Total	**20 238**	**24 129**	**+ 19,2 %**
Production en TWh	407,9	403,7	- 1 %
Coût en €/MWh	**49,6 €**	**59,8 €**	**+ 20,6 %**

*Source : Cour des comptes et EDF * y compris provision pour dernier cœur ** l'écart de 151 M€ avec le total du tableau 14 correspond à une ligne « autres charges diverses », non analysée au chapitre II. *** investissements de maintenance examinés au chapitre III complétés par les investissements liés aux augmentations de capacités (81 M€ en 2013) qui concernent le parc nucléaire existant.*

Cette forte évolution n'est pas surprenante au regard des conclusions du rapport de 2012 :

- il attirait l'attention sur la **forte croissance des dépenses d'exploitation d'EDF** entre 2008 et 2010 (+ 11 %) qui aurait probablement vocation à se poursuivre, ce qui s'est effectivement vérifié (**+ 10,9 %** entre 2010 et 2013). Compte tenu du poids de ces dépenses dans le coût de production de l'électricité nucléaire (41 %, soit 24,8 €/MWh en 2013), cette évolution, qui s'explique notamment par le déploiement du projet industriel d'EDF pour permettre le prolongement de la durée d'exploitation des réacteurs existants, a des conséquences lourdes sur le coût du MWh. En outre, comme cela a été souligné dans le chapitre II du présent rapport, la comptabilisation d'une partie des dépenses de maintenance en investissements à partir de 2012 masque partiellement la progression des charges d'exploitation qui se serait élevée à **+ 20,2 %**, à périmètre constant ;

[163] Voir en annexe 25 la récapitulation des écarts (66 M€) entre le CCE 2010 calculé dans le rapport 2012 et celui calculé dans le présent rapport.

- il annonçait une **très forte progression des investissements** de maintenance qui devaient passer de 1,7 Md€ en 2010 à 3,7 Md€ en moyenne sur la période 2011-2025. On constate que cette valeur moyenne est atteinte dès 2013, en partie du fait de la comptabilisation en Capex de certaines dépenses de maintenance, comme rappelé ci-dessus ; cela provoque **plus qu'un doublement** des investissements qui représentent en 2013 16 % du coût du MWh (9,4 €/MWh) ;

Deux éléments complémentaires viennent expliquer cette évolution à la hausse du coût du MWh :

- l'augmentation du coût des **provisions** (1,8 Md€ en 2013, **+ 14 %**) pour démantèlement, gestion des combustibles usés et des déchets, en grande partie due à la diminution du taux d'actualisation utilisé pour les calculer (voir chapitre V) ;
- une progression de 8 % du loyer économique (35 % du coût du MWh), liée à part égale à un changement du taux de rémunération du capital utilisé et à l'inflation cumulée entre 2010 et 2013.

2 - Les coûts futurs

a) Le coût de production du parc actuel

Le coût de l'électricité nucléaire produite par le parc actuel peut évoluer, à court et moyen termes, sous l'influence de nombreux paramètres :

- l'évolution des **charges d'exploitation** : compte tenu de la progression très rapide de ces charges ces dernières années (+ 20 % en €courants entre 2008 et 2013), leur évolution future peut sensiblement influer sur celle du coût du kWh. Le projet industriel d'EDF repose sur l'hypothèse de « charges d'exploitation maîtrisées » et EDF indique déployer des mesures visant à sécuriser la maîtrise industrielle et financière de son projet, tant sur les investissements que sur les charges d'exploitation. Même avec ces hypothèses qui peuvent paraitre optimistes compte tenu de l'évolution récente (voir chapitre I), les charges d'exploitation **progresseraient de 1,4 %/an entre 2013 et 2025, en euros constants.** Par ailleurs, les éléments externes, comme le coût d'approvisionnement en uranium et les impôts et taxes, non concernés par cette action, sont aussi orientés à la hausse ;

- le montant des **investissements de maintenance :** on a vu au chapitre II qu'ils allaient continuer à progresser. Reposant sur un travail d'optimisation et d'intégration d'une partie des charges de maintenance aux investissements, les dernières projections d'EDF conduisent à des **investissements moyens de 4,3 Md€$_{2012}$ entre 2011 et 2025**, encore supérieurs donc au 3,7 Md€$_{2013}$ de l'année 2013 ;
- l'évolution du **coût des charges futures** (démantèlement, gestion des déchets et des combustibles usés) : elle pourrait également aggraver l'augmentation des coûts, d'une part du fait d'une éventuelle réduction du taux d'actualisation (voir chapitre IV), d'autre part de l'augmentation possible du devis de Cigéo pour l'enfouissement des déchets (voir chapitre III) ;
- l'évolution de la **production du parc** : l'ampleur du programme d'investissements de maintenance va nécessiter des travaux importants, notamment au cours des visites décennales, qui auront un effet sur la production, qu'EDF s'efforce de réduire par la mise en place de dispositifs de maîtrise des durées d'arrêts. Il est donc difficile à ce stade de se prononcer avec précision sur cette évolution ; les calculs ci-après concernant le coût moyen de production future sont faits sur la base du niveau atteint ces dernières années (409 TWh/an en moyenne depuis 2010) ;
- le niveau du **loyer économique** : a priori, ce dernier ne devrait pas évoluer si la durée d'exploitation des réacteurs est limitée à 40 ans. Mais comme on l'a vu précédemment (chapitre II), dans cette hypothèse, le niveau des investissements de maintenance serait sensiblement réduit par rapport aux projections actuelles du projet industriel d'EDF ; parallèlement, on peut imaginer que la production du parc serait réduite soit du fait de pannes plus nombreuses, soit même par l'arrêt de réacteurs avant leur 40ème année[164], les investissements nécessaires pour les maintenir en état de marche n'étant pas rentables pour une durée d'utilisation courte.

[164] Même si l'allègement du programme de travaux pourrait avoir un impact positif sur la production.

Dans le cas d'une durée d'utilisation prolongée à 50 ans, deux méthodes de calcul du loyer économique peuvent être envisagées :

- soit lisser l'effet de la prolongation sur l'intégralité des 50 années de production des réacteurs avec un loyer recalculé sur 50 ans depuis l'origine (méthode retenue par la Cour des comptes) : cette méthode a un faible impact sur le niveau du loyer, comme l'avait déjà souligné le rapport de 2012, mais est cohérente avec la logique du calcul du CCE ;
- soit reporter tout l'impact positif de la prolongation d'exploitation sur les années d'exploitation restantes à partir de la date de prise de la décision[165], par exemple 2014 (méthode retenue par EDF) : cette méthode diminue le montant du loyer pour les années à venir ; elle rompt avec la logique et la définition du calcul du CCE et s'éloigne du calcul du coût global de production du parc.

[165] Il s'agit de la prise de décision d'amortir les investissements sur 50 ans au lieu de 40 ans comme c'est le cas actuellement, la décision de prolongement au-delà de 40 ans de la durée d'exploitation ne pouvant être prise que par l'ASN et pour chaque réacteur individuellement.

Tableau n° 58 : le coût moyen de production du parc entre 2011 et 2025 : différents scénarios et méthodes de calcul

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

Source : Cour des comptes et EDF
** hypothèse : stabilité du taux d'actualisation à 4,8 %*
*** calcul du loyer, du coût de démantèlement et de la gestion des déchets fait par EDF.*

Dans le cas de la prolongation de la durée d'exploitation jusqu'à 50 ans, le coût courant économique (CCE) entre 2011 et 2025, calculé avec des hypothèses d'EDF plutôt optimistes en matière d'évolution des charges qui le constituent, serait d'environ **62 €/MWh$_{2013}$ (approche Cour)**, légèrement plus élevé (4 %) que le coût calculé en 2013, avec une durée d'exploitation, et donc d'amortissement, de 40 ans[166].

Il n'est pas possible de comparer le coût de production de l'électricité nucléaire avec ou sans prolongement de la durée d'exploitation des réacteurs au-delà de 40 ans. En effet, en cas de décision explicite de non prolongation, de nombreux investissements n'auraient plus lieu d'être, notamment ceux prévus pour tendre vers le niveau de sûreté des réacteurs au niveau de l'EPR, mais aussi un grand nombre de remplacements de gros composants. En parallèle, des réacteurs seraient vraisemblablement arrêtés avant 40 ans de fonctionnement. EDF n'a pas réalisé de scénario de fermeture à 40 ans ; toutefois, dans ces conditions, c'est le coût de développement des moyens de substitution,

[166] On rappelle que le calcul du CCE n'est pas destiné à calculer un tarif.

tant sur la demande (amélioration de l'efficacité énergétique) que sur l'offre (choix du mix électrique) qu'il faudrait calculer[167].

Deux éléments ne sont pas pris en compte dans ces calculs et méritent d'être soulignés :

- comme on l'a souligné dans les chapitres précédents sur les charges futures (chapitre III) et sur les provisions (chapitre IV), les incertitudes restent élevées sur le niveau des dépenses futures, de démantèlement comme de gestion des déchets. On rappelle toutefois que la Cour avait montré, dans son rapport précédent, que l'impact d'une augmentation de ces dépenses sur le coût de production du kWh était limité, de l'ordre de + 2,5 % pour une augmentation de 50 % du coût du démantèlement et de + 1 % pour le doublement du devis de Cigéo. Ces ordres de grandeur restent valables pour les coûts du kWh calculés ci-dessus.
- les analyses précédentes reposent sur l'hypothèse d'un prolongement uniforme de la durée de fonctionnement des réacteurs. Or l'objectif fixé par le Président de la République de passer de 75 % à 50 % d'électricité nucléaire dans le mix électrique français en 2025 pourrait conduire à des décisions différentes selon les réacteurs en matière de durée de vie, pour permettre à la fois de réduire la production et de limiter l'augmentation des coûts. En outre, on rappelle que la construction du parc français sur une période de temps courte à l'origine conduit à ce que toute prolongation uniforme de la durée d'exploitation décale dans le temps la « falaise d'investissements » lié au renouvellement du parc, quelle que soit sa date.

b) Le coût de l'EPR

Quelle que soit leur durée de fonctionnement, les réacteurs actuels ne pourront être remplacés, à terme, dans la mesure où l'on souhaiterait poursuivre la production d'électricité nucléaire, que par des réacteurs de « 3ème génération », dont les conditions de sûreté sont supérieures à celles des réacteurs actuels. Les coûts de production futurs à moyen/long terme

[167] Ce calcul du coût des moyens de substitution sur l'offre et sur la demande serait aussi intéressant pour les autres scénarios mais il ne relève pas de l'objet du présent rapport.

de l'électricité nucléaire seront donc, pour tout ou partie, selon le rythme de remplacement éventuel des réacteurs actuels, ceux de l'EPR.

Depuis la publication du rapport de 2012, EDF a révisé, le 3 décembre 2012, le coût du projet de **l'EPR[168] de Flamanville** à **8,5 Md€$_{2012}$**, avec un objectif de première production en **2016.** Le calendrier n'a pas changé depuis les annonces qui avaient été faites en juillet 2011, mais le coût révisé a augmenté (6 Md€en 2011). On rappelle qu'en décembre 2008, le coût était estimé à 4 Md€pour une construction en 54 mois et que la décision d'origine a été prise en mai 2006 sur la base d'un coût de construction évalué à 3,3 Md€$_{2005}$.

L'EPR de Flamanville, comme celui construit par AREVA en Finlande qui connaît à peu près les mêmes dérives de coûts et de délais, peut être considéré comme une tête de série qui subit en outre les difficultés d'une remise en ordre de marche de la filière industrielle nucléaire française. EDF évalue à **6,5 Md€$_{2012}$** le coût de Flamanville 3 débarrassé de ces éléments considérés comme non récurrents. La Cour n'est pas en situation de valider ces chiffrages sans un contrôle approfondi.

Ces estimations sur le coût de construction futur ne sont pas suffisantes pour en déduire les coûts de production de l'EPR de Flamanville[169], ni des EPR en général. En revanche **l'accord de principe passé entre EDF et le gouvernement britannique en octobre 2013** constitue une source d'informations intéressantes sur ce sujet, même si le contexte britannique ne permet pas des comparaisons simples avec la situation française :

- le coût prévisionnel des deux tranches d'**Hinkley Point** s'élèvent à 14 Md£ (**17,2 Md€$_{2012}$** avec un taux de change de 1,23). EDF considère que ce coût est semblable à celui de Flamanville, les gains liés au retour d'expérience de ce dernier étant compensés par les surcoûts liés aux spécificités du site, à l'adaptation du design de l'EPR pour qu'il satisfasse aux exigences et normes de sécurité britanniques, et à la moindre productivité du secteur de la construction au Royaume-Uni ;

[168] Coût de construction hors intérêts intercalaires.

[169] Le précédent rapport indiquait que le coût de production futur de Flamanville était à l'époque estimé entre 70 et 90 €/MWh, pour une durée de fonctionnement de 60 ans ; mais la Cour ne validait pas ces chiffrages, ce qu'elle ne pourra faire que lorsque l'EPR fonctionnera, sur la base des résultats et des comptes

- le projet intègre des marges pour aléas plus élevées ainsi que des dépenses complémentaires, en particulier l'achat du terrain et les coûts d'accès ainsi que la réalisation d'une installation d'entreposage du combustible usé sur le site même[170]. Le coût total intégrant ces éléments est de 16 Md£ (19,7 Md€$_{2012}$)

Compte tenu de ces éléments, le prix de vente de l'électricité des EPR d'Hinkley Point, sur une période de 35 ans, est de 92,5 £/MWh (**114 €$_{2012}$/MWh**), de façon à atteindre un taux de rentabilité d'environ 10 %. Ce prix prend pour hypothèse une disponibilité de 91 %.

Le coût des éventuels EPR suivants est censé être inférieur ; l'accord prévoit en effet que ce prix serait ramené à 89,5 £/MWh (110 €$_{2012}$/MWh) si une décision d'investissement était prise pour un autre projet à Sizewell C ; dans ce cas, le projet Sizewell reverserait au projet d'Hinkley Point l'équivalent de 3 £/MWh, du fait de l'effet de série dont bénéficiera Sizewell.

3 - Les recommandations de la Cour

Dans son précédent rapport, la Cour faisait 10 recommandations dont on peut considérer qu'aucune n'est actuellement complètement appliquée, même si la plupart ont été considérées favorablement par leurs destinataires qui ont, dans plusieurs cas, essayé et commencé de les appliquer mais sans atteindre l'objectif (voir annexe 26).

En ce qui concerne l'administration, en particulier la **DGEC** :

- les audits techniques de la méthode Dampierre utilisée par EDF pour calculer les coûts de démantèlement ne sont pas encore réalisés ; après le premier appel d'offre pour un audit commun à EDF, AREVA et au CEA lancé en 2012 qui s'est révélé infructueux, seul l'appel d'offre concernant l'audit spécifique de l'étude Dampierre d'EDF a pu être relancé le 6 février 2014 ;
- le coût du devis de Cigéo n'a pas encore été fixé ni celui du coût d'un éventuel stockage direct du MOX ; la nouvelle évaluation du coût du stockage géologique profond est en cours depuis fin 2012 mais, bien qu'initialement prévu pour

[170] À Flamanville, l'EPR est construit sur un site existant appartenant à EDF et les déchets seront entreposés et traités à la Hague.

fin 2013, ce chiffrage ne devrait être disponible finalement que pour la mi 2014 ; il sera ensuite soumis à l'ASN pour avis et aux producteurs de déchets pour observations, avant d'être arrêté, à une date non fixée, par le ministre en charge de l'énergie ;

- il n'y a pas eu de réexamen suffisamment global de la question des actifs dédiés, même si le sujet a connu des modifications, notamment l'inscription du dispositif particulier du nucléaire dans le dispositif plus large et robuste du contrôle prudentiel des assurances ;
- les protocoles 2004 des conventions de Paris et de Bruxelles en matière d'assurance et de responsabilité civile nucléaire ne sont toujours pas appliqués, malgré des efforts faits, notamment au niveau international pour lever les blocages ; au niveau national, la tentative d'anticipation de certaines dispositions de la convention de Paris par un projet de loi n'a pas abouti et le projet de loi sur la transition énergétique qui pourrait le reprendre n'est pas déposé. Quant aux modifications dans l'application du droit positif français sur ces sujets, elles ne sont encore que partielles ;
- il n'y a pas de nouveaux éléments concernant les externalités de l'énergie nucléaire ;
- le rapport de la Cour n'a pas été actualisé et les conséquences stratégiques et financières de la prolongation du parc nucléaire au-delà de 40 ans restent un sujet de débat, d'où le travail fait pour le présent rapport.

En ce qui concerne **EDF**, elle continue à utiliser la méthode des « coûts de référence » pour calculer le montant des provisions pour démantèlement au lieu de la méthode Dampierre, comme le souhaitait la Cour.

La Cour maintient donc ses différentes recommandations qui restent d'actualité. Elle en ajoute par ailleurs deux complémentaires :

- en matière de taux d'actualisation, conclure rapidement les débats sur les méthodes de calcul du taux plafond, afin de mettre fin au plus vite à la situation actuelle dans laquelle les exploitants dérogent depuis un an, avec l'accord de l'administration, à une disposition réglementaire ;

- s'agissant de la créance actuelle d'AREVA sur le CEA renégocier ses modalités de financement, afin d'en réduire le coût pour le CEA et donc pour les finances publiques.

Enfin, la Cour insiste, en renforçant une de ses recommandations précédentes, sur la nécessité de **prendre position, dans le cadre de la fixation des orientations de la politique énergétique à moyen terme,** sur **le prolongement de la durée d'exploitation des réacteurs au-delà de 40 ans**, sous réserve bien sûr d'un accord de l'ASN, afin de permettre aux acteurs, notamment à EDF, de planifier les actions et les investissements qui en résulteront.

Cour des comptes
Le coût de production de l'électricité nucléaire actualisation 2014 – mai 2014
13 rue Cambon 75100 PARIS CEDEX 01 - tel : 01 42 98 95 00 - www.ccomptes.fr

Annexes

Annexe n° 1 : Lettre du Président de la commission d'enquête

Annexe n° 2 : Lettre du Premier Président au Président de la commission d'enquête

Annexe n° 3 : Composition du comité d'experts

Annexe n° 4 : Liste des personnes rencontrées

Annexe n° 5 : Indice des prix du produit intérieur brut

Annexe n° 6 : Évolution du prix de l'uranium

Annexe n° 7 : EDF – les différentes catégories d'investissements

Annexe n° 8 : La Force d'action rapide nucléaire (FARN)

Annexe n° 9 : Investissements post-Fukushima prévus par EDF

Annexe n° 10 : Flexibilisation des investissements du projet industriel d'EDF

Annexe n° 11 : Le démantèlement des installations nucléaires d'EDF

Annexe n° 12 : Le démantèlement des installations nucléaires du CEA

Annexe n° 13 : L'évolution du chiffrage de Cigéo

Annexe n° 14 : Charges brutes et provisions de fin de cycle

Annexe n° 15 : Évolution des provisions pour obligation de fin de cycle de la filière nucléaire entre 2010 et 2013

Annexe n° 16 : Conditions de remboursement de la créance CSPE

Annexe n°17 : Traitement comptable des provisions pour démantèlement

Annexe n° 18 : Conclusions du rapport de la CNEF

Annexe n° 19 : Situation des portefeuilles d'actifs dédiés au 31/12/2013

Annexe n° 20 : Les dépenses de recherche nucléaire

Annexe n° 21 : Dépenses liées à la sûreté et à la sécurité

Annexe n° 22 : Estimations de coûts d'accidents nucléaires en France

Annexe n° 23: Estimations du coût de l'accident de Fukushima Daiichi

Annexe n° 24 : Rappel des différents types de coûts calculés dans le RPT

Annexe n° 25: Comparaisons avec le CCE 2010 calculé dans le RPT 2012

Annexe n° 26 : Suivi des recommandations du RPT 2012

Annexe n° 1 : lettre du président de la commission d'enquête

ASSEMBLÉE NATIONALE

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE
LIBERTÉ-ÉGALITÉ-FRATERNITÉ

COMMISSION D'ENQUÊTE RELATIVE AUX COÛTS PASSÉS, PRÉSENTS ET FUTURS DE LA FILIÈRE NUCLÉAIRE, À LA DURÉE D'EXPLOITATION DES RÉACTEURS ET À DIVERS ASPECTS ÉCONOMIQUES ET FINANCIERS DE LA PRODUCTION ET DE LA COMMERCIALISATION DE L'ÉLECTRICITÉ NUCLÉAIRE, DANS LE PÉRIMÈTRE DU MIX ÉLECTRIQUE FRANÇAIS ET EUROPÉEN, AINSI QU'AUX CONSÉQUENCES DE LA FERMETURE ET DU DÉMANTÈLEMENT DE RÉACTEURS NUCLÉAIRES, NOTAMMENT DE LA CENTRALE DE FESSENHEIM

Paris, le 6 février 2014

Monsieur le Premier Président,

Comme vous le savez, le 11 décembre dernier, l'Assemblée nationale a créé une commission d'enquête relative aux coûts passés, présents et futurs de la filière nucléaire, à la durée d'exploitation des réacteurs et à divers aspects économiques et financiers de la production et de la commercialisation de l'électricité nucléaire, dans le périmètre du mix électrique français et européen, ainsi qu'aux conséquences de la fermeture et du démantèlement de réacteurs nucléaires, notamment de la centrale de Fessenheim.

La commission d'enquête a tenu sa réunion constitutive le 19 décembre 2013 et a engagé ses travaux en entendant, le 9 janvier dernier, M. Gilles-Pierre Levy, président de la deuxième chambre, et Mme Michèle Pappalardo, conseiller maître, qui sont venus exposer devant elle, à sa demande, les principales conclusions du rapport public thématique paru en janvier 2012 et les pistes envisagées pour son actualisation et son approfondissement en 2014.

Cette audition a fait apparaître que la commission d'enquête et la Cour des comptes connaissent, sur ce dossier, des centres d'intérêt communs et que les travaux de la commission pourraient être utilement appuyés par ceux qui seront conduits par la Cour dans le cadre de la mise à jour de son rapport. C'est pourquoi nous souhaitons que la Cour puisse compléter l'information de la commission d'enquête, en application de l'article L.134-2 du code des juridictions financières.

SECRÉTARIAT DE LA COMMISSION – M. YVES-MARIE DOUBLET (BUREAU 8518)
ASSEMBLÉE NATIONALE - 126, RUE DE L'UNIVERSITÉ - 75355 PARIS CEDEX 07 SP
TEL. : 01 40 63 85 18 (LIGNE DIRECTE) OU 01 40 63 85 07 (SECRÉTARIAT) - TÉLÉCOPIE : 01 40 63 85 63
MÉL. : ybachelet@assemblee-nationale.fr

Nous mesurons la charge que représente cette demande et savons la nécessité pour la Cour de répondre aux priorités fixées dans son programme de travail. Il nous paraît cependant opportun de lui demander une contribution tendant à :

- évaluer le montant, le contenu et l'évolution prévue du coût total des investissements liés à la maintenance et à la rénovation du parc existant, en précisant – en fonction des éléments dont la Cour pourra disposer :
  - la destination des coûts : rénovation des tranches en vue de maintenir un niveau de sûreté et un fonctionnement industriel satisfaisants jusqu'à leur quarantième année ; satisfaction des obligations issues des évaluations complémentaires de sûreté et des recommandations de l'ASN concernant les épisodes caniculaires ; éventuelle prolongation des tranches au-delà de 40 ans, au vu du cadrage du référentiel de sûreté déjà annoncé par l'ASN pour une telle prolongation ;
  - la répartition des coûts par palier et leur calendrier prévisionnel ;
  - la répartition des coûts par nature de dépenses : dépenses immobilisées, charges courantes liées à ces opérations, intérêts intercalaires, etc. ;
- examiner les travaux récents sur l'évaluation du risque d'accident nucléaire majeur en France, leurs conséquences sur l'évaluation des coûts associés et les modalités de prise en compte de ces coûts dans les comptes des exploitants concernés et de l'État, ces informations étant complétées par des éléments comparatifs relatifs aux catastrophes technologiques et à la façon dont les comptes de l'État reflètent sa faculté d'être son propre assureur dans d'autres domaines.

Nous souhaiterions également – si la Cour est en mesure de mobiliser les ressources nécessaires – que cette contribution tente d'estimer les coûts et bénéfices engendrés par la filière de retraitement des combustibles usés et la fabrication du MOX (y compris en matière d'entreposage et de stockage définitif des déchets et combustibles usés et en matière d'indépendance énergétique) et leur évolution prévisible.

Nous sommes bien conscients que le calendrier très resserré dans lequel doivent opérer les commissions d'enquête ne s'accorde pas facilement avec les contraintes propres à la Cour et à ses méthodes de travail. Néanmoins, la commission d'enquête devant déposer son rapport au plus tard le 10 juin prochain, nous vous saurions gré de nous faire parvenir la contribution de la Cour en temps utile pour qu'elle puisse être présentée à la commission.

En vous remerciant, nous vous prions de croire, Monsieur le Premier Président, à l'expression de notre haute considération.

François BROTTES
Président

Denis BAUPIN
Rapporteur

Annexe n° 2 : lettre du Premier Président au Président de la Commission d'enquête

Cour des comptes

Paris, le 18 FEV. 2014

Le Premier président

1400879

Monsieur le Président, Monsieur le Rapporteur,

Par courrier en date du 6 février dernier et en application de l'article L. 132-4 du code des juridictions financières, vous saisissez la Cour pour qu'elle apporte une contribution aux travaux de votre commission d'enquête en s'appuyant sur les résultats des analyses qu'elle mène dans le cadre de l'actualisation de son rapport public thématique sur *les coûts de la filière électronucléaire*, publié en janvier 2012.

Vous souhaitez, en particulier, qu'elle évalue le montant, le contenu et l'évolution du coût des investissements liés à la maintenance et à la rénovation du parc existant, qu'elle examine les conséquences à tirer des travaux récents sur l'évaluation du risque nucléaire majeur en France et qu'elle tente d'estimer les coûts et bénéfices engendrés par la filière de retraitement des combustibles usés et la fabrication du combustible nucléaire (MOX).

Votre commission d'enquête devant déposer son rapport au plus tard le 10 juin prochain, vous demandez que la Cour vous fasse parvenir son rapport en temps utile pour qu'il puisse être présenté à votre commission.

M. François BROTTES
Président

M. Denis BAUPIN
Rapporteur

Commission d'enquête relative aux coûts passés
présents et futurs de la filière nucléaire
Assemblée Nationale
126 rue de l'Université
75355 PARIS Cedex 07SP

13 rue Cambon - BP 52195- 75021 Paris cedex 01- Téléphone + 33.1.42.98.95.00 - Télécopie + 33.1.42.98.59.86

Comme vous le savez, les procédures de la Cour, afin d'assurer la qualité de ses travaux, prévoient systématiquement l'examen des rapports par une collégialité, ainsi qu'une phase de contradiction avec les services ou les entreprises en cause ; il s'y ajoute dans le cas d'espèce, compte tenu de la technicité de certains éléments, la consultation d'un comité d'experts.

Néanmoins la communication de la Cour, préparée par la deuxième chambre présidée par M. Gilles-Pierre Lévy, vous sera adressée avant la fin du mois de mai prochain pour répondre à votre calendrier. Mme Michèle Pappalardo, conseillère maître, et Mme Anne-Sophie Dessillons, rapporteure extérieure, en seront les rapporteures.

La Cour s'efforcera de répondre à votre demande sur les deux premiers thèmes que vous évoquez dans votre courrier (les investissements de maintenance et les travaux récents sur le coût des accidents nucléaires) qui constituent une actualisation des travaux antérieurs de la Cour.

Dans le cas du troisième sujet que vous proposez, en l'occurrence le retraitement des déchets, compte tenu de la forte contrainte de délai que représente le calendrier à respecter, la Cour ne pourra malheureusement pas apporter de réponse à votre question : cela nécessiterait, en effet, une nouvelle instruction sur un sujet complexe qui n'a pas été traité dans le rapport de 2012.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Président, Monsieur le Rapporteur, l'expression de ma haute considération.

Didier MIGAUD

13 rue Cambon - BP 52195 - 75021 Paris cedex 01 - Téléphone : 33.1.42.98.95.00 - Télécopie : 33.1.42.98.59.86

Annexe n° 3 : composition du comité d'experts

Noms	Fonctions
Jean-Michel Charpin*	Membre de l'Académie des technologies, ancien commissaire au Plan, ancien président de l'Association française de science économique ; inspecteur général des finances
André-Claude Lacoste	Ex président de l'ASN, président de l'Institut pour une culture de sécurité industrielle
Michel Spiro*	Physicien, ancien chef de l'IN2P3, président du conseil du CERN (CNRS) ; membre du comité scientifique de l'ASN
Jacques Percebois*	Professeur en économie et droit de l'énergie (CREDEN) à Montpellier
François Levêque	Professeur d'économie – Mines Paris tech, auteur de « nucléaire on/off »
Katherine Schubert	Professeur d'économie à la Sorbonne, spécialisée dans la recherche économique en environnement
Jean-Paul Minon*	Directeur général de l'Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies (ONDRAF, équivalent de l'ANDRA en Belgique)
Cécile Maisonneuve	Directeur du centre énergie de l'Ifri depuis février 2013 ; ancienne administratrice de l'AN puis cadre chez AREVA (2007 – 2012)
Jean-Pierre Lamoure*	Président d'honneur de Solétanche Freyssinet (filiale de Vinci) ; membre de la commission nationale d'évaluation du financement des charges de démantèlement des installations nucléaires de base et de gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs (CNEF)
Colette Lewiner	Agrégée de physique et Docteur ès Sciences physique. Carrière chez EDF puis chez Eurisys, (réseau de filiales d'AREVA). Depuis 1998, Directeur International du Secteur « Energy, Utilities & Chemicals » et de Directeur Marketing du Groupe de Capgemini
Pierre Radanne*	Ancien président de l'ADEME ; président de 4D ; consultant énergie
Roland Desbordes*	Président de la CRIIRAD (commission de recherche et d'information indépendantes sur la radioactivité CRIIRAD)
Yves Marignac	Directeur de WISE-Paris, membre de l'association négaWatt et de Global Chance, il a reçu le prix « Nuclear-Free Future Award 2012 - Solutions » au titre de son travail sur le scénario négaWatt de sortie du nucléaire.

***** Ayant déjà fait partie du Comité mis en place pour le rapport de la Cour en janvier 2012

Annexe n° 4 : liste des personnes rencontrées

EDF

Rémi AUDOUIN	Ingénieur Senior Assets Management Liabilities (Direction Financement Investissements)
Jérôme AZEMA	Ingénieur coûts (Direction Financière France)
Jean-Philippe BAINIER	Directeur des Opérations Division Production Nucléaire (Direction Production Ingénierie)
Stéphane BEGUIN	Chef du département Stockage-Entreposage (Division Combustible Nucléaire)
Philippe BERNET	Directeur Adjoint du CIDEN - Centre Ingénierie de Déconstruction et Environnement (Division Ingénierie Nucléaire)
Marie-Sylvie COLLET	Directrice Gestion Finances de la Division Ingénierie Nucléaire (Direction Production Ingénierie)
Danielle DEGUEUSE	Conseiller auprès du Secrétaire Général
Sylvain DESECURES	Chargé d'ingénierie Déconstruction nucléaire (Division Ingénierie Nucléaire)
Frédéric DETERME	Directeur Gestion Finance de la Division Combustible Nucléaire (Direction Production Ingénierie)
Corinne FAU	Directeur Financier France
Yves GIRAUD	Directeur Économie de la Production et Stratégie Industrielle (Direction Production Ingénierie)
Sylvain GRANGER	Directeur de la Division Combustible Nucléaire (Direction Production Ingénierie)
Marc HERAUD	Directeur du Département Références de coût et long terme (Direction Financière France)
Philippe HERVE DU PENHOAT	Directeur Délégué Investissements (Direction Financement Investissements)
Pascale HUET	Adjointe au Directeur Gestion Finances de la Division Ingénierie Nucléaire (Direction Production Ingénierie)
Vincent LAUNAY	Analyste Investissements (Direction Financement Investissements)
Raymond LEBAN	Directeur Économie Tarifs et Prix (Direction Commerce)
Jean-Marc LEFEUVRE	Directeur de la Division Assets Management Liabilities (Direction Financement Investissements)
Pierre-Yves LOCHET	Directeur de Projet Nouvelles Implantations Industrielles pour le Cycle du Combustible Nucléaire (Direction Production Ingénierie)
Patricia MARCETTEAU	Économiste (Direction Production Ingénierie)
Jean-Marc MIRAUCOURT	Directeur de la Division Ingénierie Nucléaire (Direction Production Ingénierie)
Marie-Anne PLAGNET	Économiste (Direction Production Ingénierie)
Éric PREUD HOMME	Directeur d'études Domaine Stratégie Production (Direction de la Stratégie)
Laurent REBER	Directeur du Centre National d'Equipement Nucléaire (Division Ingénierie Nucléaire)
Jean-Charles SAMY	Directeur Financier de la Direction Production Ingénierie

Jean Louis THEBAULT	Directeur de la Division Assurances Groupe
Pierre THOMSON	Attaché à la Division Comptabilité Consolidation
Magali VIANDIER	Directeur de la Division Comptabilité Consolidation
Louise VILAIN	Chef de département coûts et régulation de la Production France (Direction Production Ingénierie)
Charlotte VIRALLY	Chargé de Mission Investissements (Direction Financement Investissements)

AREVA

Luc OURSEL	Président-Directeur général
Magali SMETS	Directrice exécutive auprès du président du Directoire
Raphaël BERGER	Directeur de la stratégie et des études économiques
Fabienne SOORIAH	Chargée de mission auprès du Président
Pascale CAMINADE	Directrice du patrimoine nucléaire
Pierre FOURRIER	Directeur financier

Commissariat à l'énergie atomique

Bernard BIGOT	Administrateur général
Sophie GALEY LERUSTE	Directrice de cabinet
Jean-Marc OLERON	Directeur financier adjoint

Agence nationale des déchets radioactifs

Marie-Claude DUPUIS	Directrice générale
Gaëlle SAQUET	Secrétaire générale
Thibaud LABALETTE	Directeur des Programmes

Direction générale de l'énergie et du climat

Laurent MICHEL	Directeur général de l'énergie et du climat
Pierre-Marie ABADIE	Directeur de l'énergie
Olivier DAVID	Chef du bureau de la politique publique et de la tutelle

Autorité de sûreté nucléaire

Pierre-Franck CHEVET	Président
Jean-Christophe NIEL	Directeur général
Sophie MOURLON	Directrice générale adjointe

Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire

Patrick MOMAL	Économiste
Sylvie SUPERVIL	Directrice de la gestion de crise et de l'intervention

Annexe n° 5 : indice des prix du produit intérieur brut

Afin d'exprimer certains montants passés aux conditions économiques de 2013, la Cour a utilisé l'indice de prix du produit intérieur brut (indice INSEE 1.103p), qui permet de calculer les coefficients multiplicateurs suivants.

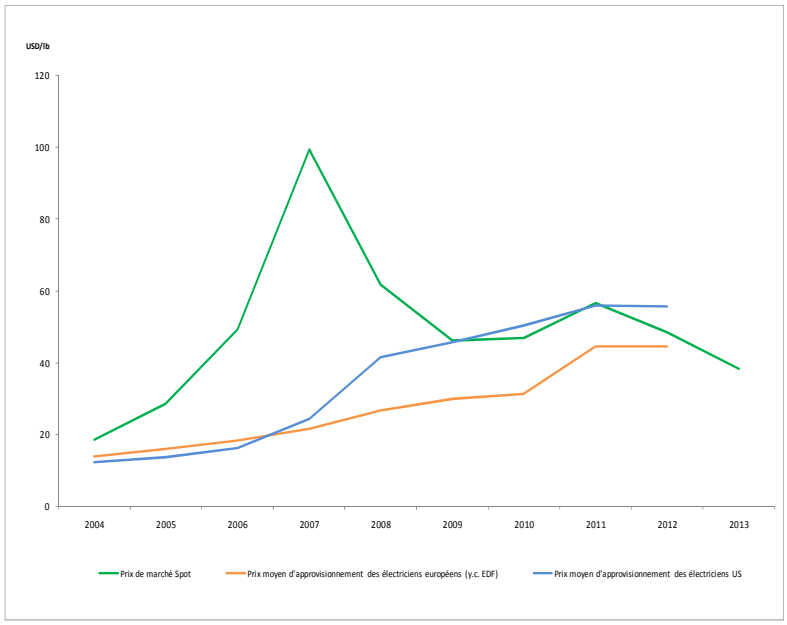
En raison du calendrier de ce rapport d'actualisation, l'indice 2013 a été reconstitué selon une hypothèse d'inflation de 1,2 % entre 2012 et 2013, cohérente avec les estimations des exploitants, et la série corrigée en conséquence. La série ci-dessous pourra présenter de sensibles écarts lorsque l'INSEE aura calculé son indice et revu la série.

1950	19,449	**1972**	5,827	**1994**	1,335
1951	16,307	**1973**	5,409	**1995**	1,319
1952	14,411	**1974**	4,858	**1996**	1,300
1953	14,372	**1975**	4,275	**1997**	1,288
1954	14,295	**1976**	3,857	**1998**	1,275
1955	14,013	**1977**	3,544	**1999**	1,273
1956	13,339	**1978**	3,244	**2000**	1,253
1957	12,464	**1979**	2,943	**2001**	1,228
1958	11,072	**1980**	2,639	**2002**	1,202
1959	10,416	**1981**	2,364	**2003**	1,178
1960	10,145	**1982**	2,108	**2004**	1,159
1961	9,829	**1983**	1,922	**2005**	1,137
1962	9,371	**1984**	1,794	**2006**	1,113
1963	8,877	**1985**	1,702	**2007**	1,085
1964	8,522	**1986**	1,618	**2008**	1,058
1965	8,270	**1987**	1,577	**2009**	1,051
1966	8,030	**1988**	1,527	**2010**	1,041
1967	7,792	**1989**	1,477	**2011**	1,027
1968	7,462	**1990**	1,438	**2012**	1,012
1969	6,951	**1991**	1,400	**2013**	1,000
1970	6,595	**1992**	1,374		
1971	6,229	**1993**	1,350		

Source : Comptes nationaux - Base 2005, Insee

Lecture : un euro dépensé en 1983 (soit 6,56 francs de 1983) est équivalent à 1,922 euros de 2013.

Annexe n° 6 : évolution du prix de l'uranium



Source : EDF

Annexe n° 7 : EDF – les différentes catégories d'investissements

1- **Fukushima Daiichi :** Ces investissements correspondant aux prescriptions émises par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) concernant les améliorations complémentaires de sûreté déterminées suite à l'accident de Fukushima Daiichi. L'ASN a ainsi prescrit la mise en œuvre de la FARN (Force d'Action Rapide Nucléaire : dispositif de gestion de crise national capable d'apporter rapidement une aide matérielle et humaine à un site en grande difficulté) et le déploiement d'un "noyau dur". Le « noyau dur » sera constitué de structures, systèmes et composants de la centrale, robustes à des situations extrêmes (agressions au-delà des niveaux considérés dans les référentiels de sûreté et se traduisant par la perte de fonctions de refroidissement ou de sources électriques de longue durée affectant plusieurs installations d'un même site).

2- **Arrêts de tranche :** Les investissements réalisés en arrêt de tranche regroupent la démonstration de la conformité des équipements à une poursuite de l'exploitation de la tranche nucléaire (contrôles réglementaires et épreuves des appareils à pression), la mise à niveau du référentiel de sûreté applicable à la tranche (sous forme d'un lot de modifications qui sont réalisées pendant les arrêts pour visites décennales), l'anticipation des problématiques de vieillissement ou d'obsolescence des autres matériels (et plus particulièrement des systèmes de contrôle-commande), et des investissements visant à diminuer la dosimétrie des intervenants en phase de maintenance comme en phase exploitation. Ils regroupent également depuis 2012 les contrôles planifiés et réalisés à intervalles réguliers lors des visites décennales ou des visites partielles, qui relèvent de la qualification d'inspections majeures.

3- **Rénovation & Maintenance :** La plupart des gros composants hors cuve et enceinte (générateurs de vapeur, alternateurs, transformateurs, etc.), ont souvent des durées de vie technique comprises entre 25 et 35 ans ; le REX international – USA, Japon, Belgique,

etc. – fait état d'un remplacement ou de rénovations plutôt entre 20 et 25 ans. Ces composants nécessitent soit de grosses opérations de rénovation (par ex. rembobinage d'alternateurs, retubage de condenseurs), soit des remplacements (générateurs de vapeur, etc.).

Les équipements non remplaçables, cuve et enceinte, font quant à eux l'objet de programmes de surveillance et de R&D pour en maîtriser le vieillissement, et de confortements d'étanchéité pour les enceintes.

4- **Autres projets patrimoniaux et exploitation :** Il s'agit du déploiement de modifications pour parer à des risques patrimoniaux (par exemple la protection incendie, les dispositions propres aux situations de « grand chaud », le traitement de risques environnementaux, etc.) et des dépenses d'investissements liées à l'exploitation et de la maintenance courante du parc (pièces de rechange, immobilier tertiaire, rénovation de l'informatique industrielle, etc.).

Annexe n° 8 : la Force d'action rapide nucléaire (FARN)

I - Contexte et enjeux

Suite à l'accident de Fukushima Daiichi, EDF s'est engagée à mettre en place des moyens nationaux permettant d'apporter rapidement une aide matérielle et humaine à un site ayant perdu toutes sources d'alimentation électrique, de refroidissement et d'appoint en eau [171]. **La création de la Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN) répond à ces engagements.**

Cette mesure a été reprise par l'ASN dans sa décision du 26 juin 2012 (prescription technique ECS 36) :

I. Avant le 30 juin 2012, l'exploitant présentera à l'ASN les mesures qu'il prévoit afin de disposer d'équipes spécialisées capables d'intervenir pour assurer la relève des équipes de quart et mettre en œuvre des moyens d'intervention d'urgence en moins de 24 heures, avec un début des opérations sur site dans un délai de 12 heures après leur mobilisation. Ce dispositif peut être commun à plusieurs sites nucléaires de l'exploitant.

Ces équipes doivent être dimensionnées pour intervenir sur l'ensemble des réacteurs du site et disposer d'outils de mesures pouvant être déployés à leur arrivée. […].

II. Au 31 décembre 2012, ce dispositif est projetable pour intervenir sur un réacteur du site. Il aura une capacité d'intervention simultanée sur l'ensemble des réacteurs du site fin 2014.

III. Avant le 30 juin 2012, l'exploitant présentera également les dispositions permettant d'adapter le dispositif à des interventions simultanées sur plusieurs de ses sites nucléaires.

Prenant en compte les exigences de l'ASN, **le déploiement de la FARN a été organisé en 3 phases** qui correspondent à une montée progressive des contraintes et missions de la FARN :

- Phase 1 (du 1er janvier 2013 au 31 décembre 2013) : la FARN est projetable[172] pour intervenir sur un réacteur.

[171] Courrier EDF du 30 mars 2011 à l'ASN, relatif au programme d'actions EDF suite à l'événement de Fukushima Daiichi.
[172] Projetable : la FARN est en capacité de mobiliser une équipe de 14 personnes avec son matériel, mais sans garantie de délai.

- Phase 2 (du 1er janvier 2014 au 31 décembre 2014) : la FARN est projetable pour intervenir sur deux réacteurs d'un même site.
- Phase 3 (à partir du 1er janvier 2015) : la FARN a une capacité d'intervention[173] sur l'ensemble des réacteurs d'un site 4 tranches, puis à partir du 1er janvier 2016, sa capacité d'intervention concerne l'ensemble des réacteurs

II - Mission de la FARN

La mission de la FARN est d'intervenir rapidement sur un site gravement accidenté, éventuellement isolé, afin d'appuyer les équipes du site pour la gestion de l'accident. Pour ce faire, elle doit être en capacité d'apporter et de mettre en œuvre des « matériels régionaux de crise » (MRC), et d'apporter un appui aux équipes EDF en place sur le site accidenté.

Cette mission nécessite la mise en œuvre de moyens humains, techniques et logistiques d'ampleur, qui définissent de nouvelles activités pour assurer une gestion de crise dans un environnement déstructuré, où les matériels de secours et les organisations prévues ne sont plus totalement opérationnels.

Cette mission présente des spécificités :

- Une disponibilité importante, et une forte adaptabilité
- Une probabilité d'intervention réelle très faible
- La mise en œuvre de matériels particuliers (véhicules lourds, engins de manutention, télétransmission, etc.)
- Des interventions dans un environnement dégradé avec des risques multiples (météo, inondation, séisme, sécurité, radiologique, chimique, isolement,) en autonomie pendant les premières heures de l'accident.

III – Constitution de la FARN

La FARN est répartie en 5 entités différentes :

- L'état-major de la FARN, localisé à Levallois-Perret ;

[173] Capacité d'intervention : début d'intervention < 12 heures et moyens d'intervention opérationnels < 24 heures

- 4 services régionaux (SR) répartis sur le territoire, implantés sur les CNPE de Bugey, Civaux, Dampierre et Paluel.

Les 4 services régionaux ont des organisations et des matériels identiques.

Les effectifs sont les suivants :

	État-major	SR Bugey	SR Civaux	SR Dampierre	SR Paluel	Total
Fin 2013	24	31	48	16	6	125
Cible	28	70	70	70	70	308

L'effectif cible sera atteint fin 2015 afin de respecter la prescription technique de l'ASN.

Concernant l'état-major, les salariés exercent leurs activités à plein temps pour la FARN. En ce qui concerne les services régionaux, en dehors des 4 managers et d'un appui tertiaire à plein temps sur la FARN, les salariés consacrent 50 % de leur temps aux activités FARN (entraînement, formations, maintenance des matériels, etc.) et 50 % de leur temps à des activités métiers pour le compte du CNPE ou de la DPN.

Ainsi, les 308 personnes de l'effectif cible correspondent à 178 ETP (équivalents temps plein).

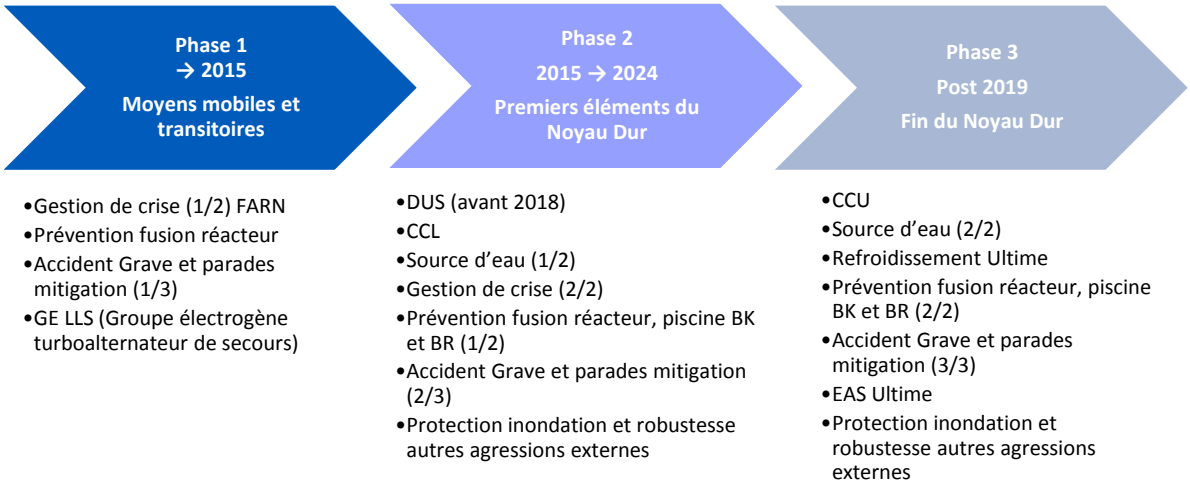
Par ailleurs, du fait de la spécificité de la FARN, en complément du programme existant pour chacun des métiers, un important programme spécifique de formations a été élaboré à l'attention des agents.

Les matériels utilisés par la FARN se répartissent en deux familles de matériels :

- **Les matériels nécessaires à la mission de la FARN sur un CNPE accidenté** : pompes et tuyauteries associées, compresseurs, groupes électrogènes, matériels de sécurité radioprotection, matériels de surveillance de l'environnement ;
- **Les matériels de logistique** : moyens (tentes, etc.) permettant de constituer une base d'accueil du personnel et du matériel, 52 camions permettant de transporter les matériels, et 16 véhicules 4x4 permettant le transport du personnel et des matériels.

Annexe n° 9 : investissements post-Fukushima prévus par EDF

Calendrier de principe des modifications Post-Fukushima sur 3 phases



Répartition du devis Fukushima entre les 5 Md€prévus initialement dans les projets d'investissements d'EDF et les 5 Md€de « surcoûts » liés aux ECS

Parmi les modifications post-Fukushima, plusieurs étaient déjà initialement envisagées au titre des projets existants du programme « Durée De Fonctionnement », en termes de macro fonctions et sur les principes. Elles représentent un montant global d'environ 4,8 Md€$_{2011}$ et sont les suivantes :

- Diesel ultime secours
- Contrôle Commande Ultime (CCU)
- Source d'eau (puits ou bassins)
- Refroidissement Ultime
- Prévention fusion réacteur
- Prévention fusion piscines (bâtiments combustible et bâtiments réacteurs)

Annexe n° 10 : flexibilisation de la trajectoire d'investissements d'EDF

Les réductions d'investissements liés aux travaux de flexibilisation de la trajectoire sur la période d'ici 2025 représentent environ 8 Md€$_{2011}$ entre la trajectoire de fin 2012 et la trajectoire après « flexibilisation ».

Ces gains sont principalement de 3 natures :

- Des optimisations : ainsi, les solutions techniques proposées par EDF dans le cadre des discussions post-Fukushima avec l'ASN sur l'appoint ultime en eau ont permis d'optimiser des mesures initialement prévues dans le cadre des visites décennales, et d'éviter le déploiement de mesures devenues redondantes (comme le doublement de la « bâche ASG », le réservoir d'alimentation de secours du générateur de vapeur, devenu redondant avec les solutions proposées).

Un ré-ingéniering des moyens post-Fukushima a également été effectué conduisant à une optimisation des solutions techniques retenues pour le Diesel d'Ultime Secours et le Centre Local de Crise.

- Des renoncements, tout en maintenant les investissements à enjeu de sûreté : ainsi, le programme NPPI (Nouveau Programme Patrimonial Incendie), qui visait à des améliorations patrimoniales et non sûreté, a été arbitré. De même, le programme Partner, qui vise à la rénovation de l'immobilier tertiaire des centrales nucléaires, a réduit de 30 % le programme cible.

- Des lissages et des reports : le rythme de rénovation ou de remplacement de certains gros composants a été réexaminé, sur la base d'un examen approfondi de l'état de chacun de ces composants et des perspectives d'évolution de leur comportement. Ainsi, certains remplacements de générateur de vapeur pourraient être décalés de quelques années, tout comme certains réchauffeurs par exemple. De même, certaines opérations de rénovation du contrôle-commande, sur des matériels non encore obsolètes, ont été repoussées.

Annexe n° 11 : le démantèlement des installations nucléaires de base D'EDF

1. Le parc de première génération

Devis de démantèlement des installations de 1ère génération

Installations	Type	Puissance en MW	Mise en service	Date d'arrêt	Fin de démantelement (1)	Devis 2001 en M€$_{2001}$	Devis 2003 en M€$_{2003}$	Devis 2006 en M€$_{2006}$	Devis 2008 en M€$_{2008}$	Devis 2012 en M€$_{2013}$
Chinon A	réacteurs UNGG entrepôt	70	1963	1973	2035	694,7	649,0	586,5	810,0	930,3
Chinon A		200	1965	1985	2034					
Chinon A		480	1966	1990	2031					
St Laurent A		480	1969	1990	2036	822,1	733,0	614,8	803,0	997,6
St Laurent A		515	1971	1992	2031					
St Laurent A					2025					
Bugey 1	UNGG	540	1972	1994	2026	348,4	373,0	289,9	412,0	585,9
Brennilis	Eau lourde	70	1967	1985	2023	254,0	260,0	265,6	373,0	458,6
Chooz A	REP	300	1967	1991	2019	245,1	224,0	216,5	220,0	344,4
Creys-Malville	Super-phénix	1200	1986	1997	2026	941,6	952,0	912,4	943,0	1311,5
Total € courants						3 305,9	3 191,0	2 885,7	3 561,0	
Total €$_{2013}$						**3 721,0**	**3 514,5**	**3 081,3**	**3 781,5**	**4628,3**
APEC	Entreposage Creys		2000	2039	2046				36,0	32,6
ICEDA	Entreposage			N/A				240,8	291,0	355,6
Total € courants						3 305,9	3 191,0	3 126,5	3 888,0	
Total €$_{2013}$						**3 721,0**	**3 514,5**	**3 338,5**	**4 070,5**	**5016,5**

Source : Cour des comptes sur la base des données EDF

Évolution du devis des réacteurs de 1ère génération

en €constants (devis 2012 en euros 2013)

Brennilis	2013/ 2001	UNGG	2013/ 2001	Superphénix	2013/ 2001	Chooz A	2013/2001
Ingénierie	+ 46,1	Ingénierie	-9,1	Ingénierie	-21,5	Ingénierie	+62,4
Travaux	+85,3	Travaux	+120,6	Travaux	15,0	Travaux	-1,8
Déchets	-20,1	Déchets	-55,6	Déchets	-77,9	Déchets	+42,5
Site	+166,4	Site	-7.0	Site	+384,8	Site	+100,4
Total	+59.8	Total	+19.3	Total	+23,1	Total	+24,8

Source : Cour des comptes ; données EDF

2. Le parc de deuxième génération

De 1996 à 1999, EDF a mené une étude, dite Dampierre 98 (ou DA98), destinée à valider les évaluations retenues pour le traitement comptable des provisions, en s'appuyant sur la réalité de paramètres chiffrés. Elle a ainsi évalué le coût de démantèlement d'une centrale de quatre réacteurs REP de 900 MW, en l'occurrence celle de Dampierre, considérée comme représentative. La Cour des comptes notait alors en 2005[174] que *«les études très complètes réalisées montrent que les montants retenus pour le calcul de la provision sont « robustes »*.

Cette évaluation a été mise à jour en 2009, sous le nom de Dampierre 09 (ou DA09), pour, d'une part, intégrer les modifications réglementaires[175], techniques et économiques connues depuis 1998, ainsi que les retours d'expérience issus des programmes de démantèlement en cours, sur le parc de première génération d'EDF et sur le parc REP d'autres opérateurs aux États-Unis, et, d'autre part, examiner, par le processus d'évaluation présenté ci-après, la pertinence du calcul « historique », réalisé sur la base du coût de référence.

L'exercice réalisé en 2009 par EDF a reposé sur une mise à jour des paramètres de coûts de 1998 (coûts horaires moyens des agents EDF,

[174] *Rapport de la Cour des comptes de janvier 2005 sur le démantèlement des installations nucléaires et la gestion des déchets radioactifs* – p.175.

[175] Notamment l'instauration d'un unique décret pour la mise à l'arrêt définitif et le démantèlement par paire de tranches. L'effet est un gain de 2 ans sur le planning pour un site 4 x 900 MW.

coûts du recours à des technologies de démantèlement, etc.) en utilisant les valeurs de 2009 et les retours d'expérience d'opérations en cours ou passées.

EDF a notamment recouru aux informations tirées de la gestion des déchets (colisage, densité, etc.) et du démantèlement en cours de Chooz A, seul réacteur de technologie à eau sous pression en cours de démantèlement aujourd'hui en France. En effet, EDF considère que ce réacteur, malgré une puissance inférieure à celle des réacteurs du parc actuel et un certain nombre d'opérations qui lui sont spécifiques[176], présente toutes les caractéristiques des contraintes techniques que l'industriel rencontrera lors du démantèlement des autres réacteurs REP. Le retour d'expérience devrait être particulièrement utile en ce qui concerne le démantèlement du circuit primaire principal[177].

EDF a également eu recours à l'expérience acquise grâce aux opérations de construction des centrales, de remplacement des générateurs de vapeur et de démantèlement du parc de première génération.

Avec les données mises à jour, et sur la base d'une identification précise et détaillée des opérations à mener, les coûts de chaque opération sont évalués à l'aide de paramètres portant sur les quantités à traiter, les coûts unitaires et le temps de réalisation. Ces paramètres ont fait l'objet d'analyses de sensibilité pour tenir compte des incertitudes identifiées et déterminer des fourchettes de coûts sur la base de probabilités de réalisation.

L'étude n'a pas consisté à évaluer le coût de démantèlement des quatre tranches d'une centrale prise isolément, ce qui aurait occulté l'effet de parc. Au contraire, il s'est agi de calculer un devis pour un site de quatre réacteurs de 900 MW, intégré dans une série de 58 réacteurs à démanteler afin de tenir compte du volume du parc, de son homogénéité de conception et, en raison des dates probables d'arrêt des tranches, du délai resserré dans lequel les opérations de démantèlement seront

[176] Traitement des déchets d'exploitation stockés en cuve, reconstruction de certains systèmes et équipements arrêtés alors qu'ils auraient présenté un intérêt pour la déconstruction, décontamination unitaire des équipements (et non décontamination du circuit complet lors de l'arrêt définitif de la tranche, en utilisant les équipements existants comme pour le parc existant), écarts dimensionnels entre les cuves, cinématique déchets complexe (présence de galeries pour sortir des cavernes), manutention des générateurs de vapeurs compliquée, etc.

[177] Couvercle de cuve, cuve, tuyauterie, pompes et vannes, générateur de vapeur, pressuriseur, etc.

réalisées. L'objectif est de calculer un coût dit « directement extrapolable » pour une centrale qui intègre une partie des coûts supportés par l'ensemble du parc et, également, un surcoût « tête de série », lui aussi lissé sur l'ensemble des tranches.

Etabli sur cette méthode, le devis de démantèlement d'un site standard de quatre tranches de 900 MW directement extrapolable atteint 1 008 M€$_{2013}$ hors aléas (1 108,6 avec aléas), soit 277,1 M€$_{2013}$ par réacteur. Néanmoins, certaines dépenses ne sont pas intégrées à cette méthode (dépollution des sols).

Devis Dampierre 2009 (DA09) – site standard 4 x 900 MW

Catégories	**DA09 M€$_{2013}$**
Ingénierie	91,2
Site	65,0
Travaux	642,3
Déchets	209,5
Total démantèlement d'un site 4 x 900 MW	**1008,0**
Aléas	100,7
Total avec aléas	**1108,7**

Source : EDF

Annexe n° 12 : le démantèlement des installations nucléaires de base du CEA

Répartition par site des charges de démantèlement des installations nucléaires civiles du CEA au 31 décembre 2013

En M€	Marcoule	Cadarache	Saclay	Fontenay-aux-Roses	Grenoble	Autres	INC	**Total**
	1915	954	478	268	41	59	24	**3739**
dont	Atelier pilote de Marcoule 746 Réacteur Phénix 820	Station de traitement des effluents 162 Réacteur Rapsodie 185		Laboratoire de chimie du plutonium (bât. 18) 198				

Source : Cour des comptes

Les projets Siloé, Siloette, Mélusine et Lama sont terminés à fin 2011 et leur déclassement est prévu pour 2014. Hors demandes complémentaires de l'ASN, le coût du projet Passage s'élève pour l'instant à 293 M€. Pour les grandes installations restantes, la tendance à la hausse dressée dans le précédent rapport demeure mais les coûts semblent désormais bien maîtrisés par le CEA avec une augmentation de 1,62 % des trois devis aux fins d'années 2010 et 2012.

Evolution des devis de démantèlement pour trois installations

Installations	Date de MSI	Date arrêt	Année de fin de démantèlement	Evaluations 31/12/2001	Evaluations 31/12/2007	Evaluations 31/12/2010	Evaluations 31/12/2012	Evolution 2012/2001
				En $M€_{2012}$				
Station de traitement des effluents Cadarache	1965	2013	2026	184,8	208,3	208,5	210	+ 13,8 %
Rapsodie Cadarache	1967	1983	2050	134,4	132,9	223,0	238,6	+ 77,4 %
APM Marcoule	1962 Bât.211 1988 bât.214	1997	2028	496,1	911,1	1033,7	1040,4	+109,7 %
Passage Grenoble							75,9	

Source : Cour des comptes

Annexe n° 13 : l'évolution des chiffrages du projet Cigéo

Les provisions actuelles demeurent calculées sur la base du chiffrage de 2005. Compte tenu de l'inflation, les exploitants ont retenu un coût de référence d'environ 16,6 Md€$_{2013}$ pour calculer les charges futures et les provisions pour le stockage des déchets HA et MA-VL.

En 2009, l'ANDRA avait proposé une nouvelle estimation de l'ordre 33,8 Md€$_{2008}$ selon les paramètres suivants :

- périmètre intégrant l'investissement (y compris jouvence et fermeture), l'exploitation, la recherche et développement, les frais d'assurances et la fiscalité ;
- conditions économiques de janvier 2008 soit euros 2007 ;
- inventaire des déchets : MAVL : 67 850 m^3 / HA : 8 095 m^3 ;
- durée d'exploitation de Cigéo serait de l'ordre de 123 ans.

Le contre-projet STI des producteurs ramenait alors ce montant à 14,8 Md€$_{2008}$.

En janvier 2013, le chiffrage a évolué par rapport à 2009 :

- le périmètre n'intègre plus la recherche, les assurances et la fiscalité qui peuvent être utilement disjoints du chiffrage pour se concentrer sur les aspects techniques ;
- conditions économiques de janvier 2012 soit euros 2013 ;
- inventaire en augmentation substantielle : MAVL : 70 200 m^3 (+ 3 %) / HA : 10 059 m^3 (+ 24 %);
- durée d'exploitation de Cigéo de l'ordre de 143 ans.

Remis à ce nouveau périmètre, l'estimation du SI 2009 s'élèverait à environ 30 Md€$_{2013}$; et l'estimation DGEMP 2005 à près de 20 Md€$_{2013}$. Fin 2013, sur la base d'une esquisse préparée avec la maitrise d'œuvre GAIYA et optimisée, le chiffrage s'élèverait à 28 Md€$_{2013}$. En 2014, des pistes d'optimisation restent encore à instruire entre l'ANDRA et les producteurs.

Annexe n° 14 : charges brutes et provisions de fin de cycle de la filière nucléaire

	Charges brutes					Provisions				
M€$_{2013}$*	**EDF**	**AREVA**	**CEA****	**ANDRA**	**Total**	**EDF**	**AREVA**	**CEA****	**ANDRA**	**Total**
Démantèlement	22 448	7 874	3 892		34 214	13 024	3 661	2 931		19 616
Gestion du combustible usé	15 868		462		16 330	9 779		342		10 121
Gestion des déchets	25 578	3 468	2 623	84	31 753	7 542	2 113	1 311	47	11 013
dont reprise et conditionnement des déchets		*1 541*	*512*		*2 053*		*1 240*	432		1 672
dont gestion LT des colis déchets	*24 370*	*1 885*	*1 700*	*42*	*27 997*	*7 397*	*831*	830	36	9 094
dont dépenses après fermeture des centres stockage	*1 208*	*42*	*410*	*41*	*1 703*	*145*	*42*	49	10	246
Derniers cœurs	3 979				3 979	2 313				2 313
Autres		696	188		887		483	152		635
Total	**67 873**	**12 038**	**7 165**	**84**	**87 160**	**32 658**	**6 258**	**4 736**	**47**	**43 699**
	78 %	14 %	8 %		100 %	75 %	14 %	11 %		100 %
Provisions/charges brutes						48 %	52 %	66 %	56 %	50 %

Source : Cour des comptes **données 2012 pour les provisions de l'ANDRA*

*** les charges et provisions « hors périmètre » de la loi de 2006 du CEA sont incluses dans la case « autres »*

Annexe n° 15 : évolution des provisions de fin de cycle de la filière nucléaire entre 2010 et 2013

	Provisions en 2010					Provisions en 2013				
M€courants	**EDF**	**AREVA**	**CEA****	**ANDRA**	**Total**	**EDF**	**AREVA**	**CEA****	**ANDRA**	**Total**
Démantèlement	11 031	3 421	2 944		17 396	13 024	3 661	2 931		19 616
Gestion du combustible usé	8 851		303		9 154	9 779		342		10 121
Gestion des déchets	6 509	1 823	1 179	41	9 552	7 542	2 113	1 311	47	11 013
dont reprise et conditionnement des déchets		*1 209*	*447*		*1 656*		*1 240*	*432*		1 672
dont gestion LT des colis déchets	*6 409*	*573*	*717*	*29*	*7 728*	*7 397*	*831*	*830*	*36*	9 094
dont dépenses après fermeture des centres stockage	*100*	*41*	*15*	*12*	*168*	*145*	*42*	*49*	*10*	246
Derniers cœurs	1 906				1 906	2 313				2 313
Autres		360	28		387		483	152		635
Total	**28 297**	**5 604**	**4 453**	**41**	**38 395**	**32 658**	**6 258**	**4 736**	**47**	**43 699**
	74 %	15 %	12 %		100 %	75 %	14 %	11 %		100 %
Provisions/charges brutes	46 %	54 %	66 %	49 %	48 %	48 %	52 %	66 %	56 %	50 %

Source : Cour des comptes **données 2012 pour l'ANDRA*

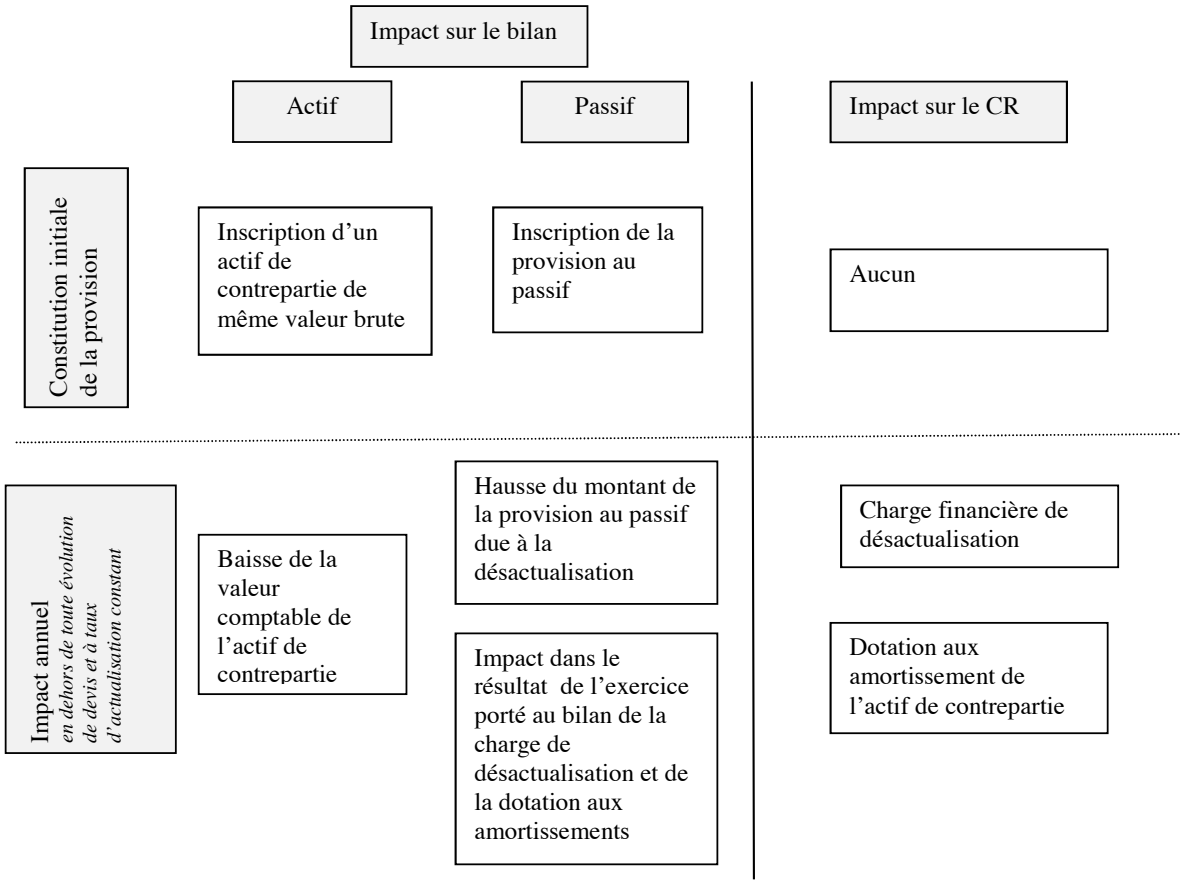
*** en 2010 les charges et provisions « hors périmètre » de la loi de 2006 du CEA sont réparties suivant les catégories alors qu'elles sont regroupées en 2013 dans la case autres ce qui fausse un peu les comparaisons (la contradiction permettra d'ajuster les chiffres)*

Annexe n° 16 : conditions de remboursement de la créance CSPE

M€	Remboursement en principal de la créance	Rémunération calculée à partir d'un taux fixe de 1,72 % (TEC 5 ans au 31/12/12 augmenté de 1 %)
2013	0	84
2014	133	83
2015	671	76
2016	1338	59
2017	1943	30
2018	793	7
Total	**4879**	**338**

Source : DGEC

Annexe n° 17 : traitement comptable des provisions pour démantèlement



Nb : Ne pas confondre l'actif de contrepartie avec les actifs dédiés

Annexe n° 18 : conclusions du rapport de la CNEF

Le rapport de la CNEF souligne les points suivants :

- la **difficulté pour la DGEC d'exercer correctement son rôle d'autorité administrative**, essentiellement en raison d'une équipe trop réduite et de manque de compétences en interne. La CNEF suggère alors que la notion d'autorité administrative soit clarifiée et que soit davantage formalisée la possibilité pour cette autorité de faire appel à une expertise extérieure. La CNEF souligne par ailleurs les difficultés rencontrées par le DGEC pour la réalisation de son programme d'audit, qui devait être lancé dès 2012. Cette remarque est plus que jamais d'actualité puisqu'aucun audit n'a concrètement démarré début 2014 ;
- les **marges de sécurité insuffisantes des évaluations des charges futures**. La CNEF souligne par ailleurs que deux points mériteraient une attention particulière dans une optique de prudence accrue : le taux d'actualisation utilisé par les exploitants nucléaires et l'évaluation du coût du stockage profond géologique ;
- s'agissant des **actifs dédiés**, la CNEF relève le fait que les documents actuellement adressés à l'autorité administrative, ne lui permettent pas de vérifier que la composition des actifs respecte bien les différentes règles applicables (calendrier des décaissements prévisibles non communiqué systématiquement alors qu'il constitue un outil indispensable à la mesure des besoins de liquidité et donc à une gestion actif/passif appropriée). La CNEF estime par ailleurs que le traitement des insuffisances de taux de couverture devait être davantage cadré et formalisé ;
- les **incertitudes sur l'avenir de la CNEF** : La CNEF rappelle la faible implication du parlement dans la commission, contrairement au schéma prévu par la loi. Par ailleurs la CNEF souligne que ses travaux ont pu être réalisés grâce à un « noyau dur » de personnalités qualifiées, qu'il sera difficile de conserver compte-tenu du calendrier des travaux de la CNEF, le prochain rapport devant intervenir dans trois ans et la CNEF n'ayant aucune autre fonction.

Annexe n° 19 : situation des portefeuilles d'actifs dédiés au 31 décembre 2013

Situation du portefeuille d'EDF

En M€2013		
Total des provisions à couvrir par des actifs dédiés	**21 020**	
Catégories d'actifs	**Valeur nette comptable**	**Valeur de réalisation**
Obligations États OCDE et assimilées	2 643	2 828
Obligations Personnes Morales OCDE hors États	808	841
OPCVM investissant dans les deux catégories précédentes	2 144	2 308
OPCVM non exclusivement obligations OCDE	6 398	7 873
Prêts, dépôts et titres assimilés	5	5
Total portefeuille financier et trésorerie	***11 998***	***13 855***
CSPE après couverture	5 049	5 049
RTE (50 % de la participation détenue par le Groupe)	2 015	2 567
Autres titres non cotés et immobilier	266	266
Ajustements sur autres titres non cotés	8	0
TOTAL DES ACTIFS DEDIES	**19 336**	**21 737**

Source : EDF

Situation du portefeuille d'AREVA

En M€2013		
Total des provisions à couvrir par des actifs dédiés	**5 957**	
Catégories d'actifs	**Valeur nette comptable**	**Valeur liquidative**
Titres de placements financiers	4 691	5 204
Créance CEA	642	
Autres créances (ANDRA)	63	
Quote-part tiers dans les provisions	188	

Source : Cour des comptes

Situation des actifs dédiés du CEA

en M€	2010	31/12/2013		
	Fonds civil	**Fonds civil « anciennes installations »**	**Fonds civil « nouvelles installations »**	**Total**
Provisions à couvrir par des actifs dédiés	**4 453**	**4 713**	**23**	**4 736**
	Valeur de réalisation au 31/12/2010			
Total des actifs correspondant à ces provisions	**3 131**	**4 661**	**63**	**4 725**
Créance sur l'État	905	3 652	-	**3 652**
Créances sur des tiers	10	17	1	**18**
Titres AREVA	2 295	914	-	**014**
Valeurs mobilières de placement	576	30	62	92
Total	**3 786**	**4 613**	**63**	**4 676**
Dettes vis-à-vis d'AREVA NC	- 550	- 641	-	-641
Apurement de l'exercice	- 105	-	-	-
Avance Fonds dédiés Défense	-	799	-	799
Autres	-	- 109		-109

Source : CEA

Annexe n° 20 : les dépenses de recherche nucléaire

Origine des financements des crédits consacrés à la recherche nucléaire en 2013 (hors recherche de l'ANDRA)

Origine des financements	CEA	CNRS	IRSN	EDF	AREVA	Total
Subventions	389	28	98			515
Autres ressources provenant de	141		9	186	154	
EDF	*43*		*3*	*186*		*232*
AREVA	*77*		*1*			*232*
ANDRA	*4*					*4*
IRSN	*17*					*17*
CEA						
Autres			*5*			*5*
Total y compris doubles comptes	**530**	**28**	**107**	**186**	**154**	**1005**
Total sans doubles comptes						**988**

Source : Cour des comptes

Ressources reçues par le CEA pour financer sa recherche nucléaire

M€	2010	2011	2012	2013
PIA + subvention	271	340	398	389
EDF	40	56	52	43
AREVA	104	76	76	77
ANDRA	3	4	4	4
IRSN	42	13	17	17
Total	**460**	**489**	**547**	**530**

Source : CEA

Annexe n° 21 : dépenses liées à la sûreté et à la sécurité

Budget de l'ASN

En M€ courants	LFI 2010	LFI 2011	Exécution 2011	LFI 2012	Exécution 2012	LFI 2013	Exécution 2013
Programme 217	9,35	9,77	9,77	10,08	10,08	13,35	13,35
Programme 333		1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15
Programme 218	6,36	6,36	6,36	6,36	6,36	6,36	6,36
Programme 181	52,18	51,90	49,5	58,10**	55,03	58,28	59,70***
Programme 190 (IRSN pour l'ASN)	78,13	46,4 + 30*	46,4 + 30*	46,40+30*	46,40+30*	45,15+38,8*	45,15+38,8*
Total	**146,02**	**145,58**	**143,18**	**152,09**	**149,02**	**163,09**	**164,51****

Source : DGPR
** contribution additionnelle à la taxe sur les INB payée par les exploitants*

*** À compter de la LFI 2013 la ressource budgétaire CP≠AE, le tableau ne prend en compte que les CP*

**** La ressource budgétaire inscrite en LFI a été abondée par des ressources exceptionnelles du Programme*

***** L'exécution 2013 est supérieure à la LFI 2013 en raison des abondements exceptionnels dont a bénéficié le BOP ASN pour couvrir le déménagement de l'ASN dans son nouveau siège.*

Financement de l'IRSN

En M€	**2010***	**%**	**2011***	**%**	**2012***	**%**	**2013***	**%**	**2014 budget**	**%**
Subvention programme 190	243,8	73 %	212,2	67 %	202,0	60%	199,3	61 %	178,9	60 %
Contribution additionnelle/taxe INB	0		33,4	11 %	48,2	14%	53,1	16 %	53,1	18 %
Subvention programme 212	3,4	1 %	3,3	1 %	3,7	1%	3,4	1 %	3,5	1 %
Autres financements d'origine française d'origine étrangère	79,5 6,6	24 %	65	21 %	85,1 *79,7* *5,4*	25%	70,8 *67,5* *3,3*	22 %	60,8	21 %
Total ***dont appui à l'ASN***	**333,3** ***78,1***	**100 %**	**313,9** ***76,4***	**100 %**	**339,0** ***82,6***	**100 %**	**326,6** ***83,6***	**100 %**	**296,3** ***83,2***	**100 %**

* Réalisations (*sauf appui ASN 2013, prévision*)

Source IRSN

Annexe n° 22 : estimation de coût d'accidents nucléaires en France

En milliards d'euros		Accident grave	Accident majeur
Coûts sur site	Réhabilitation	5	5
	Remplacement	6	9
	Autres coûts sur site	□	□
	TOTAL	**10**	**15**
Coûts des territoires contaminés	Zones d'exclusion	□	13
	Zones de contrôles radiologiques	11	98
	TOTAL (arrondi)	**11**	**110**
Coûts radiologiques hors site	Contremesures d'urgence	□	3
	Effets sanitaires	□	10
	Effets psychologiques	0	17
	Pertes agricoles	9	14
	Coût de relogement	0	10
	TOTAL	**9**	**54**
Coûts d'image	Réduction de la demande de produits agricoles français	13	60
	Réduction de la demande touristique	25	75
	Réduction des autres exportations	12	46
	TOTAL (arrondi)	**50**	**180**
Effets sur le parc de production d'électricité		**44**	**88**
TOTAL (arrondi)		**120**	**450**

Source : IRSN
ε signifie un coût faible, en valeur relative seulement : inférieur à 1 milliard d'euros

Annexe n° 23 : estimations du coût de l'accident de Fukushima Daiichi

Les coûts de l'accident de Fukushima Daiichi sont encore mal connus et font l'objet d'estimations dont le périmètre est souvent difficile à préciser.

Les informations recueillies par la Cour auprès de différentes sources sont diverses. Elles sont récapitulées dans le tableau ci-dessous :

Comparaison des estimations de coûts de Fukushima Daiichi d'EDF et de l'IRSN avec l'estimation des coûts d'un accident majeur

En milliard de dollars	Accident Fukushima Daiichi*				Accident majeur en France
	Informations fournies par EDF (1)		Informations fournies par l'IRSN (2)		Estimations IRSN
	minimum	maximum	minimum	maximum	
Coûts sur site	10	35	20	50	20
Coûts radiologiques	45	105	100	200	215
Effet parc			100	300	115
Coûts d'image			?	?	235
Total (arrondi)			220 +	550 +	585

Source : IRSN et EDF à partir de sources diverses : ambassade de France, Tepco, METI notamment.

(1) L'Ambassade de France estime les coûts d'indemnisation à 35 Md€, les coûts de décontamination entre 10 Md€et 70 Md€et les coûts de démantèlement entre 14 Md€et 35 Md€.
Ces estimations se fondent notamment sur les informations suivantes publiées par Tepco et l'AEC (Japan Atomic Energy Commission) :

- Coûts sur site : Tepco, dans le rapport publié en octobre 2011 (Management and Finance Investigation Committee Report), estime les surcouts de démantèlement pour les 4 réacteurs accidentés à 964,3 MdYen, soit environ 7.6 Md€[178].

[178] Rapport de Tepco, publié en japonais, résumé par le JAEC en mai 2013 : http://www.oecd-nea.org/ndd/workshops/aecna/presentations/documents/YoshihiroNAGAOKI-EstimationofAccidentRiskCostofNPP.pdf.

- Compensations (incluant les compensations des effets psychologiques) :

Au 28/03/2014, le montant des compensations payées par TEPCO s'élevait à 3 606 MdYen, soit approximativement 25,3 Md€[179].

L'AEC évalue les compensations globales à verser à 5 504,5 MdYen, soit environ 40 Md€[180].

(2) Les estimations de l'IRSN sont un peu supérieures pour les deux premières lignes car il semble que les chiffres publiés actuellement par le Japon comptabilisent les dépenses réalisées pendant les premières années après l'accident et non l'ensemble des dépenses qui vont durer de nombreuses années.

Par ailleurs, le gouvernement japonais a indiqué des coûts liés à la production d'électricité de substitution d'environ 30 Md$ par an, d'où une facture entre 100 et 300 Md$, selon la rapidité de la reprise de la production nucléaire.

[179] Données disponibles sur le site de Tepco : http://www.tepco.co.jp/en/comp/images/jisseki-e.pdf.
[180] Présentation de mai 2013 devant l'AEN reprenant les conclusions d'un rapport de novembre 2011 « Estimation of Accident Risk Cost in Nuclear Power Plant », publié en japonais.

Annexe n° 24 : rappel des différents types de coûts calculés dans le RPT 2012

La production d'électricité nucléaire repose 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 et qui repose sur des conventions.

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)[181]. 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

[181] Cette annexe ne vise pas à faire une présentation exhaustive de toutes les approches et les méthodes existantes mais de rappeler celles qui ont été utilisées dans le rapport 2012.

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" (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[182].

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 légèrement modifiée qui est utilisée dans le RPT 2012 et dans le présent rapport.

c) L'approche de la commission Champsaur : le calcul du coût de production en France sur les années de fonctionnement qui restent, en tenant compte du fait que le parc est déjà en grande partie amorti

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.

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

C'est l'approche de la commission Champsaur[183], 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, et 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.

La valeur du capital reconstituée sur la période du calcul 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.

[183] La mission confiée, par le gouvernement, à la commission présidée par Paul 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* ». Son rapport a été publié le 7 juillet 2011

Cette approche, sous la dénomination de *coût comptable complet de production* (C3P), 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[184], même en tenant compte de l'inflation. 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 [185]; 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, 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 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.

[184] La détermination du montant de ce « sur-amortissement » est donc particulièrement sensible et sujette à discussion. C'est une des raisons pour lesquelles cette approche n'a pas été retenue par la Cour dans ses analyses de coûts.

[185] 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.

Annexe n° 25 : comparaison du CCE 2010 calculé dans le RPT 2012 et dans le présent rapport

Comme indiqué à plusieurs occasions dans le chapitre I, la comptabilité analytique d'EDF a connu plusieurs modifications depuis la date de rédaction du RPT 2012, visant en général à affecter les coûts avec plus de précision ; par ailleurs quelques erreurs d'imputation faites à l'époque ont été corrigées. Il en résulte des écarts entre les chiffrages utilisés par la Cour[186] pour calculer le CCE de l'exercice 2010 dans le RPT 2012 et ceux utilisés dans le présent rapport. Les raisons de ces écarts sont expliquées dans le tableau ci-dessous.

(en M€de 2010)	CCE 2010 RPT 2012 I	CCE 2010 présent rapport II	Ecart II-I
Dépenses exploitation et investissements de maintenance (A = a + b)	**11 831**	**11 897**	**+ 66**
Achats de combustibles et d'énergie	*2 579*	*2 545*	
dont			
dépenses de combustible	*1 503*	*1 503*	
provision pour gestion combustible usé et déchets	*1 076*	*1 042*	*- 34 (4)*
Coût de portage du stock	*535*	*595*	*+ 60 (3)*
Charges de personnel	*2 042*	*1 993*	*- 49 (1)*
Tarif agent	*116*	*116*	
Réforme retraite et avantages de LT au personnel	*518*	*518*	
Consommations externes	*2 095*	*2 135*	*+ 40 (2)*
Impôts et taxes	*1 176*	*1 225*	*+ 49(1)*
Coûts centraux et supports	*872*	*872*	
Autres produits et charges	*60*	*60*	
Coût du dernier cœur	*91*	*91*	
Total des dépenses d'exploitation (a)	***10 084***	***10 150***	***+ 66***
Investissement entretien du parc immobilisé (b)	***1 747***	***1 747***	
Coût d'utilisation des actifs nucléaires (B = c+d)	**8 341**	**8 341**	**0**
Taux de rémunération du capital	7,8 %	7,8 %	
Loyer économique hors démantèlement (c)	7 880	7 880	
Coût du démantèlement (d)	461	461	
Total coûts de production (A + B)	**20 172**	**20 238**	**+ 66**

Source : Cour des comptes

[186] On utilise ici la méthode de calcul du CCE retenue par la Cour dans le rapport 2012, qui est un peu différente de celle utilisée par EDF.

(1) Les impôts et taxes sur les rémunérations sont désormais comptabilisés dans les impôts et taxes et non dans les dépenses de personnel.

(2) Les coûts de portage du stock des pièces détachées sont désormais comptabilisés dans les consommations externes (environ 40 M€en 2010).

(3) Dans le RPT 2012, la Cour avait utilisé le coût de portage du besoin de fonds de roulement nucléaire et non le coût de portage du combustible comme elle le fait dans le présent rapport.

(4) Dans le RPT 2012, les charges de désactualisation des provisions pour la gestion future des combustibles usé et déchets du parc arrêté avaient été comptabilisées à tort.

Annexe n° 26 : le suivi des recommandations du RPT 2012

Chapitre	Recommandations du RPT	Point sur le suivi des recommandations
III : dépenses futures – démantèlement	1. La Cour 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 ;	Contrairement à la recommandation de la Cour dans son rapport, EDF continue à calculer ses provisions avec la méthode dite « des coûts de référence » plutôt qu'en utilisant la méthode plus sophistiquée qu'il a lui-même mise au point dite « méthode Dampierre ». Il considère que ce choix est prudentiel dans la mesure où la méthode historique aboutit à un montant de charges plus élevé que la méthode Dampierre 09 sur laquelle EDF s'appuie également en interne. Cependant, EDF dit être prêt à modifier le niveau de la provision selon la méthode Dampierre, dès l'apparition d'éléments nouveaux d'estimations propres à en modifier le résultat de façon significative.
	2. La Cour confirme la nécessité de faire réaliser rapidement, 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.	Les audits que la Direction générale de l'énergie et du climat devait lancer fin 2013 étaient déterminants pour faire valider par des experts les coefficients techniques utilisés par EDF. Deux audits sur un programme de huit étaient en effet ciblés sur la méthode Dampierre : validité de la méthode d'extrapolation de l'étude Dampierre ; comparaison internationale des coûts de démantèlement prévus par l'étude Dampierre. Les premiers appels d'offre, qui s'éloignaient de cet objectif précis pour se rapprocher d'audits comptables plus classiques comparant les pratiques d'EDF, AREVA et du CEA, ont été finalement déclarés infructueux. Un nouveau cahier des charges a été proposé à appel d'offres en janvier 2014.

III : dépenses futures – gestion des déchets radioactifs	3. La Cour souhaite que soit rapidement fixé le nouveau devis sur le coût du stockage géologique profond, de la manière la plus réaliste possible et dans le respect des décisions de l'ASN, seule autorité compétente pour se prononcer sur le niveau de sureté de ce centre de stockage ;	La révision du devis sur le coût de stockage géologique profond a fait l'objet de nombreux travaux visant à affiner les estimations : études d'esquisses réalisées avec le groupement Gaiya, maître d'œuvre, en 2012 ; évaluation en 2013 des résultats de l'étude d'esquisses par l'ASN et la Commission nationale d'évaluation et revue de projet industrielle organisée sous l'égide de la DGEC ; démarrage des études d'avant-projet en novembre 2013 ; débat public qui s'est tenu du 15 mai au 15 décembre 2013. La date de fin 2013 pour arrêter le nouveau chiffrage n'a pas pu être tenue. La DGEC a transmis à l'ANDRA, par courrier daté du 30 janvier 2014, un nouveau calendrier pour ce chiffrage. Ce calendrier prévoit une transmission du dossier de chiffrage finalisé à l'État, fin juin 2014. La DGEC ne précise pas quel est son propre calendrier une fois qu'elle aura ce chiffrage.
	4. La Cour demande 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.	Le nouveau devis de Cigéo ne prendra pas en compte le coût d'un éventuel stockage direct du MOX et de l'URE. Les études d'esquisse ont en effet été réalisées sur la base de l'inventaire national des déchets, qui suppose le traitement des combustibles usés. L'ANDRA a toutefois vérifié, à la demande du gouvernement, la compatibilité de l'installation avec un éventuel stockage des combustibles usés et a ainsi remis fin 2012 son dernier rapport sur le sujet. S'agissant du chiffrage de cette option, le décret n°2013-1304 du 27 décembre 2013, fixant les prescriptions du PNGMDR, prévoit que l'ANDRA remette un bilan au gouvernement en 2015. La DGEC a par ailleurs demandé à EDF en avril 2012 de mettre à jour son évaluation du coût d'un éventuel stockage direct du MOX et de l'URE.

V : les actifs dédiés	5. La Cour recommande que le sujet des actifs dédiés 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 par des dérogations successives chaque fois que se présente une nouvelle difficulté.	Un décret modificatif du 24 juillet 2013 a aligné la liste des actifs éligibles sur celle des assureurs. Il rend admissible certains titres de créance (notamment certains bons à moyen terme négociables et fonds communs de titrisation) et, dans certaines conditions, les titres non cotés, en échange de la mise en place d'une gouvernance et d'un reporting spécifique. À l'occasion de cette modification réglementaire, le plafond d'admissibilité des titres RTE a par ailleurs été ramené à 15 % (contre 20 % auparavant). Même si cette modification a pour objectif, selon la DGEC, d'éviter des modifications réglementaires ponctuelles et de s'adapter à l'évolution des marchés financiers, ce qui n'est pas certain, elle n'est pas le résultat d'un travail de réflexion suffisamment globale.
VI : les évolutions possibles des dépenses futures	6. La Cour recommande que les conséquences stratégiques et financières de la prolongation au-delà de 40 ans du parc nucléaire, scénario central de la PPI, soient analysées de manière à pouvoir en tirer des orientations de la politique énergétique à moyen terme, publiquement connues et utilisables par tous les acteurs.	Si la prolongation de la durée de vie des centrales, au-delà des 40 ans, a pu faire l'objet d'études de l'administration, notamment sur l'impact d'un tel allongement sur les provisions pour obligations de fin de cycle d'EDF, ainsi que ses impacts d'un point de vue stratégique sur le respect de l'objectif de 50 % de nucléaire en 2025, les orientations de la politique énergétique à moyen terme qui en sont tirées ne sont pas encore connues ; elles sont censées être explicitées dans le projet de loi sur la transition énergétique qui n'est toujours pas connu à ce jour.

VII : des coûts difficilement chiffrables – risques et assurances	7. La Cour 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	La France a été active au niveau international pour promouvoir une entrée en vigueur des protocoles la plus rapide possible, mais sans résultat tangible pour le moment.
	8. La Cour 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.	Faute de progrès au niveau international, un projet de loi a été déposé au Sénat le 21 mars 2012 prévoyant une augmentation unilatérale du plafond de responsabilité de l'exploitant à 700 M€, mais celui-ci n'a pas pu être voté pendant la législature. Ces dispositions ont donc vocation à être reprises dans le projet de loi pour la transition énergétique afin d'assurer l'augmentation du plafond, mais le texte de celui n'est pas connu et il prendra un certain temps avant d'être voté. En tout cas, par un courrier du 20 décembre 2013, le ministre de l'économie et des finances et celui chargé de l'énergie ont informé le président d'EDF de cette perspective tout en l'assurant que, quel que soit le calendrier d'avancement des ratifications des protocoles ou de la loi, le nouveau dispositif ne s'appliquerait pas avant le 1er janvier 2015, précisant que « le code de l'environnement sera modifié en conséquence ».

VII : des coûts difficilement chiffrables – externalités	9. La Cour recommande que soient encouragés et soutenus les travaux et études consacrés aux externalités, positives ou négatives, tant sur l'énergie nucléaire que sur les autres énergies, de nombreux impacts ne pouvant pas être monétarisés, en tout cas actuellement, mais sont utiles pour les comparaisons entre les différentes formes d'énergie.	Si des études sont peut-être menées sur le sujet des externalités de l'énergie nucléaire, au sein du Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, par le Commissariat général au développement durable, il n'a pas été communiqué à la Cour de nouveaux résultats sur ce sujet.
Conclusion	10. La Cour recommande que cette enquête soit régulièrement actualisée, en toute transparence et objectivité, afin de permettre de : o préciser progressivement les méthodes d'évaluation en situation d'incertitude qui sont nécessaires pour évaluer économiquement les décisions à prendre ; les	La DGEC n'a pas encore entrepris d'actualisation complète de l'étude menée par le Cour. La DGEC indique qu'une telle actualisation pourrait se faire après le vote de la loi sur la transition énergétique et après que des décisions sur des points structurants aient été pris (devis Cigéo, allongement de la durée de vie des centrales), afin de pouvoir disposer d'éléments nouveaux. Pourtant, le présent rapport montre que ces éléments existent. En tout état de cause, aujourd'hui, rien n'a été mis en place pour organiser un suivi régulier, et aucune structure n'a été identifiée pour réaliser ce travail d'actualisation. Un suivi récurrent ne semble d'ailleurs pas envisagé à ce stade. Les études sur le coût des accidents ont été approfondies par l'IRSN.

		études sur les coûts et les probabilités d'accidents devraient notamment être approfondies ; o 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 suite à l'accident de Fukushima ; o capitaliser les efforts faits par les différents acteurs et Gspécialistes du sujet.	

Cour des comptes
Le coût de production de l'électricité nucléaire actualisation 2014 – mai 2014
13 rue Cambon 75100 PARIS CEDEX 01 - tel : 01 42 98 95 00 - www.ccomptes.fr

Glossaire

AEN	Agence pour l'Energie Nucléaire de l'OCDE
AIEA	Agence Internationale de l'Énergie Atomique
ANDRA	Agence Nationale pour la gestion des Déchets Radioactifs
APE	Agence des participations de l'État
APEC	Atelier Pour l'Entreposage du Combustible de Superphénix
APM	Atelier pilote de Marcoule (procédé de vitrification)
ASN	Autorité de Sûreté Nucléaire
Assainissement radioactif	Ensemble d'opérations visant à réduire la radioactivité d'une installation ou d'un site, notamment par décontamination ou par évacuation de matériels
Assemblage de combustible	Élément de combustible nucléaire constitué de crayons combustibles maintenus par un squelette métallique
ARENH	Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique (tarif)
ASTRID	Advanced sodium technological reactor for industrial demonstration (programme de 4ème génération)
Becquerel (Bq)	Unité de mesure de l'activité nucléaire (1 Bq = une désintégration du noyau atomique par seconde)
C3P	Coût Comptable Complet de Production
Capex	Dépenses d'investissement en capital (capital expenditure)
CCE	Coût Courant Economique
CEA	Commissariat à l'Energie Atomique et aux énergies alternatives
CEFEN	Comité d'Expertise Financière des Engagements Nucléaires
CNEF	Commission Nationale d'Evaluation du Financement des charges de démantèlement des installations nucléaires de base et de gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs
CRE	Commission de Régulation de l'Energie
Criticité	Niveau atteint lorsque le taux production des

	neutrons par fission est exactement égal au taux de disparition des neutrons par absorptions et fuites à l'extérieur
CSEN	Comité de Suivi des Engagements Nucléaires
CSPE	Contribution au service public de l'électricité
Curie	Ancienne unité de mesure de l'activité nucléaire (1 Curie = 37 GBq)
Déconstruction	Selon EDF, ensemble des opérations menées pour éliminer totalement dans le temps une installation nucléaire (les opérations de mise à l'arrêt définitif y sont rattachées)
Démantèlement	Les étapes qui suivent la mise à l'arrêt définitif (MAD) d'une installation nucléaire jusqu'à son déclassement
DGEC	Direction Générale de l'Energie et du Climat
DGEMP	Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières (ancien nom de la DGEC)
DGPR	Direction Générale de Prévention des Risques
DGRI	Direction Générale de la Recherche et de l'Innovation
DOE	Department Of Energy (États-Unis)
DREAL	Direction Régionale de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement
ECS	Evaluation Complémentaire de Sureté
EDF	Electricité De France
ENEF	European Nuclear Energy Forum
Entreposage	Mise en dépôt, dans une installation dédiée et pour une durée illimitée, d'assemblages de combustible, de déchets, ou de résidus
EPR	European Pressurized Reactor, réacteur de 3ème génération
ETP	Equivalent Temps Plein (sert à mesurer les effectifs de personnel)
FA	Faible Activité (pour les déchets radioactifs)
FARN	Force d'Action Rapide Nucléaire
Fission	Éclatement, généralement sous le choc d'un neutron, d'un noyau lourd en deux noyaux plus petits, accompagnées d'émissions de neutrons, de rayonnements et d'un important

	dégagement de chaleur
GW	Symbole de gigawatt. Unité de puissance. 1 gigawatt = 1 million de kilowatts.
GWh	Symbole de gigawattheure. Unité d'énergie correspondant à 1 million de kilowattheures.
HA	Haute Activité (pour les déchets radioactifs)
IAS	International Accounting Standards
ICEDA	Installation de Conditionnement et d'Entreposage de Déchets Activés (à Bugey)
ICPE	Installations Classées pour la Protection de l'Environnement
IFRS	International Financial Reporting Standards
INB	Installation Nucléaire de Base
IRSN	Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire
ITER	International Thermonuclear Experimental Reactor (programme de recherche sur la fusion nucléaire)
kW (kilowatt)	Symbole du kilowatt correspondant à 1 000 Watts
kWh	Symbole du kilowattheure ; unité de mesure de travail et d'énergie correspondant à 1 000 Wattheures
LFI	Loi de Finances Initiale
LFR	Loi de Finances Rectificative
MA	Moyenne Activité (pour les déchets radioactifs)
MAD	Mise à l'Arrêt Définitif
MEDAF	Modèle d'Evaluation Des Actifs Financiers
MEDDTL	Ministère de l'Ecologie, du Développement Durable, des Transports et du Logement
MESR	Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche
Millisievert (mSv)	Un millième de sievert (la dose moyenne d'exposition annuelle d'origine naturelle en France est de 2,4 mSv/personne)
Mox	Mélange de d'OXydes d'uranium et de plutonium destiné à la fabrication de combustibles nucléaires
MSI	Mise en Service Industrielle
MW	Symbole du mégawatt. Unité de puissance. 1 mégawatt = 1 000 kilowatts.

MWh	Symbole du mégawattheure. Unité d'énergie. 1 MWh = 1000 kWh.
NOME	Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité (loi NOME du 7 décembre 2010)
NRC	Nuclear Regulatory Commission
OCDE	Organisation de Coopération et de Développement Economique
O&M	Coûts d'exploitation et d'investissements liés à l'exploitation et la maintenance des parcs, mais hors combustible et impôts et taxes
OPECST	Office Parlementaire d'Evaluation des Choix Scientifiques et Techniques
Opex	Opération de fonctionnement, d'exploitation (operational expenditure)
Période radioactive	Temps au bout duquel la moitié des atomes, contenus dans un échantillon de substances radioactives, se sont naturellement désintégrés
PIA	Programme d'Investissements d'Avenir
PLF	Projet de Loi de Finances
PNB	Produit National Brut
PNGMDR	Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs
PPI	Programmation Pluriannuelle des Investissements
Pu	Plutonium
Radioactivité	Propriété de certains corps d'émettre des rayonnements et de se transformer en d'autres corps : la radioactivité se caractérise par le rayonnement émis et par le rythme de la transformation
RCD	Reprise et Conditionnement des Déchets
RCN	Responsabilité Civile Nucléaire
REP	Réacteur à Eau pressurisée (ou sous pression)
RHF	Réacteur à Haut Flux
RTE	Réseau de Transport d'Electricité
RPT	Rapport Public Thématique
Sievert (Sv)	Unité de mesure de l'équivalent de dose, c'est-à-dire de la fraction de quantité de l'énergie apportée par un rayonnement

	ionisant, reçue par un kilo de matière vivante
TFA	Très Faible Activité (des déchets radioactifs)
TSN	Loi relative à la Transparence et à la Sécurité en matière Nucléaire (13 juin 2006)
TWh	Symbole de térawattheure. Unité d'énergie correspondant à 1 milliard kWh.
Uapp	Uranium appauvri
UNE	Uranium Naturel Enrichi
UNGG	Uranium Naturel Graphite Gaz (réacteur de deuxième génération)
UP1 et 2	Usines de retraitement à Marcoule
URE	URanium de Retraitement Enrichi
URT	Uranium issu du ReTraitement
VC	Vie Courte (pour les déchets radioactifs)
VL	Vie Longue (pour les déchets radioactifs)
WACC	Weighted Average Cost of Capital – coût moyen du capital